



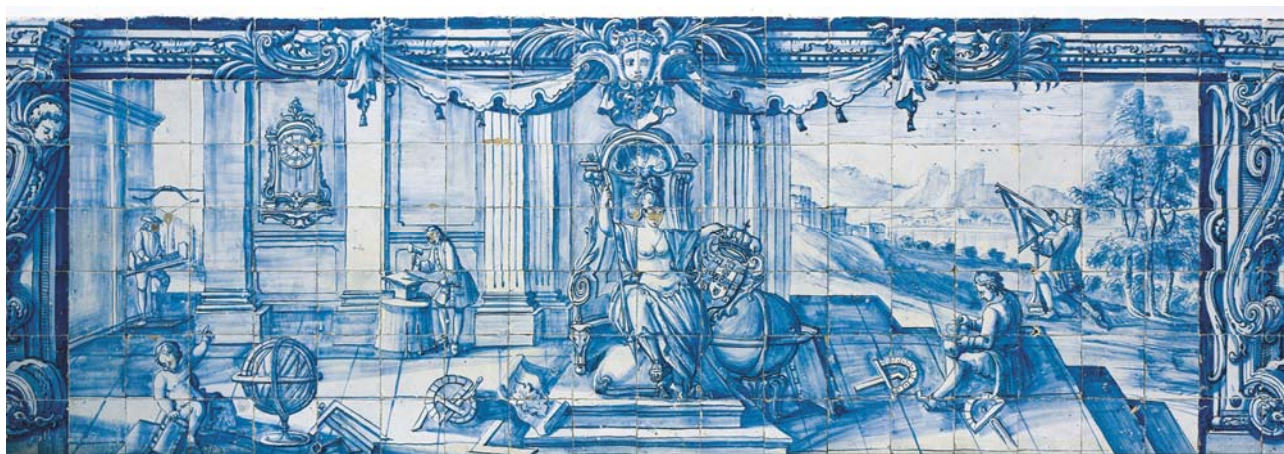
INCERTEZA E RISCO EM COORDENAÇÃO TÉRMICA-EÓLICA POR METODOLOGIA ESTOCÁSTICA

Rui Jorge Ribeiro Laia

Tese apresentada à Universidade de Évora
para obtenção do Grau de Doutor em Engenharia Mecatrónica e Energia
Especialidade: Energia

ORIENTADORES: *Mário Rui Melício da Conceição*
Hugo Miguel Inácio Pousinho
Victor Manuel Fernandes Mendes

ÉVORA, FEVEREIRO DE 2017



**INCERTEZA E RISCO EM COORDENAÇÃO TÉRMICA-EÓLICA
POR METODOLOGIA ESTOCÁSTICA**

Tese realizada em regime de coorientação sob orientação do

Doutor Mário Rui Melício da Conceição

E sob orientação dos

Doutor Hugo Miguel Inácio Pousinho

Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes

Respetivamente, Professor Auxiliar com Agregação

Departamento de Física, Escola de Ciências e Tecnologia

UNIVERSIDADE DE ÉVORA

Investigador IDMEC

Centro de Sistemas Inteligentes, Instituto Superior Técnico

UNIVERSIDADE DE LISBOA

Professor Catedrático Convidado

Departamento de Física, Escola de Ciências e Tecnologia

UNIVERSIDADE DE ÉVORA

Resumo

A tese é uma contribuição no âmbito do problema para a determinação de estratégias de oferta ótimas a submeter em mercado diário de eletricidade, considerando incerteza e risco. A metodologia proposta tem em consideração o carácter estocástico de variáveis envolvidas no problema e constitui um suporte racional à exploração de coordenação eólica-térmica. A metodologia de otimização estocástica de dois estados com recurso é a base para o desenvolvimento proposto para suporte à tomada de decisão de uma empresa produtora de energia elétrica por coordenação térmica-eólica sujeita a eventos aleatórios. Estes eventos são as fontes de incerteza associadas com o mercado de eletricidade e com a disponibilidade de energia eólica, caracterizando a aleatoriedade do problema em estudo. As fontes de incerteza são descritas por um conjunto de cenários eventualmente factíveis ou com potencialidade para qualificar boas decisões. A metodologia proposta conduz a uma exploração mais fidedigna em ambiente competitivo, acedendo com níveis superiores de racionalidade a estratégias de licitação para o mercado, tendo em consideração a ponderação de risco na tomada de decisão. Ainda, a metodologia tem em consideração a computação de aspetos relevantes, como a emissão antropogénica e o cumprimento do regulamento do UCTE relativo a segurança no fornecimento. Casos de estudos são apresentados permitindo concluir sobre o interesse e as vantagens que a metodologia oferece.

Palavras-chave

Programação Estocástica

Programação Linear Inteira Mista

Produtor Eólico

Produtor Térmico

Coordenação Térmico-Eólica

Estratégias de Oferta

Incerteza e Risco

Uncertainty and Risk on Wind-Thermal Coordination by Stochastic Methodology

Abstract

This thesis is a contribution in the context of the problem of the optimal offer strategies determination to submit in electricity markets considering uncertainty and risk. The proposed method takes into account the stochastic character of variables involved in the problem and provides a rational support for the operation of wind-thermal coordination. Stochastic optimization of two-stages with recourse modelling is the basis for the proposed development to support the decision making of a company producing electricity by wind-thermal coordination subject to random events. These events are the sources of uncertainty associated with the electricity market and the availability of wind power characterizing the randomness of the problem under study. The sources of uncertainty are described by a set of possibly achievable scenarios or with potential to qualify good decisions. The proposed method leads to a more accurate operating in a competitive environment by accessing with higher levels of rationality bidding strategies to submit in the market, having a risk weighting consideration in decision making. Further, the methodology takes into account relevant aspects to be computed, such as anthropogenic emissions and compliance with the UCTE regulation on the security of supply. Case studies are presented allowing to conclude on the interest and the advantages offered by the methodology.

Keywords

Stochastic Programming

Mixed Integer Linear Programming

Wind Power Producer

Thermal Power Producer

Wind-Thermal Coordination

Offering Strategies

Uncertainty and Risk

Agradecimentos

Ao Doutor Mário Rui Melício da Conceição, Professor Auxiliar com Agregação, Departamento de Física, Escola de Ciências e Tecnologia, Universidade de Évora, expresso um profundo agradecimento pela disponibilidade, pelo tempo que despendeu na orientação da tese, pelos bons conselhos, pelas linhas de orientação, pela exigência e rigor que impôs e pela capacidade de perceção das dificuldades que surgiram durante os trabalhos de doutoramento.

Ao Doutor Hugo Miguel Inácio Pousinho, Investigador do Centro de Sistemas Inteligentes, IDMEC, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa, expresso um profundo agradecimento pela assistência dada, pela disponibilidade e bons conselhos que sempre deu, pela exigência e rigor que impôs e pela capacidade de perceção das dificuldades que surgiram durante os trabalhos de doutoramento.

Ao Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes, Professor Catedrático Convidado, Departamento de Física, Escola de Ciências e Tecnologia, Universidade de Évora, e Professor Coordenador com Agregação, Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica de Energia e Automação, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, expresso um profundo agradecimento pela assistência dada, pela disponibilidade e bons conselhos que sempre deu, pela exigência e rigor que impôs e pela capacidade de perceção das dificuldades que surgiram durante os trabalhos de doutoramento.

Ao Centro de Sistemas Inteligentes, IDMEC, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa, expresso um profundo agradecimento pelo ambiente de

trabalho que proporcionou e pela disponibilidade financeira prestada para apoio ao longo da realização dos trabalhos de doutoramento.

Aos docentes e colegas do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa expresso um profundo agradecimento pelo incentivo que me deram para prosseguir os meus estudos académicos e que me motivaram bastante para a realização do 3.º Ciclo de estudos de Ensino Superior.

Aos docentes do Departamento de Física, Escola de Ciências e Tecnologia, Universidade de Évora, expresso um profundo agradecimento pelas condições que me foram proporcionadas e pelo incentivo que me deram quer durante a parte académica do meu 3.º Ciclo de estudos de Ensino Superior, quer nos subsequentes trabalhos de doutoramento.

À minha colega da parte académica do 3.º Ciclo de estudos de Ensino Superior Prof. Doutora Mafalda Seixas expresso um profundo agradecimento pelo apoio prestado ao longo da realização dos trabalhos de doutoramento.

À empresa Valorsul expresso um profundo agradecimento pela consideração das condições proporcionadas que tornaram possível concretizar a realização dos trabalhos de doutoramento conjuntamente com uma atividade na empresa.

À minha esposa Margaret, e aos meus pais, Maria do Céu e Joaquim, a quem privei de muitas horas de merecida atenção, expresso um profundo agradecimento pelo apoio e pela força que me deram.

A outros que não mencionei por razões de espaço, visto que, são muitos os que contribuíram direta ou indiretamente para a elaboração deste trabalho de doutoramento, desejo expresso o meu agradecimento.

Índice

Capítulo 1

Introdução	1
1.1 Enquadramento	2
1.2 Mercado Elétrico	9
1.3 Empresas Produtoras	13
1.4 Estado da Arte	15
1.5 Organização do Texto.....	25
1.6 Notação.....	27
Fundamentos Teóricos	28
2.1 Introdução.....	29
2.2 Programação Estocástica	33
2.3 Limitação do Risco.....	41
2.3.1 Valor em Risco	48
2.3.2 Valor em Risco Condicional.....	50
2.4 Programação Linear Inteira Mista	54
Otimização Estocástica para a Exploração de um Sistema Térmico	59
3.1 Introdução.....	60
3.2 Otimização Estocástica de um Sistema Térmico.....	62

3.3	Simulação Sistema Térmico	70
3.3.1	Caso_A: Impacte das Emissões	70
3.3.2	Caso_A: Resultados.....	75
3.3.3	Caso_B: Segurança no Fornecimento de Energia Elétrica.....	80
3.3.4	Caso_B: Resultados.....	85
3.4	Conclusão	89
Otimização Estocástica para a Exploração de um Sistema Eólico		90
4.1	Introdução.....	91
4.2	Otimização Estocástica de um Sistema Eólico.....	94
4.3	Simulação Sistema Eólico	100
4.3.1	Caso_A: Impacte de Incertezas	100
4.3.2	Caso_A: Resultados.....	104
4.3.3	Caso_B: Impacte de CVaR.....	105
4.3.4	Caso_B: Resultados.....	107
4.4	Conclusão	112
Otimização Estocástica para a Exploração de um Sistema Térmico-Eólico		113
5.1	Introdução.....	114
5.2	Otimização Estocástica de um Sistema Térmico-Eólico.....	116
5.3	Simulação de Coordenação	123

5.3.1 Caso_A: Coordenação Térmica-Eólica	123
5.3.2 Caso_A: Análise de Resultados.....	126
5.3.3 Caso_B: Contratos Bilaterais	129
5.3.4 Caso_B: Análise de Resultados.....	131
5.4 Conclusão	135
Conclusão	136
6.1 Caracterização da Tese e Contribuições.....	137
6.2 Publicações.....	140
6.3 Direções de Investigação.....	144
Referências Bibliográficas	145

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Relação entre o HDI e consumo de energia	2
Figura 1.2 – Evolução do consumo de energia elétrica <i>per capita</i>	4
Figura 1.3 – Evolução do consumo de energia elétrica per capita em Portugal	5
Figura 1.4 – Determinação do preço marginal do sistema	11
Figura 2.1 – Árvore de cenários	38
Figura 2.2 – Curva de fronteira eficiente	47
Figura 2.3 – Representação do conceito do <i>VaR</i>	49
Figura 2.4 – Representação do conceito do <i>CVaR</i>	51
Figura 2.5 – Linearização por segmentos do custo de operação de unidades térmicas	56
Figura 3.1 – Conjunto dos cenários do preço da energia	74
Figura 3.2 – Contrato bilateral, potência contratada e preço da energia	75
Figura 3.3 – Ofertas de energia no cenário 5	76
Figura 3.4 – Afetação para EMS = 300 Mg, cenário 5	77
Figura 3.5 – Afetação para EMS = 500 Mg, cenário 5	77
Figura 3.6 – Lucro esperado em função do nível de emissões permitido	78
Figura 3.7 – Curvas de oferta	80

Figura 3.8 – Conjunto dos cenários do preço da energia elétrica	84
Figura 3.9 – Contrato bilateral, potência contratada e preço da energia elétrica	85
Figura 3.10 – Afetação para EMS = 200 Mg, cenário 4	86
Figura 3.11 – Afetação para EMS = 300 Mg, cenário 4	86
Figura 3.12 – Energia oferecida para EMS = 300 Mg	87
Figura 3.13 – Preços para EMS = 300 Mg	87
Figura 4.1 – Preços energia elétrica, novembro de 2013	101
Figura 4.2 – Preços energia elétrica, junho de 2014	101
Figura 4.3 – Cenários energia produzida, novembro de 2013	102
Figura 4.4 – Cenários energia produzida, junho de 2014	102
Figura 4.5 – Fatores de penalização dos preços em 2013	103
Figura 4.6 – Fatores de penalização dos preços em 2014	103
Figura 4.7 – Energia transacionada no mercado diário	104
Figura 4.8 – Lucro horário esperado	104
Figura 4.9 – Desvio do lucro esperado	105
Figura 4.10 – Preços energia elétrica, junho de 2014	106
Figura 4.11 – Cenários energia produzida, junho de 2014	106
Figura 4.12 – Fatores de penalização dos preços	107
Figura 4.13 – Lucro esperado em função do fator de ponderação	108

Figura 4.14 – Energia elétrica oferecida em função do fator de ponderação	109
Figura 4.15 – Desequilíbrio em função do fator de ponderação	109
Figura 4.16 – Desvio do lucro esperado	110
Figura 4.17 – Energia transacionada	111
Figura 5.1 – Preços energia elétrica, novembro de 2013	125
Figura 5.2 – Cenários energia produzida, junho de 2014	125
Figura 5.3 – Fatores de penalização dos preços em 2014	126
Figura 5.4 – Ofertas não coordenadas	127
Figura 5.5 – Ofertas coordenadas e não coordenadas	128
Figura 5.6 – Cenários dos contratos bilaterais	130
Figura 5.7 – Unidades térmicas, energia oferecida e afetada	132
Figura 5.8 – Unidades térmicas, energia afetada	133
Figura 5.9 – Parcelas da energia oferecida no mercado diário	134

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 – Limites técnicos das unidades térmicas.....	71
Tabela 3.2 – Coeficientes da linearização das funções de custo de produção	72
Tabela 3.3 – Coeficientes da linearização das emissões antropogénicas para a atmosfera	73
Tabela 3.4 – Coeficientes da linearização dos custos de arranque em (€/h).....	74
Tabela 3.5 – Limites técnicos das unidades térmicas.....	81
Tabela 3.6 – Coeficientes da linearização das funções de custo de produção	82
Tabela 3.7 – Coeficientes da linearização das emissões antropogénicas para a atmosfera	83
Tabela 3.8 – Coeficientes da linearização dos custos de arranque em (€/h).....	83
Tabela 4.1 – Resultados esperados em função de α	108
Tabela 5.1 – Limites técnicos das unidades térmicas.....	123
Tabela 5.2 – Coeficientes da linearização das funções de custo de produção ...	124
Tabela 5.3 – Coeficientes da linearização dos custos de arranque em (€/h).....	124
Tabela 5.4 – Lucros com e sem coordenação térmico-eólica.....	126
Tabela 5.5 – Variação da potência eólica.....	128
Tabela 5.6 – Variação da potência térmica	129

Tabela 5.7 – Energia contratada por cenário de energia contratada..... 130

Tabela 5.8 – Lucro esperado em função do cenário da energia contratada..... 131

Lista de Siglas

AU	Afetação de Unidades
CVaR	<i>Conditional Value-at-Risk</i>
EDF	<i>Electricité de France</i>
EDP	Energias de Portugal
fdc	função de distribuição cumulativa
fdp	função de densidade de probabilidade
GEE	Gases com Efeito de Estufa
HDI	<i>Human Development Index</i>
ISO	<i>Independent System Operator</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
OM	Operador do Mercado
PEE	Produtor de Energia Eólica
PIE	Produtor Independente de Energia
PIB	Produto Interno Bruto
PLIM	Programação Linear Inteira Mista

PNLIM	Programação Não Linear Inteira Mista
PRE	Produtores em Regime Especial
RL	Relaxação Lagrangeana
UCTE	<i>Union for the Coordination of the Transmission of Electricity</i>
VaR	<i>Value-at-Risk</i>

Lista de Símbolos

Índices

i	Índice da unidade térmica
l	Índice dos segmentos da linearização do custo de funcionamento das unidades térmicas
m	Índice do contrato bilateral
t	Índice da hora
ω	Índice do cenário
r	Índice das horas fora de serviço das unidades térmicas

Constantes e variáveis

I	Número unidades térmicas
L	Número de segmentos da linearização do custo de funcionamento das unidades térmicas
LS	Número de segmentos da linearização da linearização da função de reserva de potência

M	Número contratos bilaterais
T	Número de horas
Ω	Número de cenários
π	Probabilidade de ocorrência do cenário ω
$p_{\omega it}$	Potência gerada pela unidade térmica i no cenário ω na hora t
p_i^{\min}	Potência mínima da unidade térmica i
p_i^{\max}	Potência máxima da unidade térmica i
λ_{mt}^{bc}	Preço energia contrato bilateral m na hora t
$\lambda_{\omega t}^b$	Preço energia mercado diário no cenário ω na hora t
p_{mt}^{bc}	Potência contrato bilateral m na hora t
$p_{\omega t}^b$	Potência mercado diário no cenário ω na hora t
$F_{\omega it}$	Custo operação da unidade térmica i no cenário ω na hora t
A_i	Custo operação da unidade térmica i a operar com potência mínima
C_i	Custo paragem da unidade térmica i
$d_{\omega it}$	Custo combustível da unidade térmica i no cenário ω na hora t

β	Número de horas fora de serviço das unidades térmicas
$b_{\omega i t}$	Custo arranque da unidade térmica i no cenário ω na hora t
$u_{\omega i t}$	Estado (ligado/desligado) da unidade térmica i no cenário ω na hora t
$y_{\omega i t}$	Arranque da unidade térmica i no cenário ω na hora t
$z_{\omega i t}$	Paragem da unidade térmica i no cenário ω na hora t
F_i^l	Declive do segmento l da linearização do custo de funcionamento da unidade térmica i
$\delta_{\omega i t}^l$	Potência no segmento l da linearização do custo de funcionamento da unidade térmica i no cenário ω na hora t
T_i^l	Limite superior da potência no segmento l da linearização do custo de funcionamento da unidade térmica i
$t_{\omega i t}^l$	Segmento resultante da linearização do custo de funcionamento onde se enquadra a potência gerada pela unidade térmica i no cenário ω na hora t
RD_i	Limite superior da taxa de decréscimo da potência gerada pela unidade térmica i
RU_i	Limite superior da taxa de aumento da potência gerada pela unidade térmica i

SD_i	Limite superior da potência gerada pela unidade térmica i antes da paragem
SU_i	Limite superior da potência gerada pela unidade térmica i no arranque
UT_i	Tempo mínimo de funcionamento da unidade térmica i
DT_i	Tempo mínimo de paragem da unidade térmica i
N_i	Tempo funcionamento da unidade térmica i
J_i	Tempo de paragem da unidade térmica i
$SR_{\omega t}$	Reserva de potência recomendada no cenário ω na hora t
S_a^{ls}	Limite superior da reserva de potência no segmento ls da linearização da função de reserva de potência.
S_b^{ls}	Declive do s segmento ls da linearização da função de reserva de potência
$tsr_{\omega t}^{ls}$	Segmento resultante da reserva de potência onde se enquadra a reserva de potência no cenário ω na hora t
$\alpha_{\omega t}^{ls}$	Reserva de potência no segmento ls da linearização da função de reserva de potência no cenário ω na hora t
$E_{\omega it}$	Emissões de CO ₂ da unidade térmica i no cenário ω na hora t

EMS	Limite das emissões de CO ₂
Fe_i^r	Segmento r da linearização das emissões antropogénicas da unidade térmica i
$\delta e_{\omega i t}^r$	Emissões antropogénicas no segmento r da linearização das emissões antropogénicas da unidade térmica i no cenário ω na hora t
V_{ss}	Valor da solução estocástica
Z_{sp}	Lucro esperado do problema estocástico
Z_{dp}	Lucro obtido pela resolução determinística do problema
P_t^D	Potência oferecida no mercado diário na hora t
P_t	Potência oferecida no mercado diário na hora t
Δ_t	Desvio no mercado diário na hora t
$\Delta_{t\omega}$	Desvio no mercado diário no cenário ω na hora t
$\Delta_{t\omega}^+$	Desvio positivo no mercado diário no cenário ω na hora t
$\Delta_{t\omega}^-$	Desvio negativo no mercado diário no cenário ω na hora t
λ_t^D	Preço a que a energia é transacionada no mercado diário

λ_t^+	Preço a que a energia é transacionada para desequilíbrio positivo do produtor
λ_t^-	Preço a que a energia é transacionada para desequilíbrio negativo do produtor
R_t	Lucro no mercado diário na hora t
I_t	Lucro económico do desvio no mercado diário na hora t
r_t^+	Fator de penalização de desequilíbrio positivo
r_t^-	Fator de penalização de desequilíbrio negativo
P^{\max}	Potência máxima do parque eólico
$CVaR$	Valor em risco condicional (<i>Conditional Value-at-Risk</i>)
δ	Nível de confiança para o resultado mínimo admissível
ς	Resultado mínimo admissível
η_ω	Variável auxiliar
α	Fator de ponderação de risco

CAPÍTULO

1

Introdução

Neste capítulo é apresentado o enquadramento da investigação e o contexto em que operam as empresas produtoras de energia elétrica, 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 na tese.

1.1 Enquadramento

A utilização de energia apresenta uma tendência de crescimento a partir do século XIX que se tem verificado em associação com o aumento do Produto Interno Bruto (PIB) real *per capita* mundial, originando impactes positivos no bem-estar social [Teixeira12]. A utilização de energia tem sido primordial para o desenvolvimento da sociedade. Este desenvolvimento pode ser constatado pelo índice de desenvolvimento humano, *Human Development Index*, (HDI) [Martinez08] que é uma medida estatística que estabelece a relação entre a utilização da energia, o desenvolvimento económico e o desenvolvimento social [Dias06]. O relatório sobre o desenvolvimento humano da Organização das Nações Unidas em 2003, [UN03], que apresenta o HDI para 128 países da utilização de energia *per capita*, é apresentado na Figura 1.1.

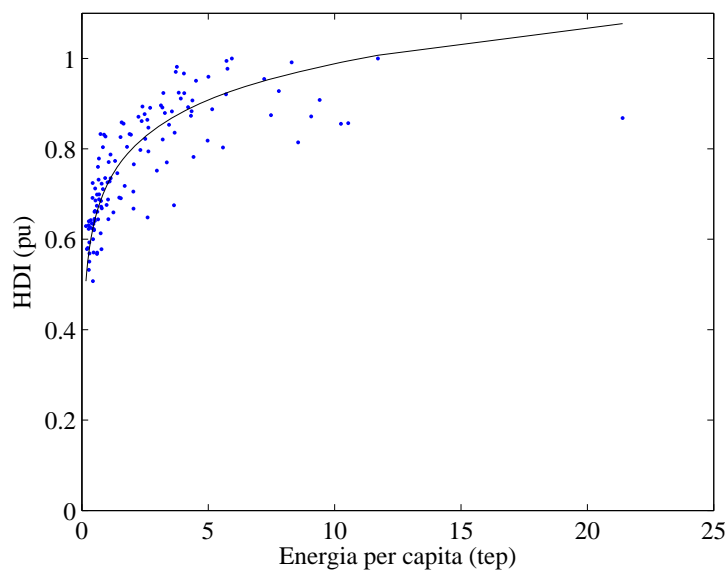


Figura 1.1 – Relação entre o HDI e consumo de energia [UN03].

Na Figura 1.1, a equação da curva obtida pela regressão dos dados disponibilizados em [UN03], $HDI[pu] = 0,1165 \ln(energia[tep]) + 0,7202$, mostra que o HDI é crescente com a maior utilização de energia *per capita*. Também, o

valor HDI serve de base para o critério de denominação de um país como desenvolvido, em desenvolvimento ou subdesenvolvidos. Um HDI baixo advém de uma PIB *per capita* baixo, uma produtividade baixa dos fatores de produção, um atraso nas técnicas de produção e mão-de-obra com qualificações reduzidas. Consequentemente, rendimentos fracos, caracterizando uma situação que não corresponde à de desenvolvimento, i.e., uma evolução económica e estrutural não favorável. O desenvolvimento assenta na combinação de mudanças mentais e sociais de uma população que a tornam apta a fazer crescer cumulativa e duradouramente o PIB. O desenvolvimento levanta, no entanto, preocupações de justiça em relação à sua continuidade no tempo, i.e., desenvolvimento sustentável, que envolve o direito das gerações futuras em desfrutarem, pelo menos, das mesmas condições de qualidade de vida que as anteriores gerações [Teixeira12]. Um desenvolvimento sustentável que satisfaz as necessidades do presente sem comprometer a capacidade de as gerações futuras satisfazerem as suas próprias necessidades é dependente da utilização de energia, particularmente, na forma de energia elétrica, visto que, esta forma utilização também dita de consumo tem significativas vantagens quando comparada com as restantes. Em [Ferguson00] é afirmado que há uma forte correlação entre o consumo de energia elétrica e o PIB *per capita* na generalidade dos países, excluindo os países produtores de petróleo [Ferguson00]. Em [Teixeira12] é constado que o crescimento económico assente nas atividades de consumo e de produção de bens e serviços, promove a criação de postos de trabalho e aumenta os rendimentos, existindo uma correlação positiva entre o consumo de energia e o PIB e desenvolvimento humano. No entanto, apesar do consumo de energia ser determinante para potenciar o crescimento económico e ser um elemento vitalizador para o desenvolvimento sustentável da sociedade, o setor energético é sujeito a desafios, como é o caso da liberalização e desregulamentação introduzida no setor energético da conversão de outras formas de energia para a forma de energia elétrica, originando o paradigma vigente de mercado

[Pousinho12a]. Esta conversão também dita de produção de eletricidade tem sido crescente, visto que, uma alternativa ao consumo de energia elétrica não foi encontrada e não parece que seja viável de ser encontrada. A evolução do consumo de energia elétrica *per capita* para 156 países segundo [WB15] é apresentada na Figura 1.2.

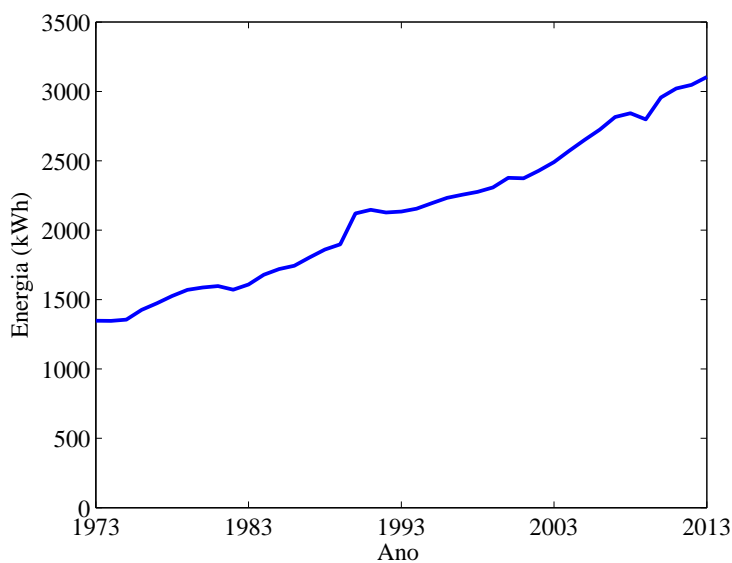


Figura 1.2 – Evolução do consumo de energia elétrica *per capita* [WB15].

A taxa de crescimento da energia elétrica *per capita* para o conjunto de todos os países em 20 anos, entre 1993 e 2013, é de cerca de 45%. A evolução do consumo de energia *per capita* em Portugal [WB15] é apresentada na Figura 1.3.

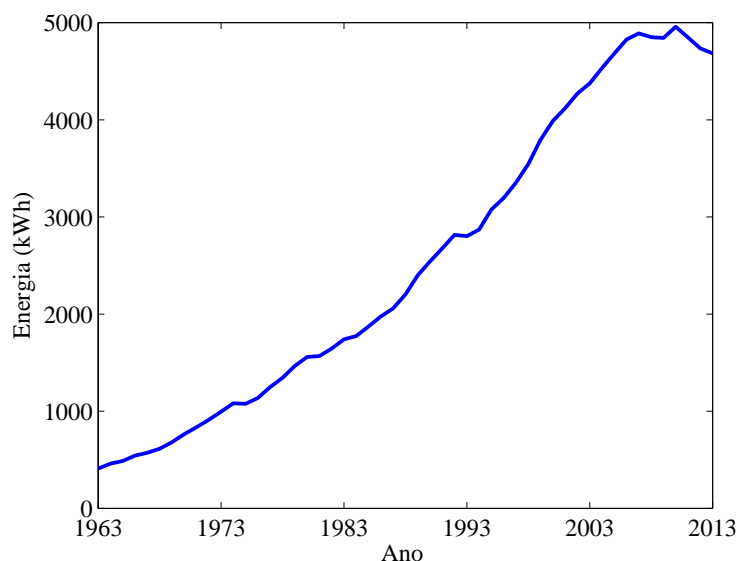


Figura 1.3 – Evolução do consumo de energia elétrica per capita em Portugal [WB15].

O crescimento da energia previsto é de 56% entre 2010 e 2014 [EIA14b]. O crescimento previsto da energia elétrica no período entre 2011 e 2035 é de 2,2% ao ano [IEA13]. O consumo total de energia elétrica entre 1982 e 2012 praticamente triplicou em Portugal e mais que duplicou no conjunto de todos os países [EIA14a].

Dependência dos combustíveis fósseis

Em [IEA13] é esperado que em 2035 as unidades térmicas que utilizam como combustível o carvão garantam 35% da produção total de energia elétrica e as unidades térmicas a gás natural garantam 22% da produção total de energia elétrica, i.e., é esperado que as unidades térmicas que utilizam como combustível o carvão ou o gás natural sejam responsáveis por 57% da produção total de energia elétrica [IEA13]. Pelo que, a satisfação do consumo de energia elétrica continuará dependente dos combustíveis fósseis.

Dependência da energia eólica

A crise energética de 1973, em que é sextuplicado o preço do barril de petróleo e o embargo dos países produtores de petróleo à Dinamarca, Holanda, Portugal, África do Sul e Estados Unidos da América, alterou a economia mundial, conduziu ao ressurgimento das energias renováveis [Toffler82, Melício10]. Desta crise é de destacar, por um lado, a necessidade de assegurar a diversidade e segurança no fornecimento de energia elétrica e, por outro lado, a obrigação de proteger o ambiente, cuja degradação é acentuada pelo uso de combustíveis fósseis. Assim, surgiu a motivação pelo renovado interesse pelas energias renováveis. As energias renováveis desempenham um papel importante, visto que, podem contribuir para a produção de energia elétrica que de outro modo seria produzida usando fontes de energia baseadas em recursos fósseis, fonte de emissões antropogénicas de Gases com Efeito de Estufa (GEE) para a atmosfera [Melício10].

Ao nível da definição das políticas energéticas nacionais, 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 setor 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 [Pousinho12a]. Há uma vontade política a nível global no sentido de aumentar a relevância da produção de energia com origem em fontes de energia renováveis. As medidas propostas por 195 países no âmbito do denominado Acordo de Paris [COP21], para limitar o aumento global da temperatura a 2 °C, dão um especial relevo à utilização das energias renováveis, visto que, 40% das medidas propostas relacionadas com energia estão relacionadas com a incidência das energias renováveis [IEA15]. Em [IEA13] é esperado que em 2035 as energias de fontes de energia renováveis garantam 31% da produção total de energia elétrica. O peso da potência eólica

instalada na União Europeia em 2014 é de 14,1% do total da potência instalada, com 128,8 GW de potência instalada [Ewea15a]. A previsão para 2030 aponta para uma potência eólica instalada de 320 GW, suficiente para satisfazer 24,4% do consumo [Ewea15b].

Ambiente de mercado

O ambiente em que operam as empresas produtoras de energia elétrica (GenCo's – *generation companies*) mudou nos últimos 35 anos, com a denominada liberalização do mercado elétrico [Joskow08]. Com o advento do mercado de eletricidade, o principal objetivo na otimização da geração de energia elétrica passou da minimização do custo para a maximização do lucro [Philpott06].

Trabalho desenvolvido nesta tese

O trabalho desenvolvido tem como objetivo usar metodologias de otimização que permitam o apoio à tomada de decisão das empresas produtoras de energia elétrica, mediante produção térmica e produção eólica. Esta tomada de decisão consiste na determinação de estratégias de oferta ótimas a submeter no mercado de eletricidade considerando a incerteza e o risco. Nesta tese são abordados os seguintes problemas principais:

- P1 Modelação da operação de sistemas de energia elétrica por programação linear inteira-mista;
- P2 Planeamento de curto-prazo em sistemas de energia elétrica recorrendo a uma formulação que considera a modelação estocástica;

- P3 Coordenação de ofertas de fornecimento de energia elétrica com origem em produção térmica e produção eólica;
- P4 Desenvolvimento de modelos que tenham em consideração a incerteza e o risco associados com energia eólica e o mercado.

1.2 Mercado Elétrico

A reestruturação do setor elétrico originou a conversão do que é 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 elétrica por parte dos consumidores. O processo de liberalização é generalizado, abrangendo atualmente 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 setor teve como pressuposto aumentar a competitividade e baixar os preços da energia elétrica. Em ambiente competitivo, o preço da energia elétrica 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 fatores que permitem atingir esses pressupostos. Portanto, é conjecturado que o mercado competitivo fosse apropriado para fornecer energia elétrica aos consumidores com uma fiabilidade adequada e a um menor custo.

O novo paradigma competitivo oferece duas possibilidades de comercializar a energia elétrica, 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 elétrica; e (ii) o mercado *pool*, que é um mercado de eletricidade 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 elétrica.

O mercado *pool* é um espaço onde os participantes do mercado procedem às transações de energia. Este mercado pode ser organizado em três sessões distintas, cada uma com uma atividade de atuação própria:

- Mercado diário: espaço onde as transações de energia ocorrem um dia antes do momento em que ocorre a entrega física da energia transacionada. 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. Conseqüentemente, as previsões de suporte à tomada de decisões têm que ser obtidas com um horizonte de antecedência entre treze a trinta e seis horas;
- Mercado intradiário: espaço complementar ao mercado diário, onde se transaciona energia elétrica para ajustar as quantidades transacionadas 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. Conseqüentemente, a atualização das previsões é realizada dez a trinta horas depois das previsões para suporte das decisões a tomar no mercado diário.
- Mercado de balanço: espaço que tem como objetivo assegurar o fornecimento de energia elétrica 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 elétrica esteja dentro de valores aceitáveis.

O mercado diário estabelece o preço da energia elétrica em cada uma das 24 horas para cada dia. No Mercado Ibérico de Eletricidade (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 oferecida são agrupadas em blocos horários. O operador do mercado procede à informação do preço marginal do sistema 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 determinação do preço marginal do sistema utiliza a interseção entre as curvas da oferta, por ordem crescente de oferta, e da procura, por ordem decrescente da procura. A determinação do preço marginal do sistema é apresentada na Figura 1.4.

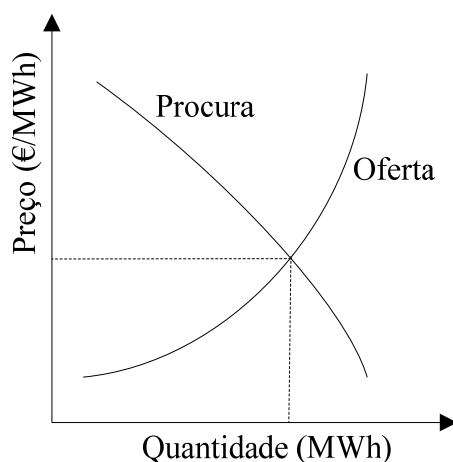


Figura 1.4 – Determinação do preço marginal do sistema.

