



UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR  
Faculdade De Engenharia

# **Coordenação entre Armazenamento de Energia, Energia Hídrica Reversível e Energia Eólica nos Mercados de Eletricidade**

**Tiago André Martins Tavares**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em  
**Engenharia Eletromecânica**  
(2º ciclo de estudos)

Orientador: Doutor João Paulo da Silva Catalão  
Co-orientador: Doutor Agustín Alejandro Sánchez De La Nieta López

**Covilhã, junho de 2015**

*This work was supported by FEDER funds (European Union) through COMPETE and by Portuguese funds through FCT, under PEst-OE/EEI/LA0021/2013. Also, the research leading to these results has received funding from the EU 7th Framework Programme FP7/2007-2013 under grant agreement no. 309048.*



# Agradecimentos

Gostaria de agradecer a todas as pessoas que de alguma maneira contribuíram para a concretização desta dissertação. Um especial agradecimento ao professor João Catalão, pelo convite e oportunidade de desenvolver o meu trabalho num laboratório tão prestigiado, e por todo o apoio prestado.

Agradeço também de forma especial ao Doutor Agustín A. Sánchez de la Nieta, por toda a sua disponibilidade e apoio, pela ajuda e por todos os conhecimentos que me transmitiu.

A todos os meus amigos que de uma forma ou de outra me apoiaram e ajudaram tanto para a realização desta dissertação como em todo o percurso académico, agradeço também a todas as pessoas do Laboratório de Sistemas Sustentáveis de Energia pela ajuda e a pela forma como me receberam.

Agradeço ao Projeto Europeu FP7 SINGULAR (*Smart and Sustainable Electricity Grids Under Large-Scale Renewable Integration*) pela bolsa de investigação concedida e pelos meios prestados que permitiram a realização desta dissertação.

Agradeço aos meus pais António e Maria e a minha irmã Sílvia por tudo o que fizeram e fazem por mim, por me terem proporcionado a oportunidade de percorrer este caminho, no qual sempre me apoiaram e incentivaram. Por fim mas não menos importante gostaria de agradecer também a minha namorada Catarina por toda a paciência que têm para me aturar e por todo o seu apoio e amor ao longo de todos estes anos.

A todos, um muito obrigado!

# Resumo

Os mercados de eletricidade têm vindo a evoluir devido à globalização e ao incremento da competitividade nas últimas décadas, o que levou a sua reestruturação. Um exemplo claro é a interligação entre vários países utilizando assim o mesmo operador de mercado, como por exemplo o mercado elétrico Português e o mercado elétrico Espanhol através do “Mercado Ibérico de Eletricidade” (MIBEL).

A grande capacidade de energia renovável instalada têm motivado os produtores de energia a melhorar a gestão da sua produção no mercado de eletricidade. Com esse aumento foram também levantadas questões operacionais importantes ao nível do mercado. Um dos desafios dos próximos anos é a contínua integração das renováveis. Um ponto de vista interessante é a combinação entre as energias renováveis com elevado grau de incerteza (eólica e fotovoltaica) e os sistemas de armazenamento de energia.

Nesta dissertação, foram desenvolvidos e estudados cinco modelos. Os principais modelos são para cada uma das seguintes tecnologias renováveis, a energia eólica, o sistema de armazenamento genérico e a hídrica reversível. Depois disso o modelo eólico é combinado com o sistema de armazenamento de energia genérico e com a unidade hídrica reversível. Todos os modelos são formulados através de programação linear inteira mista estocástica, com o objetivo otimizar a licitação ao mercado de eletricidade. Para fim, as conclusões mais relevantes são descritas e apresentadas.

## Palavras-chave

Centrais Hídricas reversíveis, Coordenação, Energia Eólica, Mercados de Eletricidade, Otimização, Tecnologias de Armazenamento de Energia.

# Abstract

The electricity markets have come evolving due to the globalization and increment of competitiveness in the last decades. A clear example is the interconnection between several countries and the utilization of the same operator system such as the Portuguese electricity market and the Spanish electricity market through “*Mercado Ibérico de Eletricidade*” (MIBEL).

The high capacity of renewable energy installed has motivated to the generators to improve the management of their productions at the electricity markets.

Integration of renewable energy is the challenge in the forthcoming years. An interesting point of view is the combination between renewable energies with high uncertainty and storage systems.

Five models have been developed and studied. The main models are for each renewable technology such as the wind, the generic energy storage system and the hydro-pump model. After that, the wind model is combined with the generic energy storage system and the hydro-pump unit. All models are formulated through stochastic mixed integer linear programming, which goal is to maximize the profit of selling energy at the electricity markets. To conclude, the most relevant conclusions will be described and presented.

# Keywords

Coordination, Day-ahead market, Hydro-pump, Optimization, Storage systems, Wind Energy.

# Índice

Agradecimentos .....	iii
Resumo .....	iv
Abstract.....	v
Índice .....	vi
Nomenclatura.....	xvi
Lista de Siglas .....	xix
Capítulo 1 .....	1
1        Introdução.....	1
1.1    Enquadramento Geral.....	1
1.1    Objetivos do Trabalho e Motivação.....	3
1.2    Organização da Dissertação.....	3
Capítulo 2 .....	5
2        Estado de Arte .....	5
2.1    Mercados de Eletricidade .....	5
2.1.1    A Evolução Histórica .....	6
2.1.2    Mercado Ibérico de Eletricidade .....	6
2.1.3    Estrutura do Mercado .....	8
2.1.4    Modelação de Licitações ao Mercado .....	15
2.2    Energia Eólica .....	16
2.2.1    Aspetos Tecnológicos .....	17

2.2.2	A Evolução Histórica .....	20
2.2.3	Vantagens e Desvantagens .....	21
2.2.4	Custos da Energia Eólica .....	22
2.2.5	Modelação da Operação das Unidades Eólicas.....	23
2.3	Armazenamento de Energia.....	24
2.3.1	Benefícios da sua Utilização.....	27
2.3.2	Tecnologias .....	29
2.3.3	Comparação entre Tecnologias e Suas Aplicações.....	36
2.3.4	Modelação de Unidades de Armazenamento de Energia.....	37
2.4	Energia Hídrica Reversível .....	38
2.4.1	Princípio de Funcionamento.....	40
2.4.2	Vantagens e Desvantagens .....	41
2.4.3	O Futuro da Tecnologia.....	42
2.4.4	Modelação da Operação de Unidades Hídricas Reversíveis.....	43
Capítulo 3	.....	45
3	Modelação das Tecnologias em Separado.....	45
3.1	Introdução .....	45
3.2	Modelo Eólico.....	45
3.2.1	Modelo Matemático .....	45
3.2.2	Caso de Estudo .....	47
3.3	Modelo de Armazenamento de Energia Genérico .....	57
3.3.1	Modelo Matemático .....	57

3.3.2	Caso de Estudo .....	59
3.4	Modelo Hídrico Reversível.....	64
3.4.1	Modelo Matemático .....	65
3.4.2	Caso de Estudo .....	67
Capítulo 4	.....	73
Combinção das Tecnologias	.....	73
4.1	Introdução .....	73
4.2	Combinção entre o Modelo Eólico e o Modelo de Armazenamento de Energia Genérico .....	73
4.2.1	Modelo Matemático .....	74
4.2.2	Caso de Estudo .....	78
4.3	Combinção entre o Modelo Eólico e o Modelo Hídrico Reversível .....	84
4.3.1	Modelo Matemático .....	85
4.3.2	Caso de Estudo .....	89
Capítulo 5	.....	95
5	Análise Comparativa dos Resultados.....	95
5.1	Introdução .....	95
5.2	Análise Comparativa 1 .....	95
5.3	Análise Comparativa 2 .....	100
Capítulo 6	.....	105
6	Conclusões e Trabalhos Futuros .....	105
6.1	Conclusões .....	105
6.2	Trabalhos Futuros .....	106

6.3	Trabalhos Resultantes desta Dissertação.....	106
	Bibliografia.....	107
	ANEXOS .....	113
A.1	Principais Características das tecnologias de Armazenamento de Energia. ....	114
B.1	Resultados do Modelo do Sistema de Armazenamento de Energia. ....	116
B.2	Resultados do Modelo Hídrico Reversível. ....	118

# Lista de Figuras

Figura 2.1 - Modelo misto de exploração do setor energético, retirado de [13]. .....	10
Figura 2.2 - Formação do preço através das curvas de oferta e procura, retirado de [6]. .....	11
Figura 2.3 - Modelo explicativo do comportamento do mercado acerca da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha. ....	12
Figura 2.4 - Distribuição horária das seis sessões do mercado intradiário, adaptado de [6]. ..	14
Figura 2.5 - Horizonte de tempo do mercado grossista de eletricidade [4]. .....	15
Figura 2.6 - Atlas Europeu, retirado de [19]. .....	18
Figura 2.7 - Número de horas de produção equivalente da energia eólica em Portugal [28]. .	20
Figura 2.8 - Evolução da capacidade eólica instalada no mundo, retirado de [31]. .....	21
Figura 2.9 - Evolução da produção eólica ao longo de um ano em Portugal [28]. .....	22
Figura 2.10 - Tecnologias de armazenamento de energia agrupados pela forma de energia armazenada, adaptado de [39] e [41]. .....	26
Figura 2.11 - Capacidade mundial de armazenamento instalado para energia elétrica, retirado de [45]. .....	37
Figura 2.12 - Produção de energia hídrica ao longo de um ano em Portugal [28]. .....	40
Figura 2.13 - Esquema de funcionamento de uma central hídrica reversível, adaptado de [53]. .....	40
Figura 3.1 - Dados de entrada e saída da simulação relativos ao modelo eólico. ....	47
Figura 3.2 - Preço do mercado de eletricidade (24h). .....	48
Figura 3.3 - Preço de mercado médio juntamente com os preços a subir e a descer médios (24h). .....	49

Figura 3.4 - Velocidade do vento (24h). .....	49
Figura 3.5 - Licitação efetuada ao mercado pelo Modelo Eólico (24h). .....	49
Figura 3.6 - Geração de energia eólica (24h). .....	50
Figura 3.7 - Geração de energia eólica média com o desvio padrão. ....	50
Figura 3.8 - Desvios positivos do modelo eólico (24h). ....	51
Figura 3.9 - Desvios negativos do modelo eólico (24h). .....	52
Figura 3.10 - Preços do mercado de eletricidade (168h). ....	53
Figura 3.11 - Preço de mercado médio juntamente com os preços a subir e a descer médios (168h). ....	53
Figura 3.12 - Velocidade do vento por horas de simulação (168h). .....	53
Figura 3.13 - Licitação efetuada ao mercado pelo sistema eólico (168h). ....	54
Figura 3.14 - Geração de energia eólica (168h). ....	54
Figura 3.15 - Geração de energia eólica média com o desvio padrão (168h). ....	55
Figura 3.16 - Desvios positivos entre a licitação e a geração (168h). ....	56
Figura 3.17 - Desvios negativos entre a licitação e a geração (168h). ....	56
Figura 3.18 - Dados de entrada e saída da simulação relativos ao modelo de armazenamento de energia genérico. ....	59
Figura 3.19 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia para um $cst= 0 \text{ €/MWh}$ , $\eta_{st} = 0,99$ e $lostp = 0,001$ (24h). ....	61
Figura 3.20 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia para um $cst= 1 \text{ €/MWh}$ , $\eta_{st} = 0,99$ e $lostp = 0,003$ (24h). ....	61
Figura 3.21 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia para um $cst= 2,5 \text{ €/MWh}$ , $\eta_{st} = 0,99$ e $lostp = 0,005$ (24h). ....	61

Figura 3.22 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia para um $cst = 0 \text{ €/MWh}$ , $\eta_{st} = 0,9$ e $lostp = 0,001$ (168h). .....	63
Figura 3.23 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia para um $cst = 2,5 \text{ €/MWh}$ , $\eta_{st} = 0,99$ e $lostp = 0,005$ (168h). .....	63
Figura 3.24 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia para um $cst = 1 \text{ €/MWh}$ , $\eta_{st} = 0,9$ e $lostp = 0,003$ (168h). .....	63
Figura 3.25 - Dados de entrada e saída da simulação relativos ao modelo hídrico reversível. ....	67
Figura 3.26 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia para um $ch = 0 \text{ €/MWh}$ , $\eta_h = 0,99$ e $lostp = 0,001$ (24h). .....	69
Figura 3.27 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia para um $ch = 2,5 \text{ €/MWh}$ , $\eta_h = 0,9$ e $lostp = 0,003$ (24h). .....	69
Figura 3.28 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia para um $ch = 5 \text{ €/MWh}$ , $\eta_h = 0,99$ e $lostp = 0,005$ (24h). .....	69
Figura 3.29 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia para um $ch = 0 \text{ €/MWh}$ , $\eta_h = 0,9$ e $lostp = 0,001$ (168h). .....	71
Figura 3.30 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia para um $ch = 2,5 \text{ €/MWh}$ , $\eta_h = 0,9$ e $lostp = 0,005$ (168h). .....	71
Figura 3.31 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia para um $ch = 5 \text{ €/MWh}$ , $\eta_h = 0,99$ e $lostp = 0,003$ (168h). .....	71
Figura 4.1 - Representação esquemática da configuração eólica + armazenamento de energia genérico. ....	74
Figura 4.2 - Licitação de energia eólica efetuada ao mercado (168h). .....	79
Figura 4.3 - Desvio positivo médio e final (168h). .....	80
Figura 4.4 - Energia eólica armazenada pelo sistema de armazenamento genérico (168h). ...	81
Figura 4.5 - Nível de energia, ofertas de compra e venda e a energia eólica armazenada (168h). .....	81

Figura 4.6 - Nível de energia, ofertas de compra e venda e a energia eólica armazenada (168h). .....	81
Figura 4.7 - Nível de energia, ofertas de compra e venda e a energia eólica armazenada (168h). .....	82
Figura 4.8 - Representação esquemática da configuração eólica + hídrica reversível. ....	84
Figura 4.9 - Licitação de energia eólica efetuada ao mercado (168h). ....	91
Figura 4.10 - Desvios positivo médio e real (168h). ....	91
Figura 4.11 - Energia eólica armazenada pelo sistema hídrico reversível (168h). ....	91
Figura 4.12 - Nível de Energia, ofertas de compra e venda de energia eólica armazenada (168h). .....	92
Figura 4.13 - Nível de Energia, ofertas de compra e venda de energia eólica armazenada (168h). .....	92
Figura 4.14 - Nível de Energia, ofertas de compra e venda de energia eólica armazenada (168h). .....	92
Figura 5.1 - Comparação das ofertas de energia eólica ao mercado (AC1).....	96
Figura 5.2 - Comparação dos desvios negativos (AC1). ....	96
Figura 5.3 - Comparação dos desvios positivos (AC1). ....	97
Figura 5.4 - Comparação de oferta e compra de energia, energia eólica armazenada (AC1)..	97
Figura 5.5 - Comparação do nível de energia (AC1). ....	97
Figura 5.6 - Comparação das ofertas de energia eólica ao mercado (AC2).....	101
Figura 5.7 - Comparação entre os desvios negativos (AC2). ....	101
Figura 5.8 - Comparação entre os desvios negativos (AC2). ....	101
Figura 5.9 - Comparação de oferta, compra de energia e energia eólica armazenada (AC2).	102
Figura 5.10 - Comparação do nível de energia armazenado (AC2).....	102

# Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Rendimento dos componentes de uma central hídrica reversível [42], [48], [50]. .....	41
Tabela 3.1 - Dados de entrada do modelo eólico. ....	48
Tabela 3.2 - Resultados do modelo eólico para o período de 24 horas. ....	52
Tabela 3.3 - Resultados do modelo eólico para o período de 168 horas. ....	56
Tabela 3.4 - Dados de entrada do sistema de armazenamento de energia genérico. ....	60
Tabela 3.5 - Principais resultados do sistema de armazenamento de energia genérico para um horizonte temporal de 24 horas. ....	62
Tabela 3.6 - Principais resultados do sistema de armazenamento de energia para um horizonte temporal de 168 horas. ....	64
Tabela 3.7 - Dados de entrada da central hídrica reversível. ....	68
Tabela 3.8 - Principais resultados do sistema hídrico reversível para um horizonte temporal de 24 horas. ....	70
Tabela 3.9 - Principais resultados do sistema hídrico reversível para um horizonte temporal de 168 horas. ....	72
Tabela 4.1 - Resultados do modelo eólico-armazenamento (eólico) para 168 horas. ....	83
Tabela 4.2 - Resultados do modelo eólico-armazenamento (armazenamento de energia) para 168 horas. ....	83
Tabela 4.3 - Resultados do modelo eólico-hídrico (eólico) para 168 horas. ....	93
Tabela 4.4 - Resultados do modelo eólico-hídrico (hídrico) para 168 horas. ....	94
Tabela 5.1 - Comparação dos resultados obtidos pelo sistema eólico nos modelos em conjunto e em separado (AC1). ....	98

Tabela 5.2 - Comparação dos resultados obtidos pelo sistema de armazenamento de energia genérico nos modelos em conjunto e em separado (AC1). .....	99
Tabela 5.3 - Comparação dos lucros obtidos pelos modelos em conjunto e em separado (AC1). .....	99
Tabela 5.4 - Comparação dos resultados obtidos pelo sistema eólico nos modelos em conjuntos e em separado (AC2). .....	103
Tabela 5.5 - Comparação dos resultados obtidos pelo sistema hídrico reversível nos modelos em conjunto e em separado (AC2). .....	104
Tabela 5.6 - Comparação dos lucros obtidos pelos modelos em conjunto e em separado (AC2). .....	104
Tabela A.1.1 - Tabela comparativa entre as principais tecnologias de armazenamento, [40], [41], [43], [44], [45]. .....	114
Tabela B.1.2 - Resultados do modelo do sistema de armazenamento de energia durante o período de 24 horas. ....	116
Tabela B.1.3 - Resultados do modelo do sistema de armazenamento de energia durante o período de 168 horas. ....	117
Tabela B.2.4 - Resultados do modelo hídrico reversível durante o período de 24 horas. ....	118
Tabela B.2.5 - Resultados do modelo hídrico reversível durante o período de 168 horas. ....	119

# Nomenclatura

## A. Índices

$p$	Índice referente ao período [horas].
$sc$	Índice referente ao cenário.