Na Figura 1.4, 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 interseção 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 injetada por cada unidade física que tenha que entrar em conversão de acordo com os planos de produção.

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 *Independent System Operator* (ISO) envia o Programa Diário Viável Definitivo para o Operador do Mercado (OM) para publicação. Esta sequência de operações no mercado diário encerra às 16 horas. 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.

1.3 Empresas Produtoras

Uma das vertentes do mercado de eletricidade consiste na sua organização em torno do mercado diário, direcionado para as negociações energéticas a curto prazo. Em ambiente competitivo, uma empresa produtora de energia elétrica é definida como sendo uma entidade detentora de recursos energéticos disposta a participar no mercado de eletricidade, tendo como objetivo final maximizar o seu lucro esperado, 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 respetivas empresas sejam classificadas em dois tipos: empresas dominantes no mercado, *price-maker companies* [Baillo04, Flach10], e empresas tomadoras de preços, *price-taker companies* [Conejo02a, Conejo02b, Ladurantaye07]. A diferenciação destes dois tipos de empresas produtoras provém de haver, no mercado de eletricidade, 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 elétrica acima dos níveis concorrenciais durante um período de tempo ou de manter, de forma rentável, a produção de energia elétrica, 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 eletricidade não funciona em concorrência perfeita, mas sim segundo um modelo de mercado oligopolista, i.e., um mercado onde atua

apenas um número reduzido de participantes, havendo pelo menos um dominante [Soleymani06].

O Plano de Compatibilização Regulatória para o setor 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 elétrica no MIBEL, excluindo os Produtores em Regime Especial (PRE) [MIBEL09]. Em [Mendes10] é referido que o final de 2009 em Portugal a Energias de Portugal (EDP) detém 85% da quota de mercado de produção e em Espanha as três maiores empresas produtoras de energia elétrica são a Endesa, a Iberdrola e a Unión Fenosa, que no total detém 70% da quota de mercado de produção.

Nesta tese a formulação elaborada para os Produtores Independentes de Energia (PIE) assume que estes não têm uma posição dominante no mercado, sendo assim considerados como empresas tomadoras de preços, *price-taker companies*.

1.4 Estado da Arte

Afetação de unidades térmicas

Em [Mendes94] é referido que a otimização em sistemas de energia elétrica, nomeadamente o modo de operação eficiente e económico a curto prazo de recursos térmicos e de recursos hídricos, vem constituindo um tema de permanente investigação desde a década de sessenta do século passado, devido à crescente complexidade dos problemas e aos benefícios económicos resultantes do uso da melhor solução possível, i.e., solução ótima.

Em [Laia11] é referido que nos últimos trinta anos tem ocorrido uma crescente complexidade do problema da Afetação de Unidades (AU). A AU corresponde a um problema de minimização do custo de operação das unidades, através da consideração de um número crescente de restrições que refletem a realidade das unidades. Ainda, em [Laia11] é feita referência sobre o desenvolvimento das técnicas de otimização utilizadas para a sua resolução do problema de AU. Finalmente, é evidenciada a inclusão de novas restrições no problema de AU, não diretamente relacionadas com a operação das unidades térmicas, nomeadamente, restrições de ordem técnica, tais como as restrições nas redes de transporte de energia ou de capacidade de abastecimento de combustível, restrições de ordem económica, em que a liberalização dos mercados conduz a uma alteração no objetivo, passando de minimização de custos para a maximização do lucro esperado, e restrições de ordem ambiental, tendo sido introduzidas limitações ou penalizações nas emissões antropogénicas das unidades térmicas.

Em [Keib94], as restrições nas emissões antropogénicas são consequência da nova legislação que é introduzida nos Estados Unidos e em [Catalão06] nos países signatários do Protocolo de Quioto.

Em [DL178/2003] são estabelecidas limitações às emissões para a atmosfera de SO₂ e de NO_x provenientes de grandes instalações de combustão, transpondo para o ordenamento jurídico nacional a Diretiva n.º 2001/80/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de outubro.

Em [Pang81] é afirmado que o problema da AU começou a ser resolvido utilizando listas de prioridades obtidas de forma heurística, sendo que no início dos anos 80 do século XX esta ainda é uma metodologia largamente utilizada.

Em [Sen98], a maioria dos operadores no ano de 1998 ainda usavam processos heurísticos devido à sua simplicidade e facilidade de implementação.

Em [Pang76], a crescente complexidade do problema da AU é já ilustrada em 1976, ao formular um problema que tem em consideração não só o custo de produção, mas também o custo de arranque, dependente do tempo em que a unidade esteve fora de serviço. São também tidas em consideração as limitações associadas à reserva girante, e as restrições resultantes das limitações de pessoal de operação nos arranques e paragens das unidades e os tempos mínimos para arranque e paragem. O autor recorreu à programação dinâmica tendo como ponto de partida uma lista de prioridades, limitando assim a pesquisa de soluções e contornando desta forma a maldição da dimensionalidade. Embora o autor afirme que com este método possa atingir reduções significativas de combustível, não fica garantida a solução ótima, visto que, as soluções estão limitadas pela lista de prioridades inicial.

Em [Wang93] é constatado que a complexidade do problema tem aumentado devido à introdução de mais restrições relacionadas com as unidades, por exemplo, o limite na variação da carga nos geradores. Uma forma de simplificar o problema é modelar a potência gerada como sendo uma função escada. Para a resolução do problema da AU incluindo o limite na variação da carga nos

geradores, [Wang93] utilizou em 1993 uma combinação de dois métodos: redes neurais e a programação dinâmica.

Em [Rudolf99], a incerteza na previsão da carga pode conduzir a uma sobre-afetação de unidades, o que se reflete no aumento do custo, ou, em sentido oposto, numa sub-afetação, tendo como consequência o aumento do risco na operação da rede [Zhai94, Hobbs99] e eventualmente também maiores custos de operação pela necessidade de aquisição de energia no mercado *spot*, a preços elevados [Saksornchai04] ou gerar energia de forma não económica [Hobbs99].

Em [Zhai94], é afirmado que historicamente, o principal critério para determinar o valor da reserva girante é o de que o valor deve ser maior ou igual que a capacidade da maior unidade afetada. A redução de custos motivada pela liberalização dos mercados conduziu à introdução de novos métodos para determinação da reserva girante, tomando também em conta o risco, limitando este a um valor máximo pré-definido [Zhai94].

Em [Saksornchai04], uma redução de custos superiores a 3% é conseguida pela utilização de redes neurais para a previsão de cargas para horizontes temporais horários e diários.

Em [Richter00] é apresentada uma formulação para o problema de AU baseada em aspetos económicos, motivada pela liberalização dos mercados, em que utilizando algoritmos genéticos, procura maximizar o lucro em vez de minimizar os custos.

Em [Cohen83], são apresentadas as técnicas de otimização utilizadas até 1983 agrupadas da seguinte forma:

- Lista de prioridades e métodos heurísticos;
- Programação dinâmica;

- Programação Inteira;
- Relaxação Lagrangeana (RL).

A programação dinâmica é referida como a técnica de otimização mais utilizada. Em [Cohen83], também é proposto um método baseado em técnicas de partição e avaliação *branch-and-bound* para o problema de AU.

Em [Mantawy98] é apresentado um novo ponto de situação sobre as técnicas de otimização utilizadas, agrupando estas em três categorias:

- Técnicas clássicas de otimização, tais como programação dinâmica, programação inteira, relaxação lagrangeana e partição e avaliação;
- Lista de prioridades e métodos heurísticos;
- Técnicas de inteligência artificial, tais como redes neurais, algoritmos genéticos *expert systems* pesquisa tabu e *Simulated Annealing*.

Foi também explorado por diversos autores a combinação de diferentes técnicas de otimização num mesmo algoritmo para a resolução do problema da AU.

Em [Merlin83] é apresentada a combinação da RL com a técnica de partição e avaliação. Esta técnica permite resolver problemas de AU de grande escala e foi implementado na *Electricité de France* (EDF).

Em [Mantawy99] é apresentada a combinação num único algoritmo de algoritmos genéticos, pesquisa tabu e *Simulated Annealing*.

Em [Cheng00] é apresentada a combinação da RL com os algoritmos genéticos.

Em [Mantawy99, Cheng00] é afirmado que a combinação de diferentes técnicas de otimização, quando bem sucedida, permite obter melhores lucros do que os

obtidos isoladamente por cada técnica. Esta combinação permitiu mitigar as desvantagens de cada técnica de otimização para resolver o problema de AU.

As restrições ambientais vêm impor novas abordagens ao problema da AU, passando a ser um problema multiobjetivo.

Em [Keib94] é apresentada a avaliação do impacto das restrições ambientais impostas em 1990 nos EUA, através do *Clean Air Act of 1990* no problema de Despacho. Segundo [Keib94] são propostas várias estratégias de despacho para o problema simultaneamente económico e ambiental, mas nenhuma das estratégias apresentadas refletia os requisitos exatos da legislação. Duas formulações são apresentadas para o despacho económico. A primeira, baseada em RL, satisfaz as restrições ambientais e a segunda tira partido duma reserva de geração de compensação, denominada de *compensating generation provision*, a qual está relacionada com aspetos específicos da legislação. Segundo [Keib94], ambas as soluções apresentadas são simples e utilizam as técnicas de despacho económico convencional apenas com ligeiras alterações.

Em [Sen98] são apresentadas como funções objetivo a minimização do custo total de operação; a minimização das emissões; e a maximização da fiabilidade e segurança. A maximização da fiabilidade e segurança pode também ser considerada como uma restrição. A minimização das emissões pode também ser considerada como uma restrição, mas caso seja considerado um objetivo, então o problema da AU é um problema de otimização multiobjetivo, com funções objetivo conflituosas. É constatado em [Sen98] que os métodos mais eficientes para a resolução do problema da AU multiobjetivo são a programação dinâmica com busca restrita, a RL aumentada e o *Simulated Annealing*.

Em [Palanichamy02] é apresentada a questão da inversão da temperatura. A inversão da temperatura é a subida da temperatura com a altitude, em oposição ao normal, devido à radiação de calor no espaço, durante a noite em condições

climatéricas calmas e límpidas, e pode originar o afundamento de ar mais denso, frio, para os vales e bacias a uma cota inferior [Infopedia11], originando uma corrente descendente de ar. O ar quente na camada superior à diferença do ar frio atua como cobertura, suprimindo o movimento ascendente vertical, aprisionando o ar frio junto à superfície. Conseqüentemente, os poluentes emitidos são mantidos junto à superfície devido à inversão da temperatura, originando uma diminuição da qualidade do ar [NOAA15].

Em [TNT09] é apresentada a notícia da morte de vinte pessoas em Donora, no estado da Pensilvânia nos EUA, em outubro de 1948. Devido à inversão térmica, não houve dispersão dos poluentes das emissões atmosféricas de várias indústrias, que foram continuamente respirados durante vários dias [TNT09].

Em [Palanichamy02] é proposta a integração de fontes de energia renováveis de energia e das novas tecnologias de armazenagem de energia com as centrais que utilizam combustíveis fósseis no problema de AU, atingindo uma concentração controlada de poluentes na vizinhança das fontes poluidoras, com um custo atrativo, não sendo necessário incluir na função objetivo um modelo climático. Os algoritmos do problema de AU selecionados dependem das condições climatéricas.

Em [Catalão05] é apresentado o problema da AU como um problema multiobjetivo com objetivos conflituosos, em que são considerados simultaneamente o custo do combustível resultante da AU e as considerações ambientais devido ao mercado de emissões antropogénicas. É apresentada uma abordagem prática baseada em otimização multiobjetivo, conhecida por soluções de *Pareto-optimal*, representadas graficamente pelas curvas de compromisso entre os critérios de custo do combustível e as emissões antropogénicas que permitem ao decisor optar por uma AU que tem em conta também o comércio de emissões antropogénicas.

Em [Raglend06] é apresentada a formulação do problema da AU como um problema multiobjetivo, que integra simultaneamente a vertente económica e a vertente ambiental, sendo um problema biobjetivo de despacho económico e despacho ambiental convertido numa única função objetivo pela introdução de um fator de penalização do preço.

Coordenação térmico-eólica

Em [Kongnam09] é afirmado que a fim de promover a geração de energia a partir de fontes de energia renováveis, alguns países implementaram várias políticas e mecanismos de apoio para incentivar ou subsidiar a geração de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis. Em [Bitar12] é afirmado que estas medidas resultam enquanto a incidência das energias renováveis for modesta, mas serão inexequíveis à medida que a geração de energia eólica aumentar.

Em [Bathurst02] é afirmado que a conversão da energia eólica em energia elétrica para comercializar no mercado diário acarreta riscos relacionados com a incerteza do recurso eólico, dos preços da energia e das penalizações devidas aos desvios entre a energia oferecida e a energia fornecida. Se estas incertezas não são convenientemente consideradas, serão expectáveis perdas económicas nos resultados devido às penalizações aplicadas aos desvios.

Em [Nikolova13] é afirmado que apesar da crescente incidência mundial das energias renováveis, o fornecimento de energia é ainda fortemente dependente dos combustíveis fósseis. Em [IEA14], mais de 60% da energia elétrica gerada a nível mundial tem origem em combustíveis fósseis.

Em [Doherty05] é proposto um método probabilístico para quantificar as reservas necessárias para fazer face à incerteza da produção eólica, concluindo

que com o aumento da incidência da produção eólica o sistema elétrico deve aumentar a reserva para não decrescer a fiabilidade do sistema.

Em [Ummels07] é apresentado um método de simulação que permite avaliar o impacto da produção eólica na operação de sistema de energia elétrica, sob o ponto de vista do custo, da fiabilidade e do impacto ambiental, demonstrando que a energia eólica reduz o custo total do sistema e as emissões antropogénicas.

Em [Vasquez09] é proposto um método para calcular a reserva girante ótima para fazer face à incerteza da produção eólica e da carga, que tem como objetivo a redução do custo total dum sistema de energia elétrica, em que o custo é a soma do custo de operação do sistema e o custo socioeconómico devido ao deslastre de cargas. O método conduz a menores custos de operação dos sistemas e conclui que o aumento da incidência da produção eólica não obriga necessariamente ao aumento da reserva girante.

Em [Siahkali10] é apresentado um método de AU térmicas baseado num modelo probabilístico da incerteza da produção eólica e da carga. É proposto um modelo em que num primeiro passo o estado das unidades térmicas é determinado de forma determinística, e num segundo passo é utilizada uma metodologia estocástica para incluir as incertezas da carga e da produção eólica.

Em [Liu12] é afirmado que os métodos tradicionais de AU térmicas e despacho económico com a reserva girante determinada de forma determinística são inadequados face à incerteza da produção eólica. É apresentado um método probabilístico com restrições de segurança para minimizar o custo da energia, a necessidade de reserva girante e o eventual deslastre de cargas. O método apresentado é baseado na distribuição probabilística da produção eólica e da carga. A solução é executada recorrendo à Programação Linear Inteira Mista (PLIM). Com a metodologia apresentada é determinado o valor ótimo de reserva girante que minimiza o custo total de operação do sistema.

Em [Papavasiliou13] é feito um estudo comparativo da AU entre uma metodologia estocástica e uma metodologia com restrições de segurança utilizando recursos computacionais de elevado desempenho, tendo como objetivo fazer face à elevada incerteza e variabilidade do fornecimento de energia de fontes de energia renováveis, tendo também em conta as restrições impostas ao trânsito de energia pela rede de transporte de energia. O modelo estocástico de AU minimiza o custo expectável da operação do sistema; o modelo com restrições de segurança minimiza garante que o sistema suporta contingências significativas sem necessidade de deslastrar cargas. O estudo conclui que o modelo com restrições de segurança afeta uma quantidade superior de capacidade e tem um melhor desempenho em termos de deslastre de cargas. O modelo estocástico tem um melhor desempenho em termos de custos expectáveis.

Em [Defourny13] é abordado o aumento do custo da AU térmicas devido à incerteza da produção eólica. É proposto um método para quantificar a produção eólica e as cargas com um determinado quantil da distribuição de uma variável aleatória, a partir de previsões da produção eólica e da carga. A partir dos valores obtidos da produção eólica e da carga é implementada uma solução robusta da AU térmicas, formulada utilizando a programação inteira mista.

Em [Heydari14] é proposto um método destinado a facilitar a entrada no mercado da produção eólica, baseado na oferta coordenada de energia de origem eólica e de centrais a gás. Devido à incerteza da produção eólica e às penalizações devidas aos desvios, comercializar energia eólica no mercado acarreta riscos elevados. O método proposto tem como principal objetivo mitigar a incerteza, diminuindo a necessidade de reservas. O custo de produção de centrais a gás é superior ao de outras centrais térmicas, mas a central a gás tem a vantagem de ter tempos de resposta rápidos que permitem a utilização como reserva disponibilizando rapidamente potência. Esta reserva tem valor económico o que justifica a utilização destas centrais.

Dois cenários são considerados. No primeiro cenário a capacidade das unidades térmicas é denominada de ilimitada, o que no contexto do artigo significa que as unidades térmicas têm capacidade para eliminar um eventual deficit na produção de energia. No segundo cenário a capacidade das unidades térmicas é limitada, o que no contexto do artigo significa que não têm capacidade para eliminar todos os possíveis desvios entre a energia contratada e a produzida, ficando o produtor sujeito a penalizações. Na metodologia apresentada, o máximo benefício da coordenação térmico-eólica é atingido quando a capacidade das unidades térmicas tem um valor tal que cobre as incertezas da produção eólica.

1.5 Organização do Texto

O texto da tese está organizado em seis capítulos. O Capítulo 2 é destinado à apresentação dos fundamentos teóricos utilizados nos capítulos seguintes, em que são elaboradas as formulações e apresentadas as simulações de oferta de energia submetidas pelos PIE no mercado diário. O Capítulo 3 é destinado à otimização estocástica para a exploração de um sistema térmico. O Capítulo 4 é destinado à otimização estocástica para a exploração de um sistema eólico. O Capítulo 5 é destinado à otimização estocástica para a exploração de um sistema térmico-eólico. O Capítulo 6 conclui a tese. Seguidamente é apresentada uma descrição detalhada do conteúdo de cada capítulo.

No Capítulo 2 são apresentadas as técnicas utilizadas nesta tese para o desenvolvimento da formulação que permite aos PIE apresentarem ofertas ótimas de fornecimento de energia elétrica no mercado diário, recorrendo a programação estocástica, a programação linear inteira mista e o valor em risco condicional *Conditional Value-at-Risk (CVaR)*.

No Capítulo 3 é apresentada a formulação para a otimização estocástica para a exploração de um sistema térmico, sujeito à incerteza do preço da energia elétrica no mercado diário. É considerada na formulação a possibilidade de incluir contratos bilaterais para o fornecimento de energia elétrica, tratados de forma determinística. É considerada na formulação a possibilidade de incluir a segurança no fornecimento, através da inclusão de um valor de reserva girante definido pela *Union for the Coordination of the Transmission of Electricity (UCTE)*. Para se poder utilizar a reserva de segurança na formulação baseada em PLIM, a reserva de segurança definida em [UCTE04] é linearizada. É também considerada a inclusão de restrições que impõem limites nas emissões antropogénicas. São apresentados os resultados numéricos e as conclusões obtidas sobre o desempenho da metodologia proposta.

No Capítulo 4 é apresentada a formulação para a otimização estocástica para a exploração de um sistema eólico, sujeito à incerteza da potência eólica, do preço da energia elétrica no mercado diário e dos fatores de penalização de desequilíbrio (*imbalances*). É considerada na formulação a possibilidade de incluir a limitação do risco, através do valor em risco condicional *CVaR*. São apresentados os resultados numéricos e as conclusões obtidas sobre o desempenho da metodologia proposta.

No Capítulo 5 é apresentada a formulação para a otimização estocástica para a exploração de um sistema térmico-eólico, sujeito à incerteza da potência eólica, do preço da energia elétrica no mercado diário e dos fatores de penalização de desequilíbrio. É considerada na formulação a possibilidade de incluir contratos bilaterais para o fornecimento de energia elétrica, tratados de forma determinística. É incluída na formulação a coordenação da produção térmico-eólico, que permite aos PIE submeterem propostas únicas de fornecimento de energia elétrica no mercado diário, de energia com origem nas unidades térmicas e nos parques eólicos. São apresentados os resultados numéricos e as conclusões obtidas sobre o desempenho da metodologia proposta.

No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões e as contribuições desta tese sobre o tema da otimização da exploração de sistemas térmico-eólicos em ambiente de mercado. São indicadas as publicações científicas que resultaram: estas publicações científicas são realizadas no contexto de divulgação e validação do trabalho de investigação realizado. Finalmente são indicadas direções para futuros desenvolvimentos.

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

1.6 Notação

Em cada um dos capítulos desta tese é utilizada a notação mais usual na literatura especializada, harmonizando, sempre que possível, aspetos 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 respetivo, sendo a numeração reiniciada quando se transita para o capítulo seguinte. A identificação de expressões matemáticas é efetuada através de parênteses curvos () e a identificação de referências bibliográficas é efetuada através de parênteses retos [].

Esta tese está escrita em conformidade com o Acordo Ortográfico da Língua Portuguesa de 29 de julho de 2008 [DR35/08].

CAPÍTULO

2

Fundamentos Teóricos

Neste capítulo são apresentados os fundamentos teóricos seguidos sobre a metodologia de otimização estocástica baseada em programação linear inteira mista e usados na formulação do problema em estudo. A incerteza dos preços da energia elétrica, dos fatores de penalização de desequilíbrio no mercado diário e a da potência eólica são consideradas mediante a utilização de árvores de cenários. O risco assumido pelas empresas produtoras de energia elétrica é considerado através da medida de risco CVaR.

2.1 Introdução

Em 1994 é iniciada a reestruturação do setor elétrico português com a criação da REN - Rede Elétrica Nacional, subsidiária da EDP, para a gestão do transporte de energia elétrica. Em 1995 por legislação surgem os primeiros passos para a liberalização com a institucionalização da ERSE, Entidade Reguladora do Setor Elétrico, com funções regulamentares, sancionatórias e administrativas para o setor elétrico. É acentuada a relevância da liberalização do setor elétrico com a transcrição da Diretiva Europeia 96/92/CE, de 19 de dezembro, para a legislação portuguesa. Por fim, em 2001 é assinado o memorando para a criação do MIBEL, Mercado Ibérico de Eletricidade entre Portugal e Espanha, que entra em atividade a 1 de julho de 2007.

A reestruturação do setor elétrico determinou a conversão do setor que é considerado anteriormente como um exemplo de empresa de estrutura vertical, visto que, é assumida como um paradigma de custo global de funcionamento subaditivo, monopólio natural, num setor desverticalizado, com um novo paradigma determinado por um mercado concorrencial. Esta conversão dita de *unbundling* na literatura anglo saxónia permite que o consumidor tenha uma liberdade de escolha para opção de fornecedor de energia elétrica.

A liberalização é um fato que apresenta uma abrangência significativa de nações, gerando mudanças no contexto económico, tem sido adotado um modelo que permite a existência em simultâneo de um mercado centralizado em *pool* com o estabelecimento de contratos bilaterais físicos e/ou financeiros. A validação técnica dos trânsitos de energia, quer de despacho da *pool*, quer de contrato de tipo físico e de serviços auxiliares necessários, é da responsabilidade do Operador de Sistema. As medidas conservadoras do paradigma anterior, monopólio natural, foram postas em causa e tiveram que ser abandonadas ou adaptadas face ao novo paradigma vigente [Pousinho12a].

No novo paradigma, cada participante do mercado de eletricidade tem de tomar as decisões em ambiente de mercado de forma a obter o melhor proveito na participação [Pousinho12a]. Para assegurar o melhor proveito, o participante necessita de sistemas de suporte à decisão. Quer no âmbito da programação matemática que requerem a formalização dos problemas de decisão, i.e., a identificação de funções objetivo, de restrições apropriadas, e de procedimentos de otimização adequados à solução dos problemas. Quer no âmbito dos estudos e aplicação de métodos de previsão para a antecipação de valores, por exemplo, a previsão dos preços da energia elétrica, da potência eólica e dos consumos. Uma empresa produtora de energia elétrica tem de escolher as estratégias de oferta a apresentar no mercado de eletricidade de forma a maximizar o lucro; um consumidor tem de escolher as estratégias de procura de energia elétrica de forma a minimizar o custo de aquisição de energia elétrica. Os participantes do mercado têm de enfrentar novos problemas de modo a garantir a gestão eficiente dos ativos, visto que, novos problemas, por exemplo, a previsão do preço da energia elétrica e a gestão de risco, são fatores relevantes na tomada de decisão [Arroyo00, Wogrin11, Pousinho12a]. Portanto, cada participante do mercado tem de 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, otimizando tanto quanto possível a participação no mercado. Para tal, surge o desafio de encontrar metodologias de otimização para a solução dos problemas que envolvem a gestão de energia elétrica em ambiente determinado pelo novo paradigma. Os sistemas de suporte à decisão, nomeadamente, as aplicações computacionais para previsão dos preços da energia elétrica e da potência eólica, são suportados por metodologias estocásticas [Pousinho12a]. A incerteza é um fator relevante a considerar na tomada de decisão racional, visto que, a ausência da sua consideração pode perturbar expressivamente os proveitos provenientes da participação das empresas produtoras de energia elétrica no mercado.

As decisões de AU tomadas com base em previsões não consideram a abrangência total dos cenários que podem eventualmente ser determinantes para uma boa decisão. Ainda, caso o problema de AU não exija previsão, outra condicionante é a insuficiência de informação. Pelo que, é importante fazer uma avaliação do grau de incerteza existente no processo de decisão, i.e., introduzir uma estimativa do risco envolvido com o intuito de proceder ao controle da variabilidade associada ao lucro esperado.

Para o problema da AU várias técnicas têm sido propostas [Carrion06], como por exemplo, a lista de prioridades e métodos heurísticos, a programação dinâmica, redes neurais e os algoritmos genéticos, sendo que a RL é bastante utilizada devido apresentar uma boa adequação para a resolução de problemas de grande escala com diversificação no que respeita ao parque de recursos. A principal desvantagem é que devido às não convexidades inerentes ao problema de AU, são necessárias heurísticas que permitam encontrar soluções exequíveis, que podem não ser ótimas. A PLIM garante a convergência para uma solução ótima num número finito de iterações [Nemhauser99].

A metodologia de otimização estocástica releva apresentar uma adequação aos problemas, visto que, tem formalmente uma efetiva adequação para acomodar comportamentos fundamentais determinados pelo novo paradigma. Esta adequação para uma descrição formal, lidando com as incertezas envolvidas no mercado de eletricidade, levou a ser escolhida com base para o desenvolvimento da metodologia seguida nesta tese.

A abordagem dos problemas pela metodologia proposta baseada em programação linear inteira mista constitui uma contribuição para o problema da AU de participantes, agentes produtores, do setor elétrico com exploração de coordenação térmica-eólica, auxiliando a enfrentar desafios do novo paradigma,

delineando linhas de investigação para a próxima geração de aplicações computacionais de apoio à decisão dos produtores. Seguidamente, neste capítulo são apresentadas algumas noções fundamentais para a metodologia proposta, incluindo as que respeitam à consideração do risco.

2.2 Programação Estocástica

Um problema de decisão envolvendo incerteza no valor a atribuir aos dados difere metodologicamente dos que não envolvem incerteza, ditos de problemas de programação determinística, que assume que os parâmetros do problema são perfeitamente conhecidos. Os problemas de decisão que envolvem a incerteza nos dados podem ser modelizados com o recurso à programação estocástica.

Na formulação de um problema discreto em programação estocástica, cada parâmetro incerto está associado com uma série de variáveis aleatórias, também dita de vetor aleatório, indexada num conjunto totalmente ordenado, no caso em estudo um horizonte temporal. Esta série descreve a evolução do parâmetro que varia de forma imprevisível ao longo do horizonte temporal. A descrição constitui o que se denomina de um processo aleatório ou estocástico. Uma trajetória, realização ou cenário de um processo estocástico é uma afetação possível para o parâmetro. Por exemplo, a evolução do valor dos preços de mercado da energia elétrica ao longo do dia é um processo estocástico e uma realização do processo estocástico é uma afetação numérica dos preços ao longo do dia. O parâmetro caracterizado por ser aleatório é geralmente descrito por um conjunto associado finito de cenários [Birge97], em notação dado por:

$$\xi_{\omega} \quad \text{para } \omega = 1, \dots, \Omega \quad (2.1)$$

em que ω é o índice do cenário e Ω é o número de cenários considerados. Os cenários para um processo estocástico podem ser representados por um conjunto ξ cujos elementos são as realizações, i.e., $\xi = \{\xi_1, \dots, \xi_{\Omega}\}$. Por exemplo, se ξ caracteriza os preços da energia elétrica para as vinte e quatro horas do dia seguinte, ξ_{ω} é um processo em tempo discreto descrito por um vetor aleatório com vinte e quatro coordenadas, representando uma realização possível para os

preços no dia considerado. Cada realização ξ_ω é associado com um número não negativo ρ_ω que representa a probabilidade de ocorrência da realização dada por:

$$\rho_\omega = P(\omega | \xi = \xi_\omega) \quad \text{sendo} \quad \sum_{\omega=1}^{\Omega} \rho_\omega = 1 \quad (2.2)$$

Pelo que, a programação estocástica é uma metodologia que considera a distribuição probabilística dos parâmetros imprevisíveis intervenientes no modelo. A programação estocástica tem como objetivo encontrar soluções que sejam o mais possível conciliáveis com as realizações consideradas como relevantes, i.e., a programação estocástica tem em consideração o conjunto de realizações ponderados pela probabilidade de ocorrência, que é uma métrica de plausibilidade da ocorrência da respetiva realização. Para modelizar um problema de programação estocástica, cuja incerteza relevante para o problema é representada por uma árvore de cenários, devem ser conhecidas as realizações futuras das variáveis aleatórias envolvidas no problema, ou em alternativa, gerar cenários de forma sistemática [Pousinho12a]. A consideração na escolha dos cenários deve ser realizada em conformidade com a importância que os cenários têm no que respeita à obtenção de uma solução satisfatória [Pousinho12a]. Os métodos de programação estocástica mais utilizados correspondem aos problemas de recurso de dois estados [Al-Awami11, Pousinho12a]. A decisão de primeiro estado é tomada com ausência de aleatoriedade, sendo denominadas na literatura anglo-saxónica de decisão *here and now*. A decisão de segundo estado é tomada após ser conhecida a do primeiro estado, sendo denominadas na literatura anglo-saxónica de decisão *wait and see*. No que respeita 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; e em seguida a decisão de recurso é tomada em função da realização obtida. Um

processo de resolução associado a um programa de recurso de dois estados tem uma caracterização que pode ser descrita pelas etapas [Borrós07] dadas por:

- Etapa 1: primeiro estado não envolvendo incerteza;
- Etapa 2: incerteza é conhecida no início de cada estado;
- Etapa 3: decisões do primeiro estado tomadas antes das realizações futuras;
- Etapa 4: o efeito adverso da decisão de primeiro estado é corrigido.

A Etapa 4 é um processo de compensação para o efeito negativo da decisão do primeiro estado reconhecido à medida que os eventos futuros vão sendo conhecidos. Assumindo um modelo discreto, a função objetivo para um problema de maximização pode ser descrita como em [Birge97], dada por:

$$c^T x + E[Q(x, \omega)] \quad (2.3)$$

sujeito a:

$$b^{\min} \leq Ax \leq b^{\max} \quad (2.4)$$

$$x \geq 0 \quad (2.5)$$

em (2.3) $Q(x, \omega)$ é o valor ótimo do problema de segundo estado obtido pela maximização do problema dado por:

$$q^T y \quad (2.6)$$

sujeito a:

$$h^{\min} \leq Tx + Wy \leq h^{\max} \quad (2.7)$$

$$y \geq 0 \quad (2.8)$$

Na formulação de (2.3) a (2.8), 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 vetor das variáveis de decisão; $c \in \mathfrak{R}^{n_1}$ é o vetor dos coeficientes da função objetivo associado com o vetor das variáveis de decisão; $A \in \mathfrak{R}^{m_1 \times n_1}$ é a matriz dos coeficientes técnicos; b^{\min} e $b^{\max} \in \mathfrak{R}^{m_1}$ são respetivamente os vetores dos limites mínimos e máximos para as restrições. O vetor das variáveis de decisão de segundo estado é indicado por $y \in \mathfrak{R}_+^{n_2}$ e $\omega = (q, T, W, h^{\min}, h^{\max})$ é o vetor aleatório que contém a informação para o problema de segundo estado. É assumido que o vetor aleatório ω possui um número finito de realizações $\omega_1 \dots \omega_\Omega$, com as respetivas probabilidades $\rho_1 \dots \rho_\Omega$. O valor esperado é dado por:

$$E[Q(x, \omega)] = \sum_{\omega=1}^{\Omega} \rho_\omega q_\omega^T y_\omega \quad (2.9)$$

Então, o problema pode ser formulado como um problema de maximização da função objetivo linear dada por:

$$c^T x + \sum_{\omega=1}^{\Omega} \rho_\omega q_\omega^T y_\omega \quad (2.10)$$

sujeito a:

$$b^{\min} \leq Ax \leq b^{\max} \quad (2.11)$$

$$h_\omega^{\min} \leq T_\omega x + W_\omega y_\omega \leq h_\omega^{\max} \quad (2.12)$$

$$x \geq 0, y_\omega \geq 0 \quad (2.13)$$

No segundo estado, após o conhecimento de ω , são obtidas as decisões correspondentes ao vetor y . De acordo com a função objetivo indicada em (2.10), no primeiro estado é maximizada a soma do termo $c^T x$ com o valor esperado associado com o problema de segundo estado. A decisão obtida no problema de segundo estado reflete o comportamento ótimo no momento em que a incerteza é revelada, melhorando a tomada de decisão, visto que, tem em consideração a incerteza.

A formulação de (2.10) a (2.13) do problema de dois estados para uma decisão escalar de primeiro estado, x_1 , e para escalares associados às variáveis de segundo estado, $[y_1 \dots y_\Omega]$, é o problema de maximização da função objetivo dada por:

$$c_1 x_1 + \rho_1 q_1 y_1 + \rho_2 q_2 y_2 + \dots + \rho_\Omega q_\Omega y_\Omega \quad (2.14)$$

sujeito a:

$$b_1^{\min} \leq A_1 x_1 \leq b_1^{\max} \quad (2.15)$$

$$h_1^{\min} \leq T_1 x_1 + W_1 y_1 \leq h_1^{\max} \quad (2.16)$$

$$h_2^{\min} \leq T_2 x_1 + W_2 y_2 \leq h_2^{\max} \quad (2.17)$$

⋮

$$h_\Omega^{\min} \leq T_\Omega x_1 + W_\Omega y_\Omega \leq h_\Omega^{\max} \quad (2.18)$$

Uma forma de representar a incerteza consiste em utilizar uma representação por árvore de cenários, introduzindo ramos para cada possibilidade de realização da variável aleatória. Os nós da árvore de cenários são associados com as variáveis de decisão discretas em cada período de tempo. Nos modelos de programação estocástica, as decisões correspondem aos nós e 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 estádios ou períodos, constituindo o conjunto de períodos o horizonte temporal. 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 são apresentados na Figura 2.1.

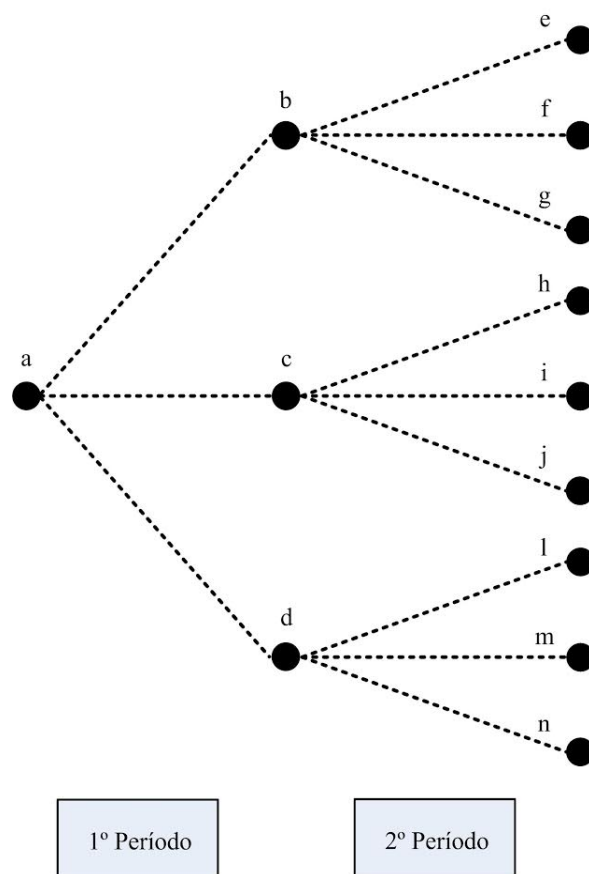


Figura 2.1 – Árvore de cenários.