## B. Parâmetros

$Bmax^{st}$	Limite superior da oferta de compra de potência associada ao sistema de armazenamento genérico [MW].
$Bmin^{st}$	Limite inferior da oferta de compra de potência associada ao sistema de armazenamento genérico [MW].
$c^h$	Custo marginal do sistema hídrico reversível [€/MWh].
$c^{st}$	Custo marginal do sistema de armazenamento de energia genérico [€/MWh].
$c^w$	Custo marginal do sistema eólico [€/MWh].
$Dmax^h$	Limite superior da oferta de venda de potência associada ao sistema hídrico reversível [MW].
$Dmin^h$	Limite inferior da oferta de venda de potência associada ao sistema hídrico reversível [MW].
$\eta^h$	Eficiência das ofertas de vendas e compra associadas ao sistema hídrico reversível [%].
$\eta^{st}$	Eficiência das ofertas de vendas e compra associadas ao sistema de armazenamento genérico [%].
$g_{sc,p}^w$	Potência produzida pelo sistema eólico no período $p$ e no cenário $sc$ [MW].
$levelmax^h$	Limite superior da capacidade de armazenamento de energia do reservatório superior [MWh].
$levelmin^h$	Limite inferior da capacidade de armazenamento de energia do reservatório superior [MWh].
$levelmax^{st}$	Limite superior da energia armazenada associada ao sistema de armazenamento genérico [MWh].
$levelmin^{st}$	Limite inferior da energia armazenada associada ao sistema de armazenamento genérico [MWh].
$lostp$	Perdas relativas a energia armazenada [%].
$\lambda_{sc,p}$	Preço do mercado diário no período $p$ e no cenário $sc$ [€/MWh].

$\lambda_{sc,p}^+$	Preço do mercado para desvios positivos no período $p$ e no cenário $sc$ [€/MWh].
$\lambda_{sc,p}^-$	Preço do mercado para desvios negativos no período $p$ e no cenário $sc$ [€/MWh].
$Omax^{st}$	Limite superior da oferta de venda de potência associada ao sistema de armazenamento genérico [MW].
$Omin^{st}$	Limite inferior da oferta de venda de potência associada ao sistema de armazenamento genérico [MW].
$Pmax^h$	Limite superior da oferta de compra de potência associada ao sistema hídrico reversível [MW].
$Pmin^h$	Limite inferior da oferta de compra de potência associada ao sistema hídrico reversível [MW].
$Pmax^w$	Capacidade máxima instalada no sistema eólico [MW].
$Pmin^w$	Capacidade mínima de produção do sistema eólico [MW].
$\rho_{sc}$	Probabilidade do cenário $sc$ ocorrer.

### C. Variáveis

$bid_p$	Oferta de compra de potência no mercado diário associado ao sistema de armazenamento genérico no período $p$ [MW].
$bs_p$	Potência comprada/vendida no mercado diário associada ao sistema de armazenamento genérico de energia no período $p$ [MW].
$bh_p$	Potência comprada/vendida no mercado diário associada ao sistema hídrico reversível no período $p$ [MW].
$bw_p$	Oferta de potência ao mercado diário associado ao sistema eólico no período $p$ [MW].
$c_p^h$	Custo de produção associado ao sistema hídrico reversível no período $p$ [€].
$c_{sc,p}^h$	Custo de produção associado ao sistema hídrico reversível no período $p$ e no cenário $sc$ [€].
$c_{sc,p}^w$	Custos de produção da energia eólica [€].
$\Delta w_{sc,p}$	Desvios entre a produção atual de potência eólica e a potência oferecida ao mercado pelo sistema eólico no período $p$ e no cenário $sc$ [MW].
$\Delta w_{sc,p}^+$	Desvios positivo entre a produção atual de potência eólica e a potência oferecida ao mercado pelo sistema eólico no período $p$ e no cenário $sc$ [MW].
$\Delta w_{sc,p}^-$	Desvios negativo entre a produção atual de potência eólica e a potência oferecida ao mercado pelo sistema eólico no período $p$ e no cenário $sc$ [MW].
$\Delta w_{sc,p}^{final+}$	Desvios positivo final que o sistema eólico oferece ao mercado no período $p$ e no cenário $sc$ [MW].

$disch_p$	Oferta de venda de potência no mercado diário associado ao sistema Hídrico Reversível no período $p$ [MW].
$englevel_p$	Energia armazenada associada ao sistema de armazenamento genérico no período $p$ [MWh].
$englevel_{sc,p}$	Energia armazenada associada ao sistema de armazenamento genérico no período $p$ e no cenário $sc$ [MWh].
$k_{sc,p}$	Variável binária que é igual a 1 se o desvio no período $p$ e no cenário $sc$ é negativo e 0 caso contrario.
$levelsup_p$	Energia armazenada no reservatório superior no período $p$ [MWh].
$levelsup_{sc,p}$	Energia armazenada no reservatório superior no período $p$ e no cenário $sc$ [MWh].
$losses_p^h$	Energia armazenada perdida associada ao sistema hídrico reversível no período $p$ [MWh].
$losses_{sc,p}^h$	Energia armazenada perdida associada ao sistema hídrico reversível no período $p$ e no cenário $sc$ [MWh].
$losses_p^{st}$	Energia armazenada perdida associada ao sistema de armazenamento genérico no período $p$ [MWh].
$losses_{sc,p}^{st}$	Energia armazenada perdida associada ao sistema de armazenamento genérico no período $p$ e no cenário $sc$ [MWh].
$offer_p$	Oferta de venda de potência no mercado diário associado ao sistema de armazenamento genérico no período $p$ [MW].
$PFH$	Lucro total associado ao sistema hídrico reversível [€].
$PFS$	Lucro total associado ao sistema de armazenamento genérico [€].
$PFW$	Lucro total associado ao sistema eólico [€]
$ppw_{sc,p}^h$	Quantidade de energia eólica que é bombeada pelo sistema hídrico reversível no período $p$ e no cenário $sc$ [MWh].
$ppw_{sc,p}^{st}$	Quantidade de energia eólica que é armazenada pelo sistema de armazenamento genérico no período $p$ e no cenário $sc$ [MWh].
$pump_p$	Oferta de compra de potência no mercado diário associado ao sistema Hídrico Reversível no período $p$ [MW].
$tp_{sc,p}^h$	Energia total que é bombeada pelo sistema de armazenamento genérico no período $p$ e no cenário $sc$ [MWh].
$tp_{sc,p}^{st}$	Energia total que é armazenada pelo sistema de armazenamento genérico no período $p$ e no cenário $sc$ [MWh].

# Lista de Siglas

CAES	<i>Compressed air energy storage</i>
CHR	Centrais Hídricas Reversíveis
CPU	<i>Central Processing Unit</i>
EDA	Eletricidade dos Açores
EDP	Energias de Portugal
EEM	Empresa de Eletricidade da Madeira
EPEXSPOT	Bolsa de Energia Elétrica Europeia
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ESS	<i>Energy Storage System</i>
EUPHEMIA	<i>Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm</i>
GAMS	<i>General Algebraic Modeling System</i>
KERS	<i>Kinetic energy recovery system</i>
MATLAB	<i>MATrix LABoratory</i>
OMIClear	Sociedade de Compensação de Mercados de Energia
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Espanhol)
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português)
PHES	<i>Pumped-Hydro energy Storage</i>
PNBEPH	Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico



# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 Enquadramento Geral

Nas últimas décadas os sistemas de produção e comércio de eletricidade têm sofrido várias alterações, em especial com a introdução em grande escala da produção de energia a partir de fontes renováveis mas também devido a reestruturação (liberalização) que os principais mercados de eletricidade têm efetuado, como por exemplo, na península ibérica procedeu-se a criação do mercado ibérico de eletricidade.

Até a alguns anos atrás as centrais convencionais de energia e as centrais hídricas eram os principais tipos de produção de energia presentes no mercado de eletricidade. Com o aumento das preocupações ambientais e com a criação do protocolo de Quioto, a instalação de energias renováveis aumentou consideravelmente, através da energia eólica, energia fotovoltaica, a mini-hídrica, biomassa, etc.

Nos mercados de eletricidade, os produtores têm de proceder a licitação da energia horas antes da sua entrega física. Tal característica traz dificuldades para os produtores de energia renovável em especial aos produtores de energia eólica e fotovoltaica. Uma das principais desvantagens da produção de energia eólica é a natureza intermitente do vento, a qual torna difícil fazer previsões da energia que irá ser produzida mesmo para pequenos períodos de tempo. Deste modo, para que os produtores procedam a sua licitação estes têm de realizar previsões da produção esperada para o dia seguinte, estas previsões são afetadas por um erro significativo, que por vezes significam uma redução acentuada do lucro esperado pelo produtor eólico.

Assim a incorporação das energias renováveis levou à alteração do comportamento dos mercados de eletricidade, onde passaram a existir dois tipos de incerteza, a incerteza interna do mercado de eletricidade que é relativa ao preço da eletricidade e a incerteza externa relativa a variabilidade da produção da energia eólica ou fotovoltaica.

A energia eólica é considerada uma fonte de energia renovável não despachável devido a sua natureza flutuante, a sua imprevisibilidade faz com que apenas uma pequena percentagem da produção possa ser vendida em instrumentos de mercado, em que a utilização de sistemas de armazenamento de energia pode permitir um aumento da percentagem de energia a ser vendida ao mercado.

Uma das soluções para a redução da variabilidade da energia entregue a rede por parte das centrais eólicas é a sua utilização em conjunto com centrais hídricas reversíveis, onde estas são utilizadas de modo a auxiliarem as centrais eólicas e assim se possa proceder a uma entrega de energia ao mercado mais “suave”, quer isto dizer com menos variabilidade.

Com a grande penetração das energias renováveis no mercado de eletricidade, consequentemente procedeu-se também a um aumento da participação dos sistemas de armazenamento nos mercados de eletricidade. Sistemas de armazenamentos maduros tais como centrais hídricas reversíveis vendem a sua energia tanto no mercado diário como nos mercados de reserva. Estes sistemas podem ser também utilizados como sistemas auxiliares para as centrais eólicas como dito anteriormente.

A formulação de modelos representativos das tecnologias em estudo permite através de programação linear inteira mista estocástica efetuar o estudo do seu comportamento, na qual se procede à otimização da licitação ao mercado de modo a obter a maximização do lucro do sistema em estudo. Nesta dissertação são estudados três tecnologias em separado, sendo eles um sistema eólico, um sistema de armazenamento de energia genérico e um sistema hídrico reversível. É também feito um estudo da sinergia existente entre o sistema eólico e o sistema de armazenamento de energia genérico ou com o sistema hídrico reversível.

Como dito anteriormente a energia eólica pode sofrer desvios entre a energia que oferece ao mercado e a energia que realmente produz, estes desvios podem ser positivos ou negativos. O estudo desta dissertação pretende analisar os benefícios de se aproveitar a energia excedente (desvios positivos) do sistema eólico para que possa ser armazenada e vendida posteriormente, a um preço superior ao do momento em que esta energia é produzida. De modo a aproveitar os excessos de produção de energia, os sistemas apenas vão possuir uma conexão física entre eles, mas efetuando a oferta ao mercado em separado. Assim é esperado que o modelo tome as melhores decisões de modo a maximizar o lucro total do sistema e ao mesmo tempo aumentar o “bem-estar” do mercado por reduzir a variabilidade da energia eólica entregue ao mercado por parte das centrais eólicas.

Os modelos propostos nesta dissertação participam no mercado diário sem receberem qualquer tipo de tarifa ou ajuda. São elaborados casos de estudo com dados reais, os quais são utilizados para ilustrar a metodologia usada, procedendo à otimização da licitação de energia ao mercado para cada um dos sistemas formulado, e posteriormente são comparados e analisados os resultados obtidos e os benefícios de se combinar os sistemas de armazenamento de energia (genérico e o hídrico reversível) com o sistema eólico com o objetivo de maximizar os lucros obtidos.

## 1.2 Objetivos do Trabalho e Motivação

Com este trabalho pretende-se desenvolver modelos de otimização da oferta de energia ao mercado, por parte de sistemas de produção de energia. Para tal neste trabalho são aplicados modelos lineares de programação inteira mista de modo a maximizar o lucro esperado pelos produtores de energia e também a vantagem económica de se utilizar as tecnologias de armazenamento de energia como auxílio a produção de energia eólica. Para a concretização destes objetivos procedeu-se aos seguintes passos:

1. Elaboração de uma revisão bibliográfica sobre os temas relevantes à elaboração desta dissertação, como os mercados de eletricidade, a energia eólica, as tecnologias de armazenamento de energia com especial atenção as centrais hídricas reversíveis.
2. Formulação dos modelos representativos das três tecnologias em estudo.
3. Estudo da sinergia obtida pela junção de duas tecnologias, em que se pretende estudar o efeito benéfico da utilização de tecnologias de armazenamento de energia no auxílio a produção eólica.
4. Análise e discussão dos resultados obtidos através da aplicação de casos de estudo. Análise da existência de vantagens ou não da incorporação dos sistemas de armazenamento de energia no auxílio a um sistema de produção de energia eólica.

Deste modo, com a expectativa de que a introdução das tecnologias de armazenamento de energia tanto na rede tanto como no auxílio às tecnologias de produção de energia de origem renovável, vão permitir a integração de maiores quantidades de energia renovável nos mercados de eletricidade, contribuindo para uma produção de eletricidade mais “verde”, juntando a isso um gosto especial pela programação e por abraçar novos desafios, fatores que constituíram para uma motivação acrescida para a elaboração desta dissertação.

## 1.3 Organização da Dissertação

Esta dissertação é organizada em seis capítulos em que cada um caracteriza diferentes fases do trabalho realizado. Neste capítulo é feito um enquadramento geral ao tema tratado nesta dissertação, a coordenação de sistemas de produção e armazenamento de energia, em especial de sistemas eólicos, de sistemas de armazenamento de energia genéricos e de sistemas hídricos reversíveis, bem como os objetivos propostos. Os restantes capítulos encontram-se organizados da seguinte forma:

No capítulo 2 são apresentados os conceitos e fundamentos dos quatro principais temas necessários para a elaboração desta dissertação e por isso este capítulo encontra-se dividido em 4 subseções, a primeira apresenta o mercado de eletricidade, na segunda é feita uma revisão da energia eólica, na terceira são apresentadas as principais tecnologias de armazenamento de energia e as suas características, analisando as vantagens e desvantagens de cada tecnologia, por fim é apresentado um tipo específico de armazenamento de energia, as unidades hídricas reversíveis, onde é apresentado o princípio de funcionamento e quais as principais vantagens e desvantagens da sua utilização.

No capítulo 3 são apresentados três modelos de otimização de oferta ao mercado de energia, em que cada um representa uma das tecnologias estudadas, é analisado o comportamento dos modelos e são apresentados os principais resultados de cada um dos modelos.

No capítulo 4 são apresentados dois modelos, que estudam a sinergia existente entre os modelos apresentados no capítulo 3. As junções estudadas consistem na junção do sistema eólico com o sistema de armazenamento de energia genérico e a junção do sistema eólico com o sistema hídrico reversível, onde apenas existe uma conexão física entre os sistemas de modo a que o sistema de armazenamento consiga aproveitar o excesso de produção de energia eólica. É analisado o comportamento e são apresentados os principais resultados de cada um dos modelos.

No capítulo 5 são discutidos e comparados os resultados obtidos entre o estudo em separado dos modelos e o estudo conjunto dos modelos. Analisando as diferenças existentes no comportamento dos modelos, se é ou não vantajoso a utilização de sistemas de armazenamento de energia e quais as diferenças obtidas a nível económico entre os modelos.

No capítulo 6, que é o capítulo final são apresentadas as conclusões finais do trabalho realizado, o qual conclui com a elaboração desta dissertação, assim como são apresentadas os possíveis trabalhos futuros a realizar e os artigos científicos resultantes ao longo da realização desta dissertação.

# Capítulo 2

## Estado de Arte

### 2.1 Mercados de Eletricidade

Recentemente a eletricidade têm vindo a ter um papel cada vez mais importante na vida das populações, a qual no final do século XVI era vista somente como uma curiosidade e alvo de atenção de alguns cientistas, tornou-se num bem indispensável para que o nosso dia-a-dia seja como nós o conhecemos, especialmente nos países desenvolvidos. Com esta evolução, a eletricidade tornou-se um bem valioso, a qual precisa de ser produzida, transportada e comercializada (vendida e comprada pelos respetivos agentes), e por isso no passado houve a necessidade de se criar os mercados de eletricidade e toda a estrutura que permitisse a sua utilização.

Ao se tornar um “bem essencial” para a sociedade, o seu preço tornou-se um elemento chave para o desenvolvimento económico. Aspeto que tornou o mercado de eletricidade, como mercado global de energia, numa ferramenta essencial ao desenvolvimento dos países, o que levou a um aumento drástico da competitividade em tais mercados. O preço da energia negociada nesses mercados pode ser influenciado por vários fatores, sendo um deles a crescente incorporação de energias renováveis nos mercados de eletricidade.

Nos mercados de eletricidade normalmente são negociados dois tipos de produtos, são eles a potência e a energia. A potência é o que mede a produção líquida de eletricidade de um gerador em um determinado momento, normalmente medido em MW. Enquanto a energia é a eletricidade que flui através de um ponto, durante um determinado tempo (normalmente num segundo) e mede-se MWh ou MJ. Sendo que nos mercados elétricos se utiliza com maior frequência o MWh.