Uma árvore admite uma descrição em formulação matricial, por exemplo, a árvore de cenários da Figura 2.1, pode ser descrita pela matriz dada por:

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

As linhas da matriz são descritas pelos seguintes vetores:

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

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

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

Os vetores ω_1 a ω_9 correspondem aos cenários 1 a 9 definidos pela árvore da Figura 2.1. A formulação de (2.10) a (2.13) é genericamente enunciada como um problema de maximização dado por:

$$q^T y \tag{2.19}$$

sujeito a:

$$h^{\min} \leq Tx + Wy \leq h^{\max} \tag{2.20}$$

$$y \geq 0 \tag{2.21}$$

Nesta tese, as variáveis estocásticas são a potência eólica, o preço da energia no mercado diário e os fatores de penalização de desequilíbrio. Cada ramo da árvore

de cenários corresponde a um conjunto de três variáveis: uma para a potência eólica a cada hora, uma para o preço da energia elétrica a cada hora e uma para fatores de penalização de desequilíbrio [Al-Awami11]. As decisões de primeiro estado, *here and now*, são as ofertas de energia a cada hora e a afetação para as unidades térmicas. As decisões de segundo estado, *wait and see*, são as potências das unidades térmicas, visto que, estas potências dependem dos cenários considerados da potência eólica, dos preços da energia elétrica e dos fatores de penalização de desequilíbrio.

2.3 Limitação do Risco

A exploração de um sistema electroprodutor é um problema complicado devido à incerteza que caracteriza o ambiente competitivo determinado pelo paradigma vigente no setor elétrico [Jabr05]. A exploração é ainda um problema mais complicado quando suplementarmente a fonte de energia primária introduz incerteza no que respeita à disponibilidade de energia. Mas, a incerteza tem de ser considerada e o recurso a uma formulação de natureza estocástica disponibiliza aos participantes do mercado de eletricidade soluções que traduzem uma capacidade de simular computacionalmente as consequências que advêm da exploração sujeita a incerteza. Em ambiente competitivo para empresas que procedem à exploração de recursos eólicos interessa considerar as incertezas associadas com os preços de fecho de mercados de energia elétrica e com a energia que efetivamente é injetada na rede. Estas incertezas são relevantes para os recursos eólicos e têm de ser modelizadas no problema problema de programação estocástica permitindo representar a variabilidade existente, por exemplo, através de uma escolha apropriada para uma árvore de cenários. Para promover a competitividade entre os diversos participantes do mercado e atender a 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 elétrica acarreta, como consequência, a necessidade de desenvolver e utilizar aplicações computacionais que permitam medir a magnitude do risco que uma empresa enfrenta, i.e., o risco derivado das negociações energéticas estabelecidas no mercado de eletricidade. 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 elétrica, embora tendo como objetivo maximizar o lucro

esperado, não podem deixar de considerar um limite máximo para o risco a que estão sujeitas ao participarem no mercado. Assim, devem caracterizar o nível de risco máximo que pretendem enfrentar. Como tal, as decisões têm de ser alicerçadas num compromisso entre o lucro esperado e o risco, i.e., a possibilidade de ocorrência de acontecimentos desfavoráveis. A abordagem ao problema de otimização da exploração de um sistema eletroprodutor, considerando a gestão do risco em ambiente de mercado competitivo, é dividida em três fases segundo [Batlle02]:

- Fase 1, identificação do risco: o objetivo é determinar as fontes de incerteza que afetam o lucro;
- Fase 2, quantificação do risco: o objetivo é mensurar o risco, a fim de comparar as decisões ou alternativas e determinar as mais convenientes;
- Fase 3, decisão: o objetivo é estabelecer um compromisso entre o lucro esperado e o risco, mediante a aceitação de um nível de risco.

Na fase de identificação do risco são determinadas as principais incertezas que afetam o lucro de uma empresa produtora de energia elétrica em ambiente competitivo, por exemplo, a potência eólica e o preço da energia elétrica [Pousinho12a]. Uma vez definidas as incertezas, a próxima fase na gestão do risco consiste na quantificação do mesmo. Para tal, é utilizada uma medida de risco que é definida como uma função com domínio num conjunto de variáveis aleatórias, no caso em estudo descrevendo os ativos, e contradomínio no conjunto dos números reais, correspondendo à variável aleatória nula o valor nulo, i.e., o risco de manter nenhum ativo é nulo.

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*). O CVaR é a medida de risco

utilizada nesta tese pelo fato das propriedades matemáticas o caracterizarem como medida coerente, sendo estas propriedades a invariância à translação, a subaditividade, a homogeneidade positiva e a monotonicidade. Por fim, a decisão que consiste em aceitar um determinado nível de risco, cujo domínio abrange a situação de neutro até à de avesso ao risco. As propriedades para que uma medida de risco seja coerente são seguidamente descritas. Considere Ω um espaço amostral, conjunto cujos elementos, ω , são os resultados singulares possíveis provenientes de um procedimento experimental. Seja Z uma medida de probabilidade sobre Ω 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]:

- Propriedade 1, invariância à translação: para $Z \in \Omega$ e $a \in \mathfrak{R}$, $r(Z + a) = r(Z) - a$; i.e., se um ativo tem retorno garantido a , então ter este ativo corresponde a uma redução do risco pela quantidade certa a ;
- Propriedade 2, subaditiva: para Z_1 e $Z_2 \in \Omega$, $r(Z_1 + Z_2) \leq r(Z_1) + r(Z_2)$, i.e., é o princípio de diversificação, o risco de manter dois ativos nunca é superior à adição os dois riscos dos ativos separadamente, implicando que a diversificação é benéfica;
- Propriedade 3, homogeneidade positiva: para $\lambda \geq 0$ e $Z \in \Omega$, $r(\lambda Z) = \lambda r(Z)$, i.e., o risco é proporcional à grandeza do valor do ativo;
- Propriedade 4, monotonicidade: para todo o Z_1 e $Z_2 \in \Omega$ com $Z_1 \leq Z_2$, $r(Z_1) \geq r(Z_2)$, i.e., se o ativo Z_2 tem sempre valor melhor do que Z_1 , em quase todos os cenários, então o risco de Z_2 é menor do que o risco de Z_1 .

Se a medida de risco $r(Z)$ satisfaz a propriedade subaditiva e a homogeneidade positiva, então é uma função convexa.

Das propriedades mencionadas, a única que o VaR não cumpre é a de subaditividade, significando que o VaR não apresenta sensibilidade à diversificação do portfólio [Krokhmal02]. Em termos de implementação computacional, o VaR não conduz a uma região admissível convexa [Meucci05], implicando que a resolução do problema de otimização pode convergir para ótimos locais.

O $CVaR$ é uma medida de risco que se relevou como uma medida coerente, cumprindo a subaditividade, i.e., $CVaR(Z_1 + Z_2) \leq CVaR(Z_1) + CVaR(Z_2)$ assegura que a diversificação do portfólio favorece a redução do risco. Em termos de implementação computacional, o $CVaR$ não só conduz a uma função convexa favorecendo a obtenção de ótimos globais, mas também pode ser descrito por uma formulação linear [Krokhmal02].

A última fase na gestão do risco corresponde à tomada de decisão, essencial para disponibilizar à empresa um portfólio de soluções que caracterizam o nível de risco que uma empresa está disposta a enfrentar quando em mercado de eletricidade através de um compromisso entre o lucro esperado e o risco. Pelo que, é possível afirmar que o modelo de gestão do risco visa compatibilizar de forma racional o lucro esperado com o inseparável risco.

Tipicamente, o recurso a problema de programação estocástica de dois estados tem como formalismo explícito a maximização do lucro esperado. Pelo que, o problema é abordado assumindo que uma empresa é neutra ao risco, i.e., tem como propósito a apropriação da decisão para obter o melhor lucro esperado, $E[f(x, \omega)]$, ignorando o significado da dispersão dos valores do lucro. O

problema de programação estocástico de dois estados referente a uma empresa produtora de energia elétrica neutra ao risco é dado por:

$$\max E[f(x, \omega)] = c^T x + \sum_{\omega \in \Omega} \rho_{\omega} q_{\omega}^T y_{\omega} \quad (2.22)$$

sujeito a:

$$b^{\min} \leq Ax \leq b^{\max} \quad (2.23)$$

$$h_{\omega}^{\min} \leq T_{\omega} x + W_{\omega} y_{\omega} \leq h_{\omega}^{\max} \quad (2.24)$$

$$x \in X, y_{\omega} \in Y, \forall \omega \in \Omega \quad (2.25)$$

O formalismo de (2.22) a (2.25) é o que corresponde à formulação apresentado na Secção 2.2, i.e., maximização do valor esperado da função $f(x, \omega)$ que descreve o lucro obtido por uma empresa produtora de energia elétrica a curto prazo. Esta formulação não tem em consideração que a empresa fica sujeita a um portfólio de soluções possíveis para diferentes fatores de ponderação de risco.

Para obviar à não consideração do risco no problema de programação estocástico de dois estados referente a uma empresa neutra ao risco é necessário utilizar uma reformulação que pondere uma sensibilidade ao risco. Assim, a decisão tem em conta não só o lucro, mas também o risco associado com os cenários possíveis. Neste caso, a empresa procede de forma a ter uma atitude de tomar decisões segundo uma orientação cujo limite é ser avessa ao risco [Fleten08].

A descrição de uma variável aleatória unicamente pelo 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.

A noção de risco surge como uma medida que determina a possibilidade de obter um vetor 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 (2.22), 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 explicitamente incluídas quer na função objetivo, quer nas restrições do problema.

Face ao problema com que as empresas do setor elétrico se deparam, é adequado fazer uma gestão eficiente dos recursos de forma a maximizar a função objetivo, 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 variável aleatória, que representa o lucro $f(x, \omega)$, $\omega \in \Omega$, um número real que caracteriza o risco associado a esse lucro. A consideração da função de risco $r_\omega[f(x, \omega)]$ leva a que a maximização do lucro seja formulada por um problema biobjetivo cuja resolução pelo método das somas ponderadas reformula a função objetivo do problema indicado de (2.22) a (2.25), que passa a ser escrito por:

$$(1 - \alpha)E_\omega[f(x, \omega)] - \alpha r_\omega[f(x, \omega)] \quad (2.26)$$

sujeito a:

$$x \in X \quad (2.27)$$

em que o parâmetro $\alpha \in [0, 1]$ é um fator 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 objetivo indicada em (2.26) fica sem efeito e como consequência o problema é o correspondente à formulação indicada de (2.22) a (2.25), conhecido como o problema de risco neutro. Com o aumento de α , o lucro esperado fica menos importante em relação ao termo do risco e, conseqüentemente, a empresa tende a ficar avessa ao risco. A solução ótima obtida para o problema de maximização indicada de (2.26) a (2.27) pode ser expressa em função do parâmetro α , parametrizando a fronteira eficiente [Markowitz59]. O caso mais geral é o que considera, como é de esperar, que haja conflito entre as funções de lucro esperado e a que determina a medida de risco. Neste caso, 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 que corresponde a um ponto eficiente só pode ser obtida à custa de um risco mais elevado, e vice-versa. Um exemplo da curva de fronteira eficiente é apresentado na Figura 2.2.

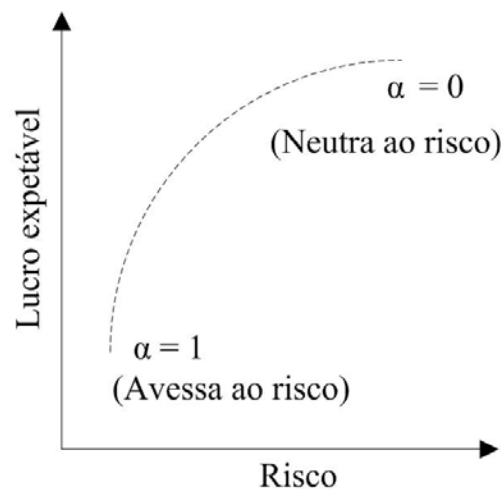


Figura 2.2 – Curva de fronteira eficiente [Pousinho12a].

Na Figura 2.2, pequenos valores de α correspondem a soluções, simultaneamente, com valores maiores para o lucro esperado e para o risco. Caso contrário, valores de α na vizinhança da unidade correspondem a soluções, simultaneamente, com valores menores para o lucro esperado e para o risco. A fronteira eficiente é útil para os agentes de decisão procederem à tomada de decisão tendo em consideração um compromisso entre o lucro esperado e o risco. A curva pode não ser contínua nem necessariamente convexa ou côncava.

Várias medidas de risco são 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 (2.22) a (2.25), utilizando uma formulação linear e corresponde a uma medida coerente [Artzner99, Meucci05, Rockafellar07].

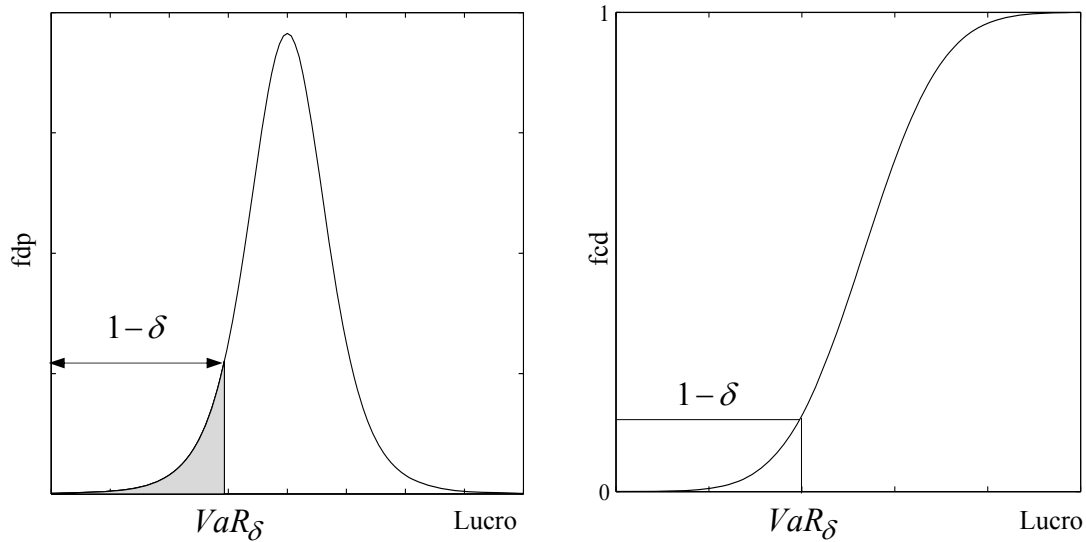
No âmbito desta tese é considerado o problema de programação estocástica e são admitidas duas medidas de risco formuladas através de expressões lineares. Em [Tiedemann07] é dada uma explicação pormenorizada sobre estas medidas.

2.3.1 Valor em Risco

Para um dado nível confiança $\delta \in [0, 1[$, o VaR_δ é definido como sendo [Garces10] o maior valor real de ζ tal que a probabilidade de obter um lucro inferior a ζ é inferior a $(1-\delta)$, i.e., o VaR_δ corresponde ao máximo lucro associado ao cenário que apresenta a menor perda de lucro, para um determinado nível de confiança δ . Matematicamente o VaR_δ é dada por:

$$VaR_\delta(x) = \max\{\zeta : P(\omega | f(x, \omega) < \zeta) \leq 1 - \delta\}, \quad \forall \delta \in (0, 1) \quad (2.28)$$

O conceito VaR_δ admite uma ilustração com base na função densidade de probabilidade (fdp) e na função de distribuição cumulativa (fdc) do lucro como é apresentada na Figura 2.3.



a) Função densidade de probabilidade.

b) Função cumulativa de probabilidade.

Figura 2.3 – Representação do conceito do VaR [Pousinho12a].

Na Figura 2.3 a), a área sombreada na fdp corresponde à probabilidade cumulativa igual $(1-\delta)$. Na Figura 2.3 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 (2.22) a (2.25) pela consideração da função objetivo [Carrion08] a maximizar dada por:

$$(1-\alpha) \left(c^T x + \sum_{\omega \in \Omega} \rho_\omega q_\omega^T y_\omega \right) + \alpha \zeta \quad (2.29)$$

sujeito a:

$$b^{\min} \leq Ax \leq b^{\max} \quad (2.30)$$

$$h_{\omega}^{\min} \leq T_{\omega} x + W_{\omega} y_{\omega} \leq h_{\omega}^{\max} \quad (2.31)$$

$$\sum_{\omega \in \Omega} \rho_{\omega} \theta_{\omega} \leq 1 - \delta \quad (2.32)$$

$$\zeta - (c^T x + q_{\omega}^T y_{\omega}) \leq M \theta_{\omega} \quad (2.33)$$

$$x \in X, y_{\omega} \in Y, \forall \omega \in \Omega \quad (2.34)$$

em que ζ é uma variável cujo valor ótimo é igual ao $VaR_{\delta}(x)$, θ_{ω} é uma variável binária que é igual a 1 se o lucro no cenário ω é menor do que ζ e 0 caso contrário, e M é uma constante suficientemente grande. A desvantagem em utilizar a medida de risco VaR é devido ao facto de 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 tipicamente aparece na distribuição de lucros não é detetada. Ainda, o fato do não ser medida de coerência é desvantajoso comparativamente ao valor em risco condicional abordado de seguida.

2.3.2 Valor em Risco Condicional

Para um dado nível de confiança $\delta \in [0, 1[$, o $CVaR_{\delta}$ é a média dos quantis dos piores cenários, para um nível de confiança δ . Este quantil é também dito de valor em risco para um nível de confiança δ [Garces10]. O $CVaR_{\delta}$ pode ser ilustrado com base nas fdp e fdc associadas a uma variável aleatória contínua que representa um lucro como é apresentado na Figura 2.4.

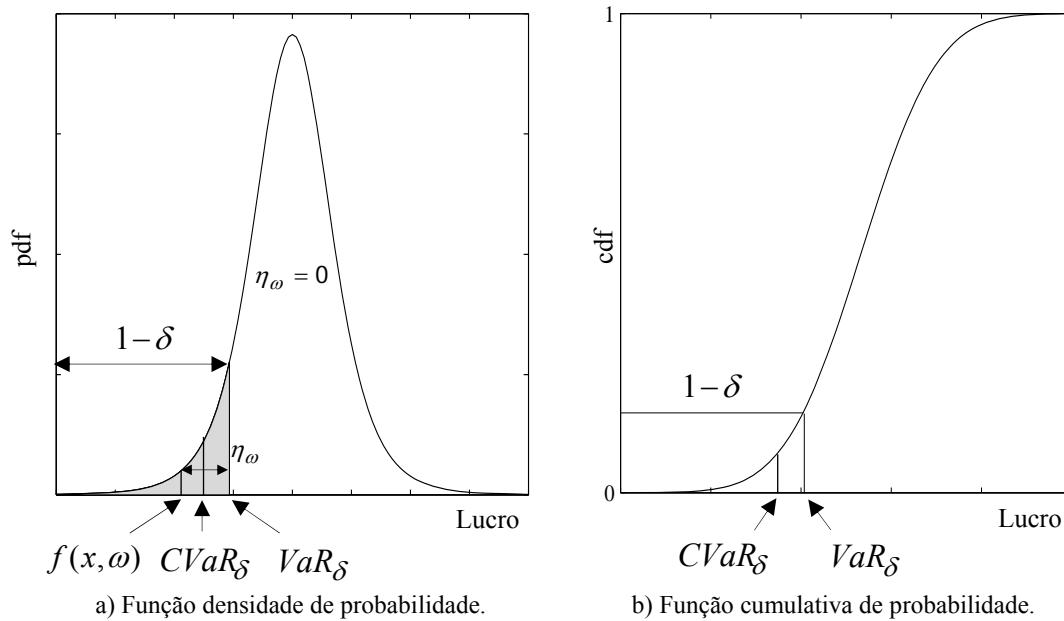


Figura 2.4 – Representação do conceito do $CVaR$ [Pousinho12a].

Na Figura 2.4 a), a região a sombreado na fdp representa a probabilidade cumulativa igual $(1-\delta)$. Na Figura 2.4 b), o $CVaR_\delta(x)$ é igual ao lucro correspondente ao valor da distribuição igual a $(1-\delta)\times 100\%$. A relação do $CVaR_\delta$ com o VaR_δ é direta: enquanto o VaR_δ delimita a perda dos piores cenários, o $CVaR_\delta$ é a média (ou valor esperado) dessa perda. Como consequência para um mesmo nível de confiança, a desigualdade $CVaR_\delta(x) \leq VaR_\delta(x)$ é sempre satisfeita. O $CVaR_\delta(x)$ é matematicamente caracterizada segundo [Rockafellar02, Rockafellar07] como sendo dado por:

$$CVaR_\delta(x) = \max\left\{\zeta - \frac{1}{1-\delta} E\{\max\{\zeta - f(x,\omega), 0\}\}\right\}, \quad \forall \delta \in [0, 1[\quad (2.35)$$

Conforme apresentado em [Topaloglou04], a formulação para o $CVaR$ pode ser reformulada com base na introdução de uma nova variável auxiliar η_ω para o cálculo do $CVaR$ que é, então, dado por:

$$CVaR_{\delta}(x) = \zeta - \frac{1}{1-\delta} \sum_{\omega \in \Omega} \rho_{\omega} \eta_{\omega} \quad (2.36)$$

$$\text{sendo: } \eta_{\omega} = \max\{\zeta - f(x, \omega), 0\} \quad (2.37)$$

Se os cenários de lucro são equiprováveis, o $CVaR_{\delta}(x)$ é o lucro esperado dos $(1-\delta) \times 100\%$ piores cenários. O $CVaR$ pode ser incluído no problema indicado de (2.22) a (2.25), sendo a função objetivo a maximizar [Garcés10] dada por:

$$(1-\alpha) (c^T x + \sum_{\omega \in \Omega} \rho_{\omega} q_{\omega}^T y_{\omega}) + \alpha CVaR_{\delta}(x) \quad (2.38)$$

sujeito a:

$$b^{\min} \leq Ax \leq b^{\max} \quad (2.39)$$

$$h_{\omega}^{\min} \leq T_{\omega} x + W_{\omega} y_{\omega} \leq h_{\omega}^{\max} \quad (2.40)$$

$$CVaR_{\delta}(x) = \zeta - \frac{1}{1-\delta} \sum_{\omega \in \Omega} \rho_{\omega} \eta_{\omega} \quad (2.41)$$

$$\zeta - (c^T x + q_{\omega}^T y_{\omega}) \leq \eta_{\omega} \quad (2.42)$$

$$\eta_{\omega} \geq 0 \quad (2.43)$$

$$x \in X, y_{\omega} \in Y, \forall \omega \in \Omega \quad (2.44)$$

A função objetivo (2.38) é composta por dois termos cuja ponderação é determinada pelo parâmetro α não negativo e não superior à unidade: o primeiro e o segundo termo correspondem respetivamente à ponderação do lucro esperado e do $CVaR$. Em (2.41) o primeiro termo é uma variável que no ótimo tem valor igual ao VaR , e o segundo termo corresponde ao valor médio de η_{ω} , sendo o somatório os lucros esperados dos $(1-\delta) \times 100\%$ piores cenários. As restrições (2.42) e (2.43) impõem condições para o cálculo das variáveis auxiliares do

CVaR. O valor ótimo da variável ζ é computado para encontrar o máximo lucro correspondente ao valor da distribuição acumulada igual a $(1 - \delta)$. A variável *CVaR* não depende da totalidade da fdp de $f(x, \omega)$, mas da parcela associada com os piores cenários derivados da distribuição de lucros.

2.4 Programação Linear Inteira Mista

A Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM) é ainda uma área de investigação emergente, sendo a caracterização do problema de PNLIM importante, visto que, a seleção do algoritmo a utilizar na resolução está dependente das características do problema [Pousinho12a]. A solução final originada pelas aplicações informáticas para um problema de PNLIM nem sempre oferece garantia de que esta seja a solução ótima global. Uma metodologia utilizada como suporte heurístico que pretende obviar ao facto de não existir garantia de convergência para a solução ótima 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 ótimo global. Evidentemente, que é uma metodologia heurística, sendo a racionalidade baseada no facto de que é assumido que a solução inicial obtida pela PLIM é uma aproximação aceitável da solução global com a PNLIM. Embora possa ser facto que a solução inicial é uma boa aproximação da solução ótima global não é assegurado que convirja para a solução ótima 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 computação é mais expedita. Outra metodologia utilizada permite obviar ao facto de não existir garantia de convergência para a solução ótima global na PNLIM, utilizando aproximações lineares por troços cuja aplicação requer que as características não lineares possam ser descritas por troços lineares. Esta metodologia consiste na utilização da PLIM por troços cujo desempenho para a obtenção do ótimo global é garantido. No que concerne aos modelos baseados em programação inteira mista, as aplicações de otimização convergem, inicialmente, com rapidez para uma solução próxima da ótima, consumindo um tempo de computação que eventualmente poderá ser

considerável para atingir a solução ótima. 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 à limitação no número de variáveis de decisão necessário. 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. 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 objetivo e do melhor valor inteiro da função objetivo do nó remanescente. Por exemplo, na aplicação de otimização *CPLEX*, o critério de paragem utilizado para calcular o valor da função objetivo está baseado no parâmetro definido por MIPGap, dado por [Holmström09]:

$$\text{MIPGap} = \frac{|\text{Melhor valor} - \text{Melhor valor inteiro}|}{10^{-10} + |\text{Melhor valor inteiro}|} \quad (2.45)$$

Em (2.45), o melhor valor é o máximo valor corrente da função objetivo e o melhor valor inteiro é o melhor valor da solução inteira incumbente. O processo de otimização inteira mista termina quando for atingido um valor inferior ao estabelecido como critério para o MIPGap. Este valor é alvo de diversos estudos [Fu07, Keskin07] que permitiram concluir pela paragem do procedimento de otimização *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 obtenha um melhor valor da solução, tem como contrapartida o facto do tempo de computação exigido não compensar a melhoria pouco significativa na função objetivo.

O custo de operação de unidades térmicas é tipicamente modelizado recorrendo a funções quadráticas de segunda ordem [Wood96], dadas por:

$$C(p,u) = (a + bp + \frac{1}{2}cp^2)u \quad (2.46)$$

Em (2.46), $C(p,u)$ é o custo horário de operação de uma unidade térmica para uma potência p , e a , b , e c são os coeficientes do custo. A variável binária u toma o valor 1 se a unidade está em operação e 0 se estiver parada. Com o objetivo de satisfazer os requisitos da formulação PLIM, a função quadrática (2.46) é tipicamente aproximada por um conjunto finito de segmentos lineares [Bradley77]. Por exemplo, as funções quadráticas que modelizam o custo de operação das unidades térmicas têm sido descritas por 4 segmentos [Carrion06] como é apresentado na Figura 2.5.

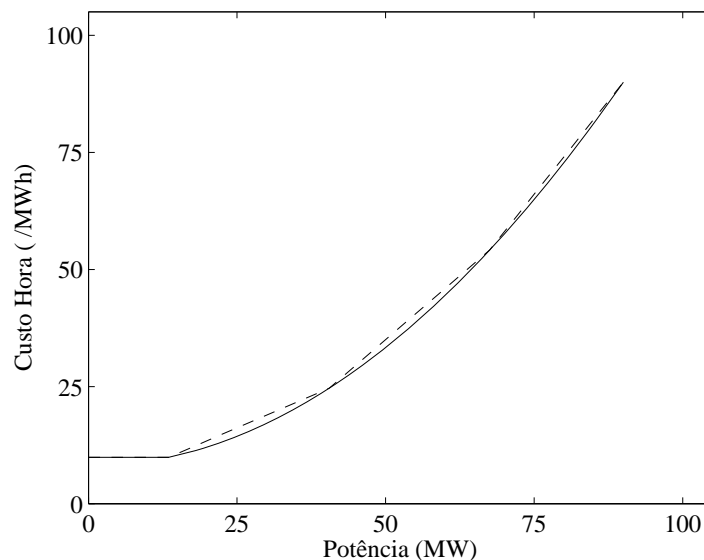


Figura 2.5 – Linearização por segmentos do custo de operação de unidades térmicas.

As funções quadráticas, convexas não-diferenciáveis, também utilizadas para quantificar o custo variável das unidades térmicas têm sido aproximadas por trechos de segmentos lineares [Carrion06]. Igualmente, estas aproximações são

requeridas de forma a ser possível utilizar a PLIM. Em termos práticos, o conjunto de segmentos lineares é indistinguível do modelo não linear se forem usados um número suficiente de segmentos [Carrion06]. Uma linearização possível para o custo (2.46) é dado por [Carrion06]:

$$c(p, u) = (A + \sum_{l=1}^L F^l \delta^l) u \quad (2.47)$$

Em (2.47) L é o número de segmentos na linearização, F^l são os declives dos segmentos l e δ^l é amplitude de potência preenchida no segmento l . A variável binária u toma o valor 1 se a unidade está em operação e 0 se estiver parada. O valor A é o custo de operação à potência mínima, dado por:

$$A = a + bp^{\min} + \frac{1}{2}c(p^{\min})^2 \quad (2.48)$$

A determinação dos segmentos ativos e da potência no segmento de maior índice l ativo é dada por:

$$p = p^{\min} u + \sum_{l=1}^L \delta^l \quad (2.49)$$

$$(T^1 - p^{\min})t^1 \leq \delta^1 \quad (2.50)$$

$$\delta^1 \leq (T^1 - p^{\min})u \quad (2.51)$$

$$(T^l - T^{l-1})t^l \leq \delta^l \quad \forall l = 2, \dots, L-1 \quad (2.52)$$

$$\delta^l \leq (T^l - T^{l-1})t^{l-1} \quad \forall l = 2, \dots, L-1 \quad (2.53)$$

$$0 \leq \delta^L \leq (p_i^{\max} - T^{L-1})t^{L-1} \quad (2.54)$$

Em (2.49), a potência gerada pela unidade térmica é dada pela soma da potência mínima da unidade com a amplitude de potência de cada segmento. Os limites de potência em cada segmento são determinados pela formulação de (2.50) a (2.54). A potência de cada segmento varia entre 0 e o valor máximo do segmento. A variável binária t^l define os segmentos ativos, sendo igual a 1 se a potência exceder o segmento l .

O custo de arranque de uma unidade térmica depende do tempo de paragem, devido à perda de energia para o ambiente que rodeia a unidade. O custo de arranque é tipicamente modelizado recorrendo a funções exponenciais [Wood96], dadas por:

$$K = V(1 - e^{-\tau}) + K^f \quad (2.55)$$

Em (2.55), K é o custo de arranque após uma paragem com a duração τ , K^f é o custo fixo de arranque e V é o máximo custo variável de arranque, que corresponde ao custo após o tempo ter decorrido desde a paragem ser suficiente para a dissipação de toda a energia armazenada. Se o tempo for discretizado em períodos horários, as funções exponenciais que modelizam o custo de arranque das unidades térmicas podem ser linearizadas através de um formalismo discreto [Carrion06]. O custo de arranque (2.55) discretizado é dado por [Nowak00]:

$$b_\tau \geq K^\beta (u_\tau - \sum_{r=1}^{\beta} u_{\tau-r}) \quad (2.56)$$

sujeito a:

$$b_\tau \geq 0 \quad (2.57)$$

Em (2.56), K^β é o custo de arranque após uma paragem com a duração de τ horas. A expressão entre parênteses é 1 se a unidade está em funcionamento na hora τ e esteve parada nas β horas precedentes.

CAPÍTULO

3

Otimização Estocástica para a Exploração de um Sistema Térmico

Neste capítulo é apresentado o problema de otimização estocástica para a exploração de um sistema térmico. A formulação estocástica baseada em programação linear considera a incerteza dos preços da energia elétrica, permitindo à empresa produtora determinar estratégias de oferta mais fidedignas para submeter no mercado diário. São apresentados casos de estudo para avaliar o impacto, no problema de AU térmicas, da inclusão dos contratos bilaterais nas restrições impostas pela limitação das emissões antropogénicas e pela inclusão de uma restrição de reserva girante. Finalmente são apresentadas as conclusões obtidas.

3.1 Introdução

O problema da AU térmicas num sistema de distribuição de energia elétrica envolve a determinação da calendarização dos instantes de arranque e paragem destas unidades de forma a satisfazer a procura prevista num curto horizonte temporal [Kazarlis96]. Originalmente, o objetivo é minimizar o custo de produção total, satisfazendo um grande conjunto de restrições de funcionamento. A otimização da AU térmicas ganhou destaque na última década devido à incerteza imposta por se operar num ambiente de mercado e devido à necessidade de considerar os níveis de emissões antropogénicas a fim de diminuir os impactos ambientais causados pelas unidades térmicas [Li12].

A literatura relativa à AU térmicas tende a abordar o problema sem considerar as emissões antropogénicas [Abido09, Laia13a, Laia13b]. Nesta formulação as emissões antropogénicas são incluídas como uma restrição.

O enquadramento no ambiente de mercado força os fornecedores de energia elétrica a operarem num ambiente competitivo em que se procura obter o máximo lucro, quer através de ofertas de fornecimento de energia no mercado quer através de contratos bilaterais. A afetação ótima das unidades térmicas tem de ter em conta a incerteza dos preços da energia elétrica e requisitos, nomeadamente, as restrições técnicas do funcionamento das unidades térmicas, que inclui os limites de potência mínima e máxima, os tempos mínimos de funcionamento e paragem, as taxas de variação máxima de potência, os custos de arranque e paragem, e as restrições de emissões antropogénicas para a atmosfera de modo a garantir o cumprimento dos limites de emissões.

Os contratos bilaterais oferecem aos produtores de energia elétrica alguma proteção quanto à incerteza dos preços da energia no mercado diário. Pelo que a modelação destes contratos tem de ser incluída na formulação do problema.

Com a liberalização do mercado a incerteza do preço da energia elétrica é considerada relevante. Pelo que, a modelação desta incerteza tem de ser incluída na formulação do problema. Em [Wu07] é apresentado um método que tem em consideração um conjunto de cenários. Ainda na formulação do problema deve ser considerada uma a segurança do fornecimento, por exemplo, em [UCTE04] é considerada uma segurança do fornecimento, pela inclusão de uma restrição que impõe uma reserva girante em conformidade com o Regulamento da *Union for the Coordination of the Transmission of Electricity*. A reserva girante recomendada pela UCTE é calculada por período, i.e., por hora, evitando que durante o horizonte temporal se aja com uma potência superior ao necessário em cada hora de mercado diário. Esta reserva girante favorece a mitigação do custo incorrido. Nesta tese a reserva girante é incluída como uma restrição por linearização sobre a formulação recomendada no Regulamento da UCTE.

3.2 Otimização Estocástica de um Sistema Térmico

O problema da AU de um produtor térmico sujeito à incerteza dos preços da energia elétrica, tem uma função objetivo que reflete o lucro esperado conseguido pela venda de energia elétrica no mercado diário ou pelos contratos bilaterais. A função objetivo a maximizar é dada por:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M \lambda_{mt}^{bc} p_{mt}^{bc} + \sum_{\omega=1}^{\Omega} \rho_{\omega} \left\{ \sum_{t=1}^T \lambda_{\omega t}^b p_{\omega t}^b - \sum_{i=1}^I F_{\omega it} \right\} \quad (3.1)$$

A função objetivo a maximizar (3.1) é composta por três termos: o primeiro termo, $\lambda_{mt}^{bc} p_{mt}^{bc}$, representa o valor da venda de energia elétrica através de contratos bilaterais; o segundo termo, $\lambda_{\omega t}^b p_{\omega t}^b$, representa o valor esperado pelo produtor térmico resultante da venda de energia elétrica no mercado diário; o terceiro termo, $F_{\omega it}$, representa o custo total de operação. O custo total de operação é dado por:

$$F_{\omega it} = A_i u_{\omega it} + C_i z_{\omega it} + d_{\omega it} + b_{\omega it} \quad \forall \omega, \quad \forall i, \quad \forall t \quad (3.2)$$

O custo total de operação (3.2) é composto por quatro termos: o primeiro termo, $A_i u_{\omega it}$, representa o custo de produção fixo associado à unidade i quando em operação à potência mínima; o segundo termo, $C_i z_{\omega it}$, representa o custo de paragem da unidade i ; o terceiro termo, $d_{\omega it}$, representa o custo variável devido ao combustível consumido pela unidade i para satisfazer o mercado ou os contratos bilaterais; o quarto termo, $b_{\omega it}$, representa o custo de arranque da unidade i .

As funções quadráticas, convexas não-diferenciáveis, que são tipicamente utilizadas para quantificar o custo variável das unidades térmicas, são substituídas por aproximações a segmentos lineares de forma a ser possível utilizar a PLIM [Carrion06]. Assim, a função do custo variável, $d_{\omega it}$, composta pelas aproximações baseadas em segmentos lineares, é dada por:

$$d_{\omega it} = \sum_{l=1}^L F_i^l \delta_{\omega it}^l \quad \forall \omega, \quad \forall i, \quad \forall t \quad (3.3)$$

sendo F_i^l os segmentos do declive e $\delta_{\omega it}^l$ a potência do segmento.

O valor do custo de arranque tem uma natureza exponencial, normalmente obtido por uma função exponencial. Para possibilitar a utilização da PLIM, a função do custo de arranque, $b_{\omega it}$, é aproximada por uma formulação linear. Esta formulação linear é dada por:

$$b_{\omega it} \geq K_i^\beta (u_{\omega it} - \sum_{r=1}^{\beta} u_{\omega it-r}) \quad \forall \omega, \quad \forall i, \quad \forall t \quad (3.4)$$

sujeita a:

$$b_{\omega it} \geq 0 \quad \forall \omega, \quad \forall i, \quad \forall t \quad (3.5)$$

Se a unidade i está em serviço à hora t e esteve fora de serviço nas β horas precedentes, a expressão $u_{\omega it} - \sum_{r=1}^{\beta} u_{\omega it-r}$ é igual a 1, ou seja, ocorreu um arranque da unidade e o custo tem de ser considerado.

A variável binária $t_{\omega it}^l$ determina qual o segmento linear resultante da linearização da função quadrática utilizadas para quantificar o custo variável das unidades térmicas que compreende a potência gerada pela unidade térmica. A potência gerada pela unidade i é dada pela soma da potência mínima com o somatório das potências associadas a cada segmento dada por:

$$p_{\omega it} = p_i^{\min} u_{\omega it} + \sum_{l=1}^L \delta_{\omega it}^l \quad \forall \omega, \forall i, \forall t \quad (3.6)$$

sendo $u_{\omega it}$ a variável binária que assegura que a potência gerada é nula se a unidade i estiver fora de serviço.

$$(T_i^1 - p_i^{\min}) t_{\omega it}^1 \leq \delta_{\omega it}^1 \quad \forall \omega, \forall i, \forall t \quad (3.7)$$

$$\delta_{\omega it}^1 \leq (T_i^1 - p_i^{\min}) u_{\omega it} \quad \forall \omega, \forall i, \forall t \quad (3.8)$$

Em (3.7) se a variável binária $t_{\omega it}^l$ for nula, então o segmento de potência $\delta_{\omega it}^1$ pode ser inferior à amplitude de potência máxima do segmento l ; caso contrário e em conjunto com (3.8) se a unidade estiver em serviço, então $\delta_{\omega it}^1$ é igual à amplitude de potência máxima do segmento l .

$$(T_i^l - T_i^{l-1}) t_{\omega it}^l \leq \delta_{\omega it}^l \quad \forall \omega, \forall i, \forall t, \forall l = 2, \dots, L-1 \quad (3.9)$$

$$\delta_{\omega it}^l \leq (T_i^l - T_i^{l-1}) t_{\omega it}^{l-1} \quad \forall \omega, \forall i, \forall t, \forall l = 2, \dots, L-1 \quad (3.10)$$

Em (3.9) que abrange desde o segundo segmento até ao penúltimo, se a variável binária $t_{\omega it}^l$ for nula, então o segmento de potência $\delta_{\omega it}^1$ pode ser inferior à amplitude de potência máxima do segmento l , caso contrário e em conjunto com (3.10) se a unidade estiver em serviço, então $\delta_{\omega it}^1$ é igual à amplitude de

potência máxima do segmento l .

$$0 \leq \delta_{\omega it}^L \leq (p_i^{\max} - T_{\omega it}^{L-1}) t_{\omega it}^{L-1} \quad \forall \omega, \quad \forall i, \quad \forall t \quad (3.11)$$

Em (3.11) é assegurado que a potência está entre zero e a potência máxima do último segmento.

As restrições para limitar a potência gerada por cada unidade i são dadas por:

$$p_i^{\min} u_{\omega it} \leq p_{\omega it} \leq p_{\omega it}^{\max} \quad \forall \omega, \quad \forall i, \quad \forall t \quad (3.12)$$

Em (3.12) são impostos os limites de potência de cada unidade.

$$p_{\omega it}^{\max} \leq p_i^{\max} (u_{\omega it} - z_{\omega it+1}) + SD z_{\omega it+1} \quad \forall \omega, \quad \forall i, \quad \forall t \quad (3.13)$$

$$p_{\omega it}^{\max} \leq p_{\omega it-1}^{\max} + RU u_{\omega it-1} + SU y_{\omega it} \quad \forall \omega, \quad \forall i, \quad \forall t \quad (3.14)$$

Em (3.13) e (3.14) é definido o limite superior $p_{\omega it}^{\max}$ que é a máxima potência disponível da unidade. O $p_{\omega it}^{\max}$ é utilizado nas restrições da potência da unidade na hora t , nos limites das potências de arranque e paragem, e na taxa máxima de subida da potência.

$$p_{\omega it-1} - p_{\omega it} \leq RD u_{\omega it} + SD z_{\omega it} \quad \forall \omega, \quad \forall i, \quad \forall t \quad (3.15)$$

De (3.13) a (3.15) são definidas as relações entre as variáveis de arranque e paragem das unidades, recorrendo a variáveis binárias.

A restrição do tempo mínimo de paragem é imposta por uma formulação linear dada por:

$$\sum_{t=1}^{J_i} u_{\omega i t} = 0 \quad \forall \omega, \quad \forall i \quad (3.16)$$

Em (3.16) é assegurado que a unidade é mantida parada na hora 0 caso o tempo mínimo de paragem não tenha sido atingido.

$$\sum_{t=k}^{k+DT_i-1} (1-u_{\omega i t}) \geq DT_i z_{\omega i t} \quad \forall \omega, \quad \forall i, \quad \forall k = J_i + 1 \dots T - DT_i + 1 \quad (3.17)$$

Em (3.17), o tempo mínimo de paragem é satisfeito para os possíveis conjuntos de horas consecutivas com a dimensão de DT_i .

$$\sum_{t=k}^T (1-u_{\omega i t} - z_{\omega i t}) \geq 0 \quad \forall \omega, \quad \forall i, \quad \forall k = T - DT_i + 2 \dots T \quad (3.18)$$

$$J_i = \min [T, (DT_i - s_{\omega i 0}) (1 - u_{\omega i 0})] \quad (3.19)$$

Em (3.18), o tempo mínimo de paragem é satisfeito para as ultimas $DT_i - 1$ horas.

A restrição do tempo mínimo de funcionamento é imposta por uma formulação linear dada por:

$$\sum_{t=1}^{N_i} (1-u_{\omega i t}) = 0 \quad \forall \omega, \quad \forall i \quad (3.20)$$

Em (3.20) é assegurado que a unidade é mantida em funcionamento na hora 0 caso o tempo mínimo de funcionamento não tenha sido atingido.

$$\sum_{t=k}^{k+UT_i-1} u_{\omega i t} \geq UT_i y_{\omega i t} \quad \forall \omega, \quad \forall i, \quad \forall k = N_i + 1 \dots T - UT_i + 1 \quad (3.21)$$

Em (3.21), o tempo mínimo de funcionamento é satisfeito para os possíveis conjuntos de horas consecutivas com a dimensão de UT_i .

$$\sum_{t=k}^T (u_{\omega i t} - z_{\omega i t}) \geq 0 \quad \forall \omega, \quad \forall i, \quad \forall k = T - UT_i + 2 \dots T \quad (3.22)$$

$$N_i = \min [T, (UT_i - U_{\omega i 0}) u_{\omega i 0}] \quad (3.23)$$

Em (3.22), o tempo mínimo de funcionamento é satisfeito para as últimas $UT_i - 1$ horas.

As relações entre as variáveis binárias que identificam o arranque, a paragem, e zonas proibidas de operação, são dadas por:

$$y_{\omega i t} - z_{\omega i t} = u_{\omega i t} - u_{\omega i t-1} \quad \forall \omega, \quad \forall i, \quad \forall t \quad (3.24)$$

Em (3.24) é assegurada a restrição lógica entre as variáveis binárias que modelam o arranque, a paragem e as zonas proibidas de operação.

$$y_{\omega i t} + z_{\omega i t} \leq 1 \quad \forall \omega, \quad \forall i, \quad \forall t \quad (3.25)$$

Em (3.25) é assegurado que o estado de arranque e paragem da unidade não ocorre em simultâneo.

Em operação as unidades térmicas emitem poluentes gasosos, nomeadamente o SO_2 , NO_2 e o CO_2 . A modelação das emissões antropogénicas depende do poluente. As emissões de SO_2 e CO_2 admitem um formalismo em que são descritas como proporcionais à massa de combustível utilizado [Xie11]. A modelação das emissões de NO_2 é mais complexa, visto que, não é linear e o declive da curva em função da potência não é sempre positivo [Xie11]. Nesta

formulação são consideradas as emissões de CO₂ devido à relevância dos limites de emissões de CO₂ e ao seu mercado de emissões [Nazari10, Prina12]. Nesta tese a função utilizada para quantificar as emissões de CO₂ das unidades térmicas é dada por:

$$E_{\omega it} = Ae_i + \sum_{r=1}^R Fe_i^r \delta e_{\omega it}^r \quad \forall \omega, \quad \forall i, \quad \forall t \quad (3.26)$$

A unidade das emissões de CO₂, $E_{\omega it}$, é expressa em [Mg]. O cumprimento do limite de emissões antropogénicas é dado por:

$$\sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T E_{\omega it} \leq EMS \quad \forall \omega \quad (3.27)$$

O limite de emissões em (3.27) é o limite superior de todas as emissões de CO₂ geradas por todas as unidades térmicas durante o horizonte temporal, podendo ser utilizada para outros poluentes gasosos. A garantia do balanço de potência, i.e., que a potência gerada a cada momento é igual à potência oferecida, é dado por:

$$\sum_{i=1}^I p_{\omega it} = p_{\omega t}^b + \sum_{m=1}^M p_{mt}^{bc} \quad \forall \omega, \quad \forall i, \quad \forall t \quad (3.28)$$

A potência total gerada pelas unidades afetadas à operação (3.28) garante a satisfação da potência contratada nos acordos bilaterais mais a energia transacionada a cada hora no mercado. O produtor térmico tem que adequar as curvas horárias da energia oferecida ao mercado de forma a maximizar o lucro. Cada curva representa o preço da energia em função da energia oferecida. As regras do mercado exigem que estas curvas sejam monótonas não decrescentes, pelo que para cada hora os cenários têm que satisfazer a restrição dada por:

$$(p_{\omega t}^b - p_{\omega' t}^b)(\lambda_{\omega t}^b - \lambda_{\omega' t}^b) \geq 0 \quad \forall \omega, \omega', \quad \forall t \quad (3.29)$$

A segurança do sistema é incluída na formulação através da reserva de controlo secundário definida no Regulamento da UCTE que recomenda um nível de reserva disponível a cada instante para fazer face a eventuais contingências. Esta reserva, necessária para cumprir a recomendação, é dada por:

$$SR_{\omega t} + \sum_{i=1}^I p_{\omega i t} \leq \sum_{i=1}^I p_{\omega i t}^{\max} \quad \forall \omega, \quad \forall t \quad (3.30)$$

Em (3.30) $SR_{\omega t}$ é a reserva recomendada para cada hora após a linearização necessária à PLIM. A modelação da reserva composta pelas aproximações baseadas em segmentos lineares [Laia14a, Laia14b, Laia14c] é dada por:

$$\sum_{ls=1}^{LS} \alpha_{\omega t}^{ls} = \sum_{i=1}^I p_{\omega i t} \quad \forall \omega, \quad \forall t \quad (3.31)$$

$$(S_a^{ls} - S_a^{ls-1}) tsr_{\omega t}^{ls} \leq \alpha_{\omega t}^{ls} \quad \forall \omega, \quad \forall t, \quad \forall ls \quad (3.32)$$

$$\alpha_{\omega t}^{ls} \leq (S_a^{ls} - S_a^{ls-1}) tsr_{\omega t}^{ls-1} \quad \forall \omega, \quad \forall t, \quad \forall ls \quad (3.33)$$

$$SR_{\omega t} = \sum_{ls=1}^{LS} \alpha_{\omega t}^{ls} S_b^{ls} \quad \forall \omega, \quad \forall t, \quad \forall ls \quad (3.34)$$

3.3 Simulação Sistema Térmico

Nesta Secção são apresentados as simulações computacionais obtidas para dois casos de estudo. Os casos de estudo ilustram o desempenho da metodologia estocástica baseada em PLIM proposta para a resolução do problema de otimização da exploração de um sistema térmico, considerando a incerteza do preço da energia elétrica no horizonte temporal a curto prazo, que é considerado como sendo 24 horas com períodos de oferta horários. O código computacional desenvolvido para o sistema térmico em estudo é implementado em *Gams*, sendo utilizada a aplicação computacional *CPLEX* para proceder à otimização.

O objetivo das simulações computacionais é observar o comportamento do produtor térmico relativamente a:

- A Impacte das emissões antropogénicas;
- B Segurança no fornecimento de energia.

3.3.1 Caso_A: Impacte das Emissões

O sistema produtor é constituído por 15 unidades térmicas cujos limites técnicos são indicados na Tabela 3.1

Tabela 3.1 – Limites técnicos das unidades térmicas

Unidade	p_i^{\min}	p_i^{\max}	UT_i	DT_i	SU_i	SD_i	RU_i	RD_i
	MW	MW	h	h	MW	MW	MW/h	MW/h
U01	60	90	4	3	70	65	20	30
U02	45	85	8	3	60	70	35	35
U03	70	125	5	4	100	95	45	40
U04	110	160	8	4	125	140	60	50
U05	125	180	5	3	145	140	65	50
U06	60	125	5	3	90	80	55	55
U07	90	170	6	3	100	100	40	60
U08	90	170	6	3	100	100	40	60
U09	100	190	10	8	150	125	50	60
U10	80	145	9	6	90	105	35	40
U11	145	215	6	4	160	170	45	70
U12	250	400	10	6	280	230	50	45
U13	200	380	10	6	230	250	60	50
U14	220	330	10	6	230	245	70	60
U15	220	330	10	6	230	245	70	60

Neste caso de estudo, a determinação das ofertas ótimas a submeter no mercado diário é feito a partir da metodologia de otimização apresentada na Secção 3.2. Os coeficientes dos três segmentos resultantes da linearização das funções

quadráticas do custo de produção das unidades térmicas são apresentados na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Coeficientes da linearização das funções de custo de produção

Unidade	TC1	TC2	A	C	f1	f2	f3
	MW	MW	€/h	€/h	€/MWh	€/MWh	€/MWh
U01	70	80	2350	115	44,64	40,06	43,28
U02	55	75	2450	100	36,78	34,26	36,78
U03	100	115	2900	170	33,22	34,81	35,61
U04	125	145	3150	215	41,05	40,13	42,01
U05	150	165	3330	125	40,67	38,98	41,33
U06	90	115	3060	120	43,98	39,77	42,12
U07	125	150	2995	155	38,43	32,66	36,55
U08	125	150	2995	155	38,43	32,66	36,55
U09	135	160	3670	235	31,20	32,24	38,09
U10	100	125	3225	120	33,44	31,08	32,26
U11	160	195	3810	110	30,02	34,83	34,83
U12	295	335	4045	135	29,93	30,00	30,97
U13	250	330	4235	160	29,71	28,63	28,12
U14	265	290	4490	135	28,04	29,76	32,25
U15	265	290	4490	135	28,04	29,76	31,25

Os coeficientes dos três segmentos resultantes da linearização das funções das emissões antropogénicas para a atmosfera das unidades térmicas são apresentados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Coeficientes da linearização das emissões antropogénicas para a atmosfera

Unidade	Ae	fe1	fe2	fe3
	kg/h	kg/MWh	kg/MWh	kg/MWh
U01	170,93	3,580	3,90	4,22
U02	165,70	5,023	5,85	6,68
U03	173,18	3,31	3,78	4,26
U04	317,23	4,20	4,60	4,99
U05	571,31	7,27	8,00	8,73
U06	95,40	1,80	2,10	2,40
U07	270,59	4,50	5,30	6,10
U08	270,59	4,50	5,30	6,10
U09	415,12	6,37	7,51	8,65
U10	208,59	3,54	4,06	4,58
U11	1025,34	12,44	13,98	15,52
U12	1600,10	11,70	13,50	15,30
U13	1106,31	10,09	12,25	14,41
U14	1901,74	16,22	18,42	20,62
U15	1901,74	16,22	18,42	20,62

Os coeficientes da linearização dos custos de arranque das unidades térmicas, utilizando 10 patamares, são apresentados na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Coeficientes da linearização dos custos de arranque em (€/h)

Capacidade das unidades (MW)	K_i^1	K_i^2	K_i^3	K_i^4	K_i^5	K_i^6	K_i^7	K_i^8	K_i^9	K_i^{10}
< 125	654	1347	1896	2254	2533	2684	2733	2767	2813	2853
≥ 125 e ≤ 215	1046	2155	3034	3606	4053	4294	4373	4427	4501	4565
> 215	2224	4580	6446	7664	8612	9126	9292	9408	9564	9700

O sistema térmico não tem capacidade de afetar os preços da energia elétrica, visto que, se assume a hipótese de ter uma capacidade de produção diminuta comparativamente às restantes empresas produtoras que atuam no mercado de eletricidade.

O número total cenários é de 30, obtidos a partir de um conjunto 200 cenários iniciais. O conjunto dos cenários do preço da energia é representado na Figura 3.1.

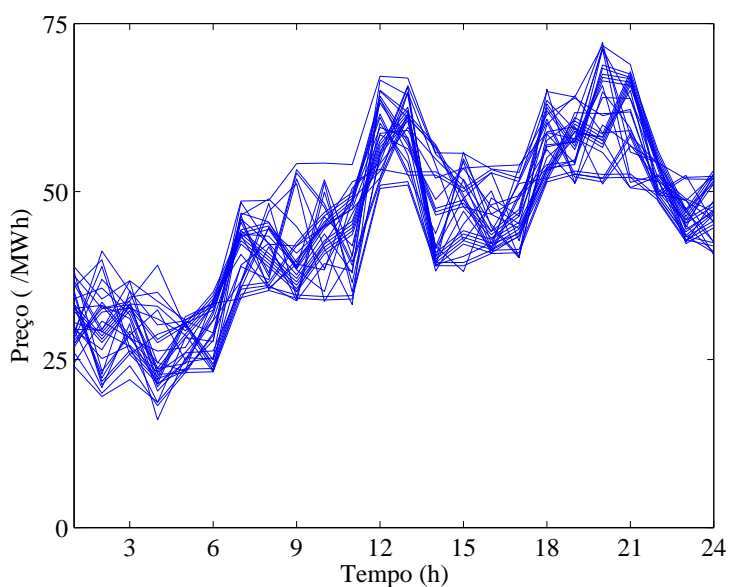


Figura 3.1 – Conjunto dos cenários do preço da energia.

O objetivo da simulação computacional é determinar o comportamento da AU do produtor térmico considerando os contratos bilaterais, a incerteza dos preços e as restrições nas emissões antropogénicas, num horizonte temporal de um dia dividido em 24 intervalos de 1 hora. De referir que não são consideradas as restrições (3.30) a (3.34) referentes à segurança no fornecimento de energia. A formulação proposta contém 217 770 restrições e 195 120 variáveis, sendo 130 320 contínuas e 64 800 binárias. No caso de estudo é considerado um contrato bilateral que prevê o fornecimento de energia durante as 24 horas. A potência contratada e o preço da energia elétrica são apresentados na Figura 3.2.

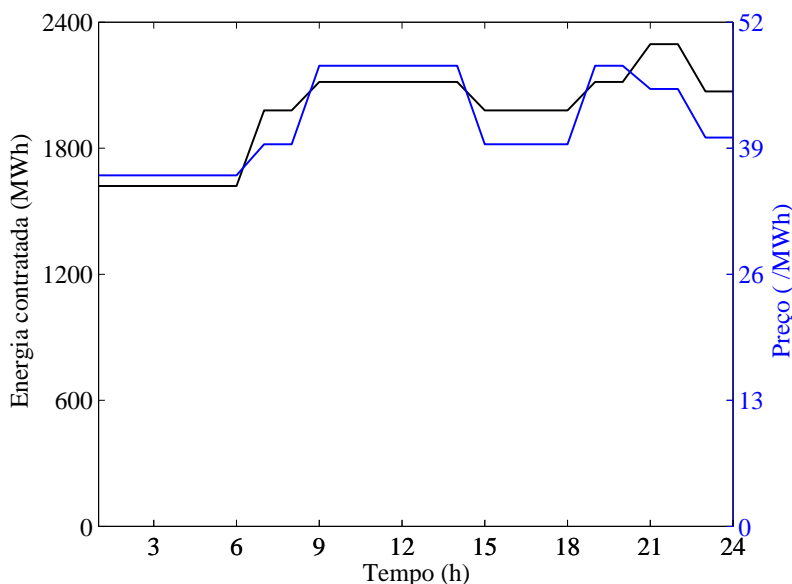


Figura 3.2 – Contrato bilateral, potência contratada e preço da energia.

3.3.2 Caso_A: Resultados

Uma comparação da oferta de energia para diferentes limites de emissões antropogénicas é efetuada para avaliar a influência desta restrição. A afetação ótima para os limites para EMS = 300 Mg e para EMS = 500 Mg, tendo em

conta o cenário 5, é apresentada na Figura 3.3.

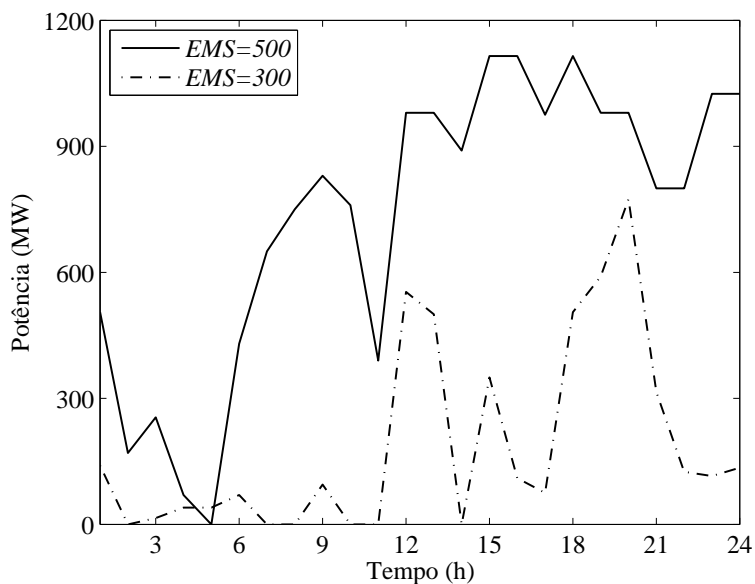


Figura 3.3 – Ofertas de energia no cenário 5.

Na Figura 3.3 é observada uma dependência da oferta de potência relativamente ao nível limite das emissões antropogénicas. A comparação entre as duas curvas mostra que o sistema térmico tende a operar com uma potência mais elevada quando o limite de emissões é maior. O regime de funcionamento é um compromisso entre o resultado económico e o nível de emissões permitido: quando o nível permitido é maior, a produção tende a seguir o preço horário da energia eléctrica, caso contrário a produção tende a estar concentrada nas horas com preços mais elevados devido ao facto do limite das emissões ser global para o horizonte temporal. A AU horária das unidades térmicas para EMS = 300 Mg no cenário 5 é representada na Figura 3.4.

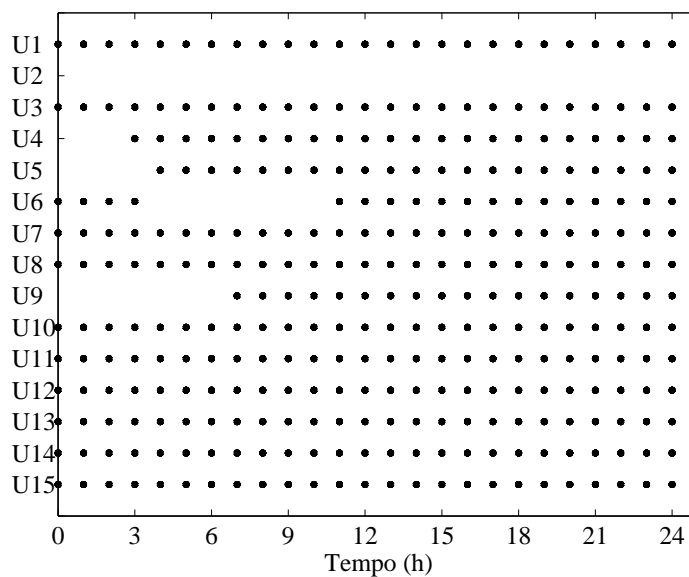


Figura 3.4 – Afetação para EMS = 300 Mg, cenário 5.

A AU horária das unidades térmicas para EMS = 500 Mg no cenário 5 é representada na Figura 3.5.

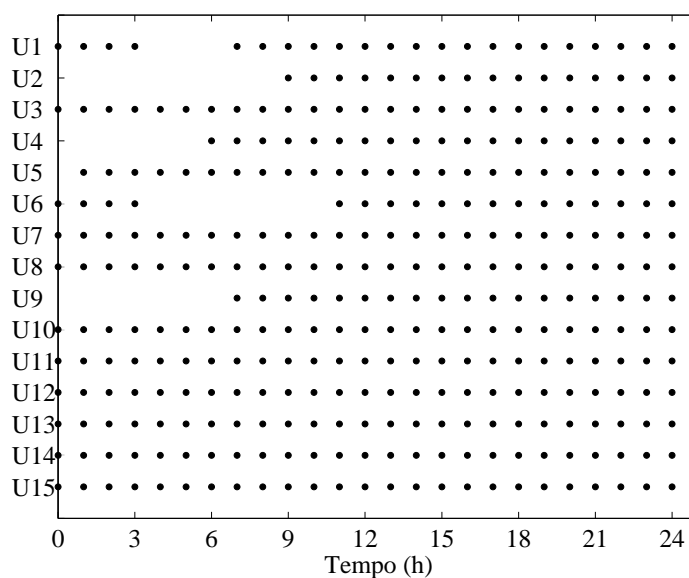


Figura 3.5 – Afetação para EMS = 500 Mg, cenário 5.

Na Figura 3.4 e na Figura 3.5 em que cada ponto indicado a preto representa uma unidade afetada, é mostrado como o problema da AU térmicas baseado na

maximização do lucro é influenciado pelo limite de emissões. A afetação das unidades U2, U4 e U5 são influenciadas pelos diferentes níveis permitidos de emissões. Considerando a unidade U2, esta unidade nunca entra em funcionamento para o nível mais baixo das emissões antropogénicas. Para o nível mais alto das emissões antropogénicas, arranca na hora 9 e fica em funcionamento até ao final do horizonte temporal. Tendo em consideração as características das unidades, a comparação da AU mostra um efeito sistémico, onde U2 pode ser vista como a unidade menos rentável. Como esperado, o número de unidades em funcionamento aumenta com o aumento do nível de emissões permitido. Quando a restrição de emissões deixa de estar ativa devido ao aumento do nível de emissões antropogénicas permitido, a afetação tende a considerar exclusivamente o lucro apresentado na Figura 3.6.

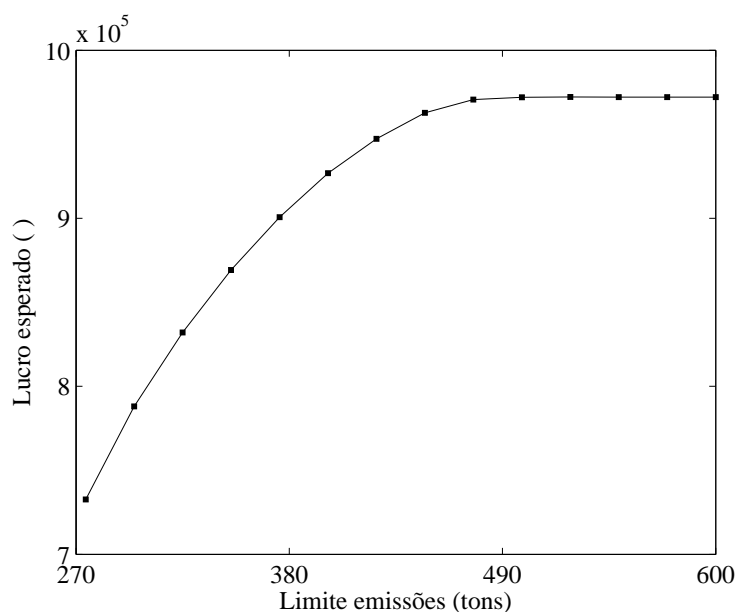


Figura 3.6 – Lucro esperado em função do nível de emissões permitido.

O lucro esperado com EMS = 500 Mg usando a metodologia PLIM estocástica é 12,03% superior ao obtido com EMS = 300 Mg.

A eficiência da abordagem PLIM estocástica em relação à determinística pode ser avaliada utilizando o valor da solução estocástica, V_{ss} , dado por:

$$V_{ss} = Z_{sp} - Z_{dp} \quad (3.35)$$

Em (3.35) Z_{sp} é o lucro esperado do problema estocástico e Z_{dp} é o lucro obtido pela resolução determinística do problema, i.e., retirando do problema a incerteza dos preços [Conejo10]. A restrição (3.29) é eliminada desta comparação, visto que, não faz parte da formulação determinística. Assim, as curvas de oferta que consideram todos os cenários de preço são descartadas. Para EMS = 500 Mg, o valor da solução estocástica V_{ss} é dado por:

$$V_{ss} = 972\,707 - 967\,384 = 5\,323 \text{ €} \quad (3.36)$$

$$V_{ss} = 0,55\% \quad (3.37)$$

O valor de 967 384 € é a média do lucro obtido utilizando a metodologia determinística. A solução obtida pela metodologia PLIM estocástica é superior à metodologia determinística e, como esperado, considera a incerteza dos preços.

As curvas de oferta na hora 1, na hora 6, na hora 11 e na hora 14, a submeter ao mercado diário, com EMS = 300 Mg e EMS = 500 Mg são apresentadas na Figura 3.7.

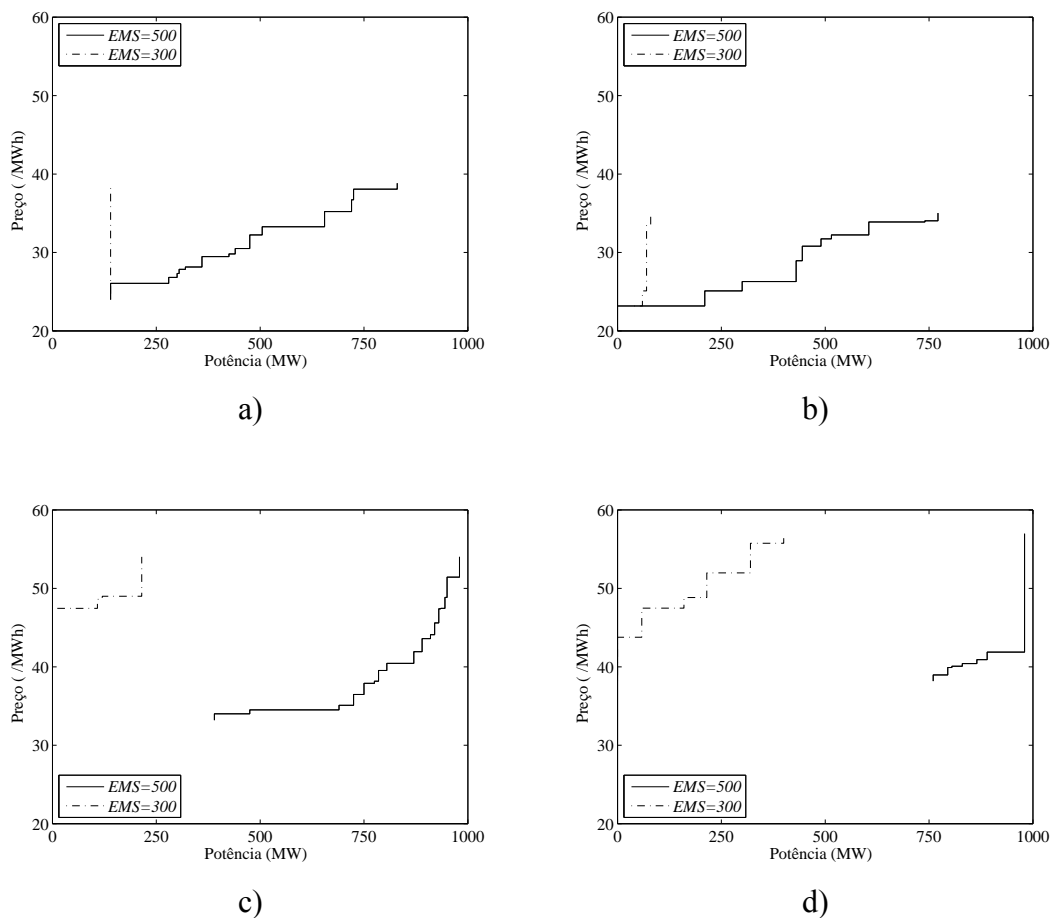


Figura 3.7 – Curvas de oferta; a) hora 1, b) hora 6, c) hora 11, d) hora 14.

A Figura 3.7 mostra que para satisfazer os limites de emissões especificados em (3.27) a energia oferecida com EMS = 500 Mg é superior, o que favorece a obtenção de um aumento do lucro.

3.3.3 Caso_B: Segurança no Fornecimento de Energia Elétrica

O sistema produtor é constituído por 10 unidades térmicas. Os limites técnicos das unidades térmicas são apresentados na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Limites técnicos das unidades térmicas

Unidade	p_i^{\min}	p_i^{\max}	UT_i	DT_i	SU_i	SD_i	RU_i	RD_i
	MW	MW	h	h	MW	MW	MW/h	MW/h
U01	45	85	8	3	60	70	35	35
U02	70	125	5	4	100	95	45	40
U03	110	160	8	4	125	140	60	50
U04	60	125	5	3	90	80	55	55
U05	90	170	6	3	100	100	40	60
U06	90	170	6	3	100	100	40	60
U07	80	145	9	6	90	105	35	40
U08	145	215	6	4	160	170	45	70
U09	200	380	10	6	230	250	60	50
U10	220	330	10	6	230	245	70	60

Neste caso de estudo, o processo de determinação dos preços de mercado da energia elétrica é conseguido através da metodologia apresentada na Secção 3.2, gerando um conjunto de ofertas de fornecimento de energia elétrica.