Antigamente a eletricidade era fornecida aos consumidores por monopólios verticalmente integrados, que eram responsáveis pela geração, transporte e distribuição da energia. Agora os mercados regulados tradicionais estão a passar por uma reestruturação, onde a ideia base é aumentar a competitividade, separando os serviços e abrindo o acesso a rede. O conceito base da reestruturação dos mercados de eletricidade é o de reduzir os custos da energia elétrica para os consumidores.

Geralmente os mercados elétricos podem ser classificados em três grandes categorias: competição perfeita, oligopólio e monopólio.

Devido ao número limitado de produtores de energia, ao longo período de construção da central elétrica, ao grande investimento de capital, as restrições e as perdas da transmissão, o mercado elétrico restruturado comporta-se como um mercado elétrico imperfeito. Este mercado imperfeito faz com que as empresas produtoras licitem a preços mais altos do que os custos marginais de produção e com isso aumentem os seus benefícios [1].

### **2.1.1 A Evolução Histórica**

Até ao século XIX a eletricidade não tinha grande utilidade e por isso não recebia grande importância, mas no final deste século tudo mudaria, com o aparecimento do transformador, do dínamo e do motor elétrico. Foram também criadas as condições necessárias para que a geração de eletricidade fosse distante dos locais onde iria ser consumida. Com a invenção da lâmpada, a iluminação tornou-se uma das aplicações mais utilizadas na época, mas outras utilizações surgiram de imediato, como o uso da força motriz na indústria e a tração elétrica nos transportes urbanos.

Em Portugal, no início do século XX, apareceram as primeiras empresas de geração de energia (centrais térmicas de pequena potência) que se ligavam a várias empresas de distribuição de energia, a nível regional ou até mesmo a nível municipal. Por isso era necessário criar uma legislação e ao mesmo tempo melhorar as redes elétricas, tendo em vista o desenvolvimento industrial. Uma das primeiras leis criadas com esse propósito foi a “Lei dos Aproveitamentos Hidráulicos” que surge em 1926 [2]. Esta lei permitiu a regulação da produção, o transporte e a distribuição da energia. Em Dezembro de 1944 através de uma lei baseada na Lei dos Aproveitamentos Hidráulicos, é estabelecida que a base da produção da energia elétrica, passa a ser a geração da energia elétrica de origem hídrica, remetendo as centrais térmicas apenas para funções de reserva e apoio, muito por causa dos custos elevados que estas centrais acarretavam e muito por causa do preço da matéria-prima que no caso Português tem de ser importada. No ano de 1975, as principais empresas do setor energético foram nacionalizadas, o que levou a criação de empresas públicas para a produção transporte e distribuição da energia elétrica, das quais surgiram a EDP, EDA e EEM.

### **2.1.2 Mercado Ibérico de Eletricidade**

O mercado Ibérico de eletricidade - MIBEL [3], surge de um processo de cooperação desenvolvido pelos governos de Portugal e Espanha com o objetivo de promover a integração dos sistemas elétricos de ambos os países, de modo a combater a fraca capacidade de interligação com outros países. A junção dos mercados não significa só a concretização do mercado de energia elétrica a nível ibérico, mas também um passo importantíssimo para a concretização de um mercado elétrico a nível europeu, o Mercado Interno de Energia [3].

O ponto de viragem essencial para os países da União Europeia foi a criação da diretiva 96/92/EC que estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade [4]. A necessidade da criação de mercados de regionais (a nível europeu) de eletricidade deve-se à crescente internacionalização dos mercados e do aumento da competitividade da economia Europeia [5].

O percurso para a criação do Mercado ibérico começou em 1998, e desde esse ponto até a sua criação podem-se destacar vários momentos que impulsionaram a sua criação e o entendimento entre os governos, os quais são:

1. A celebração, em Novembro de 2001, o Protocolo de colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade.
2. A assinatura, em Outubro de 2004 em Santiago de Compostela, do Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha.
3. A XXII<sup>a</sup> Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, realizada em Novembro de 2006.
4. Em Janeiro de 2008, a assinatura em Braga do Acordo que revê o Acordo de Santiago.
5. Celebração da Cimeira Luso-Espanhola de Zamora em Janeiro de 2009.

A 1 de Julho de 2007, o MIBEL estava em pleno funcionamento e em toda a sua amplitude, coroando assim o longo e difícil caminho percorrido pelos dois países, que atingiram uma harmonização das condições de funcionamento dos dois sistemas elétricos, do seu funcionamento perspectivava-se que resultassem benefícios para os consumidores de ambos os países, num quadro de garantia do acesso a todos os interessados em condições de igualdade, transparência e objetividade [3].

Pela mesma altura da criação do MIBEL começaram também a ser criados mercados organizados um pouco por toda a Europa. Na Península Ibérica o OMIE gere o mercado *spot*, da mesma forma que o *Nord Pool Spot* faz nos países nórdicos, *EPEXSpot* na França, na Alemanha e noutros países do centro da Europa e o GME na Itália [6]. Com o objetivo de se formar um único mercado europeu de energia, o primeiro passo foi proceder à liberalização do mercado, com o objetivo de trazer para o mercado elétrico as vantagens apresentadas pela liberalização de outros mercados, como um preço mais competitivo e um melhor serviço [6].

Assim atualmente a produção de eletricidade é uma atividade totalmente liberalizada e funciona numa lógica de mercado em regime livre de concorrência, mediante a atribuição de uma licença. A produção de eletricidade atualmente está dividida em dois regimes, produção em regime ordinário e produção em regime especial. No regime ordinário, a produção é conseguida através das grandes centrais hídricas ou através das centrais de energia de fonte não renováveis, principalmente a carvão, gás natural e nuclear.

Já o regime especial é a produção de energia conseguida através de energias renováveis (eólica, hídrica de pequena dimensão, biomassa, etc.), centrais de resíduos, processos de cogeração ou microprodução, quer seja através de uma fonte de energia renovável ou cogeração [6].

Atualmente o MIBEL tem dois operadores de mercado, o OMIE e o OMIP. Existe também uma entidade reguladora a ERSE, a qual procede a regulação de todas as tarifas praticadas. O OMIE que é o operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Espanhol) é a entidade que gere o mercado *spot* de contratação a vista, a qual têm um elemento de contratação diária e um elemento de ajustes intradiários, nos quais se estabelecem programas de venda e compra de eletricidade para o dia seguinte ao da negociação. A OMIE é assim responsável pelas liquidações dos mercados apresentados anteriormente. A OMIE começou a sua atividade no mercado Espanhol em Janeiro de 1998 e só em julho de 2007 é que chegou a Portugal e só aí começou a operação conjunta dos dois países [6].

O OMIP que é o operador de Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português) foi constituído a 16 de junho de 2003 e assegura a gestão do mercado a prazo do MIBEL. Sendo a bolsa ibérica de derivados de eletricidade, a qual em conjunto com a OMIClear, asseguram a gestão do mercado. O OMIP apresenta como principais objetivos, um desenvolvimento contínuo do mercado ibérico de eletricidade, promover preços de referência ibéricos, disponibilizar instrumentos eficientes de gestão de risco e disponibilizar um modelo de mercado adequado a todos os agentes.

A OMIClear detida pela OMIP e OMIE com quem partilha várias funções de suporte às suas atividades. A sua principal função é servir de câmara de compensação e contraparte central nas operações por si registadas, garantido assim o cumprimento das obrigações por ambas as partes [3].

### **2.1.3 Estrutura do Mercado**

Atualmente o mercado elétrico reflete a organização do próprio setor, muito devido ao processo de liberalização, o qual é um traço comum a todos os mercados Europeus de eletricidade. A organização dos mercados a nível europeu consiste na coexistência do mercado liberalizado e do mercado regulado. Assim a estrutura do mercado apresenta uma cadeia vertical de atividades, a qual se pode dividir em três vertentes fundamentais, a produção de energia, o transporte e distribuição e a comercialização.

A atividade de transporte e distribuição de energia elétrica consistem em redes que transportam a energia elétrica desde as instalações produtoras até as instalações consumidoras, as quais são monopólios naturais<sup>1</sup> por ser economicamente mais eficiente a manutenção de uma estrutura monopolista, imagine-se que em vez de um monopólio, se o setor fosse aberto a mecanismos de concorrência ia-se aumentar em muito as despesas de transporte e distribuição de energia, o que fária com que o próprio preço da eletricidade aumentasse, em Portugal tal situação seria economicamente insuportável, ter duas redes de transporte e distribuição, em que na maioria dos pontos, as duas redes estariam sobrepostas e a alimentar as mesmas zonas.

Por outro lado a produção e a comercialização de energia elétrica estão abertas à concorrência, com a esperança de assim se alcançar uma melhor eficiência na gestão e operação dos recursos afetos a estas atividades. Assim a produção de energia em regime de mercado está ligada a um mercado grossista, no qual os produtores asseguram a colocação da energia e os compradores adquirem a energia elétrica, seja para satisfazer a sua carteira de clientes finais, ou seja para consumo próprio. A atividade de comercialização está ligada a um mercado retalhista, em que os agentes de mercado (produtores de eletricidade, distribuidores, comerciantes e consumidores qualificados) concorrem para assegurar o fornecimento dos clientes finais [7]. O mercado retalhista é dependente do comportamento do mercado grossista, visto que é necessário ser definida a parte da eletricidade paga pelos consumidores, esta é também a única parcela negociável entre o fornecedor e consumidor, visto que os restantes custos são regulados e impostos em qualquer regime de mercado [8].

O preço de eletricidade está sujeita à atividade decorrente do funcionamento dos mercados organizados, bem como os preços praticados noutros mercados que possam influenciar a produção de energia elétrica como é o caso do preço dos combustíveis, das emissões de CO<sub>2</sub>, entre outros, nestes mercados é estabelecido o preço marginal da energia elétrica, a fornecer aos produtores [9].

Para o bom funcionamento do mercado grossista de eletricidade, este mercado está assente num conjunto de modalidades de contratação de energia que se complementam entre si, assim no mercado existem atualmente [7]:

1. Um mercado de contratação a prazo, onde são estabelecidos compromissos futuros de produção e compra de eletricidade.

---

<sup>1</sup> Monopólios naturais são aquelas atividades que podem ser feitas muito mais eficientes por uma única companhia [4].

2. Um mercado de contratação à vista, com um elemento de contratação diária e um elemento de ajustes intradiários.
3. Um mercado de serviços de sistema que efetua ajustamentos de equilíbrio da produção e do consumo de eletricidade e que funciona em tempo real.
4. Um mercado de contratação bilateral, em que os agentes contratam para diversos períodos temporais futuros a compra e a venda de eletricidade.

O mercado retalhista por outro lado consiste em apenas duas formas de contratação [10]:

1. Contratação no mercado regulado, através de tarifas, também elas reguladas.
2. Contratação em mercados liberalizados, onde as condições de negociação de energia são definidas e acordadas entre as partes.

Assim o MIBEL assenta num modelo misto, visto que na sua estrutura se integra um mercado *Pool* do tipo simétrico e voluntário, onde se incluem o Mercado Diário e o Mercado Intradiário, e também onde é permitido os contratos bilaterais físicos e financeiros. A Figura 2.1 apresenta uma esquematização do funcionamento do mercado de eletricidade. Se os contratos estabelecidos nestes mercados não forem cumpridos, isto vai trazer obrigações financeiras para os proprietários, mas não vai trazer consequências para o operador do sistema, porque o operador consegue balancear a carga e a geração. Neste sentido, tanto o mercado diário como o mercado intradiário são mercados financeiros [11]. Por outro lado os contratos a logo termo são mercado de entrega física [12]. Assim o mercado de contratação à vista, o qual engloba os mercados diários e intradiários que estão associados a um horizonte temporal de curto prazo.

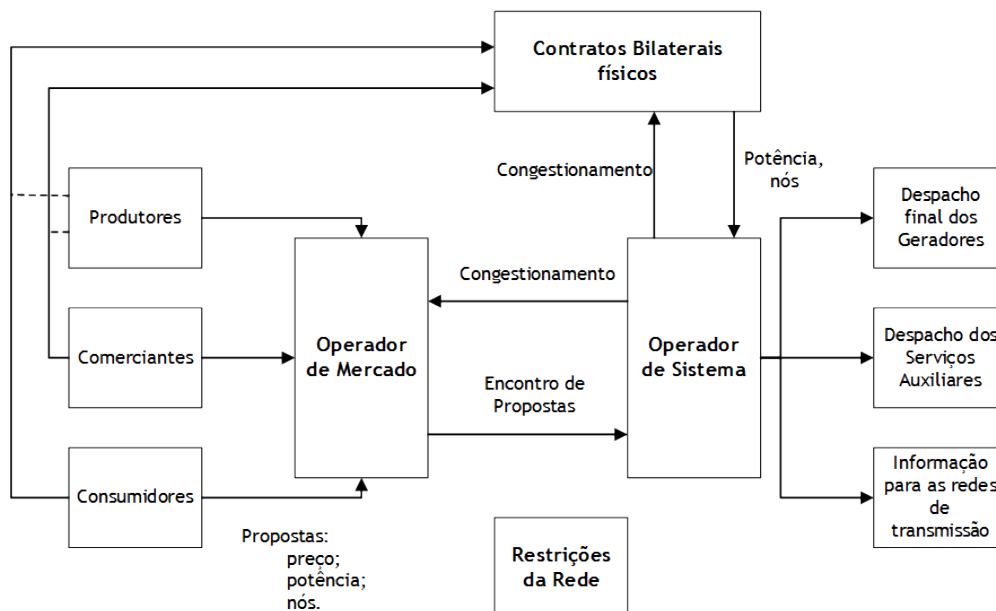


Figura 2.1 - Modelo misto de exploração do setor energético, retirado de [13].

- Mercado Diário

O mercado diário como já foi dito anteriormente é gerido pelo OMIE, estando também Portugal integrado neste mercado mas a hora utilizada nas negociações é a hora Espanhola. Podemos considerar que o mercado diário é uma plataforma onde se transaciona eletricidade para todas as horas do dia seguinte e para todos os dias do ano. Na OMIE o preço de eletricidade é estipulado às 12 horas do dia anterior, para todas as 24 horas do dia seguinte [6]. Este mercado trabalha através do cruzamento das ofertas (de compra e de venda) de energia por parte dos vários agentes com a permissão para atuar neste mercado, as suas ofertas têm de ter a indicação de qual o dia e a hora a que reportam, como também o preço e a quantidade de energia correspondentes [7].

O preço de equilíbrio do mercado (designado também por preço marginal) de energia para um dado dia e uma dada hora é encontrado através de um processo onde são colocadas as ofertas de venda por uma ordem crescente (curva de oferta) de preço e as ofertas de compra por uma ordem decrescente (curva de procura) de preço, para cada hora de negociação. O preço de mercado é definido pelo encontro das duas curvas onde é definido o menor preço que garanta a satisfação da procura feita pela oferta [7]. O preço marginal é conseguido como explicado anteriormente, que a nível europeu segue um modelo marginalista denominado por EUPHEMIA [6], [14].

Na Figura 2.2 pode ser visto a formação do preço de mercado através do cruzamento da curva de oferta e da procura, assim todas as ofertas de compra e de venda situadas a direita do ponto de interseção das duas curvas não serão aceites, por não haver ofertas de compra nas quais o preço supere o preço das ofertas de venda ainda não despachadas [13].

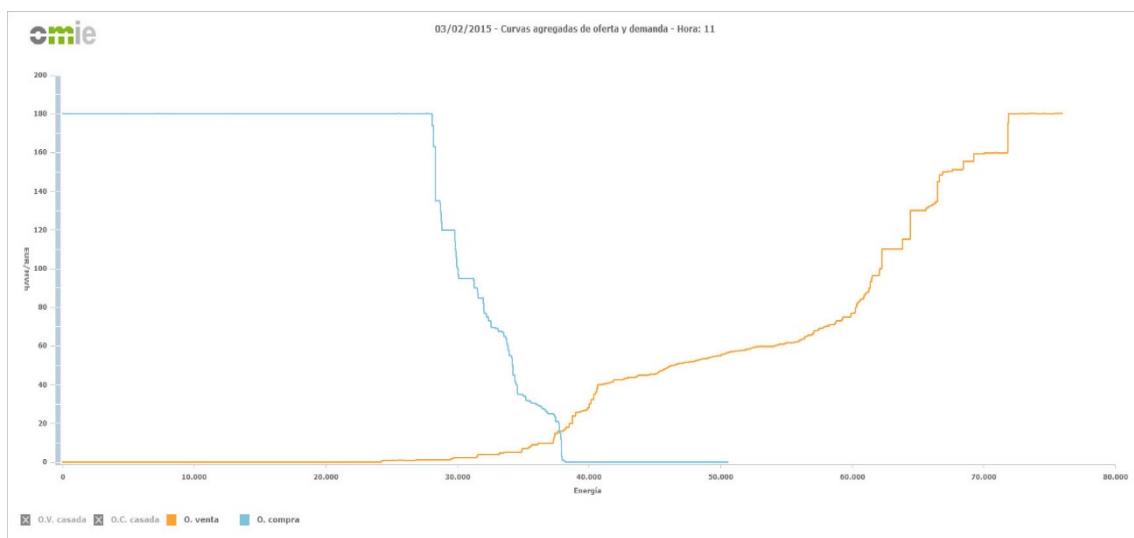


Figura 2.2 - Formação do preço através das curvas de oferta e procura, retirado de [6].

Como este modelo implica que todos os compradores paguem o mesmo preço e todos os vendedores recebam esse mesmo preço, significa que existe apenas a formação de um único preço marginal. Como este mercado engloba simultaneamente Portugal e Espanha, é necessário avaliar para cada situação a capacidade de interligação entre os dois países e se os fluxos de energia transfronteiriços excedem a capacidade de interligação, as regras atuais do mercado determinam que se deve proceder a separação das duas áreas do mercado e que se encontrem os preços marginais para cada um dos países, como pode ser visto na Figura 2.3. Este mecanismo é designado por separação de mercados ou *market splitting*. Com o contínuo aumento da capacidade de interligação entre os dois países, cada vez menos é necessário recorrer a separação dos mercados [7]. Durante o ano de 2013, cerca de 89% do tempo o preço da eletricidade foi o mesmo em Portugal e Espanha [6].

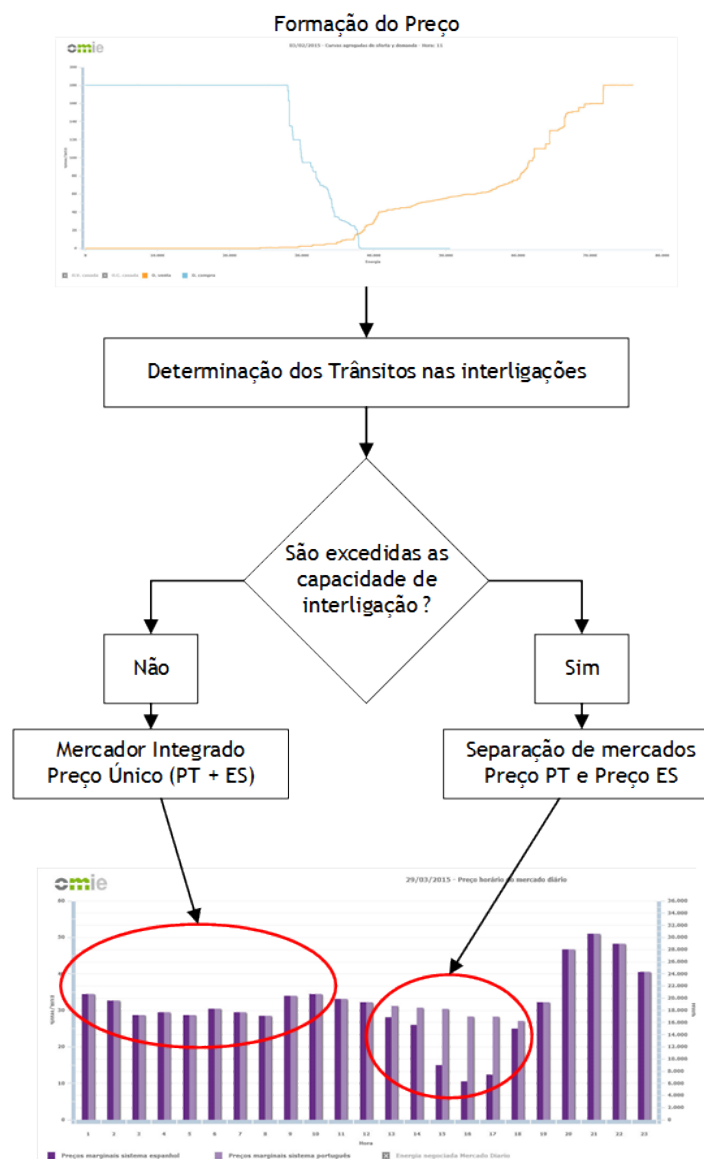


Figura 2.3 - Modelo explicativo do comportamento do mercado acerca da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha.

O modelo atual do mercado de eletricidade apresenta-se como o meio mais eficiente a nível económico para a negociação de eletricidade, mas para além disso é necessário que este também seja viável do ponto de vista físico. Por isso depois de obtidos os resultados do mercado, estes são enviados ao Operador do Sistema para serem validados do ponto de vista técnico [6]. Depois da verificação do Operador do Sistema, os produtores e os consumidores, serão pagos e pagarão o preço de mercado. Isto significa que quase todos os agentes produtores, à exceção do agente que detém a última unidade a ser despachada, irão obter uma remuneração atrativa, normalmente superior aos custos de produção [5].

- Mercado Intradiário

O mercado intradiário é uma plataforma que permite complementar o mercado diário, e por isso é considerado um mercado de ajustes, onde se pretende que os agentes transacionem energia de modo a ajustarem as quantidades que transacionaram no mercado diário. O mercado intradiário é composto por 6 sessões de negociação, apresentadas na Figura 2.4, o que permite reduzir o espaço temporal entre a hora da negociação de energia e a hora da entrega da energia, até 4 horas do tempo real. Cada uma das sessões forma o novo preço para as horas objeto de negociação, através do mesmo processo utilizado no mercado diário.

O mercado ibérico apresenta no mercado intradiário preços semelhantes aos do mercado diário, o que torna estes mercados competitivos e com liquidez. A partir do momento que não existe nenhuma sessão do mercado aberta, existem ainda outros mercados que são geridos pelo Operador do Sistema nos quais se assegura, em todos os momentos, o equilíbrio da produção e do consumo [6].

- Mercado a Prazo

O mercado a prazo de eletricidade como já foi referenciado anteriormente é gerido pelo OMIP, a qual oferece instrumentos de gestão de risco sob a forma de derivados. Os instrumentos são normalmente contratos de compra e venda de energia para um determinado período de tempo no futuro, mas estes contratos têm de seguir as regras especificadas pelo mercado. O tipo de instrumento negociado pode variar com as necessidades de gestão de risco e com os interesses dos diferentes agentes.

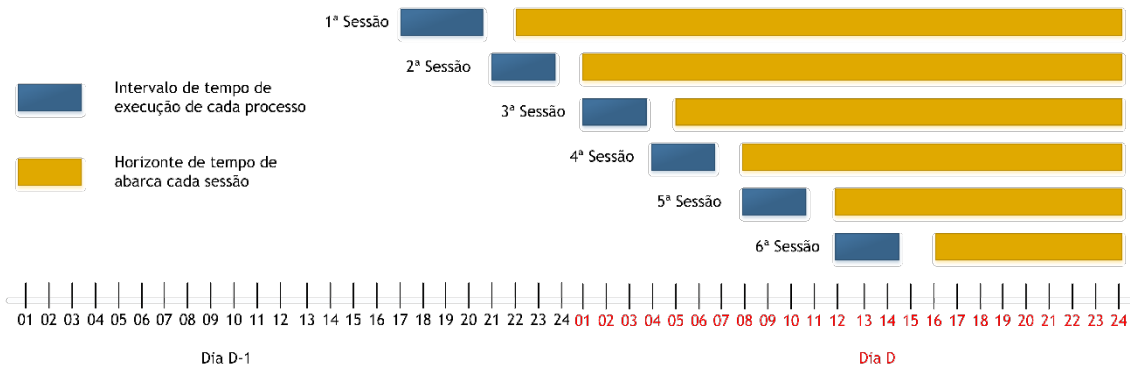


Figura 2.4 - Distribuição horária das seis sessões do mercado intradiário, adaptado de [6].

Os principais instrumentos oferecidos pela OMIP são [5]:

### 1. Contratos Futuros

São contratos de compra e venda de energia para um determinado período, em que o comprador se compromete a adquirir a eletricidade nesse período e o vendedor se compromete a entregar essa mesma quantidade de eletricidade, a um preço determinado no ato da transação. Os ganhos e perdas resultantes das flutuações dos preços durante a fase de negociação neste tipo de contratos são liquidados numa base diária. Os vários agentes envolvidos neste processo não se relacionam diretamente neste processo, cabendo à câmara de compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega.

### 2. Contratos *Foward*

Em tudo parecidos aos contratos de futuro, com a diferença na forma de liquidação dos ganhos e perdas. Este contrato não tem liquidações diárias durante o período de negociação, sendo a margem liquidada integralmente nos dias de entrega física ou financeira. Os vários agentes envolvidos neste processo não se relacionam diretamente neste processo, cabendo à câmara de compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega.

### 3. Contratos SWAP

É um contrato padronizado, em que se troca uma posição em preço variável por uma posição de preço fixo, ou vice-versa, dependendo do sentido da troca. Têm o objetivo de fazer a gestão ou toma de riscos financeiros, não existindo por isso, entrega do produto subjacente mas apenas a liquidação das margens correspondentes [7].

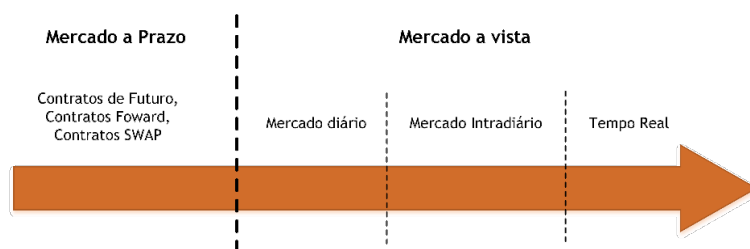


Figura 2.5 - Horizonte de tempo do mercado grossista de eletricidade [4].

- Envolvente do Mercado

O parque electroprodutor normalmente é constituído por várias tecnologias de produção de energia elétrica, às quais estão associadas aos seus próprios custos. Portanto o consumo é satisfeito por energia produzida por vários produtores, sendo por isso o preço pago pelos consumidores o reflexo dos custos de produção da energia. Outros fatores importantes são o preço das fontes primárias, as preocupações com regime hidrológico e, mais recentemente, as preocupações ambientais e a criação do protocolo de Quioto, levaram a criação de um mercado de licenças de CO<sub>2</sub> o qual acaba por afetar o preço final da eletricidade. Antigamente em Portugal, a principal fonte de produção de energia elétrica era a produção térmica, nomeadamente através de carvão, gás natural ou *fuel*, o que fazia com que as tecnologias existentes em Portugal dependessem fortemente do preço dos respetivos combustíveis, hoje em dia a produção em regime especial está a aumentar a sua presença no abastecimento elétrico de consumo. Também as centrais hídricas têm uma forte presença no abastecimento elétrico e um impacto positivo nas emissões de CO<sub>2</sub>.

#### 2.1.4 Modelação de Licitações ao Mercado

Com a desregulação do mercado levou a que fossem criados os mercados *pool*, o que conduziu os produtores a quererem melhorar a sua oferta no mercado diário de eletricidade, com o objetivo de conseguirem aumentar os seus rendimentos. Os produtores podem ser divididos em dois tipos, os produtores em que a sua oferta vai ter influência no preço do mercado, denominados *price-maker*, isto acontece quando os produtores oferecem uma grande quantidade de energia para o mercado e as suas licitações podem alterar o preço de mercado e os produtores em que a sua oferta não vai influenciar o preço do mercado, denominados *price-takers* [15].

As estratégias de licitação adotadas pelos produtores de energia podem ser divididas em dois tipos de problemas. Os problemas de licitação onde os produtores procuram um conjunto ótimo de licitações, ou então em problemas de programação onde os produtores procuram obter um agendamento ótimo de produção. Mas nos casos gerais os dois tipos de problemas estão intimamente ligados, pois na maioria das vezes para se atingir a solução de um dos problemas encontra-se também a solução para o outro problema [15].

Enquanto o *price-maker* procura maximizar o seu rendimento através da formulação de estratégias de licitação, o operador de mercado procura satisfazer a demanda com o mínimo custo, através da formulação de equilíbrio de mercado. Quando no mercado existe mais do que um produtor *price-maker* o rendimento de cada produtor vai depender das licitações de todos os outros produtores *price-maker*. Normalmente todos estes produtores vão licitar de modo a conseguirem maximizar o seu rendimento.

A grande diferença do mercado de eletricidade para os outros mercados de derivados é a impossibilidade de armazenar a energia, fator que se torna determinante para a formulação da licitação dos produtores de energia ao mercado. Começam a ser encontradas várias soluções para resolver estes problemas. Uma das soluções mais usadas é a junção de várias tecnologias, onde algumas delas têm a capacidade de armazenar a energia, como por exemplo os reservatórios de água com sistema de bombagem, baterias e etc. A integração é o desafio de operar todo o sistema de energia de forma eficiente, considerando a intermitência das fontes de energia renováveis [16].

## 2.2 Energia Eólica

Num mundo cada vez mais “verde” umas das tecnologias que têm tido mais importância neste processo é a energia eólica devido a vários fatores. Por isso interessa começar por definir o que é a energia eólica, qual a sua história e importância. A energia eólica representa o aproveitamento da energia cinética contida no vento para produzir energia mecânica, que pode em seguida ser convertida em energia elétrica [17]. O vento é uma fonte de energia que têm vindo a ser utilizada pelo homem desde a muitos séculos até aos dias de hoje, para muitos tipos de utilização, desde em moinhos de vento para a moagem do milho ou para o bombeamento de água, a utilização da força do vento para mover os barcos através das suas velas, entre outras até a ideia de utilizar a energia do vento para produzir energia elétrica.

Com o aparecimento do motor a vapor parecia ser o fim desta tecnologia, mas num passado mais recente, muito devido a crescente necessidade de energia, a compreensão de que os combustíveis fósseis não eram ilimitados e quais os seus impactos no ambiente, levou a que a energia eólica voltasse a ser novamente “interessante”. A possibilidade de se poder aplicar novas tecnologias, como os materiais compósitos, entre outras, permitiu que fosse possível aumentar as capacidades de produção eólica e ao mesmo tempo reduzir os seus custos. Como muitas das fontes de energia renovável, a energia eólica é uma forma de energia solar, pois esta tem origem no aquecimento da atmosfera pelo sol, que põe em movimento as massas de ar. Vários fenómenos têm influência no regime dos ventos, como a sua velocidade direção e variabilidade a dependerem da rotação da terra, na forma e cobertura da superfície terrestre e dos planos de água [17].

Entre as várias tecnologias existentes para produzir energia de origem renovável, a produção de energia eólica está na frente muito por ser uma tecnologia madura, por apresentar boas infraestruturas e custos competitivos. Se implementada num local apropriado, a níveis económicos a sua produção consegue ser competitiva com as tradicionais tecnologias de produção de energia fóssil [18].

A produção de energia eólica tem vindo a aumentar significativamente nos últimos anos seja para a utilização local descentralizada ou em grandes parques eólicos. Este aumento teve também um impacto positivo tanto a nível económico como ambiental nos países que apostaram na sua implementação e desenvolvimento.

### **2.2.1 Aspetos Tecnológicos**

A energia cinética presente no vento é capturada através da rotação que este imprime nas pás do aerogerador, posteriormente o gerador elétrico transforma a energia mecânica deste movimento de rotação em energia elétrica. Atualmente as turbinas eólicas mais instaladas têm uma potência de 2 a 3 MW cada. A energia produzida por qualquer aerogerador segue sempre a curva de potência do mesmo, a qual é influenciada pelo vento, a potência de saída aumenta com o aumento da velocidade do vento até um ponto em que para, de modo a proteger o aerogerador dos ventos com velocidades elevadas, fortes ou instáveis. Um largo número de países contém uma vasta área considerada de médio ou grande potencial eólico, em que na maioria dos casos têm sido bem explorados, como por exemplo nalguns países da Europa, dos Estados Unidos e da China mas desaproveitados por outros.

Devido a importância que a energia eólica começou a ter nos sistemas electroprodutores um pouco por todo o mundo, teve-se a necessidade de se construir atlas eólico, existem atlas tanto a nível mundial, como a nível de continentes ou apenas a nível de países. Na Figura 2.6 é apresentado um atlas eólico da europa. Os atlas não são uma fonte precisa de valores devido à forma como são construídos, a maioria deles são construídos através de dados históricos e de dados obtidos nas centrais de metrologia, dados que ou não são medidos com muita precisão ou então podem estar um pouco afastados do local pretendido. É assim necessário recorrer a extrapolações para encontrar os dados para o local pretendido, o que acarreta consigo erros de medida. Mesmo assim são uma boa fonte para se ter uma ideia onde se encontram as regiões com maior potencial eólico.

Atualmente a produção de energia eólica está presente na maioria dos países, especialmente nos desenvolvidos, nos últimos anos esta tecnologia tem tido um crescimento acentuado suportado por fatores económicos, devido ao aumento contínuo do preço do petróleo e por uma política social, muito baseada nas preocupações ambientais e pelo protocolo de Quioto, premissas que tem permitido um forte desenvolvimento das tecnologias renováveis em geral.

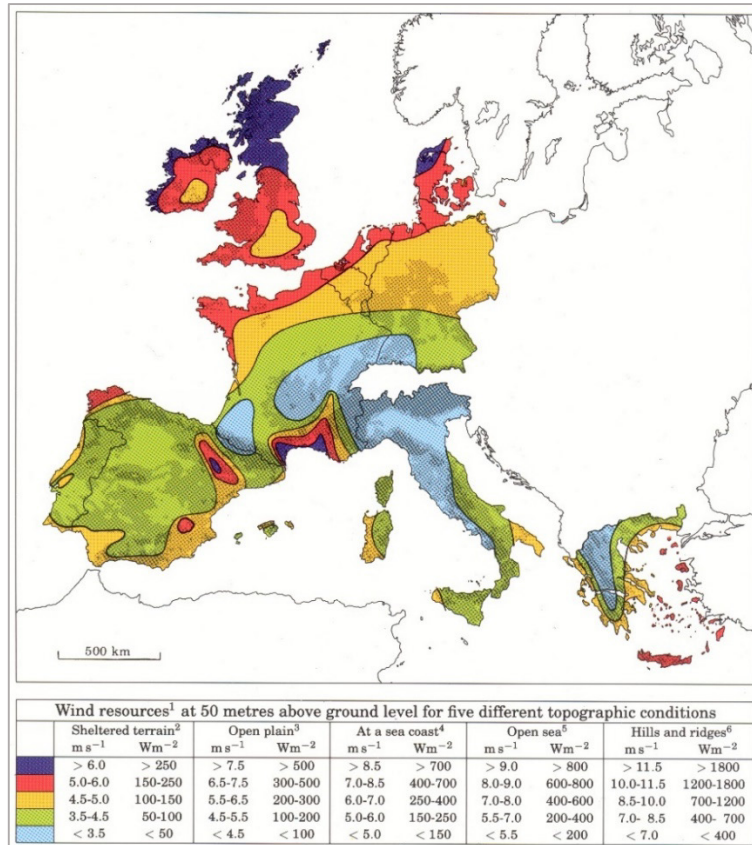


Figura 2.6 - Atlas Europeu, retirado de [19].