O objetivo desta simulação computacional é observar o comportamento da AU do produtor térmico considerando os contratos bilaterais, a incerteza dos preços e as restrições nas emissões antropogénicas, num horizonte temporal de um dia dividido em 24 intervalos de 1 hora [Laia14c]. É tido em conta a segurança no fornecimento, sendo incluído a reserva recomendada [UCTE04]. A restrição (3.29), referente a ofertas monótonas não decrescentes, não é tida em consideração. Os coeficientes dos três segmentos resultantes da linearização das

funções quadráticas do custo de produção das unidades térmicas são indicados na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 – Coeficientes da linearização das funções de custo de produção

Unidade	TC1	TC2	A	C	f1	f2	f3
	MW	MW	€/h	€/h	€/MWh	€/MWh	€/MWh
U01	55	75	2450	100	36,78	34,26	36,78
U02	100	115	2900	170	33,22	34,81	35,61
U03	125	145	3150	215	41,05	40,13	42,01
U04	90	115	3060	120	43,98	39,77	42,12
U05	125	150	2995	155	38,43	32,66	36,55
U06	125	150	2995	155	38,43	32,66	36,55
U07	100	125	3225	120	33,44	31,08	32,26
U08	160	195	3810	110	30,02	34,83	34,83
U09	250	330	4235	160	29,71	28,63	28,12
U10	265	290	4490	135	28,04	29,76	32,25

Os coeficientes dos três segmentos resultantes da linearização das funções das emissões antropogénicas para a atmosfera das unidades térmicas são indicados na Tabela 3.7.

Tabela 3.7 – Coeficientes da linearização das emissões antropogénicas para a atmosfera

Unidade	Ae	fe1	fe2	fe3
	kg/h	kg/MWh	kg/MWh	kg/MWh
U01	165,70	5,02	5,85	6,68
U02	173,18	3,31	3,78	4,26
U03	317,23	4,20	4,60	4,99
U04	95,40	1,80	2,10	2,40
U05	270,59	4,50	5,30	6,10
U06	270,59	4,50	5,30	6,10
U07	208,59	3,54	4,06	4,58
U08	1025,34	12,44	13,98	15,52
U09	1106,31	10,09	12,25	14,41
U10	1901,74	16,22	18,42	20,62

Os coeficientes da linearização em escada dos custos de arranque, utilizando 10 patamares, são apresentados na Tabela 3.8.

Tabela 3.8 – Coeficientes da linearização dos custos de arranque em (€/h)

Capacidade das unidades (MW)	K_i^1	K_i^2	K_i^3	K_i^4	K_i^5	K_i^6	K_i^7	K_i^8	K_i^9	K_i^{10}
< 125	654	1347	1896	2254	2533	2684	2733	2767	2813	2853
≥ 125 e ≤ 215	1046	2155	3034	3606	4053	4294	4373	4427	4501	4565
> 215	2224	4580	6446	7664	8612	9126	9292	9408	9564	9700

De acordo com o definido em [UCTE04], a reserva que deve ser garantida em cada instante é dada por:

$$R = \sqrt{aL_{\max} + b^2} - b \quad (3.38)$$

Em (3.38) R é a reserva recomendada para cada hora, L_{\max} é a potência prevista e os parâmetros a e b são constantes com $a = 10 \text{ MW}$ e $b = 150 \text{ MW}$. Para que esta reserva possa ser utilizada na formulação PLIM, é necessário proceder à sua linearização de acordo com (3.31) a (3.34).

O horizonte temporal é um dia, dividido em 24 intervalos de 1 hora. O número total cenários é de 30, obtidos de 200 cenários iniciais [Laia14a, Laia14c]. O conjunto dos cenários do preço da energia é apresentado na Figura 3.8.

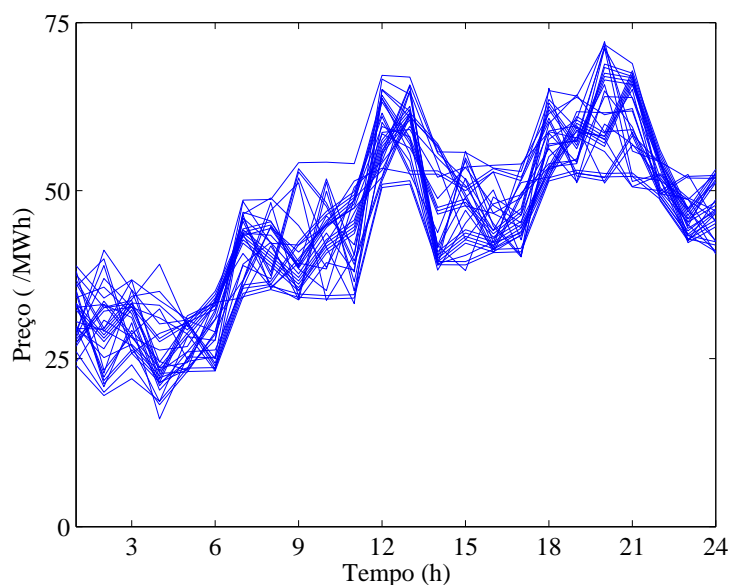


Figura 3.8 – Conjunto dos cenários do preço da energia elétrica.

Foi considerado um contrato bilateral que prevê o fornecimento de energia durante as 24 horas. A potência contratada e o preço da energia elétrica [Laia14c] são apresentados na Figura 3.9.

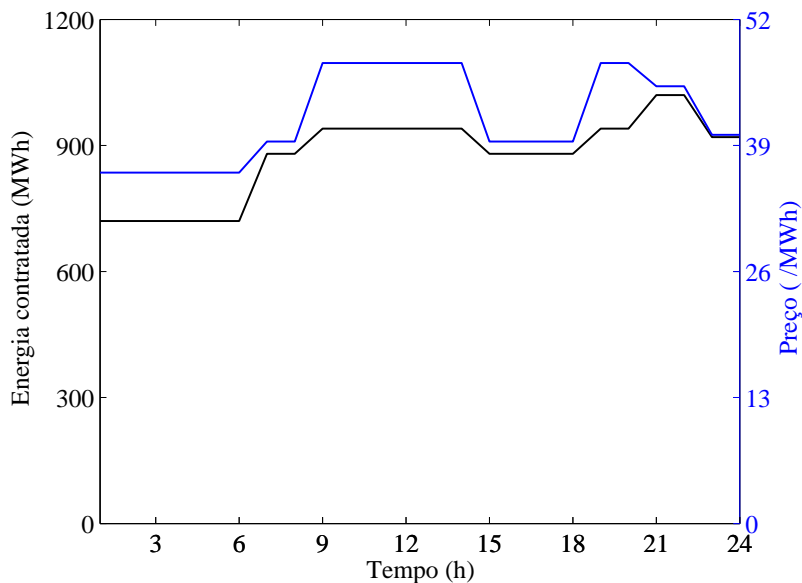


Figura 3.9 – Contrato bilateral, potência contratada e preço da energia elétrica.

3.3.4 Caso_B: Resultados

A afetação ótima para os limites de emissões EMS = 200 Mg e EMS = 300 Mg com o cenário 4 são respetivamente apresentadas na Figura 3.10 e Figura 3.11.

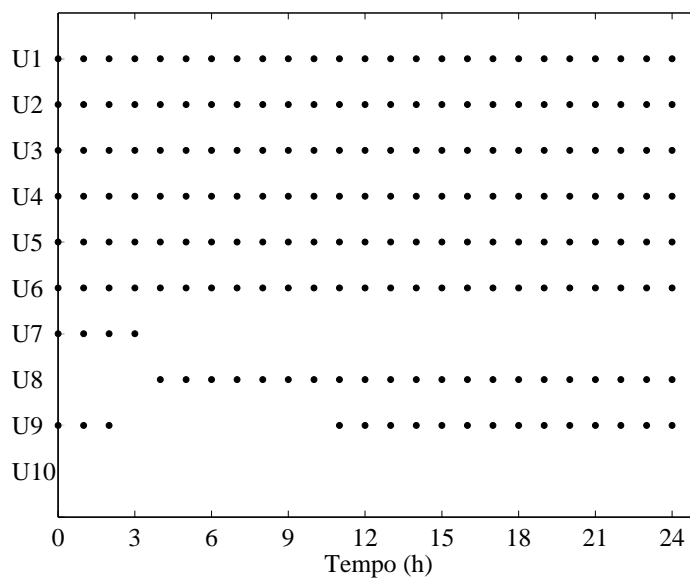


Figura 3.10 – Afetação para EMS = 200 Mg, cenário 4.

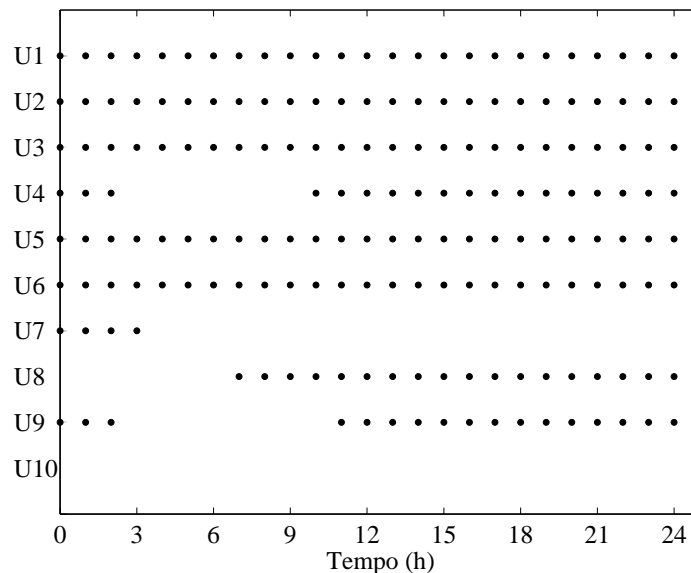


Figura 3.11 – Afetação para EMS = 300 Mg, cenário 4.

Na Figura 3.10 e na Figura 3.11 cada ponto representa uma unidade afetada. e mostram que a AU baseada na maximização do lucro é influenciada pelo limite de emissões. A energia oferecida para EMS = 300 Mg e os preços previstos para cada cenário são respectivamente apresentados na Figura 3.12 e na Figura 3.13.

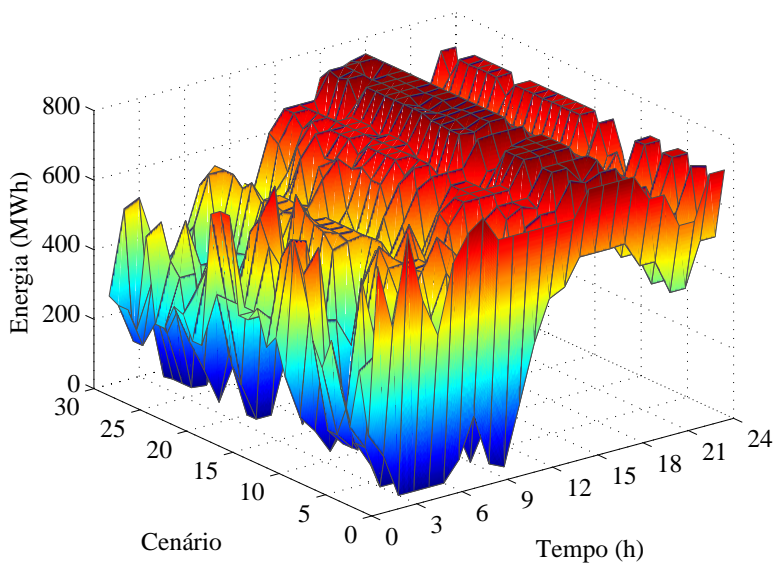


Figura 3.12 – Energia oferecida para EMS = 300 Mg.

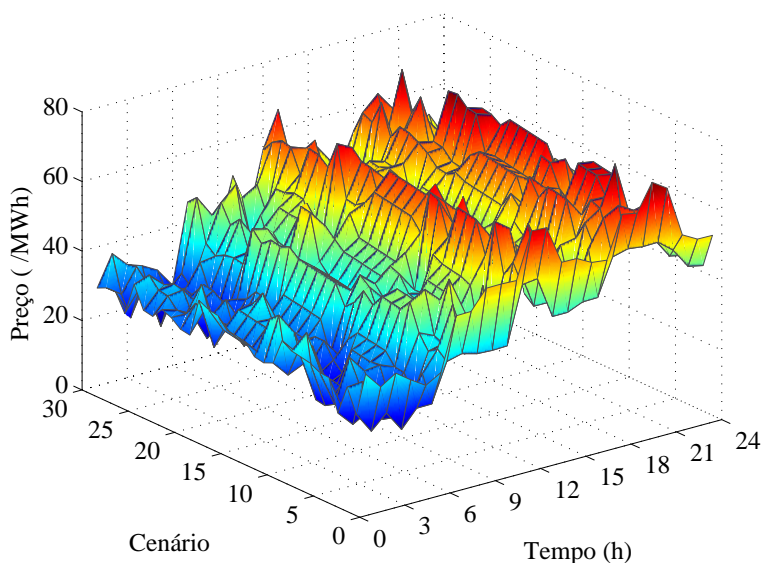


Figura 3.13 – Preços para EMS = 300 Mg.

Na Figura 3.12 e na Figura 3.13 é mostrado que o comportamento da energia oferecida tende a acompanhar as variações do preço da energia. Como o custo de produção de energia elétrica das unidades térmicas é expresso por funções quadráticas, um maior nível de geração de energia só é viável para preços da energia mais altos. O lucro esperado com ou sem a reserva de potência para

diferentes níveis de emissões [Laia14c] em (€) considerando (3.30) é apresentado na Tabela 3.9.

Tabela 3.9 – Lucro esperado com e sem reserva de potência em (€)

EMS	Com reserva	Sem reserva
200	485 988	487 086
250	524 355	531 325
300	528 168	536 310

Na Tabela 3.9 a comparação do lucro esperado com e sem reserva mostra que o lucro é maior quando a restrição da reserva não é incluída. A diferença entre os lucros é o custo da reserva. Esta diferença é uma contribuição para a tomada de decisão, visto que, atribui um valor à reserva.

3.4 Conclusão

A liberalização do setor elétrico promoveu uma maior competição entre as empresas que oferecem energia elétrica no mercado diário, obrigando as empresas a desenvolver uma nova abordagem para o problema de otimização da exploração de curto prazo do produtor térmico, de forma a aumentar a segurança no fornecimento e a mitigar a incerteza que enfrentam no mercado diário.

O enquadramento no mercado força os fornecedores de energia elétrica a operarem num ambiente competitivo em que se procura obter o máximo lucro quer através de ofertas submetidas no mercado diário, quer através de contratos bilaterais. Assim, a afetação ótima das unidades térmicas tem em conta a incerteza dos preços da energia elétrica e requisitos, nomeadamente as restrições técnicas do funcionamento das unidades térmicas, que inclui limites de potência mínima e máxima, tempos mínimos de funcionamento e paragem, taxas de variação máxima de potência, custos de arranque e paragem, e restrições de emissões para a atmosfera necessárias para garantir o cumprimento dos limites de emissões. Os contratos bilaterais oferecem aos produtores de energia elétrica alguma proteção quanto à incerteza dos preços da energia no mercado diário, pelo que a modelação destes contratos deve ser incluída na formulação do problema. É considerada a segurança do fornecimento, pela inclusão duma restrição que impõe uma reserva girante determinada pela *Union for the Co-ordination of the Transmission of Electricity* [UCTE04]. A reserva recomendada é determinada para cada hora, o que evita ter disponível uma potência superior ao necessário, o que é refletido de forma negativa no custo, ou com uma potência inferior ao valor recomendado, não cumprindo o regulamento. Esta restrição é incluída na formulação através da linearização do valor recomendado pela UCTE. A formulação estocástica para AU de um produtor térmico recorrendo à PLIM provou ser eficiente.

CAPÍTULO

4

Otimização Estocástica para a Exploração de um Sistema Eólico

Neste capítulo é apresentado uma formulação estocástica baseada em programação linear que considera a incerteza da potência eólica, dos preços de mercado da energia elétrica e dos fatores de penalização de desequilíbrio. São apresentados dois casos de estudo: o primeiro, avalia o impacto da incerteza de potência eólica, de preço da energia elétrica e de penalização de desequilíbrio, nas ofertas horárias submetidas no mercado diário; e o segundo, avalia o impacto quando não só sujeito a incertezas de potência eólica, de preço da energia elétrica e de penalização de desequilíbrio, mas também sujeito à consideração da medida de risco CVaR para limitar a variabilidade dos lucros.

4.1 Introdução

As fontes de energia renováveis constituem uma componente crucial para promover o desenvolvimento sustentável da sociedade [Pousinho12b]. Pelo que, a indústria de conversão de energia de fontes de energia renováveis em energia elétrica é uma realidade que adquiriu uma crescente relevância social e muito provavelmente manterá no futuro esta relevância [Laia15a, Laia15b, Laia15c]. As fontes de energia renováveis podem contribuir para uma redução do uso de combustíveis fósseis, diminuindo não só as emissões antropogénicas de gases com efeito de estufa para a atmosfera, mas também a dependência das importações de combustíveis fósseis em países sem reservas naturais destes combustíveis [Gomes16a, Gomes16b, Gomes16c, Gomes16d, Gomes16e].

A fim de promover a utilização de fontes de energias renováveis, diversos países têm implementado mecanismos de apoio e políticas energéticas suportadas por incentivos ou subsídios à obtenção de energia elétrica tendo como origem fontes de energia renováveis [Kongnam09]. Em 2012, os Produtores de Energia Eólica (PEE) começam a poder participar no mercado diário, beneficiando simultaneamente de subsídios à construção da infraestrutura, de tarifas reguladas, e acesso garantido à rede elétrica [Bitar12]. Estes incentivos são exequíveis para um nível modesto de integração da energia eólica na rede elétrica, mas serão insustentáveis à medida que esta integração aumenta, tanto por razões económicas como por razões técnicas [Bitar12]. Assim, é de prever que o aumento desta integração forçará os PEE a enfrentar os desafios do mercado diário e da contratação bilateral. Por exemplo, em Portugal os PEE beneficiam de uma tarifa regulada, mas com uma restrição a um período de tempo ou uma restrição no limite da quantidade de energia fornecida; quando uma destas restrições não é satisfeita, a subsequente produção de energia tem de ser vendida no mercado diário ou transacionada por contratos bilaterais [Barros11].

A intermitência e a variabilidade da potência eólica são características que têm de ser consideradas pelos PEE, visto que, são causa de desvios entre a energia que realmente é produzida e a que devia de ser entregue. Estes desvios são sujeitos a penalidades de desequilíbrio energético, designadas de *imbalance* na literatura anglo-saxónica, no sistema elétrico entre a energia produzida e a energia afetada ao produtor após o fecho do mercado [Al-Awami11].

As incertezas quer no que respeita à potência eólica, quer no que respeita aos preços da energia elétrica têm de ser consideradas na exploração de fontes de energia eólicas [El-Fouly08b]. Esta consideração possibilita que os PEE possam submeter ofertas de energia mais vantajosas, visto que, ofertas de energia por excesso ou por defeito relativamente à energia produzida acarretam que outros produtores incrementem ou diminuam a sua produção para anular o desequilíbrio energético no sistema elétrico, implicando custos suplementares, originando uma eventual perda económica para os PEE [Pousinho12a, Gomes17a, Gomes17b].

Com o objetivo de dotar os PEE com sistemas de apoio à decisão que permitam a sua sobrevivência em mercado competitivo, são propostas na literatura técnica três linhas de ação:

- Combinação da energia eólica com tecnologias de armazenamento de energia [Bathurst03, Gonzalez08, Angarita09];
- Utilização de instrumentos financeiros para proteger os PEE contra a incerteza da potência eólica [Hedman06];
- Desenvolvimento de metodologias estocásticas para decidir as ofertas a submeter no mercado diário [Bathurst02, Matevosyan06, Pinson07].

A última linha de ação pode ser concretizada por uma metodologia estocástica formulada em programação linear inteira mista (PLIM), que considere explicitamente as incertezas presentes na atividade dos PEE [Ruiz09], utilizando por exemplo, aplicações que geram múltiplos cenários para a potência eólica

[Fan09, Kusiak09, Catalão09] e para os preços de mercado da energia elétrica [Catalão07, Amjady09, Coelho11]. A PLIM é um dos métodos explorados com mais sucesso para atividades de planeamento devido ao seu rigor, flexibilidade e capacidades extensas para modelização [Floudas05]. Assim, é esperado que o PLIM possa ser usado com sucesso na resolução do problema de otimização estocástica para a exploração de um sistema eólico de um produtor que atua em um mercado diário.

4.2 Otimização Estocástica de um Sistema Eólico

A conversão da energia eólica em energia elétrica para comercializar num mercado diário implica considerar as incertezas que são revelantes para a determinação da estratégia de oferta de energia. As incertezas são causadas pela intermitência e variabilidade do vento e pela aleatoriedade que caracteriza as condições de fecho da energia no mercado. Se estas incertezas não são convenientemente consideradas podem ser causadoras de perdas económicas, visto que, podem sujeitarem os PEE às penalidades devidas aos desequilíbrios.

Caso exista um excesso de energia do lado da geração do sistema elétrico, o desequilíbrio do sistema elétrico é convencionado como sendo positivo; caso contrário, o desequilíbrio do sistema é negativo. Ao operador do sistema compete proceder ao equilíbrio entre geração e consumo, i.e., procura anular o valor absoluto do desequilíbrio do sistema elétrico pela utilização de um mecanismo baseado em penalizações. Assim, um PEE que ofereça energia em mercado diário e tenha um desvio entre a energia aceite no fecho do mercado diário e a energia entregue ficará sujeito a um procedimento do operador de sistema do tipo apresentado em [Conejo10]: Se o desequilíbrio do sistema é negativo e o desvio do PEE é positivo, o operador de sistema mantém o preço da energia do mercado diário para a energia fornecida em excesso pelo PEE; se o desvio do PEE é negativo, o PEE paga a um preço não inferior ao diário pelo valor da energia que é necessário adicionar para garantir que o desequilíbrio seja nulo. Pelo que, os preços para um sistema com desequilíbrio negativo são dados por:

$$\lambda_t^+ = \lambda_t^D \quad \forall t \quad (4.1)$$

$$\lambda_t^- = \max(\lambda_t^D, \lambda_t^{UP}) \quad \forall t \quad (4.2)$$

Em (4.1) e (4.2), λ_t^+ e λ_t^- são respetivamente os preços aplicados no mercado de balanço aos desvios positivo e negativo do produtor, λ_t^D é o preço a que a energia é transacionada no mercado diário e λ_t^{UP} é o preço mínimo para a energia que deve ser adicionada ao sistema para anular o desequilíbrio negativo do produtor.

Se o desequilíbrio do sistema é positivo e o desvio do PEE é negativo, o PEE paga a energia em *deficit* a um preço igual ao preço da energia do mercado diário; se o desvio do PEE é positivo, o operador de sistema paga o preço da energia a um preço inferior ao diário pelo valor da energia fornecida em excesso pelo PEE. Pelo que, os preços para um sistema com desequilíbrio positivo são dados por:

$$\lambda_t^+ = \min(\lambda_t^D, \lambda_t^{DN}) \quad \forall t \quad (4.3)$$

$$\lambda_t^- = \lambda_t^D \quad \forall t \quad (4.4)$$

Em (4.3) λ_t^{DN} é o preço máximo aplicado aos produtores com desvio positivo.

A incerteza na potência eólica associada com a energia disponível pode resultar em desvios entre a energia oferecida pelo PEE no mercado diário e a energia efetivamente fornecida. Pelo que, o lucro R_t do PEE na hora t pode ser descrito pela expressão dada por:

$$R_t = \lambda_t^D P_t^D + I_t \quad \forall t \quad (4.5)$$

Em (4.5) P_t^D é a potência com que deve ser entregue a energia em consequência da oferta que o PEE realizou no mercado diário, I_t é o resultado económico do desvio resultante do mercado de balanço. Pelo que, o termo $\lambda_t^D P_t^D$ é o lucro

máximo que pode ser obtido pelo PEE numa situação em que não haja incerteza da potência eólica disponível. O desvio na hora t é dado por:

$$\Delta_t = P_t - P_t^D \quad \forall t \quad (4.6)$$

Em (4.6) P_t é a potência fornecida na hora t .

O resultado económico do desvio I_t é dado por:

$$I_t = \lambda_t^+ \Delta_t, \Delta_t \geq 0 \quad \forall t \quad (4.7)$$

$$I_t = \lambda_t^- \Delta_t, \Delta_t < 0 \quad \forall t \quad (4.8)$$

Em (4.7) o desvio positivo significa que a energia fornecida é maior que a energia transacionada no mercado diário e em (4.8) o desvio negativo significa que a energia fornecida é menor que a energia transacionada no mercado diário.

Associado com os preços λ_t^+ , preço pago ao PEE pela energia gerada em excesso, e λ_t^- , preço que é cobrada pela energia em *deficit*, são definidos fatores de penalização de desequilíbrio que são aplicados como multiplicadores dos preços, sendo dados por:

$$r_t^+ = \frac{\lambda_t^+}{\lambda_t^D}, r_t^+ \leq 1 \quad \forall t \quad (4.9)$$

$$r_t^- = \frac{\lambda_t^-}{\lambda_t^D}, r_t^- \geq 1 \quad \forall t \quad (4.10)$$

Pelo que, o resultado económico do desvio I_t pode ser dado por:

$$I_t = \lambda_t^D r_t^+ \Delta_t, \Delta_t \geq 0 \quad \forall t \quad (4.11)$$

$$I_t = \lambda_t^D r_t^- \Delta_t, \Delta_t < 0 \quad \forall t \quad (4.12)$$

Os PEE sujeitos à correção dos desvios no mercado de balanço incorrem num custo de oportunidade porque a energia poderia eventualmente ser transacionada no mercado diário a um preço superior. O lucro R_t definido em (4.5) pode ser reescrito para refletir o custo de oportunidade, i.e., se o desvio é positivo, $\Delta_t > 0$, o lucro é dado por:

$$R_t = \lambda_t^D (P_t^D + r_t^+ \Delta_t) \quad \forall t \quad (4.13)$$

utilizando o desvio em (4.6) o lucro é dado por:

$$R_t = \lambda_t^D P_t - \lambda_t^D (1 - r_t^+) \Delta_t, \quad \Delta_t \geq 0 \quad \forall t \quad (4.14)$$

Se o desvio é negativo, $\Delta_t < 0$, o lucro é dado por:

$$R_t = \lambda_t^D P_t + \lambda_t^D (r_t^- - 1) \Delta_t, \quad \Delta_t < 0 \quad \forall t \quad (4.15)$$

A forma geral para escrever (4.14) e (4.15) é dada por:

$$R_t = \lambda_t^D P_t - C_t \quad \forall t \quad (4.16)$$

Em (4.16) C_t é o custo de oportunidade dado por:

$$C_t = \lambda_t^D (1 - r_t^+) \Delta_t, \quad \Delta_t \geq 0 \quad \forall t \quad (4.17)$$

$$C_t = -\lambda_t^D (r_t^- - 1) \Delta_t, \quad \Delta_t < 0 \quad \forall t \quad (4.18)$$

As incertezas devido à potência eólica disponível, aos preços da energia elétrica e aos fatores de penalização de desequilíbrio aplicados ao preço da energia, são consideradas por um conjunto de cenários Ω . Cada cenário ω é ponderado pela sua probabilidade de ocorrência π , sendo o lucro esperado pelo PEE durante o horizonte temporal obtido pela maximização da função objetivo dada por:

$$\sum_{\omega=1}^{N_\Omega} \sum_{t=1}^{N_T} \pi_\omega (\lambda_{t\omega}^D P_t^D + \lambda_{t\omega}^D r_{t\omega}^+ \Delta_{t\omega}^+ - \lambda_{t\omega}^D r_{t\omega}^- \Delta_{t\omega}^-) \quad (4.19)$$

sujeita às restrições dadas por:

$$0 \leq P_t^D \leq P^{\max} \quad \forall t \quad (4.20)$$

$$\Delta_{t\omega} = (P_{t\omega} - P_t^D) \quad \forall t, \forall \omega \quad (4.21)$$

$$\Delta_{t\omega} = \Delta_{t\omega}^+ - \Delta_{t\omega}^- \quad \forall t, \forall \omega \quad (4.22)$$

$$0 \leq \Delta_{t\omega}^+ \leq P_{t\omega} \quad \forall t, \forall \omega \quad (4.23)$$

Em (4.20) é limitada a potência oferecida no mercado diário à potência instalada no parque eólico. De (4.21) a (4.23) é imposto $\Delta_{t\omega}^+ = 0$ quando $\Delta_{t\omega}$ é negativo, i.e., $P_t^D > P_{t\omega}$, e imposto $\Delta_{t\omega}^- = 0$ quando $\Delta_{t\omega}$ é positivo, i.e., $P_t^D < P_{t\omega}$. Quando o desequilíbrio do sistema é negativo, os PEE são penalizados pelo *deficit* de energia gerada inferior à energia transacionada no mercado diário, pelo que, o termo $\lambda_{t\omega}^D r_{t\omega}^+ \Delta_{t\omega}^+$ é nulo e o termo $\lambda_{t\omega}^D r_{t\omega}^- \Delta_{t\omega}^-$ é subtraído ao valor obtido na situação de desvio nulo, $\lambda_{t\omega}^D P_t^D$. Quando o desequilíbrio do sistema é positivo, os PEE são penalizados pelo excesso de energia gerada superior à energia transacionada no mercado diário, pelo que o termo $\lambda_{t\omega}^D r_{t\omega}^- \Delta_{t\omega}^-$ é nulo e o termo $\lambda_{t\omega}^D r_{t\omega}^+ \Delta_{t\omega}^+$ é adicionado ao valor obtido na situação de desvio nulo.

Para a oferta da energia elétrica há um risco associado, fruto das incertezas na produção eólica, no preço da energia eólica, e nos fatores de penalização do desequilíbrio. O PEE pode quantificar o risco e estabelecer um compromisso fiável entre o lucro esperado e o risco, mediante a ponderação de risco que uma empresa produtora de energia elétrica está disposta a enfrentar no mercado. Para formular um compromisso entre o lucro esperado e o risco aceitável é introduzido na formulação o valor em risco condicional *CVaR*. O valor em risco

condicional $CVaR_\delta$ é calculado pela expressão dada por:

$$CVaR_\delta = \zeta - \frac{1}{1-\delta} \sum \pi_\omega \eta_\omega \quad (4.24)$$

Em (4.24) δ é o intervalo de confiança para o resultado mínimo admissível ζ e η_ω é uma variável auxiliar. Seja R o lucro esperado definido em (4.19) dado por:

$$R = \sum_{\omega=1}^{N_\Omega} \sum_{t=1}^{N_T} \pi_\omega (\lambda_{t\omega}^D P_t^D + \lambda_{t\omega}^D r_{t\omega}^+ \Delta_{t\omega}^+ - \lambda_{t\omega}^D r_{t\omega}^- \Delta_{t\omega}^-) \quad (4.25)$$

A função objetivo a maximizar considerando o risco determinado pelo $CVaR$ e usando a combinação convexa utilizada em (2.26) é dada por:

$$(1-\alpha)R - \alpha CVaR \quad (4.26)$$

Sujeito a:

$$-\sum_{t=1}^{N_T} (\lambda_{t\omega}^D P_t^D + \lambda_{t\omega}^D r_{t\omega}^+ \Delta_{t\omega}^+ - \lambda_{t\omega}^D r_{t\omega}^- \Delta_{t\omega}^-) + \zeta - \eta_\omega \leq 0 \quad \forall \omega \quad (4.27)$$

$$\eta_\omega \geq 0 \quad \forall \omega \quad (4.28)$$

Em (4.26) α é um fator de ponderação, com $\alpha \in [0,1]$, que representa o compromisso entre a maximização do lucro e a limitação do risco, em que quanto maior o fator de ponderação α maior a aversão ao risco por parte do PEE. Para um PEE que assuma uma posição neutra em relação ao risco, $\alpha = 0$, i.e., a função a maximizar (4.26) é igual à função (4.19). Pelo que, não existe consideração de risco.

4.3 Simulação Sistema Eólico

As simulações computacionais que ilustram o desempenho da metodologia PLIM proposta para a resolução do problema de otimização da exploração de um sistema eólico são apresentadas para dois casos de estudo, considerando a incerteza e o risco. O objetivo das simulações computacionais é observar o comportamento do produtor eólico relativamente ao impacte de:

- A Incertezas, nomeadamente, da potência eólica, de preço da energia elétrica e de penalização de desequilíbrio;
- B Compromisso de ponderação de risco pelo *CVaR*.

As simulações têm um horizonte temporal a curto prazo considerado como sendo 24 horas com períodos de oferta horários.

Ainda, é considerada a hipótese de que o sistema eólico em estudo não tem poder de mercado, i.e., não pode afetar os preços de mercado da energia elétrica com as suas estratégias de oferta. Esta hipótese é razoável de se verificar, visto que, a capacidade de produção de um PEE é diminuta comparativamente a outras empresas produtoras que atuam no mercado de eletricidade. Os casos de estudo são simulados em *Gams* usando a aplicação computacional *CPLEX*.

4.3.1 Caso_A: Impacte de Incertezas

Neste caso de estudo, o processo de determinação dos preços de oferta da energia elétrica é realizado recorrendo à formulação de (4.19) a (4.23) apresentada na Secção 4.2, gerando um conjunto de ofertas de fornecimento de energia elétrica. O objetivo deste caso é observar a oferta de energia elétrica quando sujeita a incertezas de potência eólica, de preço da energia elétrica e de penalização de

desequilíbrio [Laia15b]. Os dados utilizados são os referentes ao mercado ibérico de energia elétrica [REE14] e caracterizam o comportamento de dez dias de novembro de 2013 e dez dias de junho de 2014, tendo os preços para a energia elétrica os cenários apresentados respetivamente na Figura 4.1 e Figura 4.2.

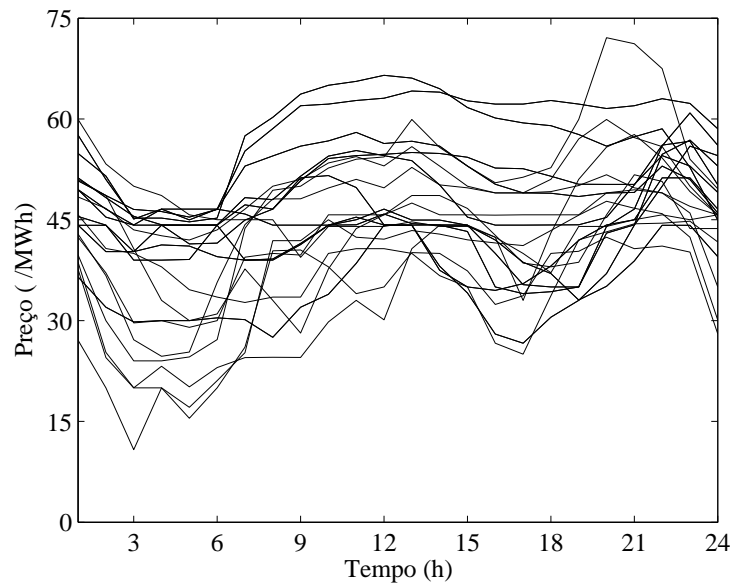


Figura 4.1 – Preços energia elétrica, novembro de 2013.

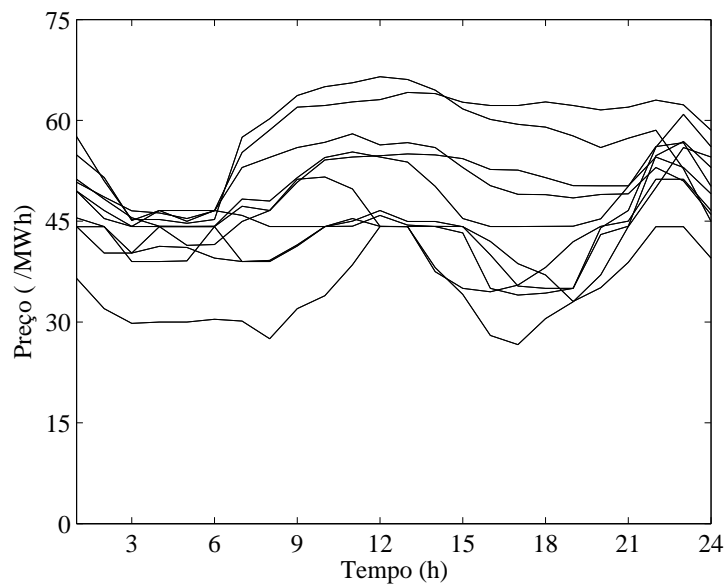


Figura 4.2 – Preços energia elétrica, junho de 2014.

Os cenários de energia eólica são obtidos usando um fator de escala para limitar a energia produzida à potência máxima do parque eólico de $P^{\max} = 300MW$. Os cenários para novembro de 2013 e para junho de 2014 são apresentados respetivamente na Figura 4.3 e na Figura 4.4.