Um dos principais tipos de venda da produção conseguida através da energia eólica nos mercados de eletricidade é feita via tarifas reguladas ou mercados de base pool (nos quais também possível receberem um prémio) [20]. Nalguns países foram atribuídas tarifas reguladas à produção de energia eólica, alguns dos países ainda mantêm essas tarifas, mas devido ao estado de amadurecimento desta tecnologia, por terem atingido um ponto de equilíbrio de custos e devido à crise financeira que alguns países vivem, os apoios e tarifas começam a ser cada vez menos e por isso os produtores de energia eólica começam a ter interesse em participar nos mercados de eletricidade para maximizar os seus lucros [20], [21].

A importância da existência dos prémios/tarifas é devido ao grande nível de intermitência que a produção eólica apresenta, intermitência essa que afeta em muito os lucros, desde que haja desvios entre a produção prevista e a real [20]. A penetração máxima da energia eólica nas redes de eletricidade é limitada pela natureza intermitente do vento a qual pode levar a problemas relativos a operação do sistema e a problemas de planeamento dos sistemas de energia [22].

Em alguns países é possível que um produtor dono de vários parques eólicos em diferentes localizações da rede combinar os seus recursos de produção eólica e fazer uma única oferta ao mercado [21].

Como consequência, em alguns países os produtores de energia eólica têm alcançado posições de domínio no mercado de eletricidade, uma vez que eles participam sobre as mesmas condições dos outros produtores. Este domínio resulta na possibilidade dos produtores poderem fazer as suas licitações ao mercado de forma estratégica com o objetivo de alterar o preço de mercado para beneficiar os seus próprios interesses [23].

A energia eólica é uma energia não despachável, que é atormentada pela incerteza da disponibilidade e intermitência do vento, o que leva a que os produtores apliquem estratégias no mercado para se protegerem contra essa incerteza. Outra incerteza que os produtores têm de lidar é com a incerteza dos preços do mercado. Um dos principais efeitos da incerteza pode ser eliminado pela introdução de mecanismos de auxiliares (por exemplo, sistemas de armazenamento) que permitam cobrir algumas das situações que podem levar ao sistema produtor de energia eólica a produzir desvios. Com a aplicação destes mecanismos a produção de energia pode ser considerada energia despachável [21].

Deste problema advém outro problema, o da previsão dos ventos, diferentes técnicas são utilizadas para fazer previsões da possível geração de energia eólica, mas mesmo com o evolução destas técnicas ao longo dos últimos anos, é impossível para estas técnicas apresentarem resultados perfeitos. Os erros de previsão vão sendo maiores quanto maior for o horizonte de previsão e como os produtores necessitam de formalizar as suas licitações várias horas antes da entrega, isto leva a que os produtores de energia eólica sofram com custos que advém dos desvios, que normalmente são bastantes desvantajosos para o produtor.

Assim as fontes de incerteza que um produtor de energia eólica tem de lidar podem ser especificadas como as quatro seguintes, disponibilidade do vento, os preços por hora do mercado diário, os preços por hora do mercado intradiários e os preços por hora da energia utilizadas nalguns sistemas auxiliares resultante dos mecanismos auxiliares [21].

Para lidar com as perdas que podem advir das variabilidades e das incertezas da energia eólica, na literatura são propostas várias abordagens, podendo destacar três delas. Uma opção é combinando e coordenado a produção de energia eólica com tecnologias de armazenamento de energia [24]. Outra abordagem relevante é apresentada em [25] onde são introduzidas opções financeiras como ferramentas para os produtores de energia eólica se protegerem contra a incerteza da geração do vento. A terceira é abordagem focada no dimensionamento de modelos estocásticos destinados a obter estratégias de oferta ótimas, para um produtor de energia eólica participar no mercado elétrico por si próprio [21].

Um dos meios de avaliar a produção a produção de energia eólica é através horas de produção equivalente. O número de horas de produção de energia eólica é encontrado dividindo o total da energia produzida por um parque eólico pela sua potência nominal total. Assim sabendo que um ano tem 8 760 horas e sabendo o número de horas que o parque eólico produziu é possível achar o fator de capacidade do parque eólico [26]. O fator de capacidade depende de vários fatores entre eles do aerogerador utilizado e a localização da sua implementação.

Na Figura 2.7 é possível verificar o número de horas de produção equivalente em Portugal, a qual se têm mantido perto dos 27%, o que significa que durante cerca de 27% do ano há produção eólica e cerca de 73% do ano a produção não é significativa. Portugal encontra se perto da média mundial que nos últimos anos se encontra perto dos 30%. Os dados de 2014 são provisórios.

### 2.2.2 A Evolução Histórica

Ao longo dos anos a energia eólica tem vindo a evoluir a olhos vistos, por todas as vantagens que apresenta e por ser uma alternativa à crescente procura por energia sem produzir gases de efeito de estufa. Na Figura 2.8 é possível verificar o forte investimento que tem vindo a ser realizado nos últimos anos no aumento da capacidade de energia eólica instalada, onde houve um crescimento de cerca de 85% nos últimos 10 anos, sendo a China o país que têm mais capacidade instalada com cerca de 114 GW instalados correspondendo a 31% da capacidade total instalada, em segundo lugar está os EUA com cerca de 66 GW instalados, a Espanha aparece em 4 lugar com aproximadamente 23 GW instalados.

Portugal e Espanha têm acompanhado este crescimento, de notar que em Portugal a capacidade instalada no espaço de 10 anos praticamente quintuplicou, e com isso levou a um aumento da produção de energia eólica significativo. A Espanha também tem acompanhado este crescimento mas numa escala superior a de Portugal, a Espanha em 2013 tinha uma potência instalada de aproximadamente de 23 000 MW enquanto em Portugal era cerca de 4 400 MW [27], [28], [29], [30].

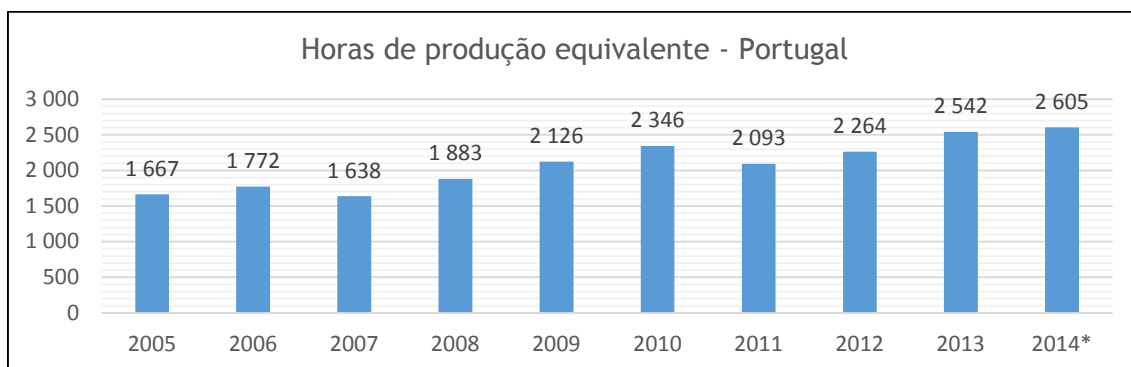


Figura 2.7 - Número de horas de produção equivalente de energia eólica em Portugal [28].

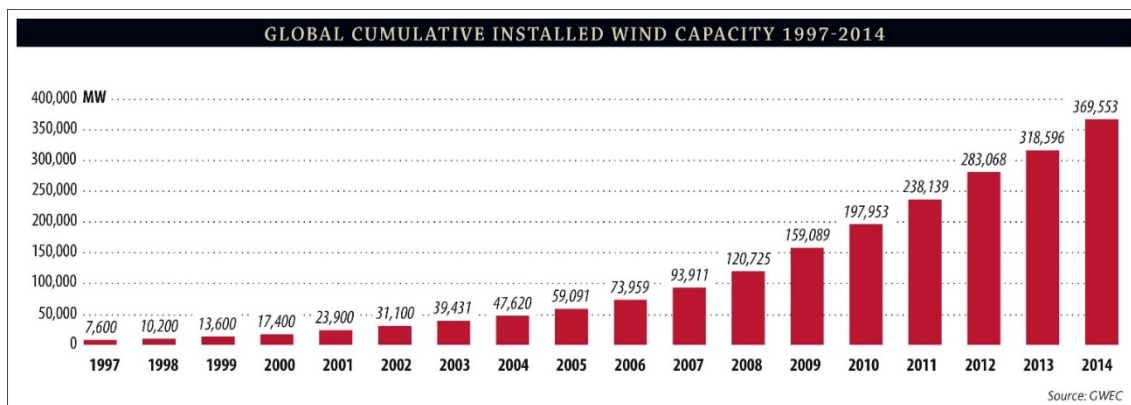


Figura 2.8 - Evolução da capacidade eólica instalada no mundo, retirado de [31].

### 2.2.3 Vantagens e Desvantagens

A Energia Eólica é uma das formas de produção de energia de origem renovável mais maduras e implementadas atualmente, e por isso está se a tornar uma tecnologia competitiva a nível do mercado elétrico. Atualmente a energia eólica apresenta uma série de vantagens que podem ser enumeradas da seguinte forma [17]:

1. Uma elevada eficiência dos aerogeradores, que convertem um recurso totalmente renovável em eletricidade.
2. Produz eletricidade a um custo conhecido, que não depende das variações futuras do preço dos hidrocarbonetos.
3. A energia eólica é uma fonte de energia barata.
4. É uma fonte de energia descentralizada, que cria atividade económica e empregos.
5. Reduz os problemas de congestionamento nas linhas de transmissão e pode reduzir as perdas de transmissão se o parque eólico estiver instalado mais perto das áreas de consumo.
6. O funcionamento de uma turbina eólica não produz emissões toxinas ou poluentes, nem lixo e permite a continuação de atividades, por exemplo agrícolas, no terreno envolvente. Mesmo considerando todo o ciclo de vida de uma central elétrica (construção, exploração, desmantelamento), a energia eólica é de longe a fonte com menor impacto ambiental.
7. Uma central eólica é totalmente reversível, ao contrário das centrais térmicas, nucleares ou até das centrais hídricas, no fim do ciclo de vida de um parque eólico, o local pode ser restaurado e recuperado para o seu estado inicial.

Mas mesmo com todos os desenvolvimentos conseguidos até hoje, a energia eólica ainda apresenta algumas desvantagens. A sua principal desvantagem é a sua intermitência, pois o vento não se encontra sempre na mesma forma (velocidade e direção) nem sopra sempre que existem necessidades de eletricidade na rede.

Uma das soluções adotadas é através de centrais flexíveis tais como as centrais a gás ou centrais hídricas reversíveis, que são utilizadas para compensar nos momentos em que o recurso eólico é reduzido. Mas com as crescentes preocupações ambientais e com as pretensões de reduzir as emissões é necessário implementar outras soluções, que permitam uma utilização mais otimizada do recurso eólico em grandes quantidades. As principais soluções a implementar podem ser as seguintes [17]:

1. Sistemas de gestão em tempo real dos parques eólicos para trabalharem mais eficazmente com outras fontes existentes.
2. Utilização de modelos de previsão cada vez mais precisos e fiáveis, de modo a antecipar os regimes de ventos nas horas e nos dias seguintes.
3. Utilização de sistemas de armazenamento de energia, de modo a poder armazenar um eventual excesso de energia eólica, para posterior utilização.

Um fator importante que afeta a produção da energia eólica é o fator sazonal do vento, o qual pode ser visto o seu efeito no vento na Figura 2.9, em que no Inverno existe uma maior produção de energia renovável comparativamente à estação do Verão.

#### 2.2.4 Custos da Energia Eólica

Como já foi dito anteriormente o custo da energia produzida por um aerogerador é conhecida mas esta vai depender principalmente de dois fatores [17]:

1. Do custo inicial do investimento (custo da turbina, dos terrenos, da construção civil, da ligação a rede e em certos casos do próprio financiamento bancário).
2. Dos custos de operação e manutenção ao longo da vida.

Por outras palavras pode se dizer que o custo da energia eólica é em função do custo da construção e da operação do projeto eólico e da quantidade de energia produzida pela instalação no seu ciclo de vida [18].

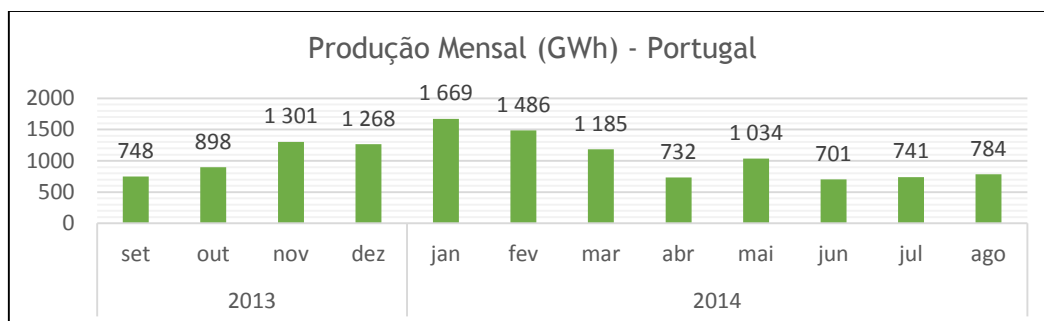


Figura 2.9 - Evolução da produção eólica ao longo de um ano em Portugal [28].

É de notar que o custo predominante nas centrais eólicas é o investimento inicial, já que não existem custo com combustíveis e os custos de operação são reduzidos. O que acaba por trazer vantagens e desvantagens, a vantagem acaba por ser que o custo do sistema é previsível e assim a energia eólica pode servir de seguro contra as incertezas do mercado. Mas por outro lado ter de fazer um grande investimento inicialmente, o que por muitos anos afastou os investidores, que preferiam investir em centrais onde o investimento inicial era mais reduzido mesmo que apresentassem maiores custos ao longo dos anos, como por exemplo as centrais térmicas [17].

Um fator importante para rentabilizar da melhor forma possível um aerogerador é através da escolha do local a implementar o parque eólico, visto que o custo do aerogerador é praticamente fixo, ao ser colocado num sítio onde exista “melhor” vento, este conseguirá produzir mais energia e assim cada unidade de energia será produzida de forma mais barata. Com “boas” condições de vento (com uma media de ventos de 7-8 m/s) o custo da eletricidade produzida por um grande ou medio parque eólico pode ser 4-5 cents/kWh e no futuro este valor pode vir a descer para 2,5-3 cents/kWh [18].

### **2.2.5 Modelação da Operação das Unidades Eólicas**

De modo a que a participarem no mercado diário, os produtores de energia eólica têm de decidir dois parâmetros, são eles o preço e a quantidade de energia a oferecer ao mercado. Esses dois parâmetros têm de ser enviadas ao mercado com um dia de avanço, quando os produtores ainda não conhecem qual vai ser a sua produção no tempo de entrega. De modo a lidar com a incerteza da energia eólica, os produtores participam nos mercados intradiários de modo a corrigirem a sua posição, colmatando a diferença entre a produção prevista e a produção atual.

Na literatura são encontradas várias opções para responder aos vários obstáculos que os produtores de energia eólica têm de enfrentar de modo a conseguirem rentabilizar a sua venda de energia ao mercado sem a ajuda de tarifas ou prémios. As principais soluções para estes problemas já foram apresentados anteriormente, são agora apresentadas as principais referências que fundamentam essas soluções.

Um das soluções é a utilização de sistemas de armazenamento nos quais a utilização de sistemas de bombagem são os mais utilizados.

Na referência [24] é investigada a sinergia resultante da combinação de operação das tecnologias de energia eólica e de energia hídrica, para isso foram formulados três modelos de otimização (licitação separada sem conexão física, licitação separada com conexão física e licitação conjunta com conexão física) onde os sistemas de energia eólica e o sistema hídrico reversível licitam ao mercado diário.

Em [32], é proposto um algoritmo de otimização para a identificar qual a estratégia diária ótima de operação a ser seguida pelas turbinas eólicas e pelos equipamentos do sistema de bombagem, onde é considerado as previsões de produção de energia eólica. Esta estratégia tem como objetivo incrementar os ganhos económicos do parque eólico e ao mesmo tempo atenuar as variações da produção devido a intermitência do vento. Em [33], é abordada uma nova solução que integra um sistema eólico com um sistema de bombagem que faz uso das previsões probabilísticas e técnicas de otimização para ajudar na operação do sistema tentando tomar a decisão mais correta. São obtidos ganhos económicos e melhores características de funcionamento com a cooperação proposta entre os dois sistemas.

Por outro lado são também encontradas soluções na bibliografia que tentam otimizar a abordagem a ser tomada por um produtor de energia eólica ao licitar no mercado de eletricidade independente de qualquer outra tecnologia. Na referência [20], apresenta um modelo de otimização que é usado para detetar qual o efeito nos preços se os produtores de energia eólica participarem no mercado diário sem receberem nenhuma tarifa ou ajuda. Este modelo também engloba a oferta de outras tecnologias ao mercado. Em [23], é apresentada uma estratégia de modo a decidir o preço e o nível de energia que deve ser oferecido ao mercado diário como *price-maker* com o objetivo de maximizar o lucro esperado do produtor de energia eólica, é considerado que os produtores ajustam as suas posições nos mercados intradiários. No modelo proposto existem duas principais fontes de incerteza, nomeadamente a produção de energia eólica e os preços dos mercados intradiários. Na referência [34] é desenvolvido um método para minimizar os custos dos desvios por parte do produtor de energia eólica aquando da sua participação no mercado de eletricidade. Nas referências [21], [35], [36], são apresentadas técnicas para obter uma melhor estratégia de oferta de mercado para um produtor de energia eólica sobre as incertezas que afetam estes produtores tais como a incerteza no preço do mercado e na intermitência do vento.