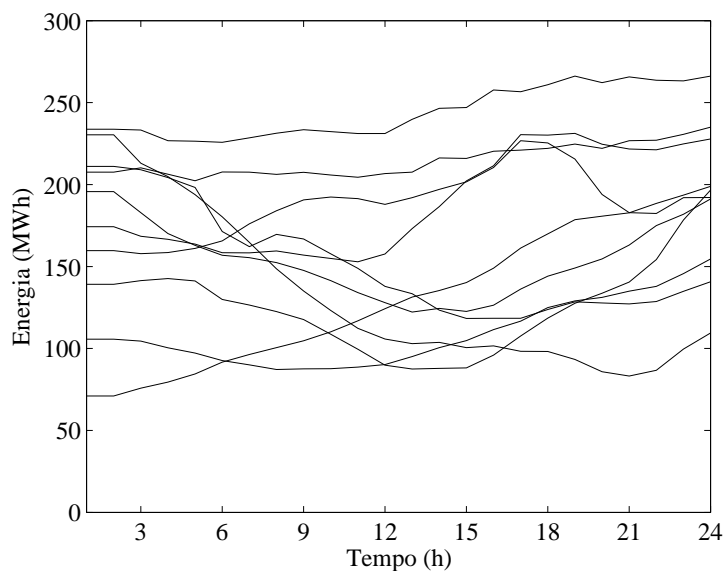


Figura 4.3 – Cenários energia produzida, novembro de 2013.

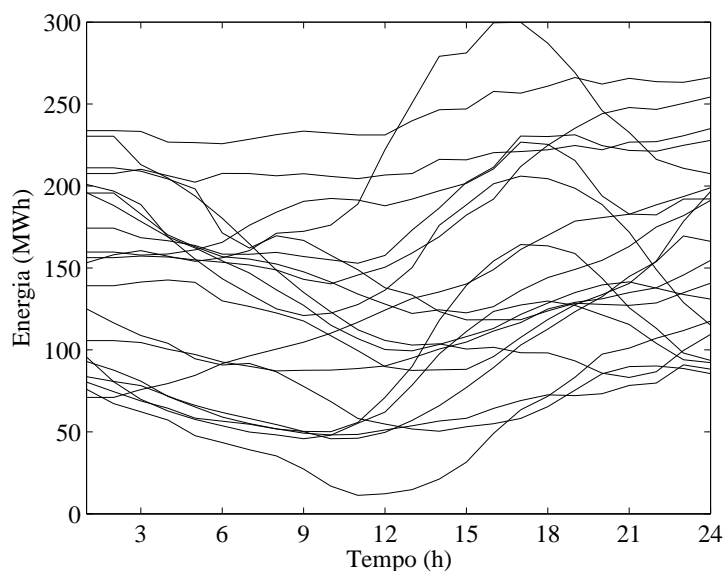


Figura 4.4 – Cenários energia produzida, junho de 2014.

O operador do sistema procede à penalização dos desequilíbrio entre a energia produzida e a energia afetada ao PEE para produção após o fecho de mercado. Esta penalização impõe os fatores horários de preços para os desequilíbrios, r_t^+ e r_t^- , em novembro de 2013 apresentados na Figura 4.5.

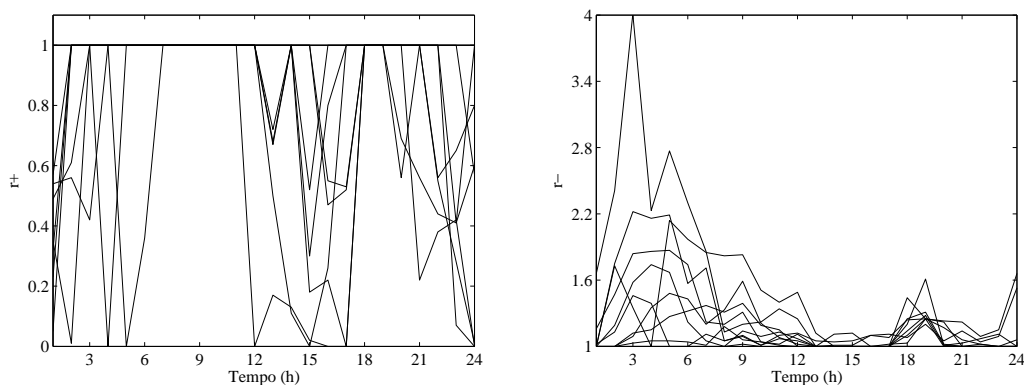


Figura 4.5 – Fatores de penalização dos preços em 2013; esquerda: r_t^+ , direita: r_t^- .

Os fatores de penalização dos preços em junho de 2014 são apresentados na Figura 4.6.

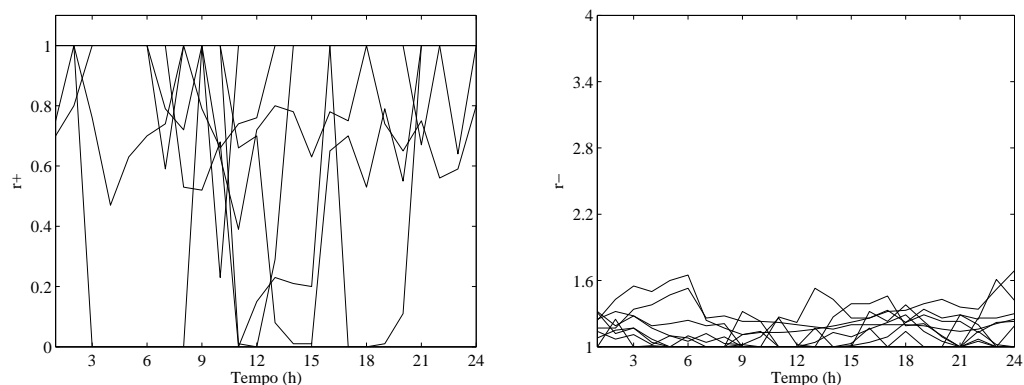


Figura 4.6 – Fatores de penalização dos preços em 2014; esquerda: r_t^+ , direita: r_t^- .

A oferta ótima de energia para maximizar o lucro dos PEE é obtida pela maximização de (4.19), sujeito às restrições de (4.20) a (4.23).

4.3.2 Caso_A: Resultados

As curvas que caracterizam a oferta ótima de energia elétrica no mercado diário são apresentadas na Figura 4.7.

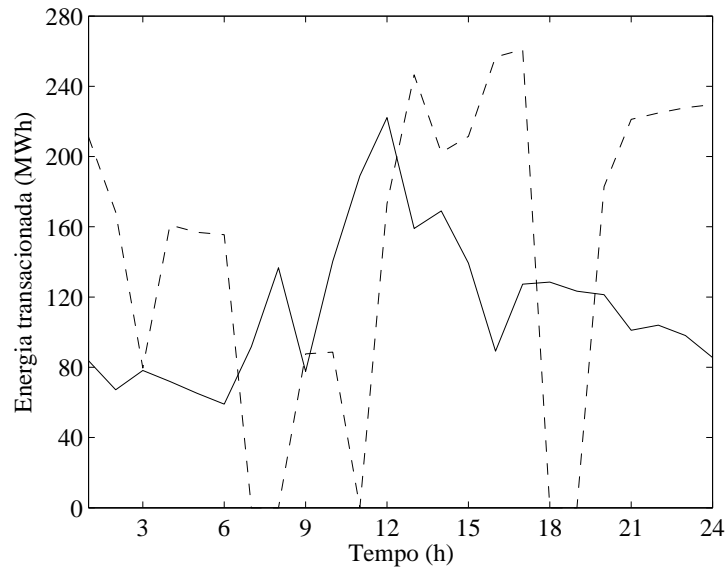


Figura 4.7 – Energia transacionada no mercado diário; tracejado: 2013, cheio: 2014.

O lucro esperado é apresentado na Figura 4.8.

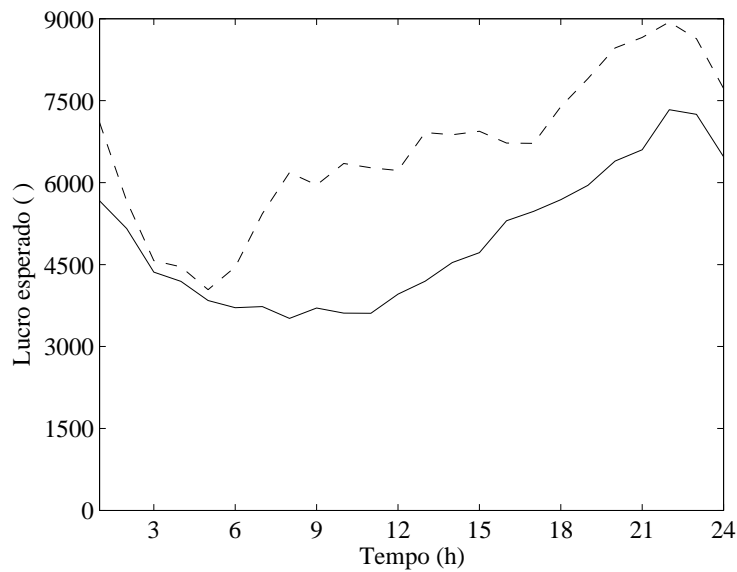


Figura 4.8 – Lucro horário esperado; tracejado: 2013, cheio: 2014.

O lucro esperado para o período de 24 horas é de 158 582 € em 2013 e de 118 970 € em 2014. A diferença entre o lucro esperado e o lucro obtido para cada cenário, i.e., assumindo que as 24 horas teriam um comportamento exatamente igual a cada cenário, está representada na Figura 4.9.

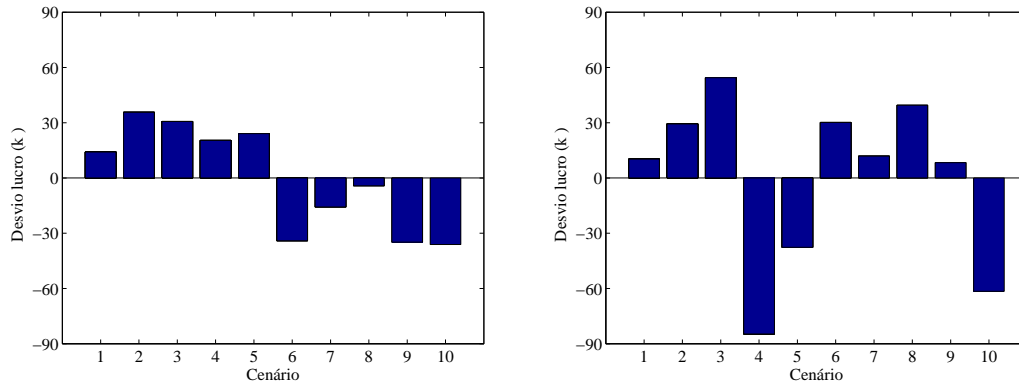


Figura 4.9 – Desvio do lucro esperado; esquerda: 2013, direita: 2014.

4.3.3 Caso_B: Impacte de CVaR

Neste caso de estudo, o processo de determinação dos preços de oferta da energia elétrica é realizado recorrendo à formulação de (4.19) a (4.28) apresentada na Secção 4.2, gerando um conjunto de ofertas de fornecimento de energia elétrica. O objetivo deste caso é observar a oferta de energia elétrica quando não só sujeita a incertezas de potência eólica, de preço da energia elétrica e de penalização de desequilíbrio, mas também sujeitas à consideração de risco recorrendo ao *CVaR*.

O desempenho da metodologia PLIM estocástica é ilustrado por um caso de estudo em que são utilizados os dados de 10 dias de junho de 2014 do mercado ibérico de energia elétrica [REE14]. Os cenários dos preços da energia elétrica em junho de 2014 são representados na Figura 4.10.

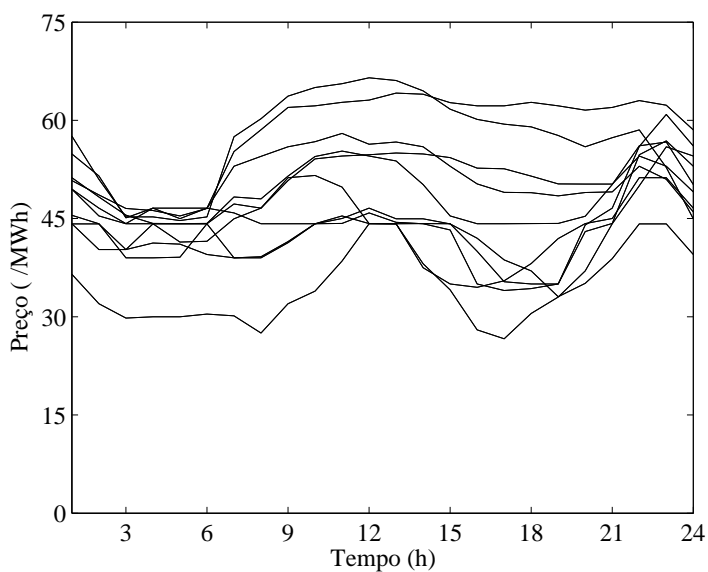


Figura 4.10 – Preços energia elétrica, junho de 2014.

Os cenários da produção de energia elétrica por conversão da energia eólica em junho de 2014 são representados na Figura 4.11.

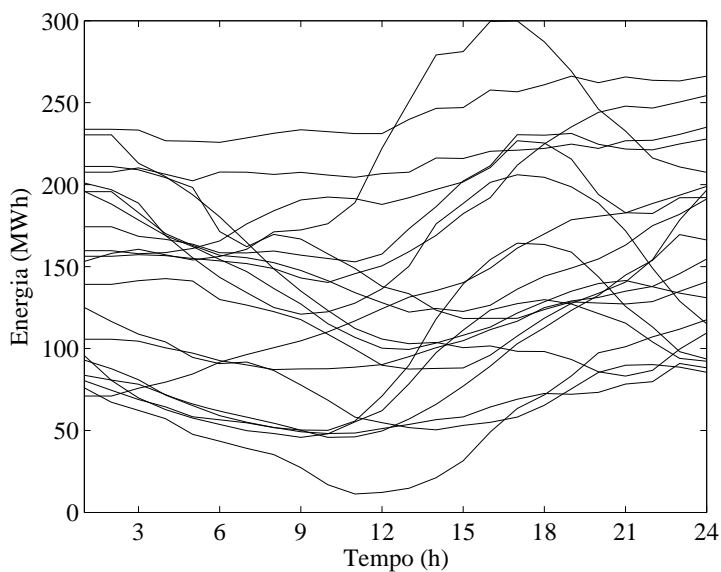


Figura 4.11 – Cenários energia produzida, junho de 2014.

Os cenários de energia eólica são obtidos usando um fator de escala para limitar a energia produzida à potência máxima do parque eólico de $P^{\max} = 300 \text{ MW}$.

Os fatores de penalização de desequilíbrio r_t^+ e r_t^- em junho de 2014 são representados na Figura 4.12.

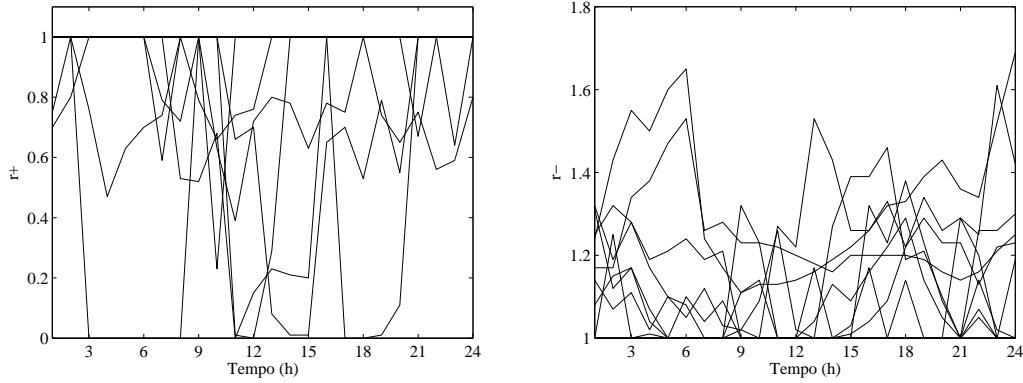


Figura 4.12 – Fatores de penalização dos preços; esquerda: r_t^+ , direita: r_t^- .

A oferta ótima de energia é obtida pela maximização de (4.26), sujeito às restrições de (4.20) a (4.23) e às restrições (4.27) e (4.28). Em (4.24), o intervalo de confiança considerado é $\delta = 0,95$. Em (4.26) quando $\alpha = 0$ é repetido o Caso_A.

4.3.4 Caso_B: Resultados

Os valores esperados do lucro, as penalidades devido ao desequilíbrio, *imbalance*, e a energia elétrica oferecida em função do fator de ponderação α são apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Resultados esperados em função de α

α	Lucro €	Desequilíbrio €	Energia MWh
0,0	118 970	-12 514	2 728
0,1	118 969	-12 672	2 731
0,2	118 962	-13 557	2 747
0,3	118 962	-13 557	2 747
0,4	118 960	-13 400	2 744
0,5	118 848	-8 442	2 633
0,6	118 810	-6 925	2 599
0,7	118 736	-5 954	2 574
0,8	118 492	-4 546	2 533
0,9	118 288	-2 988	2 494
1,0	115 678	25 697	1 870

O lucro esperado em função do fator de ponderação α é apresentado na Figura 4.13.

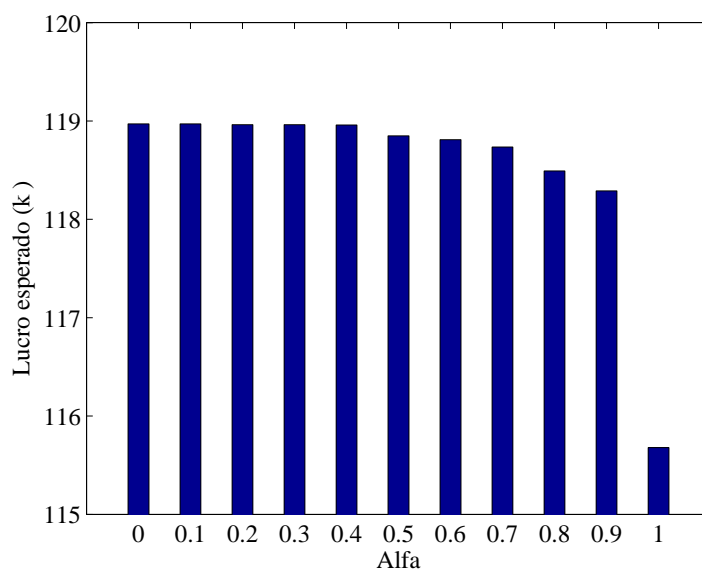


Figura 4.13 – Lucro esperado em função do fator de ponderação α .

A energia elétrica oferecida ao longo do horizonte temporal de um dia, em função do fator de ponderação α , é apresentada na Figura 4.14.

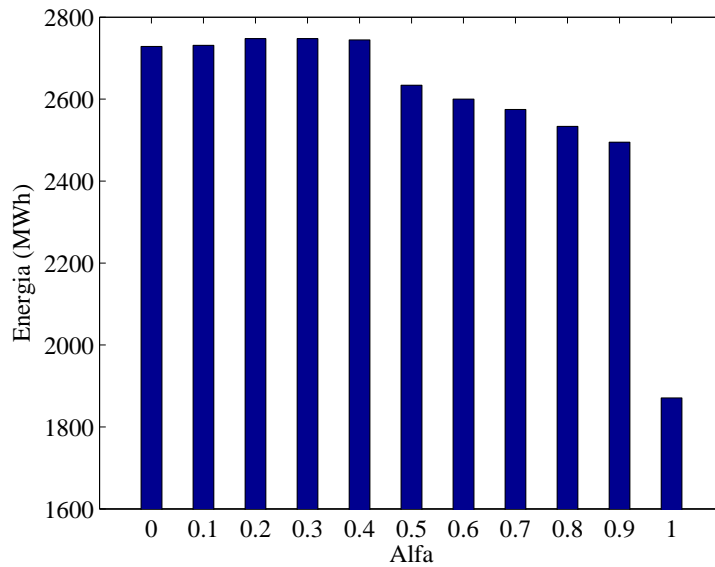


Figura 4.14 – Energia elétrica oferecida em função do fator de ponderação α .

O desequilíbrio em função do fator de ponderação α é apresentado na Figura 4.15.

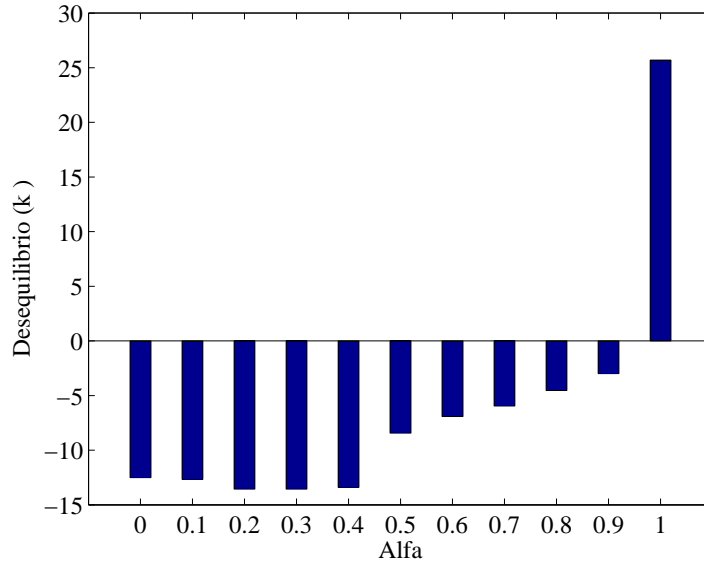


Figura 4.15 – Desequilíbrio em função do fator de ponderação α .

O incremento do fator α de ponderação de risco $CVaR$ conduz a ofertas mais conservadoras. Na Tabela 4.1 é verificado que com o incremento do fator de ponderação α existe uma redução do lucro esperado e uma tendência de redução

do desequilíbrio. Na Figura 4.13 é representado o decréscimo do lucro esperado, na Figura 4.14 é representada a tendência de decréscimo da energia oferecida ao longo do horizonte temporal e na Figura 4.15 é representada a tendência de redução do desequilíbrio negativo com o incremento do fator de ponderação α , tomando um valor positivo para $\alpha = 1$.

A diferença entre o lucro esperado e o lucro obtido para cada cenário, assumindo que as 24 horas teriam um comportamento exatamente igual a cada cenário, para o caso de um produtor com uma posição neutra ao risco, $\alpha = 0$, Caso_A, e para o caso de um produtor com uma posição avessa ao risco, $\alpha = 1$, está representada na Figura 4.16.

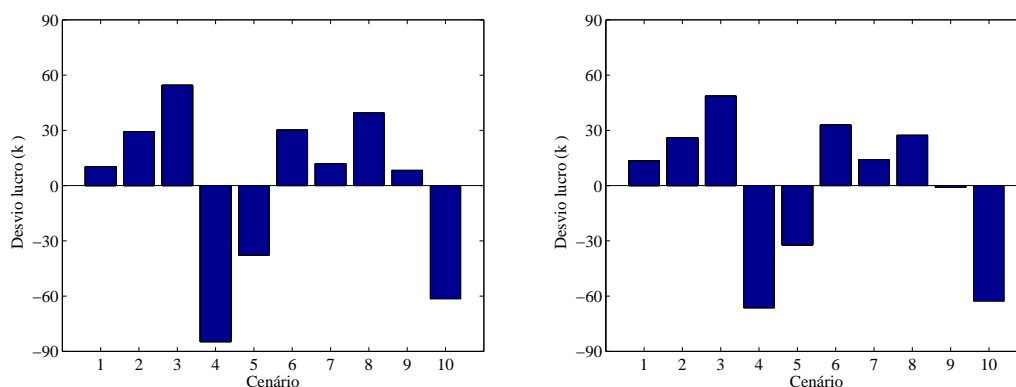


Figura 4.16 – Desvio do lucro esperado; esquerda: $\alpha = 0$, direita: $\alpha = 1$.

Na Figura 4.16 é observado que os valores mais elevados de desequilíbrio negativo são atingidos no caso de um produtor com uma posição neutra ao risco, $\alpha = 0$.

A energia oferecida no mercado diário, para o caso de um produtor com uma posição neutra ao risco, $\alpha = 0$, Caso_A, e para o caso de um produtor com uma posição avessa ao risco, $\alpha = 1$, está representada na Figura 4.17.

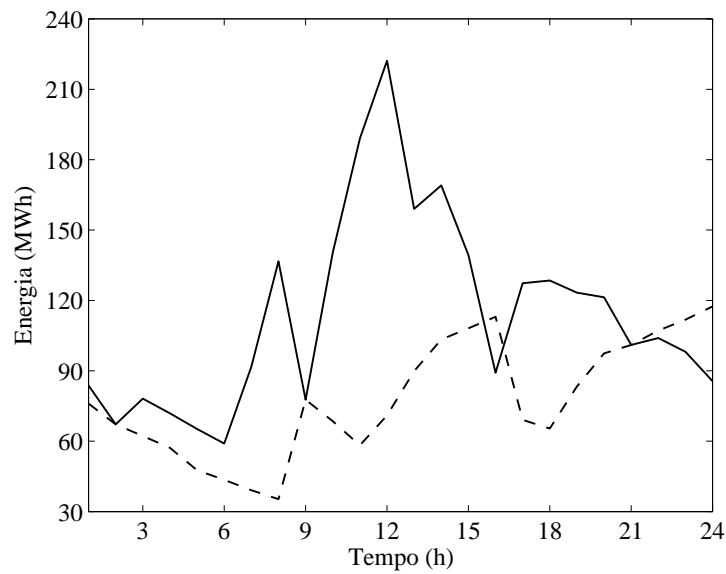


Figura 4.17 – Energia transacionada; cheio: $\alpha = 0$, tracejado: $\alpha = 1$.

Na Figura 4.17 é observado que ao longo das 24 horas a energia oferecida é normalmente mais baixa no caso de um produtor com uma posição neutra ao risco, $\alpha = 0$, sendo a energia transacionada nas 24 horas apresentada na Tabela 4.1, em que para $\alpha = 0$ a energia transacionada é de 2 728 MWh e para $\alpha = 1$ a energia transacionada é de 1 870 MWh.

4.4 Conclusão

O fim dos mecanismos de apoio aos produtores eólicos obriga a que estes venham a operar num ambiente competitivo em que se procura obter o máximo lucro através de ofertas de fornecimento de energia no mercado diário, mas é necessário considerar as incertezas e o risco de incumprimento de entrega da energia que é estabelecida no fecho de mercado. Uma formulação estocástica baseada em PLIM permite utilizar ferramentas computacionais disponíveis no mercado que resolvem de forma eficiente o problema de exploração de um sistema eólico. A formulação estocástica permite gerar as ofertas ótimas tendo em conta a incerteza dos preços da energia elétrica, a incerteza da potência eólica e a incerteza dos fatores de penalização de desequilíbrio devido aos desvios do sistema, r_t^+ e r_t^- , que são aplicados ao preço da energia.

A mitigação do risco é considerada com a inclusão do *CVaR*, limitando o risco a que o PEE está sujeito. Esta limitação acarreta uma redução do lucro esperado, que tem de ser decidida pelo PEE com base na sua atitude face ao risco, que pode ir de neutro a avesso em relação ao risco.

CAPÍTULO

5

Otimização Estocástica para a Exploração de um Sistema Térmico-Eólico

Neste capítulo é apresentada uma formulação para a exploração de um sistema térmico-eólico em ambiente de mercado, sujeito à incerteza da potência eólica, do preço da energia, e dos fatores de penalização. As ofertas são consideradas como monótonas não decrescentes em função do preço da energia. Nas simulações são avaliados os impactos da inclusão dos contratos bilaterais, tratados de forma determinística. Pelo que, as simulações permitem concluir sobre o impacto da coordenação térmica-eólica nas ofertas de energia e o impacto dos contratos bilaterais nas ofertas de energia.

5.1 Introdução

O impacto ambiental negativo dos combustíveis fósseis e o desejo de atingir a independência energética impulsionou vários países a promoverem a produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis [Laia16a]. Apesar da crescente integração de energia proveniente de fontes de energia renováveis, o fornecimento de energia elétrica tem sido fortemente dependente do uso de combustíveis fósseis. Por exemplo em 2013, mais de 60% da energia elétrica gerada é gerada em unidades térmicas [IEA15b].

Os produtores independentes de energia (PIE) elétrica podem beneficiar com a diversificação da exploração de fontes de energia, visto que, diminuem a dependência eventual de eventos aleatórios inconvenientes que afetam a disponibilidade de exploração de uma particular fonte de energia. Para um PIE com fontes de geração de energia térmica e de energia eólica que tenha como objetivo celebrar contratos bilaterais para fornecimento de energia, estes podem ser satisfeitos com um nível de garantia superior se forem baseados em produção térmica, visto que, esta tem menos eventualidade de ocorrência de eventos aleatórios que a produção suportada por energia eólica, sujeita à intermitência e variabilidade de energia cinética disponível no vento. No entanto, o impacto ambiental negativo dos combustíveis fósseis tem de ser considerado e eventualmente pode ter implicações com impacto económico significativo. Uma solução vantajosa, quer no que respeita ao impacto ambiental, quer ao económico, é proceder a uma conveniente coordenação de produção térmico-eólica de forma a que seja possível fazer ofertas conjuntas ótimas de produção térmico-eólica no mercado diário, não só tendo como objetivo a maximização do lucro, mas também a consideração das emissões. Em um mercado liberalizado, os PIE estão sujeitos a um alto nível de competitividade, que implica incerteza no preço da energia [Wu07]. Para a fração da energia a gerar a partir do vento têm que ser consideradas as incertezas causadas pela intermitência e variabilidade do

vento e pelo preço de fecho da energia no mercado diário. Para a energia a gerar pelas unidades térmicas, a única fonte de incerteza é o preço de fecho da energia no mercado diário.

Na formulação apresentada são também incluídos os contratos bilaterais que são tratados de forma determinística. É assumido que a sua satisfação é garantida pela produção térmica. Os resultados financeiros apresentados não têm em conta a receita dos contratos bilaterais, mas o custo inclui o total da energia térmica produzida.

5.2 Otimização Estocástica de um Sistema Térmico-Eólico

A. Produção Térmica

O custo total de operação das unidades térmicas, $F_{\omega it}$ é determinado considerando (3.2). As funções quadráticas, convexas não-diferenciáveis, que são tipicamente utilizadas para quantificar o custo variável das unidades térmicas, são substituídas por aproximações a segmentos lineares de forma a ser possível utilizar a PLIM. A função do custo variável, $d_{\omega it}$, é determinada considerando (3.3). Em (3.3) F_i^l são os segmentos do declive e $\delta_{\omega it}^l$ a potência do segmento. O valor do custo de arranque tem uma natureza exponencial, i.e., é normalmente obtido por uma função exponencial. Para possibilitar a utilização da PLIM, a função do custo de arranque, $b_{\omega it}$, é aproximada por uma formulação linear, determinada considerando (3.4). A variável binária $t_{\omega it}^l$ determina qual o segmento linear resultante da linearização da função quadrática utilizada para quantificar o custo variável das unidades térmicas que compreende a potência gerada pela unidade térmica. A potência $p_{\omega it}$ gerada pela unidade i é determinada considerando (3.6). A variável binária $u_{\omega it}$ representa o estado (ligado/desligado) da unidade térmica i no cenário ω na hora t . Em (3.6) $u_{\omega it}$ é a variável binária que assegura que a potência gerada tem valor nula se a unidade i estiver fora de serviço. Para a determinação da potência $\delta_{\omega it}^l$ de cada segmento resultante da linearização são consideradas (3.7) a (3.11). A potência $p_{\omega it}$ gerada por cada unidade i é limitada pelos limites técnicos das unidades. Os limites técnicos de cada unidade i são a potência máxima p_i^{\max} e a potência

mínima p_i^{\min} , o limite superior da taxa de aumento da potência RU_i , o limite superior da taxa de decréscimo da potência RD_i , o limite superior da potência gerada no arranque SU_i , e o limite superior da potência gerada pela unidade térmica antes da paragem SD_i . As restrições destinadas a limitar a potência gerada por cada unidade são consideradas em (3.12) a (3.15). A variável binária $z_{\omega it}$, determina a paragem da unidade térmica i no cenário ω na hora t , e a variável binária $y_{\omega it}$, determina o arranque da unidade térmica i no cenário ω na hora t . As relações entre as variáveis de arranque e de paragem das unidades, recorrendo às variáveis binárias $z_{\omega it}$ e $y_{\omega it}$, são determinadas considerando (3.13) a (3.15). O estado das unidades térmicas é determinado considerando (3.16) a (3.24). A condição de desligada é imposta considerando (3.16) a (3.21) forçando a zero o valor da variável binária $u_{\omega it}$. O tempo mínimo de desligada é definido por DT_i . A condição de ligada é imposta considerando (3.20) a (3.23) forçando a um o valor da variável binária $u_{\omega it}$. O tempo mínimo de ligada é definido por UT_i . As relações entre as variáveis binárias que identificam o arranque, a paragem, e as zonas proibidas de operação são determinadas considerando (3.24). A restrição lógica entre as variáveis binárias que modelam o arranque, a paragem e as zonas proibidas de operação é determinada considerando (3.25). Em (3.25) é assegurado que o estado de arranque e paragem da unidade não ocorre em simultâneo. A garantia do balanço de potência, i.e., que a potência gerada a cada momento é igual à potência oferecida, é determinada considerando (3.28). Em (3.28) p_{mt}^{bc} é a potência contratada em cada um dos contratos bilaterais m e $p_{\omega t}^b$ a potência oferecida no mercado diário.

A potência total gerada pelas unidades afetadas à operação (3.28) garante a

satisfação da potência contratada nos acordos bilaterais, p_{mt}^{bc} , mais a energia gerada para o mercado diário $p_{\omega t}^b$. De salientar que a energia gerada para o mercado diário não tem que ser igual à energia de origem térmica $p_{\omega t}^t$ transacionada.

B. Balanço do Mercado

A incerteza na potência eólica disponível pode causar diferenças entre a energia transacionada pelo PIE no mercado diário e a energia efetivamente gerada. Para um sistema com desequilíbrio negativo, os preços são determinados considerando (4.1) e (4.2). Em (4.1) e em (4.2), λ_t^+ e λ_t^- são os preços da energia aplicados no mercado de balanço aos desvios, λ_t^D é o preço a que a energia foi transacionada no mercado diário e λ_t^{UP} é o preço da energia que deve ser adicionada ao sistema para anular o desequilíbrio. Para um sistema com desequilíbrio positivo, os preços são determinados considerando considerando (4.3) e (4.4). Em (4.3) λ_t^{DN} é o preço aplicado ao desvio positivo dos PIE. Como o custo das unidades térmicas é expresso por funções quadráticas, um maior nível de geração de energia só é viável para preços da energia mais altos. O produtor térmico tem que adequar as curvas horárias da energia oferecida ao mercado de forma a maximizar o lucro. Cada curva representa o preço da energia em função da energia oferecida. As regras do mercado exigem que estas curvas sejam monótonas não decrescentes, pelo que para cada hora todos os cenários devem satisfazer esta restrição dada por:

$$(p_{\omega t}^D - p_{\omega' t}^D)(\lambda_{\omega t}^D - \lambda_{\omega' t}^D) \geq 0 \quad \forall \omega, \omega', \quad \forall t \quad (5.1)$$

Em (5.1) $p_{\omega t}^D$ é a potência oferecida pelo PIE no mercado diário, dada por:

$$p_{\omega t}^D = p_{\omega t}^e + p_{\omega t}^t \quad \forall \omega, \quad \forall t \quad (5.2)$$

Em (5.2) $p_{\omega t}^e$ é a parcela da energia eólica oferecida pelo PIE no mercado diário e $p_{\omega t}^t$ é a parcela devida à energia térmica.