## 2.3 Armazenamento de Energia

Com a grande importância que têm a possibilidade de se poder armazenar energia, seja sob a forma de energia elétrica ou noutra forma de energia, os sistemas que apresentam a possibilidade de armazenar energia apresentam-se como uma tecnologia promissora não só na possibilidade de armazenarem energia ao longo do tempo, mas também de modo a ajudarem no bom funcionamento de todo o sistema elétrico.

Mas falar sobre as tecnologias de armazenamento de energia não ficaria completo sem definir primeiro o que é energia. Assim por definição a energia é a propriedade de um corpo em virtude do trabalho que pode ser feito, esta não pode ser criada ou destruída, apenas pode ser transformada de uma forma noutra.

A energia pode existir em muitas formas tais como em campos eletromagnéticos, energia cinética, energia potencial, energia química, energia nuclear e muitas mais [37], [38]. Mas um tipo de energia que utilizamos todos os dias é a energia elétrica seja para iluminação, telecomunicações, transporte, indústria ou até para transformar noutros tipos de energia, como por exemplo em energia térmica para nos aquecermos no inverno.

O maior problema da energia é que esta não pode ser facilmente armazenada, e assim o sistema elétrico têm como base de funcionamento que a energia elétrica deve ser produzida ao mesmo tempo que é consumida. Mas se existir uma diferença entre a produção total e o consumo, o sistema elétrico vai ter de lidar com problemas de qualidade da energia, instabilidade, entre outros que podem levar ao colapso do sistema elétrico. O armazenamento de energia apresenta-se como uma boa solução para que se consiga manter o nível de energia consumida igual ao nível de energia produzida de uma forma quase instantânea [39]. A energia elétrica é um bem que pode ser desperdiçada senão for preservada ou consumida.

Nos tempos recentes têm-se verificado um aumento da energia consumida e com isso é necessário que a produção acompanhe esse aumento, juntando a isso a crescente preocupação ambiental, tem-se vindo a desenvolver e implementar novas tecnologias de produção de energia, principalmente de origem renováveis. Mas para que se possa aumentar a produção de energia através de centros produtores de energias renováveis é necessário ultrapassar algumas das desvantagens que estes apresentam, e uma delas e talvez a principal é a intermitência que algumas delas apresentam devido as condições atmosferas que afetam a sua produção. Devido a natureza estocástica e as flutuações que as fontes de origem renovável apresentam é difícil ajustar a resposta para as necessidades da demanda. A solução mais aplicada é através do armazenamento de energia, assim no caso de haver um excedente de produção está poderá ser armazenada para que seja utilizada posteriormente, por exemplo no caso de a produção não conseguir acompanhar o consumo ou até em certos momentos simplesmente para suavizar a entrega de energia à rede pelo centro produtor de energia de origem renováveis. Para que este aumento seja possível têm de se aumentar a capacidade atual das instalações de armazenamento de energia, utilizando as tecnologias já conhecidas como desenvolver novas soluções.

A utilização destes de sistemas de armazenamento de energia pode levar a uma melhor utilização dos recursos de uma central produtora de energia de origem renovável, com isso levar a um aumento dos benefícios obtidos por estas e também podem levar a uma redução de preço final da energia elétrica.

Uma vantagem importante é que com a utilização de sistemas de armazenamento é possível conseguir uma melhor aproveitamento dos recursos já existentes e assim não ser preciso haver cada vez mais investimento em novas centrais, mas sim tentar ajustar a capacidade total de produção às exigências do consumo. Conseguindo assim através da utilização de sistemas de armazenamento diminuir a capacidade ociosa das centrais de produção de energia de fonte renovável.

Com a introdução das energias renováveis na rede a produção tornou-se descentralizada, com a qual introdução dos sistemas de armazenamento de energias podem ser essenciais para um melhor controlo e funcionamento da rede.

Por último é de esperar que o sistema elétrico de energia se comporte como um todo, de forma dinâmica e rapidamente ajustável. Construindo assim uma *Smart Grid*, que consiste numa rede inteligente em que os recursos são otimizados ao máximo com o desenvolvimento e a generalização das várias tecnologias de armazenamento. Uma das esperanças do futuro é o desenvolvimento de *Smart Grids* que em conjunto com os sistemas TIC permitam o funcionamento em rede de todos os participantes do mercado e integrará soluções, tais como o armazenamento da eletricidade em excesso nos carros elétricos. Assim se conclui que os sistemas de armazenamento de energia são um ponto-chave para tornar real o conceito de *Smart Grids* [40].

É agora apresentada a definição de um dispositivo de armazenamento, as formas através das quais a energia pode ser armazenada nesses dispositivos e as principais tecnologias presentes na bibliografia. Um dispositivo de armazenamento de energia é um dispositivo multi-físico com a capacidade de armazenar energia em diferentes formas. A energia elétrica pode ser armazenada diretamente ou indiretamente dependendo do meio utilizado para armazenar a energia. A Figura 2.10 ilustra os processos e os dispositivos de armazenar diretamente ou indiretamente [39].

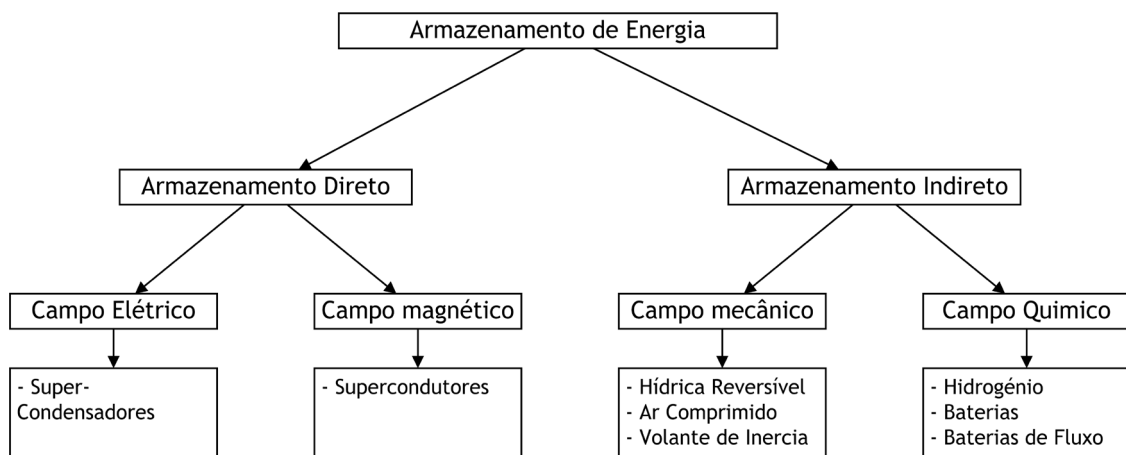


Figura 2.10 - Tecnologias de armazenamento de energia agrupados pela forma de energia armazenada, adaptado de [39] e [41].

Os dispositivos de armazenamento de energia elétrica sem a necessidade de converter a energia elétrica noutra forma são chamados dispositivos de armazenamento de energia elétrica diretos. O meio de armazenamento de energia é o campo eletromagnético. Os dispositivos que convertem e armazenam a energia elétrica noutra forma de energia são chamados dispositivos de armazenamento de energia indiretos. Existem várias formas de converter a energia sendo que as principais são a mecânica e a química. A energia mecânica existe sobre duas forma a energia potencial, pela posição da energia, por exemplo diferenças de alturas entre dois pontos e a energia cinética, pelo movimento da energia. Os principais dispositivos de armazenamento de energia mecânica são os de Reservatórios com Bombagem (HPES), os volantes de inércia e sistemas de ar comprimido (CAES). Os dispositivos que usam energia química como forma de armazenar a energia são as baterias eletroquímicas e as células de combustível [39].

A energia armazenada apenas o é por um período de tempo limitado, a fim de ser novamente convertida em energia elétrica quando necessário. Esta transformação num tipo de energia e posterior transformação de novo em energia elétrica é afetada pelas eficiências das conversões do sistema de armazenamento de energia e pelas perdas inerentes ao seu armazenamento [40].

### **2.3.1 Benefícios da sua Utilização**

Existem várias formas de classificar os benefícios obtidos pela utilização dos sistemas de armazenamento de energia na bibliografia. Segundo o autor de [40], os benefícios podem ser divididos em duas categorias genéricas, benefícios técnicos e benefícios económicos. Por um lado estes sistemas podem aumentar a rentabilidade, e por outro podem aumentar a confiança, a segurança e a produtividade do sistema energético. Ao mesmo tempo esses benefícios podem ser classificados de acordo com os benefícios que trazem para as partes interessadas do sistema energético, como poupanças, receitas económicas ou melhorias técnicas.

- Benefícios Técnicos

Os principais benefícios técnicos dos sistemas de armazenamento são os seguintes [40], [42]:

1. Podem ter um papel importante na integração das energias renováveis na rede.
2. Uso mais eficiente das energias renováveis e incrementar o uso da produção da energia de uma maneira distribuída para fornecer a rede.
3. Um armazenamento eficiente pode ser usado para fornecer até duas vezes a sua capacidade para aplicações de regulação, usando a carga completa e a descarga completa.
4. Os sistemas de armazenamento são uma maneira prática de fornecer um alívio numa situação em que a rede esteja congestionada.

5. Muitas das centrais de produção de energia não são projetadas para funcionarem como cargas ou fornecer uma saída variável. O armazenamento de energia pode fornecer uma boa solução para essa desvantagem, definindo um ponto de operação ideal, em vez de disparar geradores de reserva. Os sistemas de armazenamento têm uma eficiência como carga superior.
6. A saída do sistema de armazenamento pode ser mudada rapidamente dando uma rampa de suporte à rede e no processo de restauro da operação da estação de energia (de saída zero para uma saída total ou de uma saída total até uma saída nula dentro de poucos segundos em vez de minutos).

- Benefícios Económicos

Os principais benefícios económicos da implementação dos sistemas de armazenamento são os seguintes [40], [42]:

1. O armazenamento de energia pode diminuir os custos para os consumidores de eletricidade.
2. Normalmente a eletricidade em horas fora de pico é mais barata do que a eletricidade nas horas de pico e isto pode beneficiar o vendedor de eletricidade.
3. É uma peça importante para estabilizar os preços do mercado de eletricidade, libertando os preços do setor elétrico das especulações e volatilidade imposta pelos combustíveis fósseis.
4. A utilização dos sistemas de armazenamento também pode substituir as necessidades de produção de energia quando ocorrem picos de consumo, evitando assim custos desnecessários para os produtores.
5. Vai permitir uma maior eficiência no uso das energias renováveis e na capacidade de geração fora de pico, encorajando um maior investimento nas oportunidades dessas tecnologias.
6. Podem ajudar a evitar encargos de congestionamento na transmissão, que são muitos dispendiosos e a maioria dos produtores tentam evita-los nos mercados desregulados.
7. Ajuda a reduzir as necessidades de melhoramento na rede de transmissão e distribuição, evitando investimento desnecessário.
8. Aumenta e melhora a disponibilidade dos serviços auxiliares, reduzindo as sanções para os produtores e os custos do sobredimensionamento das infraestruturas.

### 2.3.2 Tecnologias

A função desempenhada pelos sistemas de armazenamento de energia no sistema elétrico de energia apresenta-se de elevada importância, pois estes sistemas permitem compensar e regular flutuações do nível de energia, apresentados pelas centrais produtoras de energia renovável, tais como energia eólica e solar. Estes sistemas podem estar acoplados às centrais de produção, ou em qualquer outro ponto da rede. São também utilizados para o nivelamento de cargas, como fonte de alimentação de reserva para apoiar a gestão da rede e fornecer estabilidade à rede.

Antes de serem apresentadas as principais tecnologias para o armazenamento de energia, são apresentadas algumas definições relativas às grandezas que podem ser encontradas nestes sistemas [43]:

- ✓ Energia específica: energia total que o sistema de armazenamento pode fornecer por unidade de massa, para uma determinada taxa de descarga.
- ✓ Densidade energética: energia total que o sistema armazenamento pode fornecer por unidade de volume para uma determinada taxa de descarga.
- ✓ Potência específica: é a potência por unidade de massa do sistema de armazenamento.
- ✓ Ciclo de vida: número de vezes que o sistema de armazenamento pode ser carregado/descarregado ao longo do seu tempo de vida útil.

Como vimos anteriormente as tecnologias de armazenamento de energia podem ser divididas em várias categorias, nesta dissertação serão separados em categorias de uma forma mais geral, sendo as categorias divididas conforme o tipo de energia que o sistema utiliza para armazenar a energia.

#### 1. Energia Mecânica

##### 1.1. Centrais Hídricas Reversíveis (CHR)

O aproveitamento energético por CHR, também designado por bombagem, é efetuado através do bombeio de água do reservatório inferior para o reservatório superior utilizando eletricidade nos períodos de vazio. A energia armazenada no reservatório superior sobre a forma de água vai ser utilizada para produzir eletricidade quando necessária nos períodos de cheia, que consiste em fazer passar a água do reservatório superior para o inferior através da turbina do acionamento hidroelétrico, produzindo assim energia para injetar na rede elétrica [44].

Para além da bombagem ser realizada nas horas de vazio também pode ser realizada por exemplo para aproveitar o excedente de uma unidade eólica. Atualmente representa cerca de 3% da geração global da energia elétrica. Os fatores mais importantes para a definição da capacidade de armazenamento de um sistema de armazenamento de energia com bombagem são o volume de água armazenável e a altura da queda de água, estes determinam a quantidade de energia armazenada e a potência disponível para se poder injetar na rede [43].

Vantagens:

- Alto nível de potência.
- Capacidade de Armazenamento elevada.
- Boa Eficiência 70-85%.
- Tecnologia madura e generalizada (cerca de 99% da capacidade dos Sistema de Armazenamento de energia).
- Baixo custo da eletricidade.

Desvantagens:

- Grande capital inicial.
- Elevada dependência da topografia local.
- Danos diretos no ambiente - Devido a construção da Central.

## 1.2. Ar comprimido

As tecnologias de armazenamento de energia sob a forma de ar comprimido são muito similares com as turbinas a gás convencional, baseando-se na acumulação de ar a altas pressões nas câmaras de armazenamento (podem ser câmaras naturais ou câmaras feitas para o efeito). Enquanto nas turbinas de gás convencional o gás natural é essencial para comprimir o ar, nos sistemas de armazenamento de ar comprimido utiliza-se a eletricidade períodos de vazio da rede para pré-comprimir o ar para armazenar a energia em grandes reservatórios. Assim utiliza-se eletricidade barata nos períodos de vazio em vez de um gás dispendioso. Já existem novas soluções para implementar sistemas similares, recorrendo ao ar comprimido, como o chamado *Advance Adiabatic (AA)* que em junção com o sistema de convencional de ar comprimido, permite que este funcione sem a adição de qualquer tipo de gás/combustível ou então no setor dos automóveis, em que se utiliza o ar comprimido em vez da explosão para mover os pistões [44].

Vantagens:

- Consegue produzir três vezes mais do que uma central convencional com a mesma quantidade de energia.
- Reação rápida, normalmente menos de 10 minutos.

- Capacidade para aguentar com constantes arranques e paragens.
- Alto nível de potência e grande capacidade de armazenamento de energia.

Desvantagens:

- Não é totalmente livre de emissões de CO<sub>2</sub>.
- Grande capital inicial.
- Problemático na obtenção de locais para a sua implementação.

### 1.3. Volante de inércia

O volante de inércia é um sistema que armazena energia sob a forma mecânica, através de uma roda designada por volante, que permanece em rotação tirando partido das condições de atrito quase nulo em que é posta a girar [43]. O volante é colocado em movimento por ação de um motor elétrico, acoplado ao seu veio, utilizando a energia elétrica em períodos de vazio. A conversão de energia nestes sistemas é efetuada, com recurso a motores/geradores que imprimem movimento de rotação ao volante de inércia nos períodos de carga e, funcionam como geradores, nos períodos de descarga, transformando a energia cinética armazenada em energia elétrica. A capacidade do volante de inércia como sistema de armazenamento pode ser utilizada individualmente, ou acoplada com um sistema de produção ou até com outro sistema de armazenamento. Este sistema armazena a energia sobre a forma de energia cinética. Baseado na velocidade, o volante de inércia pode ser separado em dois tipos, os de alta velocidade e os de baixa velocidade. Os de alta velocidade fornecem um longo período de armazenamento mas baixas capacidades de energia, ao contrário do de baixa velocidade [44].

Vantagens:

- Baixo custo de manutenção.
- Longo ciclo de vida.
- Alta eficiência.
- Faixa de Temperatura operacional larga.
- Capaz de sobreviver a condições severas.
- Amigo do ambiente.
- Recarregável num curto espaço de tempo.
- Rápida resposta (~4ms).

Desvantagens:

- Altas perdas em marcha lenta.
- Não aguenta longos períodos de operação.
- Limitações de auto-descarga.

- Rápida descarga, por isso não é ideal para injeção de energia durante longos períodos de tempo.
- Energia de baixa densidade.
- Pouco resistente a choques mecânicos exteriores.

## 2. Energia Elétrica

### 2.1. Supercondutores Magnéticos

A tecnologia de armazenamento de energia através de Supercondutores Magnéticos tem a particularidade de poder armazenar energia diretamente sobre a forma elétrica [43]. Os sistemas de armazenamento de supercondutores magnéticos utilizam o campo magnético para armazenarem a energia que foi criogenicamente arrefecida para uma temperatura abaixo da sua temperatura crítica supercondutora. Numa aplicação típica os sistemas consistem em três partes, nomeadamente a indutância supercondutora, sistema de conversão de energia e uma câmara de refrigeração criogenicamente arrefecida [44].

Vantagens:

- Tempo de carga e descarga curtos.
- Elevado nível de potência.
- Elevado rendimento (devido ao material indutivo, que sofre menos perdas pela circulação de corrente).

Desvantagens:

- Custo elevado dos materiais (especialmente do arame supercondutor).
- Necessita de elevada refrigeração.
- Pode ter impactos na saúde.

### 2.2. SuperCondensadores e UltraCondensadores

Super-condensadores e ultra-condensadores também são conhecidos como condensadores eletroquímicos com relativamente alta densidade de energia, porque apresentam uma extraordinária capacidade de armazenamento de energia relativamente ao seu tamanho quando comparado a condensadores comuns. A energia é armazenada acumulando cargas positivas e negativas, usualmente em duas placas planas, separadas por um dielétrico [43].

Vantagens:

- Apresentam uma vantagem em relação às baterias, que é a possibilidade de serem carregados e descarregados continuamente sem se degradarem.
- Suportam grandes taxas de cargas/descarga.

- Elevada eficiência (entre 85 e 95%).
- Ciclos de vida elevados.
- Maior densidade de potência e de densidade de energia do que as baterias.
- Rápida resposta.
- Peso relativamente baixo.

Desvantagens:

- Utilizam uma maior área do eletrodo e da membrana.
- Preço dos materiais.
- Componentes tóxicos e corrosivos.

### 3. Energia Química

#### 3.1. Hidrogénio

O armazenamento de energia química captou a atenção do mundo devido ao seu potencial de substituir os produtos petrolíferos e reduzir significativamente as emissões dos gases de efeito de estufa. Uma das formas mais populares de armazenar a energia química é através do hidrogénio. O processo de armazenamento envolve três passos principais, a conversão da energia elétrica em hidrogénio, o armazenamento do hidrogénio como gás ou líquido e a conversão do hidrogénio outra vez em energia elétrica [39]. A produção de hidrogénio é conseguida, pela utilização de pilhas de combustível, através da decomposição da água em moléculas de oxigénio e hidrogénio por intermédio de uma reação química que ocorre nos eletrodos, aquando da passagem de uma corrente elétrica contínua através do eletrólito. O armazenamento de energia através de hidrogénio oferece zero emissões quando esta é acoplada com uma fonte de energia renováveis. Os principais componentes dos sistemas de armazenamento de hidrogénio são, uma unidade de eletrólise, um componente de armazenamento e um conversor de energia [44]. O hidrogénio é o elemento químico mais abundante no universo, o mais leve e o que contém o maior valor energético.

Vantagens:

- Eficiências perto dos 60%, que pode chegar aos 85% quando é reaproveitado o calor libertado.
- Energia de alta densidade (100 - 1 000 Wh/Kg).
- Não produz gases que provoquem o efeito de estufa.
- É uma tecnologia flexível, uma vez que o H<sub>2</sub> pode ser coletado como o produto da eletrólise, que pode ser usado como combustível para os motores de combustão ou servir de entrada juntamente com O<sub>2</sub> para uma célula de combustão produzir eletricidade.

Desvantagens:

- É necessário muito mais combustível para conseguir produzir a mesma energia do que os combustíveis fósseis.
- Requerem manutenção contínua.
- Tecnologia dispendiosa.
- Inexistência de boa relação preço-eficiência.

### 3.2. Baterias

O armazenamento de energia utilizando neste tipo de tecnologia é realizado através de reações eletroquímicas no interior das baterias, tendo a capacidade de transformar a energia química em energia elétrica e vice-versa [43]. As baterias usam uma reação química para converter a energia química armazenada em energia elétrica e produzir uma diferença de potência nos seus terminais. Esta tornou-se uma das fontes de corrente direta mais comum em muitas indústrias e aplicações domésticas. Existem vários tipos promissores de baterias que podem ser usadas na rede ou em veículos híbridos como sistemas de armazenamento de energia. Os principais tipos de baterias existentes são: as baterias de ácido de chumbo, baterias de níquel, baterias de enxofre de sódio, baterias de lítio, baterias de metal-ar [44].

Vantagens:

- A maioria apresenta uma resposta instantânea (~20ms).
- Baixo investimento inicial para as baterias mais maduras.
- Fácil construção.
- São modulares, escaláveis, transportáveis e leves.
- Apresentam boas eficiências acima de 70%.

Desvantagens:

- Algumas das baterias são prejudiciais para o meio ambiente.
- Não são uma boa solução para aplicações de grande escala - devido a problemas de construção, custo e vida útil limitada.
- Falta de soluções para a sua reciclagem.
- Alguns tipos sofrem do efeito de memória.

### 3.3. Baterias de Fluxo

Similares as baterias convencionais, as baterias de fluxo convertem a energia química diretamente em energia elétrica através das reações químicas. Contudo o material do electro ativo é armazenado externamente em dois tanques de eletrólise e produz energia através da reação eletroquímica reversível entre os dois eletrólitos [44].

Vantagens:

- Eficiências entre os 70-85%.
- Maior capacidade de armazenamento que as baterias convencionais.
- Duração de descarga elevada.
- Têm uma operação mais estável e segura.

Desvantagens:

- Não é adequado a sistemas de pequena dimensão, devido as exigências complexas do sistema, como bombas, sensores entre outros.

#### 4. Energia Térmica

A energia térmica pode ser uma das principais formas de armazenar energia, estas são um tipo chave para a geração e a utilização eficiente do calor. Existem muitos tipos de aplicações para o armazenamento através de energia térmica, desde o aquecimento e arrefecimento utilizando resíduos ou energia solar, para assim se armazenar energia a alta temperatura e posteriormente se produzir energia ou realizar processos industriais.

Os sistemas de armazenamento de energia térmica também podem ser usados para aumentar a flexibilidade dentro da rede. No geral, os sistemas de armazenamento da energia térmica armazenam a energia através da mudança da energia interna do material através de processos como termoquímica, calor latente, calor sensível ou a por combinação dos vários processos. Uma das principais tecnologias utilizada é a tecnologia de concentração Solar, a qual faz uso de espelhos para concentrar raios solares em determinados recipientes que contém um fluido, designado por fluido de trabalho.

Vantagens:

- Elevada capacidade de armazenamento.
- Alto nível de potência.
- Escalável.
- Sem emissões e sem queima de combustível.

Desvantagens:

- Elevadas perdas de calor no armazenamento, nos permutadores e nos tubos.
- Custos elevados.
- Eficiências Baixas.

### 2.3.3 Comparação entre Tecnologias e Suas Aplicações

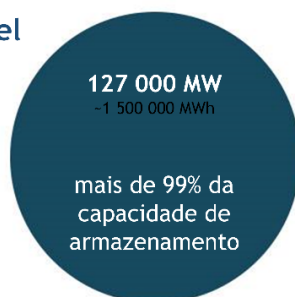
Os sistemas de armazenamento de energia têm uma larga faixa de aplicações, dependendo da aplicação a considerar, a escolha da tecnologia de armazenamento a utilizar têm de ser bem analisada, para assim se tirar o melhor aproveitamento da mesma. Estes sistemas podem integrar diferentes níveis no sistema elétrico, dependendo das características que apresentam estes podem ser utilizados como apoio ao nível da produção, da transmissão e distribuição e ainda ao nível do consumidor.

Um sistema de armazenamento pode ser considerado adequado para uma determinada aplicação se, de acordo com as suas características, este servir para todos os requisitos exigidos pela aplicação e juntamente apresentar alguns tipos de características essenciais tais como a maturidade da tecnologia e os custos de implementação reduzidos [40]. Na Figura 2.11 é apresentada a capacidade de armazenamento a nível mundial.

É apresentada uma comparação entre as tecnologias de armazenamento descritas anteriormente. A comparação será feita segundo algumas das principais características que os sistemas de armazenamento de energia apresentam, sendo elas por exemplo, a capacidade de armazenamento, densidade de energia por volume/massa, rendimento, tempo de vida útil, tempo de descarga, custos de investimento/exploração, entre outros. As principais características de cada uma das tecnologias são resumidas na Tabela A.1.1 presente nos anexos. É feita uma caracterização e comparação das tecnologias de armazenamento de energia segundo várias características, sendo algumas delas mais relevantes que outras, mas todas com uma certa importância, e é através da análise destas características que é possível definir qual a melhor tecnologia para cada aplicação.

Algumas das definições das características já foram apresentadas anteriormente, outras são perceptíveis pelo nome, mas na Tabela A.1.1 são referenciados duas características que podem gerar algumas dúvidas, são elas as aplicações de potência e as aplicações de energia, as quais podem ser diferenciadas pelo uso que é dado a energia armazenada, sendo que a primeira se destina a assegurar a continuidade, qualidade e manutenção da frequência correta da energia sendo estas ações realizadas em tempo real. As aplicações de energia fazem uso da energia armazenada nos sistemas de armazenamento para assegurar a alimentação das cargas, nos períodos em que existe uma interrupção na produção de energia. Por outras palavras, as aplicações de potência envolvem períodos de descarga de curta duração, enquanto as aplicações de energia operam por períodos de descarga de longa duração [43].

## Hídrica Reversível



- Ar Comprimido  
440 MW 3 730 MWh
- Baterias de sódio-enxofre  
316 MW 1 900 MWh
- Baterias de íons-lítio  
~70 MW ~17 MWh
- Baterias de chumbo-ácido  
~35 MW ~70 MWh
- Baterias de níquel cádmio  
27 MW 6,75 MWh
- Volante de Inercia  
<25 MW <0,4 MWh
- Baterias de Fluxo redox  
<3 MW <12 MWh

Figura 2.11 - Capacidade mundial de armazenamento de energia elétrica instalada, retirado de [45].

Na avaliação de uma tecnologia uma dos fatores mais importantes é os custos que esta representa, por isso quando se faz uma avaliação de custos de uma certa tecnologia, pode se concluir que um sistema de armazenamento de energia apenas é economicamente viável se conseguir cumprir um determinado número de ciclos de operação, por exemplo, uma tecnologia pode ser considerada pouco dispendiosa mas se esta apenas conseguir operar durante um número reduzido de operações, pode se vir a tornar um sistema dispendioso.

Dependendo dos objetivos pretendidos podem ser utilizadas tecnologias distintas. Quando o objetivo é fornecer energia para compensação em horas de pico de consumo, é necessário a utilização de sistemas de armazenamento com grandes capacidades (MWh), por isso as tecnologias mais indicadas para tais situações são as de ar comprimido e CHR. Por outro lado se o objetivo for o melhoramento da qualidade da energia, as características mais importantes são a obtenção de valores de potência de transmissão elevada, disponibilizando assim grandes quantidades de energia num curto espaço de tempo, conciliando isso com uma grande capacidade cíclica, as tecnologias mais indicadas são os volantes de inercia, os supercondensadores e os supercondutores magnéticos. As baterias são as tecnologias que se conseguem adaptar a um maior número de situações distintas. Para a escolha de sistemas destinados a associação com sistemas de energia de grande escala com características intermitentes, as CHR e as unidades de armazenamento térmico são os mais adequados e os que têm sido mais utilizados.

### 2.3.4 Modelação de Unidades de Armazenamento de Energia

Na referência [46], é apresentado um sistema de armazenamento de energia genérico ideal, mas o qual está interligado com uma unidade geradora de despacho otimizado. Na bibliografia não são encontradas referências a modelação de sistema de armazenamento de energia a licitem no mercado de forma independente, normalmente na bibliografia da especialidade os sistemas de armazenamento são utilizados como auxiliares a uma central de produção de energia, na sua maioria de origem renovável.

## 2.4 Energia Hídrica Reversível

Uma das formas de melhorar a segurança do abastecimento de energia elétrica é a através de uma conveniente utilização das diversas tecnologias de produção de energia existentes, sendo que cada uma das tecnologias apresenta vantagens e desvantagens. Assim de forma a se conseguir um aumento da diversificação das tecnologias utilizadas, ao longo dos anos têm-se verificado um aumento da geração de energia elétrica a partir de várias tecnologias de fontes renováveis, algumas destas tecnologias apresentam algumas desvantagens como por exemplo a disponibilidade ao longo do tempo. Por esse motivo, o aumento da integração das energias renováveis no sistema elétrico leva também a desafios operacionais, tal como umas das particularidades do sistema elétrico que têm de manter o equilíbrio entre a potência da geração e a potência do consumo a cada momento.

Em certos momentos podem ocorrer excessos ou défices de produção, desequilíbrios estes que podem levar à instabilidade do sistema elétrico, e é aqui que aparece uma das principais desvantagens das tecnologias renováveis não despacháveis onde a produção depende das condições atmosféricas. Assim a manutenção do equilíbrio entre as potências pode ser agravado nos períodos onde o consumo é baixo e, por exemplo, a energia eólica disponível é elevada, ocorrendo assim excesso de geração.

Atualmente uma das soluções mais utilizadas para ultrapassar estes desafios é a utilização das centrais hídricas reversíveis (CHR), as quais podem ser utilizadas para absorver o excesso de produção das centrais eólicas e evitando assim o corte de produção destas e o desperdício de energia renovável.

As centrais hídricas reversíveis nos modelos atuais de mercados liberalizados têm de proceder a compra e venda de energia elétrica de modo a conseguirem realizar a bombagem e a geração de energia. Esta compra e venda de energia pode ser realizada em diversos mercados, sendo o mais utilizado o mercado diário. Outro aspeto importante a ter em conta é se as CHR influenciam o preço do mercado ou não, assim se estas não tiverem a capacidade de influenciarem a o preço de equilíbrio do mercado, nos períodos que se verificar um baixo consumo e uma elevada produção de energia, o preço de equilíbrio do mercado será reduzido e este dará o incentivo as CHR de realizarem a bombagem, levando a uma apropriada integração da produção eólica no sistema elétrico. Mas por outro lado, se as CHR apresentarem a capacidade de influenciarem o preço de equilíbrio do mercado, estas poderão adotar comportamentos de bombagem e produção de energia que permitam incrementar os seus lucros, mas que não coincidam com o objetivo de maximizar a integração da produção eólica.

Mas na maioria dos casos os sistemas de armazenamentos em massa adequados são solicitados para minimizar o desperdício de energia eólica, salvaguardar os interesses dos investidores e estabilizar a energia eólica como uma fonte de geração de eletricidade [47]. Por isso estes sistemas de uma forma geral aumentam o bem-estar social com a sua intervenção no mercado e permitem também uma menor oscilação do preço de equilíbrio ao longo do dia.

A utilização das CHR é particularmente interessante em sistemas elétricos onde se verifica uma grande diferença na procura de energia entre as horas de ponta e as horas de vazio e também uma grande diferença dos custos de produção entre esses momentos [48].

Ao contrário do que acontecia no passado, onde a produção hidroelétrica era dominante e asseguravam quase na totalidade do diagrama de carga, com as centrais térmicas a prestarem apoio. Atualmente acontece praticamente o inverso, as centrais térmicas, que são menos flexíveis e devendo operar de forma mais ou menos constante por longos períodos, asseguram a produção base, enquanto as centrais hidroelétricas, que podem entrar e sair ao serviço com relativa rapidez, concentram a sua produção nas horas de ponta do diagrama de carga, exceto em períodos muito húmidos, em que podem operar continuamente de modo a minimizar os caudais descarregados nas barragens [49].

A utilização das CHR em redes isoladas, como as encontradas nas ilhas, parece ser uma opção muito promissora para ultrapassar o elevado custo de produção de energia e o aumento da procura de energia que se verifica nessas áreas. Uma maneira favorável e realística de introduzir as CHR nos sistemas elétricos das ilhas é conectando-as com os parques eólicos e às instalações de armazenamento, operando-os de maneira coordenada [47].

Todas as tecnologias de armazenamento de energia apresentadas na seção 2 são métodos de armazenar energia viáveis e comprovados, contudo todas apresentam vantagens e desvantagens, por isso se o caso for de acoplar um destes sistemas a um outra qualquer tecnologia de produção de energia, têm de ser feita uma análise aos sistemas e escolher o mais apropriado para cada caso. A energia hídrica reversível tem apresentado um papel importante no acoplamento à energia eólica.

Na Europa as CHR representam aproximadamente 99% do armazenamento da eletricidade na rede [50]. No final de 2013, estima-se que a capacidade total instalada de energia hídrica fosse de 1 000GW e que a produção estimada para esse ano foi de 3 750TWh [51], [52].

Muito é falado da intermitência e sazonalidade da energia eólica e solar, mas uma boa parte da energia hídrica também apresenta efeitos da sazonalidade, especialmente as centrais convencionais sem reversibilidade e isso pode ser visto na Figura 2.12 que apresenta a produção da energia hídrica para Portugal ao longo de um ano.

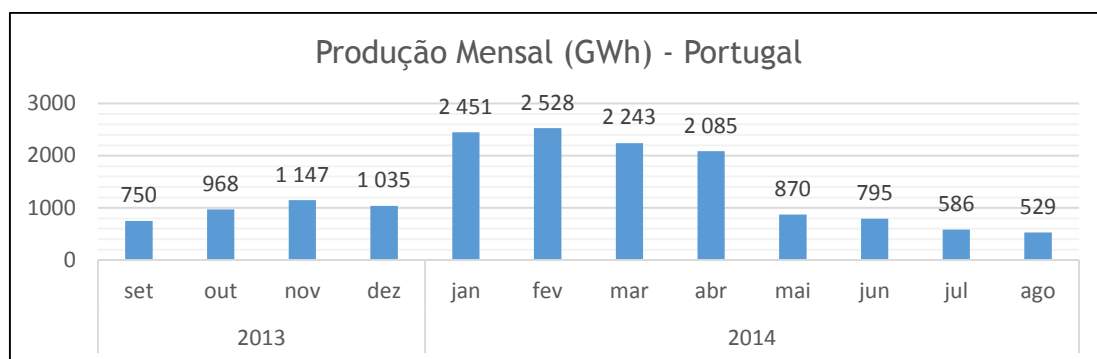


Figura 2.12 - Produção de energia hídrica ao longo de um ano em Portugal [28].