A incerteza na potência eólica disponível pode resultar em desvios entre a energia oferecida pelo PIE no mercado diário e a energia efetivamente fornecida. O lucro R_t do PIE na hora t é dado por:

$$R_t = \lambda_t^D P_t^D + I_t \quad \forall t \quad (5.3)$$

Em (5.3) P_t^D é a potência oferecida pelo PIE no mercado diário determinada em (5.2) e I_t é o resultado económico do desvio resultante do mercado de balanço. O desvio na hora t é dado por:

$$\Delta_t = P_t - P_t^D \quad \forall t \quad (5.4)$$

Em (5.4) P_t é a potência fornecida pelo PIE na hora t , resultado da soma da produção térmica com a produção eólica. O resultado económico do desvio I_t é determinado considerando (4.7) e (4.8). Em (4.7) o desvio positivo significa que a energia fornecida é maior que a energia transacionada no mercado diário e em (4.8) o desvio negativo significa que a energia fornecida é menor que a energia transacionada no mercado diário. O preço λ_t^+ é o preço pago ao PIE pela energia gerada em excesso e λ_t^- é o preço a que é cobrada a energia em *deficit*.

São definidos fatores de penalização de desequilíbrio $r_t^+ \leq 1$ para desvio positivo e $r_t^- \geq 1$ para desvio negativo, que são aplicados como multiplicadores dos preços, determinados considerando (4.9) e (4.10). O resultado económico do

desvio I_t é determinado considerando (4.11) e (4.12). Os PIE sujeitos à correção dos desvios no mercado de balanço podem ser afetados por um custo de oportunidade porque a energia poderia eventualmente ser transacionada no mercado diário a um preço superior. O lucro R_t definido em (5.3) pode ser reescrito para refletir o custo de oportunidade. Se o desvio é positivo, $\Delta_t > 0$, o lucro é dado por:

$$R_t = \lambda_t^D (P_t^D + r_t^+ \Delta_t) \quad \forall t \quad (5.5)$$

Considerando o desvio (5.4), o lucro é dado por:

$$R_t = \lambda_t^D P_t^D - \lambda_t^D (1 - r_t^+) \Delta_t, \quad \Delta_t \geq 0 \quad \forall t \quad (5.6)$$

Se o desvio é negativo, $\Delta_t < 0$, o lucro é dado por:

$$R_t = \lambda_t^D P_t^D + \lambda_t^D (r_t^- - 1) \Delta_t, \quad \Delta_t < 0 \quad \forall t \quad (5.7)$$

Considerando o desvio (5.4), o lucro é dado por:

$$R_t = \lambda_t^D P_t^D + \lambda_t^D (r_t^- - 1) \Delta_t, \quad \Delta_t < 0 \quad \forall t \quad (5.8)$$

A forma geral para escrever (5.6) e (5.8) é dada por:

$$R_t = \lambda_t^D P_t^D - C_t \quad \forall t \quad (5.9)$$

Em (5.9) C_t é dado por (4.17) e (4.18).

Em (5.3) o termo $\lambda_t^D P_t^D$ é o lucro máximo que pode ser obtido pelo PIE numa situação em que não está sujeito à incerteza. As incertezas devido à potência eólica disponível, aos preços da energia elétrica e aos fatores de penalização de desequilíbrio aplicados ao preço da energia, são consideradas por um conjunto de cenários Ω [Laia16c, Laia16e]. Cada cenário ω é ponderado pela sua

probabilidade de ocorrência π . O resultado económico ótimo esperado pelo PIE no horizonte temporal é obtido pela maximização da função objetivo dada por:

$$\sum_{\omega=1}^{N_{\omega}} \sum_{t=1}^{N_T} \pi_{\omega} (\lambda_{t\omega}^D P_{t\omega}^D + \lambda_{t\omega}^D r_{t\omega}^+ \Delta_{t\omega}^+ - \lambda_{t\omega}^D r_{t\omega}^- \Delta_{t\omega}^-) - \sum_{\omega=1}^{N_{\omega}} \sum_{t=1}^{N_T} \pi_{\omega} F_{\omega t} \quad (5.10)$$

A maximização está sujeita às restrições dadas por:

$$0 \leq P_{t\omega}^e \leq P^{\max} \quad \forall t, \forall \omega \quad (5.11)$$

Em (5.11) é limitada a parcela da potência eólica oferecida no mercado diário à potência instalada no parque eólico. O desvio da produção em relação ao transacionado no mercado é dado por:

$$\Delta_{t\omega} = (P_{t\omega}^d - P_{t\omega}^e) + (P_{t\omega}^b - P_{t\omega}^t) \quad \forall t, \forall \omega \quad (5.12)$$

Em (5.12) $(P_{t\omega}^d - P_{t\omega}^e)$ é o desvio devido à geração eólica e $(P_{t\omega}^b - P_{t\omega}^t)$ é o desvio devido à geração térmica.

$$\Delta_{t\omega} = \Delta_{t\omega}^+ - \Delta_{t\omega}^- \quad \forall t, \forall \omega \quad (5.13)$$

$$0 \leq \Delta_{t\omega}^+ \leq (P_{t\omega}^d + P_{t\omega}^b) d_t \quad \forall t, \forall \omega \quad (5.14)$$

De (5.12) a (5.14) é imposto $\Delta_{t\omega}^+ = 0$ quando $\Delta_{t\omega}^+$ é negativo e imposto $\Delta_{t\omega}^- = 0$ quando $\Delta_{t\omega}^-$ é negativo. Quando o sistema é negativo, os PIE são penalizados pelo *deficit* de energia gerada inferior à energia transacionada no mercado diário, pelo que o termo $\lambda_{t\omega}^D r_{t\omega}^+ \Delta_{t\omega}^+$ é nulo e o termo $\lambda_{t\omega}^D r_{t\omega}^- \Delta_{t\omega}^-$ é subtraído ao valor obtido na situação de desvio nulo, $\lambda_{t\omega}^D P_t^D$. Quando o sistema é positivo, os PIE são penalizados pelo excesso de energia gerada superior à energia transacionada

no mercado diário, pelo que o termo $\lambda_{t\omega}^D r_{t\omega}^- \Delta_{t\omega}^-$ é nulo e o termo $\lambda_{t\omega}^D r_{t\omega}^+ \Delta_{t\omega}^+$ é adicionado ao valor obtido na situação de desvio nulo.

5.3 Simulação de Coordenação

Nesta secção os casos de estudo ilustram o desempenho da metodologia PLIM, considerando a incerteza e o risco no horizonte temporal a curto prazo, 24 horas com períodos de oferta horários. O objetivo das simulações é observar o comportamento do produtor térmico-eólico relativamente a: comparação das ofertas de sistemas eólicas e térmicos não coordenados com sistemas térmico-eólicos coordenados; avaliação dos contratos bilaterais na coordenação térmico-eólica. Os contratos bilaterais são tratados como um problema determinístico.

5.3.1 Caso_A: Coordenação Térmica-Eólica

Para a comparação do sistema coordenado com o sistema não coordenado, sem contratos bilaterais, é anulado o termo referente aos contratos bilaterais p_{mt}^{bc} em (3.28). Os limites técnicos das unidades térmicas são indicados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Limites técnicos das unidades térmicas

Unidade	p_i^{\min}	p_i^{\max}	UT_i	DT_i	SU_i	SD_i	RU_i	RD_i
	MW	MW	h	h	MW	MW	MW/h	MW/h
U01	70	125	5	4	100	95	45	40
U02	110	160	8	4	125	140	60	50
U03	60	125	5	3	90	80	55	55
U04	90	170	6	3	100	100	40	60
U05	90	170	6	3	100	100	40	60
U06	80	145	9	6	90	105	35	40
U07	145	215	6	4	160	170	45	70
U08	220	330	10	6	230	245	70	60

Os coeficientes dos segmentos da função custo de produção são apresentados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Coeficientes da linearização das funções de custo de produção

Unidade	TC1	TC2	A	C	f1	f2	f3
	MW	MW	€/h	€/h	€/MWh	€/MWh	€/MWh
U01	100	115	2900	170	33,22	34,81	35,61
U02	125	145	3150	215	41,05	40,13	42,01
U03	90	115	3060	120	43,98	39,77	42,12
U04	125	150	2995	155	38,43	32,66	36,55
U05	125	150	2995	155	38,43	32,66	36,55
U06	100	125	3225	120	33,44	31,08	32,26
U07	160	195	3810	110	30,02	34,83	34,83
U08	265	290	4490	135	28,04	29,76	32,25

Os coeficientes da linearização em escada dos custos de arranque, utilizando 10 patamares, são apresentados na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Coeficientes da linearização dos custos de arranque em (€/h)

Capacidade das unidades (MW)	K_i^1	K_i^2	K_i^3	K_i^4	K_i^5	K_i^6	K_i^7	K_i^8	K_i^9	K_i^{10}
< 125	654	1347	1896	2254	2533	2684	2733	2767	2813	2853
≥ 125 e ≤ 215	1046	2155	3034	3606	4053	4294	4373	4427	4501	4565
> 215	2224	4580	6446	7664	8612	9126	9292	9408	9564	9700

O horizonte temporal é um dia, dividido em 24 intervalos de 1 hora. Para os cenários do mercado e da potência eólica disponível é utilizado como conjunto de dados 10 dias de junho de 2014 do mercado ibérico de energia elétrica [REE14]. Os preços da energia são apresentados na Figura 5.1.

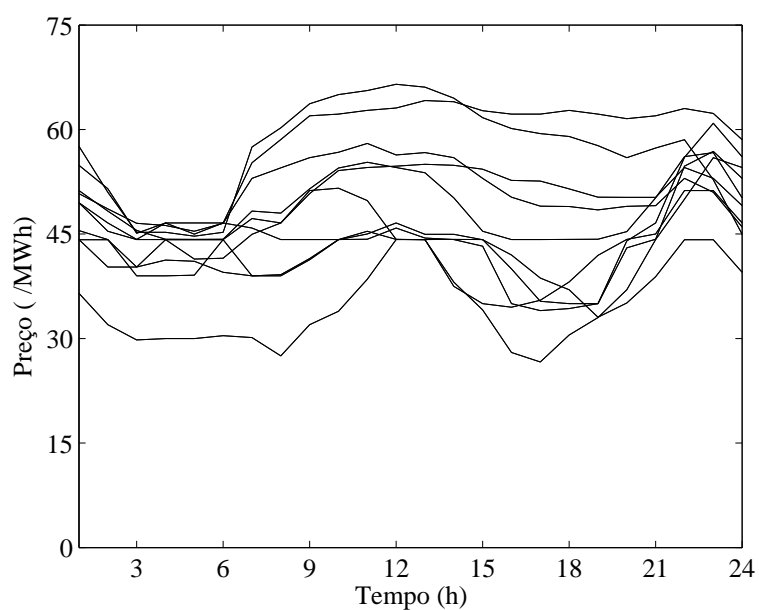


Figura 5.1 – Preços energia elétrica, novembro de 2013.

Os cenários da energia são apresentados na Figura 5.2.

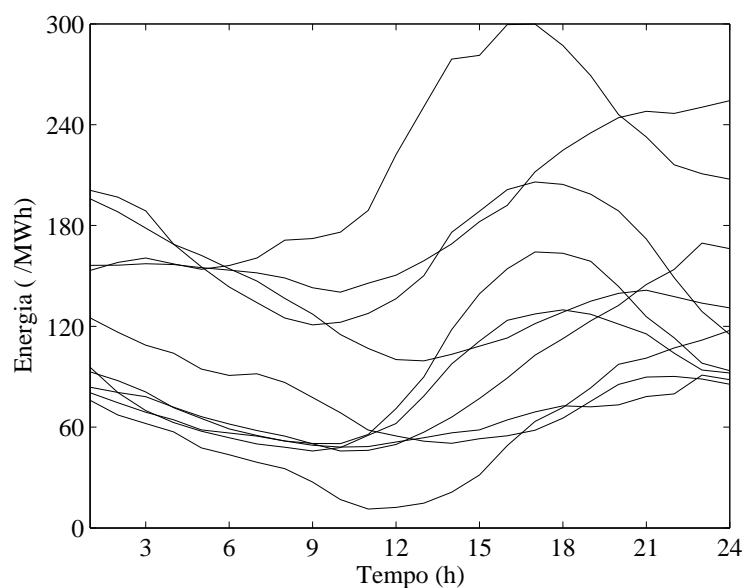


Figura 5.2 – Cenários energia produzida, junho de 2014.

Os cenários da energia produzida são obtidos aplicando ao máximo da energia produzida um fator de escala para limitar a energia produzida nos cenários à potência máxima instalada no parque eólico, $P^{\max} = 360 \text{ MW}$.

O operador do sistema procura eliminar o desequilíbrio do sistema pela aplicação dos fatores de penalização de desequilíbrio r_t^+ e r_t^- dados por (4.9) e (4.10). Os fatores em junho de 2014 são apresentados na Figura 5.3.

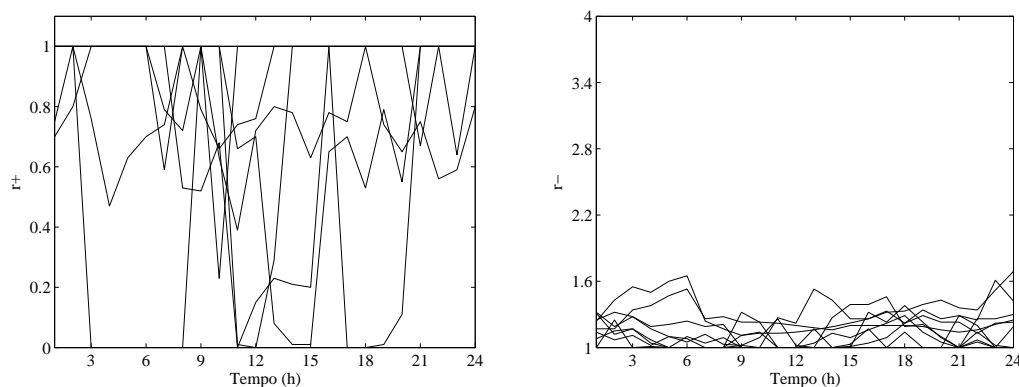


Figura 5.3 – Fatores de penalização dos preços em 2014; esquerda: r_t^+ , direita: r_t^- .

A oferta ótima de energia para maximizar o lucro dos PIE é obtida pela maximização de (5.10), sujeito às restrições de (5.11) a (5.14).

5.3.2 Caso_A: Análise de Resultados

Os lucros esperados para as duas abordagens, com e sem coordenação, são apresentados na Tabela 5.4 [Laia17a, Laia17b].

Tabela 5.4 – Lucros com e sem coordenação térmico-eólica

Caso	Lucro esperado (€)	Tempo execução (sec)
Eólica sem coordenação	119 200	0,02
Térmica sem coordenação	516 848	0,13
Soma eólica e térmica sem coordenação	636 047	0,15
Coordenação térmico-eólica	642 326	0,13
Ganho (%)	0,99	

O lucro esperado com coordenação é 0,99% superior ao da soma dos sistemas

eólico e térmico isolados. A formulação coordenada não representa um acréscimo na utilização de recursos computacionais quando comparada com as formulações do sistema eólico e do sistema térmico isolados. O tempo de execução medido pelo *Gams* é praticamente o mesmo para os dois casos, com e sem coordenação, visto que, a formulação eólica utiliza poucos recursos quando comparada com a formulação das unidades térmicas.

As regras do mercado exigem que as ofertas sejam monótonas não decrescentes, pelo que para cada hora todos os cenários devem satisfazer a restrição dada por (5.1).

Para o sistema não coordenado, o PIE deve submeter ofertas isoladas para o sistema térmico e para o sistema eólico. As ofertas da produção eólica e da produção térmica na hora 5 e na hora 20 estão apresentadas na Figura 5.4.

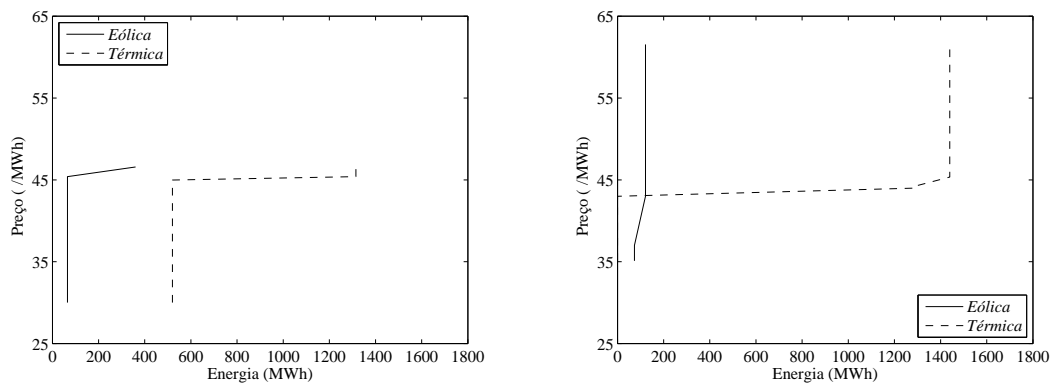


Figura 5.4 – Ofertas não coordenadas; esquerda: hora 5, direita: hora 20.

Para o sistema coordenado, o PIE deve submeter as ofertas da produção térmico-eólica. A comparação das ofertas do sistema coordenado com a soma do sistema eólicos e do sistema térmico não coordenados na hora 5 e na hora 20 estão apresentadas na Figura 5.5.

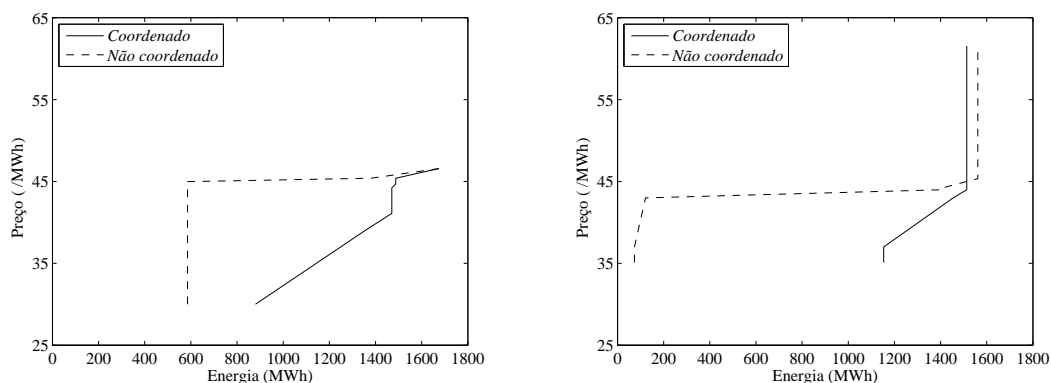


Figura 5.5 – Ofertas coordenadas e não coordenadas; esquerda: hora 5, direita: hora 20.

É avaliado o impacto do aumento da capacidade do sistema eólico, mantendo constante o sistema térmico e os cenários atrás descritos. Os lucros obtidos estão apresentados na Tabela 5.5 [Laia16c].

Tabela 5.5 – Variação da potência eólica

Potência Eólica (MW)	Lucro esperado sem coordenação (€)	Lucro esperado com coordenação (€)	Ganho (%)
360	636 047	642 326	0,99
720	755 247	766 543	1,50
1440	993 646	1 012 520	1,90
2160	1 232 045	1 257 004	2,03
2880	1 470 444	1 499 547	1,98
3600	1 708 843	1 741 753	1,93
4320	1 947 242	1 982 611	1,82

O ganho da utilização da formulação do sistema coordenado não é constante. Para este caso de estudo, em que a potência máxima que pode ser gerada pelas unidades térmicas são 1 440 MW, o ganho máximo obtido pela coordenação térmico-eólica é atingido quando a potência eólica é 1,5 vezes a máxima potência térmica.

É avaliado o impacto da capacidade da capacidade do sistema térmico, mantendo constante o sistema eólico e os cenários atrás descritos. Os lucros obtidos estão apresentados na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Variação da potência térmica

Potência Térmica (MW)	Lucro esperado sem coordenação (€)	Lucro esperado com coordenação (€)	Ganho (%)
1340	585548	591942	1,09
1240	531666	538657	1,31
940	351366	357744	1,82
890	318697	326988	2,60
840	287759	296958	3,20
780	252500	257529	1,99

O ganho da utilização da formulação do sistema coordenado não é constante. Para este caso de estudo, em que a potência máxima que pode ser gerada no parque eólico são 360 MW, o ganho máximo obtido pela coordenação térmico-eólica é atingido quando a potência térmica é 2,5 vezes a máxima potência eólica.

5.3.3 Caso_B: Contratos Bilaterais

Para avaliar o impacto dos contratos bilaterais num sistema térmico-eólico coordenado são criados dez cenários de potência contratada para o horizonte temporal de 24 horas, correspondente ao período das ofertas horárias de energia [Laia16b, Laia16c, Laia16d]. O PIE é o mesmo do caso de estudo anterior, considerando as mesmas unidades térmicas e o mesmo parque eólico, nas mesmas condições de mercado do caso de estudo anterior, i.e., são mantidos os mesmos cenários ω do Caso_A. Não é anulado o termo referente aos contratos bilaterais p_{mt}^{bc} em (3.28). As ofertas horárias a submeter no mercado diário são posteriores à celebração dos contratos bilaterais, pelo que a função objetivo não inclui a receita proveniente dos contratos bilaterais, mas inclui o custo total da

geração térmica, que inclui a parcela necessária para o cumprimento dos contratos bilaterais e a parcela resultante das ofertas no mercado diário. São simuladas as ofertas de energia do sistema coordenado para dez níveis diferentes de energia contratada através de contratos bilaterais. A potência contratada a cada hora para cada um dos dez níveis de energia é apresentada na Figura 5.6.

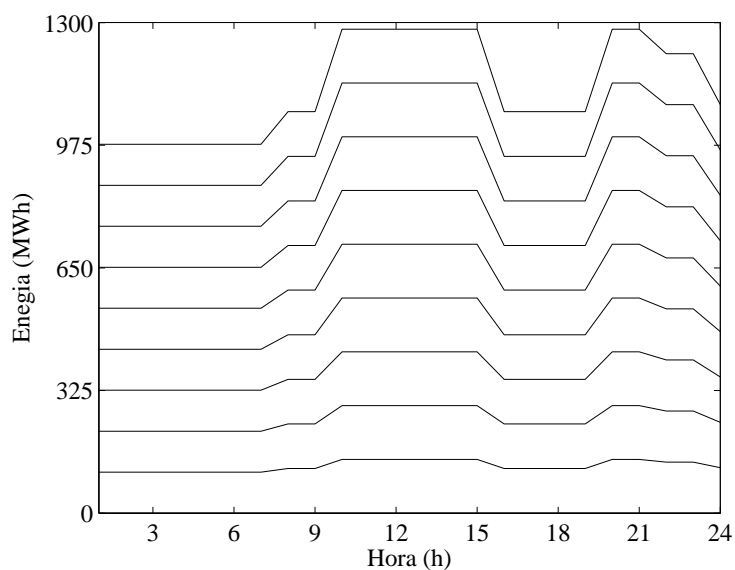


Figura 5.6 – Cenários dos contratos bilaterais.

A energia contratada para o período de 24 horas para cada um dos dez cenários de energia contratada está indicada na Tabela 5.7.

Tabela 5.7 – Energia contratada por cenário de energia contratada

Cenário contrato bilateral	Energia contratada (MWh)
1	0
2	3 012
3	6 024
4	9 036
5	12 048
6	15 060
7	18 072
8	21 084
9	24 096
10	27 108

O cenário 1 equivale à situação em que não é celebrado qualquer contrato

bilateral. A satisfação dos contratos bilaterais é tratada como um problema determinístico e são assegurados pelas unidades térmicas. As ofertas de mercado são tratadas como um problema estocástico.

5.3.4 Caso_B: Análise de Resultados

O lucro esperado pela participação no mercado diário é apresentado na Tabela 5.8.

Tabela 5.8 – Lucro esperado em função do cenário da energia contratada

Cenário contrato bilateral	Lucro esperado (€)
1	642 326
2	498 445
3	354 563
4	210 682
5	66 798
6	-76 993
7	-220 117
8	-364 562
9	-508 093
10	-652 910

O lucro esperado não inclui os proveitos dos contratos bilaterais. O custo total da produção térmica inclui o custo necessário à satisfação dos contratos bilaterais. Para a média dos dez cenários de oferta de energia no mercado diário, é apresentado na Figura 5.7 a energia afetada às unidades térmicas, excluindo a energia necessária ao cumprimento dos contratos bilaterais, e a parcela da energia oferecida no mercado diário referente às unidades térmicas.

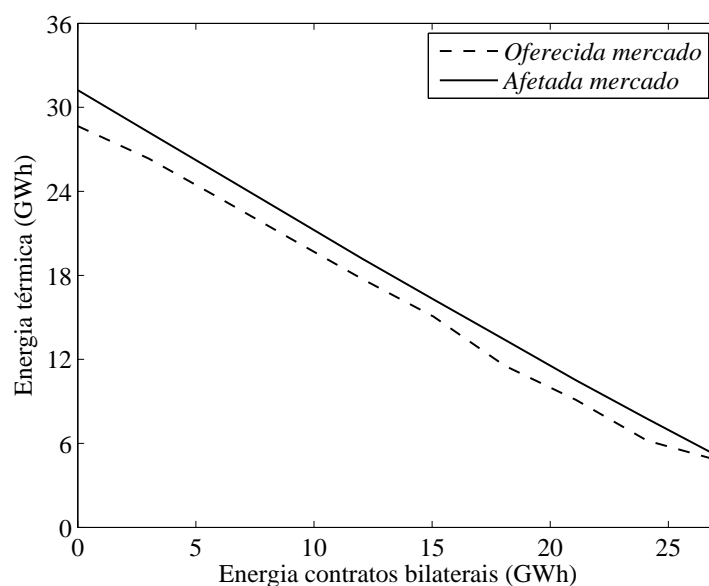


Figura 5.7 – Unidades térmicas, energia oferecida e afetada (excluindo contratos).

Na Figura 5.7 a energia afetada é sempre superior à parcela térmica da energia oferecida no mercado diário. A diferença diminui com o aumento da energia contratada, o que significa que a margem para cobrir eventuais desvios negativos na produção eólica diminui. Este resultado é expectável pois o custo desta margem aumenta com o aumento da potência gerada pelas unidades térmicas devido ao custo quadrático destas unidades.

Para as unidades térmicas, a comparação entre a energia afetada para a média dos dez cenários de oferta de energia no mercado diário para o mercado diário e a energia afetada total é apresentada Figura 5.8.

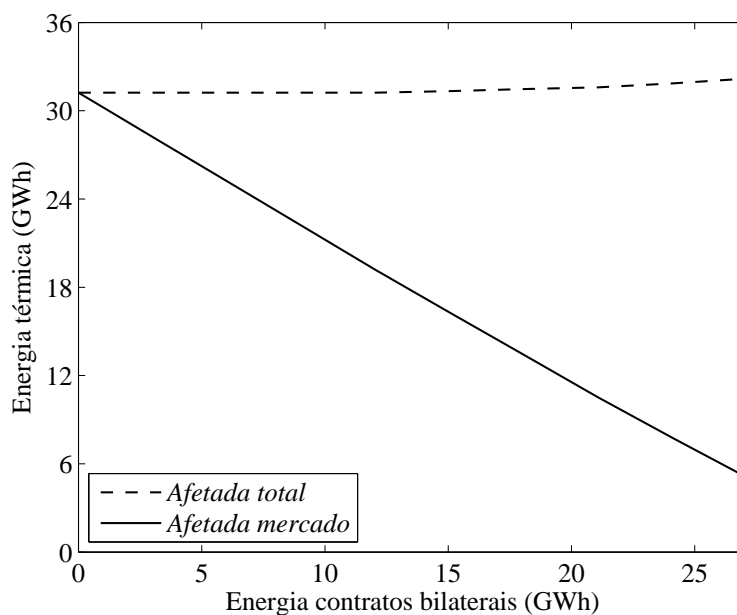


Figura 5.8 – Unidades térmicas, energia afetada (mercado e total).

Na Figura 5.8 a energia afetada total das unidades térmicas permanece praticamente constante com o aumento da energia necessária para satisfazer os contratos bilaterais, enquanto que a energia afetada para o mercado é decrescente. Este resultado é expectável pois com o aumento da potência gerada para satisfazer os contratos bilaterais, o custo da energia gerado aumenta devido ao custo quadrático das unidades, pelo que o custo da energia a oferecer no mercado diário é crescente com o aumento da energia a fornecer por imposição dos contratos bilaterais, o que torna cada vez menos economicamente exequível oferecer energia no mercado diário.

Para a média dos dez cenários de mercado, as parcelas da energia eólica e da energia térmica oferecida no mercado diário são apresentadas na Figura 5.9.

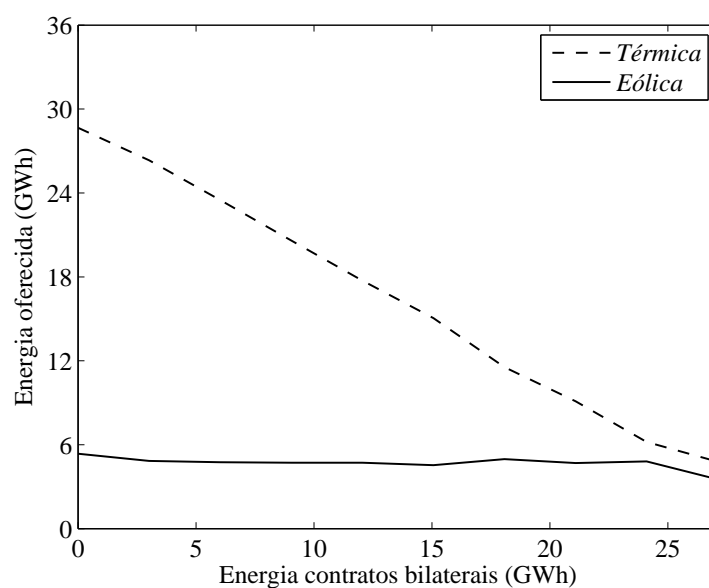


Figura 5.9 – Parcelas da energia oferecida no mercado diário (eólico e térmico).

Na Figura 5.9, a energia eólica oferecida tem uma variação de 10,2% entre a energia contratada nula e uma energia contratada de 24 096 MWh. Entre a energia contratada de 24 096 MWh e o valor mais alto considerado, 27 108 MWh, a variação da energia eólica oferecida no mercado diário tem um decréscimo de 36%. A variação da energia eólica oferecida no mercado diário tem um maior decréscimo quando a margem dada pela diferença entre a energia térmica afetada para o mercado e a energia térmica oferecida no mercado diminui.

5.4 Conclusão

Foi avaliada a coordenação térmico-eólica, comparando esta abordagem com a formulação independente de um sistema térmico e de um sistema eólico.

O fim dos mecanismos de apoio aos produtores eólicos pode motivar a procura de soluções de produção conjuntas. Para o caso de estudo, o ganho máximo devido à coordenação térmico-eólica é de 2,03% em relação à soma dos dois sistemas, térmico e eólico, com ofertas independentes. Uma formulação estocástica baseada em PLIM permite utilizar ferramentas computacionais disponíveis no mercado que resolvem de forma eficiente o problema de exploração de um sistema térmico-eólico.

Foi avaliado o impacto dos contratos bilaterais nas ofertas de energia no mercado diário. Foi verificado que com o aumento do valor da energia contratada em contratos bilaterais a potência térmica disponível para o mercado decresce devido ao custo crescente da energia disponível. A potência eólica oferecida no mercado também decresce com o aumento do valor da energia contratada, devido à decrescente capacidade das unidades térmicas cobrirem eventuais desvios entre a oferta e produção eólica.

CAPÍTULO

6

Conclusão

Neste capítulo são apresentadas as contribuições originais desta tese sobre o tema da incerteza e risco em coordenação térmica – eólica por metodologia estocástica. Ainda, são indicadas as publicações científicas que resultaram no contexto de divulgação à comunidade científica do trabalho de investigação que decorreu durante os trabalhos realizados para esta tese. Por fim, são indicadas linhas de investigação para futuros desenvolvimentos.

6.1 Caracterização da Tese e Contribuições

As preocupações ambientais que conduziram ao Acordo de Paris e das decisões sucedâneas com o objetivo da limitação das emissões de GEE e o incremento da incidência da geração eólica são temas de importância política que merecem uma atitude de investigação de forma a que se encontre uma solução satisfatória, visto que, têm uma importância global para a sustentabilidade e qualidade do ambiente da sociedade contemporânea. No âmbito do Acordo de Paris, das medidas relacionadas com a energia, as denominadas INDC's, *Intended Nationally Determined Contributions*, 40% são medidas relacionadas com a incidência da energia renovável [IEA15].

A incorporação de fontes de energias renováveis contribui para diminuir o recurso ao uso das centrais térmicas no sistema produtor elétrico. Esta incorporação é importante na prossecução do objetivo de limitar as emissões de GEE para a atmosfera, visando o cumprimento do estabelecido no Acordo de Paris e das decisões sucedâneas.

A incerteza e risco em coordenação térmica – eólica são relevantes no ambiente atual do mercado da energia elétrica. Após a década de 80 do século passado, o setor elétrico é sujeito a um processo de reestruturação sem precedentes à escala mundial [Shahidehpour02], criando condições para a existência de diversas empresas produtoras de energia elétrica em competição via ambiente de mercado [Pousinho12a]. É fundamental dotar as empresas produtoras de energia elétrica, possuidoras de fontes de energia térmica e eólica, de sistemas de apoio à decisão que lhes permitam ser competitivas neste ambiente e otimizar os seus recursos produtivos. O trabalho de investigação realizado sobre o tema da incerteza e risco em coordenação térmica – eólica por metodologia estocástica, conducente à elaboração desta tese, é estruturado nas seguintes tarefas:

- T1 caraterização dos produtores térmicos em ambiente de mercado, sujeitos à incerteza do preço da energia, considerando limitações das emissões antropogénicas para a atmosfera e da segurança do fornecimento;
- T2 caraterização dos produtores eólicos em ambiente de mercado, sujeitos à incerteza do preço da energia, dos fatores de penalização de desequilíbrio (*imbalances*), e à incerteza da potência eólica;
- T3 caraterização dos produtores térmico-eólicos em ambiente de mercado, sujeitos à incerteza do preço da energia, dos fatores de penalização de desequilíbrio (*imbalances*), e à incerteza da potência eólica.

Assim, as contribuições desta tese são as seguintes:

- C1 elaboração de uma metodologia estocástica, recorrendo à programação linear inteira-mista, para a geração de ofertas ótimas de energia elétrica no mercado diário por parte de produtores térmicos, tendo como restrição as emissões antropogénicas para a atmosfera e a formulação da segurança no fornecimento através da programação linear inteira-mista;
- C2 elaboração de uma metodologia estocástica, recorrendo à programação linear inteira-mista, para a geração de ofertas ótimas de energia elétrica no mercado diários por parte de produtores eólicos, incluindo a limitação do risco associado às incertezas;
- C3 elaboração de uma metodologia estocástica, recorrendo à programação linear inteira-mista, para a geração de ofertas ótimas de energia elétrica no mercado diário por parte de produtores térmico-eólicos, recorrendo à formulação da coordenação da produção térmico-eólico.

As conclusões retiradas pela utilização da metodologia estocástica, recorrendo à programação linear inteira-mista, para a geração de ofertas ótimas de energia elétrica no mercado diário, permitem ao decisor:

- Avaliar o custo associado à inclusão das restrições das emissões antropogénicas para a atmosfera;
- Avaliar o custo associado à inclusão de restrições ligadas à segurança de fornecimento;
- Avaliar o ganho associado à oferta de energia de sistemas térmico-eólicos coordenados quando comparados com as ofertas sem coordenação de sistemas térmicos e sistema eólicos;
- Avaliar o impacto associado à inclusão de contratos bilaterais em coordenação térmico-eólica;
- Avaliar o custo associado à inclusão da medida de risco *CVaR*;

6.2 Publicações

Quando se adota numa determinada área escolhida um tema de investigação original cujos trabalhos têm como objetivos principais não só contribuir para o desenvolvimento científico e tecnológico da área escolhida, mas também a obtenção de um determinado grau académico pós-graduado, como é o caso desta tese, é fundamental, à medida que as diferentes tarefas previamente planeadas vão sendo cumpridas, que os respetivos resultados sejam publicados periodicamente com o fim de os submeter à comunidade científica, assim como de incentivar à discussão e à troca de ideias, resultando usualmente no aperfeiçoamento daqueles resultados.

Em consequência, e de acordo com o fim de submeter à comunidade científica as contribuições desta tese, assim como de incentivar à discussão e à troca de ideias, é apresentada a lista dos trabalhos publicados.

Publicações científicas em revistas

- 1 Laia, R., Pousinho, H.M.I., Melício, R., Mendes, V.M.F., "Bidding strategy of wind-thermal energy producers", Elsevier Renewable Energy, Vol. 99, pp. 673–681, December 2016 (*Web of Knowledge*).
- 2 Laia, R., Pousinho, H.M.I., Melício, R., Mendes, V.M.F., "Coordinated scheduling of wind-thermal GenCo's in day-ahead markets under CPS scope", Elsevier Energy Procedia, Vol. 106, pp. 87–96, December 2016 (*Web of Knowledge*).
- 3 Laia, R., Pousinho, H.M.I., Melício, R., Mendes, V.M.F., "Self-scheduling and bidding strategies of thermal units with stochastic emission constraints", Elsevier Energy Conversion and Management, Vol. 89, pp. 975–984, January 2015 (*Web of Knowledge*).

- 4 Laia, R., Pousinho, H.M.I., Melício, R., Mendes, V.M.F., "Stochastic emission constraints on unit commitment", Elsevier Procedia Technology, Vol. 17, pp. 437-444, December 2014 (*Web of Knowledge*).

Capítulos em Livro

- 1 Laia, R., I.L.R. Gomes, Pousinho, H.M.I., Melício, R., Mendes, V.M.F., "Self-scheduling of wind-thermal systems using a stochastic MILP approach", in: Technological Innovation for Smart Systems, Doceis 2017, SPRINGER, Heidelberg, Germany, 2017, pp. 1-8 (*Web of Knowledge*).
- 2 Laia, R., Pousinho, H.M.I., Melício, R., Mendes, V.M.F., "Optimal scheduling of joint wind-thermal systems", in: Advances in Intelligent Systems and Computing, Eds. Echaniz, O.E., Romay, M.G., Cosio, A.H., Quintián, H., Corchado, E., SPRINGER, Heidelberg, Germany, 2017, pp. 1-11 (*Web of Knowledge*).
- 3 Laia, R., Pousinho, H.M.I., Melício, R., Mendes, V.M.F., "Optimal bidding strategies of wind-thermal power producers", in: Technological Innovation for Cyber-Physical Systems, Eds. Camarinha-Matos, L.M., Falcão, A.J., Vafaei, N., Najdi, S., SPRINGER, Heidelberg, Germany, 2016, pp. 494-503 (*Web of Knowledge*).
- 4 Laia, R., Pousinho, H.M.I., Melício, R., Mendes, V.M.F., Collares-Pereira, M., "Offering strategies of wind power producers in a day-ahead electricity market", in: Technological Innovation for Cloud-Based Engineering Systems, Eds. Camarinha-Matos, L.M., Baldissera, T.A., Di Orio, G., SPRINGER, Heidelberg, Germany, 2015, pp. 385-394 (*Web of Knowledge*).

- 5 Laia, R., Pousinho, H.M.I., Melício, R., Mendes, V.M.F., Collares-Pereira, M., "Stochastic unit commitment problem with security and emissions constraints", in: *Technological Innovation for Collective Awareness Systems*, Eds. Camarinha-Matos, L.M., Barrento, N.S., Mendonça, R., SPRINGER, Heidelberg, Germany, April 2014, pp. 388-397 (*Web of Knowledge*).
- 6 Laia, R., Pousinho, H.M.I., Melício, R., Mendes, V.M.F., Reis, A.H., "Schedule of thermal units with emissions in a spot electricity market", in: *Technological Innovation for the Internet of Things*, Eds. Camarinha-Matos, L.M., Tomic, S., Graça, P., SPRINGER, Heidelberg, Germany, April 2013, pp. 361-370 (*Web of Knowledge*).

Publicações científicas em conferências

- 1 R. Laia, H.M.I. Pousinho, R. Melício, V.M.F. Mendes, "Wind-thermal production in a day-ahead electricity market", *Proceedings of the Conference on Electronics, Telecommunications and Computers — CETC 2016*, pp. 1–2, Lisbon, Portugal, 06–07 December 2016.
- 2 Laia, R., Pousinho, H.M.I., Melício, R., Mendes, V.M.F., "Coordinated scheduling of wind-thermal gens in day-ahead markets", *Proc. of the Energy Economics Iberian Conference-EEIC 2016*, pp. 1-8, Lisbon, Portugal, February 2016.
- 3 Laia, R., Pousinho, H.M.I., Melício, R., Mendes, V.M.F., "Offer strategy for a wind power producer in day-ahead market", *Proc. of the 16th IEEE International Conference on Computer as a Tool-EUROCON2015*, pp. 1-5, Salamanca, Spain, September 2015 (*Web of Knowledge*).

- 4 Laia, R., Pousinho, H.M.I., Melício, R., Mendes, V.M.F., Collares-Pereira, M., "Spinning reserve and emission unit commitment through stochastic optimization", *Proc. of the International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives and Motion-SPEEDAM 2014*, pp. 444-448, Ischia, Italy, June 2014 (*Web of Knowledge*).
- 5 Laia, R., Pousinho, H.M.I., Melício, R., Mendes, V.M.F., "Afetação de unidades térmicas considerando as emissões antropogénicas", *Proc. terceiras Jornadas de Informática da Universidade de Évora - JIUE2013*, pp. 69-74, Portugal, fevereiro 2013.

6.3 Direções de Investigação

As linhas de investigação para futuros desenvolvimentos são seguidamente enunciadas:

- L1 desenvolvimento da formulação para otimização do dimensionamento de parques eólicos para produtores térmico-eólicos que já tenham recursos térmicos, através da coordenação térmico-eólica;
- L2 desenvolvimento da formulação para otimização do dimensionamento de unidades térmicas para produtores térmico-eólicos que já tenham recursos térmicos, através da coordenação térmico-eólica;
- L3 modelização de outras fontes de energia renováveis, nomeadamente, as de tecnologia fotovoltaica, para a sua inclusão na coordenação com sistemas térmico-eólicos.

Referências Bibliográficas

- [Abido09] Abido, M.A., "Multiobjective particle swarm optimization for environmental/economic dispatch problem", *Elsevier Electric Power Systems Research*, Vol. 79, pp. 1105–1113, March 2009.
- [Al-Awami11] Al-Awami, A.T., El-Sharkawi, M.A., "Coordinated trading of wind and thermal energy", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 2, No. 3, pp. 277–287, 2011.
- [Amjady09] Amjady, N., Daraeepour, A., "Mixed price and load forecasting of electricity markets by a new iterative prediction method", *Elsevier Electric Power Systems Research*, Vol. 79, No. 9, pp. 1329–1336, September 2009.
- [Angarita09] Artzner, P., Delbaen, F., Eber, J. M., Heath, D., "Combined hydro wind generation bids in a pool-based electricity market", *Elsevier Electric Power Systems Research*, Vol. 79, No. 7, pp. 1038-1046, July 2009.
- [Arroyo00] Arroyo, J.M., Conejo, A.J., "Optimal Response of a Thermal Unit to an Electricity Spot Market," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 3, pp. 1098–1104, August. 2000.
- [Artzner99] Artzner, P., Delbaen, F., Eber, J. M., Heath, D., "Coherent measures of risk", *Mathematical Finance*, Vol. 9, No. 3, pp. 203–228, July 1999.
- [Baillo04] Baíllo A., Ventosa, M., Rivier M., Ramos A., "Optimal offering strategies for generation companies operating in electricity spot markets", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 2, pp. 745–753, May 2004.

- [Barros11] Barros, J., Leite, H., "Feed-in tariffs for wind energy in Portugal: current status and prospective future", *Proc. 11th IEEE International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, pp. 1–5, Lisbon, Portugal, October 2011.
- [Bathurst02] Bathurst, G.N., Weatherill, J., Strbac, G., "Trading wind generation in short term energy markets", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 3, pp. 782–789, August 2002.
- [Bathurst03] Bathurst, G.N., Strbac, G., "Value of combining energy storage and wind in short-term energy and balancing markets", *Elsevier Electric Power Systems Research*, Vol. 67, No. 1, pp. 1–8, October 2003.
- [Batlle02] Batlle, C., *Modelo de análisis de riesgos asociados al negocio de producción eléctrica*, Tese de Doutoramento, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, Espanha, 2002.
- [Bitar12] Bitar, E.Y., Poolla, K., "Selling wind power in electricity markets: the status today, the opportunities tomorrow", *Proc. IEEE American Control Conference*, pp. 3144–3147, Montreal, Canada, June 2012.
- [Birge97] Birge, J.R., Louveaux, F., "Introduction to stochastic programming", *Springer Series Oper. Res*, 1997.
- [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.
- [Bradley77] Bradley, S.P., Hax, A. C., Magnanti, T. L., "Applied Mathematical Programming", *Addison Wesley*, 1977.

- [Carrion06] Carrion, M., Arroyo, J.M., "A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 3, pp. 1371–1378, August 2006.
- [Carrion08] Carrion, M., *Medium-term decision making for consumers, retailers, and producers in electricity markets via stochastic programming*, Tese de Doutorado, Universidad de Castilla-la Mancha Pontificia, Castilla-la Mancha, Espanha, July 2008.
- [Catalão05] Catalão, J., Mariano, S., Mendes, V.M.F., Ferreira, L., "Unit commitment with environmental considerations: a practical approach", *Proc. of 15th Power Systems Computation Conference—PSCC*, pp. 1–5, Liège, Belgium, August 2005.
- [Catalão06] Catalão, J., Mariano, S., Mendes, V.M.F., Ferreira, L., "Optimização da exploração de recursos térmicos considerando a restrição de emissões", *Investigação Operacional*, Vol. 26, No. 2, pp. 147–161, Lisboa 2006.
- [Catalão07] Catalão, J., Mariano, S., Mendes, V.M.F., Ferreira, L., "Short-term electricity prices forecasting in a competitive market: a neural network approach", *Elsevier Electric Power Systems Research*, Vol. 77, No. 10, pp. 1297–1304, August 2007.
- [Catalão09] Catalão, J., Pousinho, H.M.I., Mendes, V.M.F., "An artificial neural network approach for short-term wind power forecasting in Portugal", *Proc. IEEE International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*, pp. 1–5, Curitiba, Brazil, November 2009.

- [Cheng00] Cheng, C.P., Liu, C.W., Liu, C.C., "Unit commitment by lagrangian relaxation and genetic algorithms", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 2, pp. 707–714, May 2000.
- [Coelho11] Coelho, L.D., Santos, A.A.P., "A RBF neural network model with GARCH errors: Application to electricity price forecasting", *Elsevier Electric Power Systems Research*, Vol. 81, No. 1, pp. 74–83, January 2011.
- [Cohen83] Cohen, A.I., Yoshimura, M., "A branch-and-bound algorithm for unit commitment", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102, No. 2, pp. 444–451, February 1983.
- [Conejo10] Conejo, A.J., Carrión, M., Morales, J.M., "Decision making under uncertainty in electricity markets", *Springer*, 2010.
- [Conejo02a] Conejo, A.J., Nogales, F.J., Arroyo J.M., "Price-taker bidding strategy under price uncertainty", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 4, pp. 1081–1088, November 2002.
- [Conejo02b] Conejo, A.J., Arroyo J.M., Contreras J., Villamor F.A., "Self-scheduling of a hydro producer in a pool-based electricity market", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 4, pp. 1265–1272, November 2002.
- [COP21] Paris Climate Change Conference, (FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1), tem como principal objetivo limitar o aumento da temperatura global no século XXI a 2°C, 2015.

- [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, November 2011.
- [Defourny13] Defourny, B., Simão, H.P., Powell, W.B., "Robust forecasting for unit commitment with wind", *Proc. 46th Hawaii International Conference on System Sciences — HICSS*, pp. 2337–2344, January 2013.
- [Dias06] Dias, R.A., Mattos, C.R., Balestieri, J. P., "The limits of human development and the use of energy and natural resources", *Elsevier Energy Policy*, Vol. 34, No. 9, pp. 1026-1031, June 2006.
- [Doherty05] Doherty, R., Malley, M., "A new approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity", *IEEE Trans. Power Systems*, 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, January 2007.

- [DL178/2003] Emitido Por Ministério das Cidades, Ordenamento do Território e Ambiente, Estabelece Limitações às Emissões para a Atmosfera de Certos Poluentes Provenientes de Grandes Instalações de Combustão, transpondo para a ordem jurídica nacional a Directiva n.º 2001/80/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Outubro, Diário da República, 179. série N.º I A, 5 de agosto de 2003.
- [DR35/08] Resolução da Assembleia da República n.º 35/2008, Aprova o Acordo do Segundo Protocolo Modificativo ao Acordo Ortográfico da Língua Portuguesa, adoptado na V Conferência dos Chefes de Estado e de Governo da Comunidade dos Países de Língua Portuguesa (CPLP), realizada em São Tomé em 26 e 27 de julho de 2004, Diário da República, 1.ª série N.º 145, 29 de julho de 2008.
- [EIA14a] U.S. Energy Information Administration, "International Energy Statistics", URL: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=2&pid=2&aid=2&cid=regions&syid=1982&eyid=2012&unit=BKWH>, acedido em agosto 2015.
- [EIA14b] U.S. Energy Information Administration, "*International Energy Outlook 2014*", 2014.
- [El-Fouly08] El-Fouly, T.H.M., Zeineldin, H.H., El-Saadany, E.F., Salama, M.M.A., "Impact of wind generation control strategies, penetration level and installation location on electricity market prices", *IET Renewable Power Generation*, Vol. 2, No. 3, pp. 162–169, September 2008.

- [Ewea15a] European Wind Energy Association, *Wind in power: 2014 European Statistics*, European Wind Energy Association, February 2015.
- [Ewea15b] European Wind Energy Association, *Wind energy scenarios for 2030*, European Wind Energy Association, August 2015.
- [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, June 2009.
- [Ferguson00] Ferguson, R., Wilkinson, W., Hill, R., "Electricity use and economic development", *Elsevier Energy Policy*, Vol. 28, No. 13, pp. 923–934, November 2000.
- [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 Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 4, No. 2, pp. 299–314, February 2010.
- [Fleten08] Fleten, S.-E., Kristoffersen, T.K., "Short-term hydropower production planning by stochastic programming", *Computers and Operations Research*, Vol. 35, No. 8, pp. 2656–2671, 2008.
- [Floudas05] Floudas, C.A., Xiaoxia, "Mixed integer linear programming in process scheduling: modeling, algorithms, and applications", *Annals of Operations Research*, Vol. 139, pp. 131–162, 2005.

- [Fu07] Fu, Y., Shahidehpour, M., "Fast SCUC for large-scale power systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 4, pp. 2144–2151, November 2007.
- [Garces10] Garces, L.P., Conejo, A.J., "Weekly self-scheduling, forward contracting, and offering strategy for a producer", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 2, pp. 867–874, May 2005.
- [Gomes16a] I.L.R. Gomes, H.M.I. Pousinho, R. Melício, V.M.F. Mendes, "Bidding and optimization strategies for wind-PV systems in electricity markets", in: *Proceedings of the Energy Economics Iberian Conference — EEIC 2016*, pp. 1–6, Lisbon, Portugal, 04–05, February 2016.
- [Gomes16b] I.L.R. Gomes, H.M.I. Pousinho, R. Melício, V.M.F. Mendes, "Optimal wind bidding strategies in day-ahead markets", in: *Technological Innovation for Cyber-Physical Systems*, Eds. L.M. Camarinha-Matos, António J. Falcão, Nazanin Vafaei, Shirin Najdi, *DoCEIS 2016, 7th IFIP AICT 470*, SPRINGER, Cham, Switzerland, ISBN: 978-3-319-31165-4, pp. 475–484, April 2016.
- [Gomes16c] I.L.R. Gomes, H.M.I. Pousinho, R. Melício, V.M.F. Mendes, "Stochastic optimization of coordinated wind-photovoltaic bids in electricity markets", in: *Proceedings of the IEEE 17th International Conference on Power Electronics and Motion Control — PEMC 2016*, pp. 1049–1054, Varna, Bulgaria, 25–30 September 2016.

- [Gomes16d] I.L.R. Gomes, H.M.I. Pousinho, R. Melício, V.M.F. Mendes, "Bidding and optimization strategies for wind-pv systems in electricity markets assisted by CPS", *Energy Procedia (ELSEVIER)*, Vol. 106, pp. 111–121, December 2016.
- [Gomes16e] I.L.R. Gomes, H.M.I. Pousinho, R. Melício, V.M.F. Mendes, "Short-term trading for a wind-pv power producer in an electricity market", *Proceedings of the Conference on Electronics, Telecommunications and Computers — CETC 2016*, pp. 1–2, Lisbon, Portugal, 06–07 December 2016.
- [Gomes17a] I.L.R. Gomes, H.M.I. Pousinho, R. Melício, V.M.F. Mendes, "Stochastic optimization for the daily joint operation of wind/PV and energy storage systems", in: *Technological Innovation for Smart Systems, DoCEIS 2017*, SPRINGER, pp. 1–8, May 2017.
- [Gomes17b] I.L.R. Gomes, H.M.I. Pousinho, R. Melício, V.M.F. Mendes, "Stochastic coordination of joint wind and photovoltaic systems with energy storage in day-ahead market", *Energy (ELSEVIER)*, 2017, DOI: 10.1016/j.energy.2017.02.080.
- [Gonzalez08] Gonzalez, J.G., 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 Transactions on Power Systems*, Vol. 23, No. 2, pp. 460–468, May 2008.

- [Hedman06] Hedman, K., Sheble, G, "Comparing hedging methods for wind power: using pumped storage hydro units vs options purchasing", *In International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems PMAPS*, pp. 61–66, 2014.
- [Heydari14] Heydari, R., Hasanpour, S., "Uncertainty mitigation and maximizing profit in energy market by coordinated trade of wind and gas thermal unit", *Proc. 14th International Conference on Environment and Electrical Engineering — EEEIC*, pp. 23–28, May 2014.
- [Hobbs99] Hobbs, B.F., Jitprapaikulsarn, S., Maratukulam, D.J., "Analysis of the value for unit commitment of improved load forecasts", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 4, pp. 1342–1348, November 1999.
- [Holmström09] Holmström, K., Göran, A.O., Edvall, M.M., "User's guide for Tomlab/ CPLEX v12.1," Tomlab Optimization, August 2009.
- [Hongling08] Hongling, L., Chuanwen, J., Yan, Z., "A review on risk-constrained hydropower scheduling in deregulated power market", *Elsevier Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 12, No. 5, pp. 1465–1475, June 2008.
- [IEA13] International Energy Agency, World Energy Outlook 2013, 2013.
- [IEA14] International Energy Agency, Key World Energy Statistics Report (2014), 2014.
- [IEA15] International Energy Agency, Energy and Climate Change, 2015.

- [Infopedia11] inversão térmica. In Infopédia [Em linha], Porto Editora, 2003-2011. [Consultado em 2011-04-11]; Disponível na www: <URL: [http://www.infopedia.pt/\\$inversao-termica,19](http://www.infopedia.pt/$inversao-termica,19)>.
- [Jabr05] Jabr, R.A., "Robust self-scheduling under price uncertainty using Conditional Value-at-Risk", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 4, pp. 1852–1858, November 2005.
- [Joskow08] Joskow, P., *Lessons learned from electricity market liberalization*, The Energy Journal, Special Issue. The Future of Electricity, 2008.
- [Kazarlis96] Kazarlis, S.A., Bakirtzis, A.G., Petridis, V., "A genetic algorithm solution to the unit commitment problem", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 1, pp. 83–92, February 1996.
- [Keib94] El-Keib, A.A., Ma, H., Hart, J.L., "Economic dispatch in view of the clean air act of 1990", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 2, pp. 972–978, May 1994.
- [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, October 2007.
- [Kongnam09] Kongnam, C., Nuchprayoon, S., "Feed-in tariff scheme for promoting wind energy generation", *Proc. IEEE Bucharest Power Tech Conference*, pp. 1–6, June/July 2009.

- [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, March 2002.
- [Kusiak09] Kusiak, A., Zheng, H.Y., Song, Z., " Short-term prediction of wind farm power: a data mining approach ", *IEEE Trans. Energy Conversion*, Vol. 24, No. 1, pp. 125–136, March 2009.
- [Ladurantaye07] Ladurantaye, D., Gendreau, M., Potvin, J.Y., "Strategic bidding for price-taker hydroelectricity producers", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 4, pp. 2187–2203, November 2007.
- [Laia11] Laia, R., *Afectação de unidades térmicas considerando as emissões antropogénicas*, Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica – ramo de Energia, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Portugal, Setembro 2011.
- [Laia13a] R. Laia, H.M.I. Pousinho, R. Melício, V.M.F. Mendes, "Afetação de unidades térmicas considerando as emissões poluentes", in: *Atas das 3ª Jornadas de Informática da Universidade de Évora — JIUE 2013*, pp. 69–74, Évora, Portugal, 21–22 fevereiro 2013.
- [Laia13b] Laia, R., Pousinho, H.M.I., Melício, R., Mendes, V.M.F., Reis, A.H., "Schedule of thermal units with emissions in a spot electricity market", *SPRINGER, Doceis 2013, IFIP AICT 394*, pp. 361–370, 2013.

- [Laia14a] Laia, R., Pousinho, H.M.I., Melício, R., Mendes, V.M.F., Collares-Pereira, M., "Stochastic unit commitment problem with security and emissions constraints", *SPRINGER, Doceis 2014, IFIP AICT 423*, pp. 388–397, 2014.
- [Laia14b] R. Laia, H.M.I. Pousinho, R. Melício, V.M.F. Mendes, M. Collares-Pereira, "Spinning reserve and emission unit commitment through stochastic optimization", in: *Proceedings of the International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives and Motion — SPEEDAM 2014*, pp. 444–448, Ischia, Italy, 18–20 June 2014.
- [Laia14c] Laia, R., Pousinho, H.M.I., Melício, R., Mendes, V.M.F., "Stochastic emission constraints on unit commitment", *Procedia Technology*, Vol. 17, pp. 437–444, December 2014.
- [Laia15a] R. Laia, H.M.I. Pousinho, R. Melício, V.M.F. Mendes, "Self-scheduling and bidding strategies of thermal units with stochastic emission constraints", *Energy Conversion and Management (ELSEVIER)*, Vol. 89, pp. 975–984, January 2015.
- [Laia15b] Laia, R., Pousinho, H.M.I., Melício, R., Mendes, V.M.F., Collares-Pereira, M., "Offering strategies of wind power producers in a day-ahead electricity market", *SPRINGER, Doceis 2015, IFIP AICT 450*, pp. 385–394, 2015.

- [Laia15c] R. Laia, H.M.I. Pousinho, R. Melício, V.M.F. Mendes, "Offer strategy for a wind power producer in day-ahead market", in: *Proceedings of the 16th IEEE International Conference on Computer as a Tool — EUROCON 2015*, pp. 1–5, Salamanca, Spain, 08–11 September 2015.
- [Laia16a] Laia, R., Pousinho, H.M.I., Melício, R., A., Mendes, V.M.F., "Optimal Bidding Strategies of Wind-Thermal Power Producers ", *SPRINGER, Doceis 2016, IFIP AICT 470*, pp. 385–394, 2016.
- [Laia16b] R. Laia, H.M.I. Pousinho, R. Melício, V.M.F. Mendes, "Coordinated scheduling of wind-thermal gencons in day-ahead markets", in: *Proceedings of the Energy Economics Iberian Conference — EEIC 2016*, pp. 1–6, Lisbon, Portugal, 04–05, February 2016.
- [Laia16c] Laia, R., Pousinho, H.M.I., Melício, R., A., Mendes, V.M.F., "Bidding strategy of wind-thermal energy producers", *Elsevier Renewable Energy*, Vol. 99, pp. 673–681, December 2016.
- [Laia16d] R. Laia, H.M.I. Pousinho, R. Melício, V.M.F. Mendes, "Bidding decision of wind-thermal GenCo in day-ahead market", *Energy Procedia (ELSEVIER)*, Vol. 106, pp. 87–96, December 2016.
- [Laia16e] R. Laia, H.M.I. Pousinho, R. Melício, V.M.F. Mendes, "Wind-thermal production in a day-ahead electricity market", *Proceedings of the Conference on Electronics, Telecommunications and Computers — CETC 2016*, pp. 1–2, Lisbon, Portugal, 06–07 December 2016.

- [Laia17a] Laia, R., Pousinho, H.M.I., Melício, R., A., Mendes, V.M.F., "Optimal scheduling of joint wind-thermal systems", in: *Advances in Intelligent Systems and Computing, SPRINGER, SOCO 2016*, pp. 1–11, 2017.
- [Laia17b] Laia, R., I.L.R. Gomes, Pousinho, H.M.I., Melício, R., A., Mendes, V.M.F., "Self-scheduling of wind-thermal systems using a stochastic MILP approach", in: *Technological Innovation for Smart Systems, SPRINGER, DOCEIS 2017*, pp. 1–8, May 2017.
- [Li05] Li, S., Shahidehpour, M., "Price-based unit commitment: A case of lagrangian relaxation versus mixed integer programming", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, , No. 4, pp. 2015–2025, November 2005.
- [Li12] Li, Y.P., Huang, G.H., "Electric-power systems planning and greenhouse-gas emission management under uncertainty", *Elsevier Energy Conversion and Management*, Vol. 57, pp. 173–182, May 2012.
- [Liu12] Liu, G., Tomsovic, K., "Quantifying spinning reserve in systems with significant wind power penetration", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 27, No. 4, pp. 2385–2393, November 2012.
- [Mantawy98] Mantawy, A.H., Abde-Magid, Y.L., Selim, S.Z., "A simulated annealing algorithm for unit commitment", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 1, pp. 197–204, February 1998.

- [Mantawy99] Mantawy, A.H., Abde-Magid, Y.L., Selim, S.Z., "Integrating genetic algorithms, tabu search, and simulated annealing for the unit commitment problem", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 3, pp. 829–836, August 1999.
- [Markowitz59] Markowitz, H. M., "Portfolio selection: Efficient diversification of investments", Wiley, New York, 2005.
- [Matevosyan06] Matevosyan, J., Soder, L., "Minimization of imbalance cost trading wind power on the short-term power market ", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 3, pp. 1396–1404, August 2006.
- [Martinez08] Martinez, D.M., Ebenhack, B.W., "Understanding the role of energy consumption in human development through the use of saturation phenomena", *Elsevier Energy Policy*, Vol. 36, No. 4, pp. 1430–1435, April 2008.
- [Melício10] Melício, M.R., *Optimização modelos dinâmicos de sistemas de conversão de energia eólica ligados à rede elétrica*, Tese de Doutoramento, Universidade da Beira Interior, Portugal, Fevereiro 2010.
- [Mendes94] Mendes, V.M.F., *Planeamento da gestão de curto prazo dos recursos produtores de um sistema de energia eléctrica no contexto da operação*, Tese de Doutoramento, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, Fevereiro 1994.
- [Mendes10] Mendes, A.I.F., Cardoso, R.S.F., "Regulação dos sectores da eletricidade e do gás natural em Portugal", *Prémio ERSE Regulação*, January 2010.

- [Merlin83] Merlin, A., Sandrin, P., "A new method for unit commitment at Electricite de France", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102, No.º5, pp. 1218–1225, May 1983.
- [Meucci05] Meucci, A., "Risk and asset allocation", *Springer Finance*, 1st edition, 2005.
- [Morales10] Morales, J.M., Conejo, A.J., Pérez-Ruiz, J., " Short-term trading for a wind power producer", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 25, No. 1, pp. 554–564, February 2010.
- [MIBEL09] Mercado Ibérico de Electricidade, "Descrição do Funcionamento do MIBEL", November 2009.
- [Nazari10] Nazari, M.E., Ardehali, M.M., Jafari, S., "Pumped-storage unit commitment with considerations for energy demand, economics, and environmental constraints", *Elsevier Energy*, Vol. 35, No. 10, pp. 4092–4101, October 2010.
- [Nemhauser99] Nemhauser, G.L., Wolsey, L.A., "Integer and combinatorial optimization", *Wiley-Interscience*, New York, 1999.
- [Nikolova13] Nikolova, S., Causevski, A., Al-Salaymeh A., "Optimal operation of conventional power plants in power system with integrated renewable energy sources", *Elsevier, Energy Conversion and Management*, Vol. 65, pp. 697–703, 2013.
- [NOAA15] inversão térmica. In National Weather Service Forecast [Em linha]. [Consultado em 2015-07-15]; Disponível na www: <URL: <http://w1.weather.gov/>>.

- [Nowak00] Nowak, M.P., Romisch, W., "Stochastic lagrangian relaxation applied to power-scheduling in a hydro-thermal system under uncertainty", *Elsevier Annals of Operations Research*, Vol. 100, pp. 2517–272, 2000.
- [Palanichamy02] Palanichamy, C., Babu, N.S., "Day–night weather-based economic power dispatch", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 2, pp. 469–475, May 2002.
- [Pang76] Pang, C.K., Chen, H.C., "Optimal short-term thermal unit commitment", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 95, No. 4, pp. 1336–1346, July 1976.
- [Pang81] Pang, C.K., Sheble, G.B., Albuyeh, F., "Evaluation of dynamic programming based methods and multiple area representation for thermal unit commitments", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No. 3, pp. 1212–1218, March 1981.
- [Papavasiliou13] Papavasiliou, A., Oren, S.S., "A comparative study of stochastic unit commitment and security-constrained unit commitment using high performance computing", *Proc. European Control Conference — EEC*, pp. 2507–2512, July 2013.
- [Philpott06] Philpott, A., Schultz, R., "Unit commitment in electricity pool markets", *SPRINGER-VERLAG Mathematical Programming*, Vol. 108, No. 2, pp. 313–337, 2006.
- [Pinson07] Pinson, P., Chevallier, C., Kariniotakis, G.N., "Trading wind generation from short-term probabilistic forecasts of wind power ", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 3, pp. 1148–1156, August 2007.

- [Pflug07] Pflug, G. C., Rómisch, W., "Modeling, Measuring and Managing Risk", *World Scientific Publishing Company*, Hackensack, 2007.
- [Pousinho12a] Pousinho, H.M.I., *Optimização da exploração de curto prazo e das ofertas em mercado para um sistema electroprodutor considerando incerteza e risco*, Tese de Doutoramento, Universidade da Beira Interior, Portugal, Maio 2012.
- [Pousinho12b] Pousinho, H.M.I., Catalão, J.P.S. S., Mendes, V.M.F., "Offering strategies for a wind power producer considering uncertainty through a stochastic model", *Proc. of International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems–PMAPS 2012*, pp. 1139–1144, Istanbul, Turkey, June 2012.
- [Prina12] Prina, J., "Stochastic unit commitment and self-scheduling: A review considering CO₂ emission modeling", *Springer Handbook of CO₂ in power systems, Energy systems*, pp. 311–326, 2012.
- [Raglend06] Raglend, I.J., Padhy, N.P., "Solutions to practical unit commitment problems with operational, power flow and environmental constraints", *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006.
- [REE14] Rede Elétrica de Espana, URL: <http://www.esios.ree.es/web-publica/>, acedido em 2014.
- [Richter00] Richter, C.W.Jr., Sheblé, G.B., "A profit-based unit commitment GA for the competitive environment", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 2, pp. 715–721, May 2000.

- [Rockafellar02] Rockafellar, R. T., Uryasev, S., "Conditional value-at-risk for general loss distributions", *J. Banking & Finance*, Vol. 26, No. 7, pp. 1443–1471, July 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*, pp. 38–61, May 2007.
- [Rudolf99] Rudolf, A., Bayrleithner, R., "A genetic algorithm for solving the unit commitment problem of a hydro-thermal power system", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 4, pp. 1460–1468, November 1999.
- [Ruiz09] Ruiz, P.A., Philbrick, C.R., Sauer, P.W., "Wind power day-ahead uncertainty management through stochastic unit commitment policies", *IEEE Power Systems Conference and Exposition—PSCE '09*, pp. 1–9, March 2009.
- [Saksornchai04] Saksornchai, T., Lee, W.J., Methaprayoon, K., Liao, J., Ross, R., "Improve the unit commitment scheduling by using the neural-network-based short-term load forecasting", *IEEE Transactions on Industrial Applications*, Vol. 41, No. 1, pp. 169-179, March 2004, Jan./Feb. 2005.
- [Sen98] Sen, S., Kothari, D.P., "Optimal thermal generating unit commitment: a review", *Elsevier International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 20, No. 7, pp. 443–451, October 1998.
- [Shahidehpour02] Shahidehpour, M., Yamin, H., Li, Z., "Market operations in electric power systems: forecasting, scheduling and risk management", Wiley, New York, 2002.

- [Siahkali10] Siahkali, H., Vakilian, M., "Stochastic unit commitment of wind farms integrated in power system", *Elsevier Electric Power Systems Research*, Vol. 80, pp. 1006–1017, 2010.
- [Soleymani06] Soleymani, S., Ranjbar, A.M., Shirani, A.R., "Using market simulation to recognize the price maker firms", *IEEE International Conference on Power Systems Technology*, pp. 1-6, October 2006.
- [Teixeira12] Teixeira, A.R.R., *Contributos das políticas de energia para um desenvolvimento sustentável: análises dos casos europeu e portugueses*, Dissertação de Mestrado, Universidade Fernando Pessoa, Portugal, 2012.
- [Tiedemann07] Tiedemann, S., "Risk measures with preselected tolerance levels in two-stage stochastic mixed-Integer programming", Cuvillier Verlag., Göttingen, Germany, 2007.
- [TNT09] The Nashua Telegraph (New Hampshire), "Donora: a temperature inversion sets the stage for the Donora Smog of 1948", October 2009.
- [Toffler82] Toffler, A., "La tercera ola", Plaza y Janes Editores, Barcelona, Espanha, 1982.
- [Topaloglou04] Topaloglou, N., "A stochastic programming framework for international portfolio management," Universidade do Chipre, 2004.
- [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 system", *MIT Center for Energy and Environmental Policy Research*, 2005.

- [UCTE04] Union for the Coordination of the Transmission of Electricity, "Operation handbook: G3 Recommended Secondary Control Reserve" 2004.
- [Ummels07] Ummels, B.C., Gibesco, M., Pelgrum, E., Kling, W., Brand, A., "Impacts of wind power on thermal generation unit commitment and dispatch", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 21, No. 1, March 2007.
- [Usaola07] Usaola, J., Angarita, J., " Bidding wind energy under uncertainty", *Proc. of the International Conference on Clean Electrical Power—ICCEP*, Capri, Italy, May 2007.
- [UN03] United Nations Development Programme 2003, "The watt energy discussion for an efficient world", URL: <http://www.thewatt.com/node/170>, acedido em julho 2015.
- [Vasquez09] Vasquez, A.A.O., Kirschen, D.S., " Estimating the spinning reserve requirements in systems with significant wind power generation penetration", *IEEE Transactions on Power Systems.*, Vol. 24, No. 1, pp. 114–124, February 2009.
- [Wang93] Wang, C., Shahidehpour, C.M., "Effects on ramp-rate limits on unit commitment and economic dispatch", *IEEE Transactions on Power Systems.*, Vol. 8, No. 3, pp. 1341–1350, August 1993.
- [Wood96] Wood, A.J., Wollenberg, B.F., "Power generation, operation, and control", *Wiley*, New York, 1996.
- [Wogrin11] Wogrin, S., Centeno, E., Barquín, J., "Generation capacity expansion in liberalized electricity markets: A stochastic MPEC approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 26, No. 4, pp. 2526–2532, November 2011.

- [Wu07] Wu, L., Shahidehpour, M., Li, T., "Stochastic security-constrained unit commitment", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 2, pp. 800–811, May 2007.
- [WB15] The World Bank, "Electric power consumption (kWh per capita)", URL: <http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC>, acessado em julho 2015.
- [Xie11] Xie, J., Zhong, J., Li, Z., Gan, D., "Environmental-economic unit commitment using mixed-integer linear programming", *International Transactions on Electrical Energy Systems*, Vol. 21, No. 1, pp. 772–786, January 2011.
- [Zhai94] Zhai, D., Breipohl, A.M., Lee, F.N., Adapa, R., "The effect of load uncertainty on unit commitment risk", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 1, pp. 510–517, August 2002.