### 2.4.1 Princípio de Funcionamento

O princípio de funcionamento de uma central hídrica compreende a transformação de energia mecânica da água, que se encontra armazenada sobre a forma de energia potencial gravítica, em energia elétrica, sendo que o armazenamento é conseguido através de um desnível topográfico criado naturalmente ou através de uma barragem. A CHR permite também transformar energia elétrica em energia potencial gravítica através da bombagem de água de um reservatório inferior (situado a uma cota mais baixa) para um reservatório superior (situado a uma cota superior), possibilitando a sua utilização posterior. Os reservatórios são interligados através de um circuito hidráulico onde existe um conjunto de turbina-bomba reversível acoplada a uma máquina elétrica, possibilitando assim que a CHR possa gerar eletricidade quando a água flui do reservatório superior para o reservatório inferior e que possa armazenar eletricidade quando a água é bombeada do reservatório inferior para o reservatório superior [49], [47]. A Figura 2.13 ilustra o esquema de funcionamento de uma CHR.

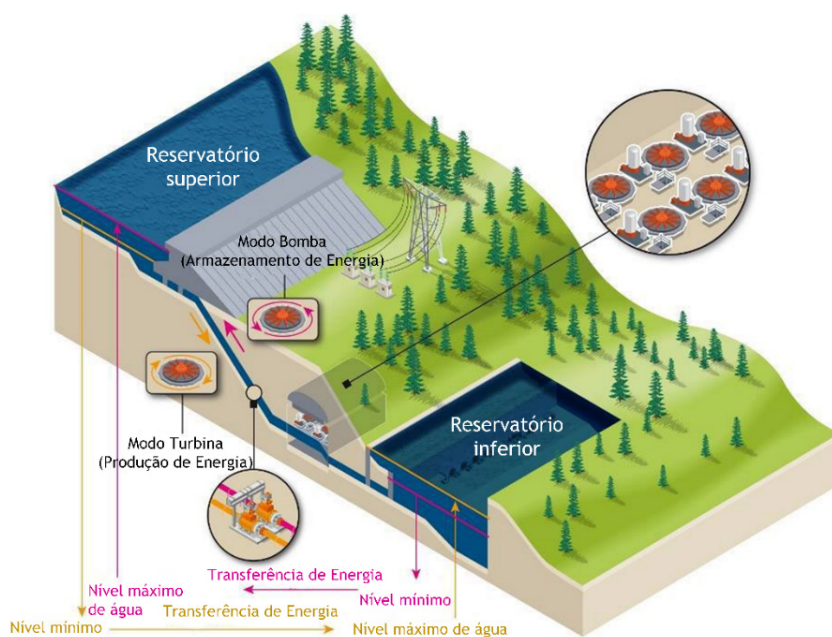


Figura 2.13 - Esquema de funcionamento de uma central hídrica reversível, adaptado de [53].

A energia armazenada é proporcional ao volume de água no reservatório superior e da diferença de elevação entre ambos os reservatórios. Como os processos de conversão de energia acarretam inevitavelmente perdas de energia, para que as centrais consigam lucrar, o preço de compra tem de ser inferior ao preço de venda, e essa diferença tem de ser suficiente para compensar as eficiências de conversão apresentadas pelas centrais.

Como dito anteriormente, as CHR são constituídos por vários componentes, os quais apresentam rendimentos, assim as CHR apresentam um rendimento global denominado de ciclo de bombagem. A Tabela 2.1 apresenta os principais rendimentos de uma CHR.

Tabela 2.1 - Rendimento dos componentes de uma central hídrica reversível [42], [48], [50].

Componente	Rendimento (%)
Motor - Gerador	96 - 97
Turbina reversível	88 - 92
Conduta forçada	92 - 98
Rendimento Global	75 - 90

O objetivo final dos produtores de energia hídrica a operar em ambiente de mercado é maximizar os seus lucros. Assim a água nos reservatórios deve ser manipulada de uma maneira ótima usando a auto-programação, a qual é essencial para a sobrevivência dos produtores hídricos no quadro competitivo [54].

As CHR podem ser divididas em dois grandes grupos de acordo com o seu modo de construção:

- Centrais hídricas reversíveis puras, onde a fonte de energia é apenas a água contida nos reservatórios.
- Centrais hídricas reversíveis combinadas, onde a fonte de energia não é só a energia contida nos reservatórios mas também a água que flui através de um curso de água.

Na bibliografia são encontradas várias formas de classificar as centrais hídricas segundo a potência instalada, uns autores dividem as centrais em vários patamares, nesta dissertação apenas é considerada a distinção entre pequena escala e grande escala, sendo que as primeiras são para potências inferiores a 10 MW e as segundas para potências superiores a 10 MW.

#### 2.4.2 Vantagens e Desvantagens

Como qualquer outra tecnologia de produção de energia, as CHR não fogem a regra e tanto apresentam vantagens como desvantagens, sendo que as vantagens que se destacam são as seguintes [48], [47], [50]:

- Recurso endógeno e renovável.
- Elevada capacidade de Armazenamento de energia.
- Preço da eletricidade produzida constante.
- Custos de produção reduzidos.
- Melhora o fator de capacidade diário do sistema geração.
- Rápido tempo de resposta.
- Adapta-se a mudanças drásticas de carga.
- Baixa auto-descarga.
- Elevado tempo de vida de operação.
- Possibilidade de um grande número de ciclos.
- Tecnologia favorável para a manutenção da estabilidade do sistema elétrico.
- Apoio à integração das tecnologias renováveis.
- Indiretamente permitem reduzir as emissões de gases com efeito de estufa.
- Tempo de vida útil elevado (50-100 anos).
- Permitem a redução da dependência energética externa.

Por outro lado, esta tecnologia também apresenta alguns inconvenientes, tais como:

- Condições topográficas e geológicas específicas, com diferença elevada entre as cotas dos reservatórios.
- Densidade de energia relativamente baixa.
- Necessidade de uma grande quantidade de recursos hídricos ou elevada altura de queda.
- Obras de construção complexas, demoradas e dispendiosas.
- Elevados custos de instalação e de desativação.
- Necessidade de estudos de impacto ambiental.
- Provoca a deslocação de populações ribeirinhas.
- Destruição de alguns habitats marinhos e terrestres.

### **2.4.3 O Futuro da Tecnologia**

Devido a boa integração das CHR com as centrais eólicas os países um pouco por todo o mundo têm mostrado o seu interesse em encontrar novas soluções para aumentarem a sua capacidade de potência instalada. Uma das soluções é a construção de novas centrais mas com todas as dificuldades que esta construção carrega, torna-se um passo pelo qual se opta cada vez menos.

Sendo que os avanços conseguidos no desenvolvimento das turbinas nos últimos anos, permitiu que estas apresentassem uma performance muito melhor do que as turbinas existentes anteriormente, e por isso uma das opções a seguir é a efetuar a requalificação das centrais hídricas já existentes de modo a conseguirem otimizar a sua capacidade de armazenamento, potência instalada e o rendimento do ciclo, conseguindo assim maximizar os seus lucros no mercado desregulado. Uma outra opção a seguir é proceder a requalificação das centrais hídricas convencionais já existentes de modo a estas possuírem também a capacidade de bombagem. Outras soluções mais pioneiras também têm sido aplicadas por alguns países, como por exemplo do Japão que instalou a primeira central hídrica reversível que utiliza água salgada do mar [48].

Um dos problemas que afeta a construção de novas CHR é existirem cada vez menos lugares adequados para a construção destas, para ultrapassar esse problema, alguns países começaram a identificar lugares nos quais seriam facilmente modificados de modo a construir novas instalações, uma outra solução que têm vindo a ser considerada é através da construção de reservatórios debaixo de terra ou cavernas abrindo a possibilidade da instalação de centrais em áreas que não são montanhosas [50].

Segundo o PNBEPH [49], para uma bem-sucedida integração da geração eólica no sistema elétrico, deve possuir a capacidade de bombagem por volta de 1MW por cada 3.5MW de potência instalada de centrais eólicas. Por isso os países têm de fazer um estudo para que a integração da energia eólica no mercado seja feita da melhor forma possível.

#### **2.4.4 Modelação da Operação de Unidades Hídricas Reversíveis**

Tal como referido anteriormente as CHR são afetadas pelo rendimento do ciclo de bombagem, o qual é inferior a unidade e resulta da multiplicação dos rendimentos dos vários componentes presentes na central, assim para que seja possível armazenar energia para a sua posterior utilização implica uma perda energética. Por isso, uma CHR apenas terá incentivo a operar quando tal operação significar ganhos económicos.

Se a operação da central for num contexto centralizado, a operação da central é obtido através de um processo de coordenação entre as várias tecnologias aplicadas com o objetivo da minimização do custo total da produção da energia elétrica a ser entregue ao sistema. Por outro lado se a operação for num contexto de mercado liberalizado, as CHR normalmente pertencem a empresas privadas e por isso têm como objetivo a maximização dos seus lucros. Como dito anteriormente estas centrais podem ter ou não influência no preço de equilíbrio de mercado.

Dada a dificuldade da previsão do preço de equilíbrio, as centrais devem proceder a venda de energia elétrica quando as incertezas do mercado são elevadas, para assim tentar “apanhar” possíveis picos de preço e por outro lado vender quando as incertezas são baixas de modo a evitar riscos [48]. Com o objetivo de conseguir encontrar o melhor modo de operação, na bibliografia são encontrados vários artigos científicos onde são apresentadas estratégias de licitação ao mercado de eletricidade. Estas estratégias são desenvolvidas através de algoritmos de otimização de operação destas centrais simulando a integração das centrais nos mercados de eletricidade. De seguida são apresentados alguns dos artigos encontrados na bibliografia.

No artigo [55], é desenvolvido um modelo dinâmico de otimização das decisões de operação a serem tomadas por um operador hídrico de modo a maximizar o seu lucro, o modelo é resolvido para várias restrições de fluxos de água. Em [56], é proposto um modelo com o objetivo de maximizar o lucro de um produtor hídrico pela venda de energia no mercado diário, o qual é constituído por várias cascatas instaladas ao longo da bacia de um rio. O modelo proposto é um modelo de programação linear inteiro mista que tem em conta a relação entre a energia produzida, a água descarregada e a altura de queda associada a cada reservatório, neste modelo os custos de arranque são considerados. Na referência [36] é apresentado uma abordagem estocástica de programação linear inteira mista para maximizar o lucro total esperado para um produtor de energia hídrica “*price-maker*” no mercado de eletricidade de base *pool*. A altura de queda, rampa de descarga e os custos de arranque são tidas em conta na modelo. Assim foi desenvolvida uma estratégia de licitação apropriada para o mercado. Na referência [57], é proposto um modelo de auto agendamento anual estocástico por um produtor “*price-maker*” de energia hídrica. O método proposto simula o impacto das decisões com o objetivo de maximizar o lucro no curto prazo no agendamento do medio prazo dentro de uma abordagem compacta de programação linear inteira mista. No artigo [58], é proposta uma abordagem de programação linear inteira mista, para determinar o plano de operação de um produtor de energia hídrica que atua como um “*price-maker*” no mercado elétrico diário. O artigo [59] fornece um modelo para determinar a estratégia ótima de licitação tomando em conta a incerteza do preço de mercado. Os cenários de preço de mercado são gerados e é desenvolvido um modelo estocástico de programação linear de inteira mista que envolve a produção da central hídrica e os aspetos relativos licitações físicas.

Na bibliografia são também encontrados modelos que otimizam a relação de coordenação entre as centrais de energia hídrica e as centrais eólicas, tão falada neste seção como sendo uma das principais utilidades da centrais de energia hídrica, como as referências que abordam este tipo de caso já foram abordadas na seção da energia eólica, por esse motivo não são apresentados aqui. A outra grande utilidade das centrais hídricas é a sua utilização para serviços auxiliares no sistema elétrico, como este tópico foge ao tema desta dissertação esse tema não será abordado aqui.

# Capítulo 3

## Modelação das Tecnologias em Separado

### 3.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados três modelos que procedem a licitação ao mercado de eletricidade em separado, sendo que cada modelo representa uma tecnologia distinta, o primeiro modelo representa a tecnologia eólica, o segundo apresenta uma tecnologia de armazenamento de energia genérica e por fim a tecnologia hídrica reversível.

Nos três modelos é utilizada uma interface desenvolvida no *software MATLAB* [60] para introdução e leitura dos resultados obtidos enquanto os modelos são simulados através de uma abordagem estocástica de programação inteira linear mista recorrendo ao *software General Algebraic Modeling System (GAMS)* [61].

Todos os modelos têm com objetivo a maximização do lucro, através da licitação ao mercado diário de eletricidade e nenhum deles têm a capacidade de influenciar o preço do mercado através das suas licitações, por isso são considerados tomadores de preço (*price-taker*). Em todos os modelos apresentados os valores de rendimentos e perdas são percentagens, mas nesta dissertação são apresentados como valores decimais.

### 3.2 Modelo Eólico

O modelo proposto avalia o comportamento de um sistema eólico no mercado diário de eletricidade. O qual executa a sua licitação ao mercado com base nas previsões de geração de energia eólica para o dia seguinte e posteriormente corrige a sua posição no mercado através dos desvios que são verificados entre a previsão da geração de energia e a geração real de energia. O modelo tem como objetivo principal maximizar o lucro obtido através das licitações efetuadas ao mercado. A incerteza do preço e da geração de energia complicam a decisão a ser tomada e por consequência disso é apresentado o seguinte modelo.

#### 3.2.1 Modelo Matemático

O modelo matemático proposto é dividido em duas partes de maneira a apresentar uma explicação mais detalhada e organizada. A primeira parte é a função objetivo que é apresentada de seguida e posteriormente são apresentadas as várias restrições que completam o modelo.

### A. Função Objetivo

A função objetivo maximiza o lucro obtido pelo sistema eólico através da venda da energia produzida ao mercado de eletricidade.

$$\max PFW. \quad (3.1)$$

Onde:

$$PFW = \sum_{sc} \rho_{sc} \sum_p (\lambda_{sc,p} \cdot bw_p + \lambda_{sc,p}^+ \cdot \Delta w_{sc,p}^+ - \lambda_{sc,p}^- \cdot \Delta w_{sc,p}^- - c_{sc,p}^w). \quad (3.2)$$

A equação (3.2) calcula o lucro total obtido pelo sistema eólico  $PFW$ , através da venda de energia ao mercado. A função objetivo tem quatro componentes, em que os dois primeiros representam as receitas e os dois últimos os custos/encargos do sistema. O lucro total é o resultado da soma da venda de energia eólica ao mercado, mais os benefícios obtidos pelos desvios positivos, menos os custos devido aos desvios negativos. Os custos de produção de energia eólica são representados pela variável  $c_{sc,p}^w$ , a qual representa os custos de operação, manutenção e geração. O parâmetro  $bw_p$  representa a oferta ótima de energia ao mercado por período. Toda a energia que for gerada vai ser vendida ao mercado.

### B. Restrições

As restrições são divididas em dois blocos, as restrições de licitação e as restrições dos desvios.

#### 1) Restrições de licitações

As equações (3.3) e (3.4) representam os limite superior e inferior, respetivamente, da oferta de energia ao mercado efetuada ao mercado diário. O limite máximo é definido pelo parâmetro  $Pmax^w$ , que representa o potência máxima instalada no sistema.

$$bw_p \leq Pmax^w; \quad (3.3)$$

$$bw_p \geq Pmin^w. \quad (3.4)$$

#### 2) Restrições dos desvios

A equação (3.5) quantifica os desvios  $\Delta w_{sc,p}$ , que são calculados como a diferença entre a geração real de energia eólica e a oferta de energia feita ao mercado. A oferta de energia ao mercado apenas depende do período, porque o modelo apenas decide uma quantidade de energia que quer licitar ao mercado por período.

$$\Delta w_{sc,p} = gw_{sc,p} - bw_p. \quad (3.5)$$

A equação (3.6) calcula se os desvios são positivos ou negativos, o sinal negativo é necessário porque o desvio negativo é calculado como uma quantidade de energia positiva:

$$\Delta w_{sc,p} = \Delta w_{sc,p}^+ - \Delta w_{sc,p}^- \quad (3.6)$$

As equações (3.7) e (3.8) representam os limites superiores dos desvios positivos e negativos, a variável binária  $k_{sc,p}$  é utilizada de modo a garantir que apenas existem desvios positivos ou negativos para o cenário  $sc$  e o período  $p$ :

$$\Delta w_{sc,p}^+ \leq Pmax^w * (1 - k_{sc,p}); \quad (3.7)$$

$$\Delta w_{sc,p}^- \leq Pmax^w * k_{sc,p}. \quad (3.8)$$

Os limites inferiores dos desvios positivos e negativos são:

$$\Delta w_{sc,p}^+ \geq 0; \quad (3.9)$$

$$\Delta w_{sc,p}^- \geq 0. \quad (3.10)$$

### 3) Restrição dos Custos

Os custos da geração eólica são calculados através da equação (3.11), onde é atribuído um custo a cada MWh de energia que é gerado, calculando assim o custo de toda a energia produzida.

$$c_{sc,p}^w = c^w * g_{w_{sc,p}}. \quad (3.11)$$

### 3.2.2 Caso de Estudo

O modelo apresentado anteriormente é estudado para dois horizontes temporais distintos, um de 24 horas e outro de 168 horas. Na Figura 3.1 é apresentado um diagrama que mostra as principais entradas e saídas necessárias para simular o modelo. Os preços do mercado de eletricidade utilizados para a realização dos estudos são referentes ao mercado Espanhol no período entre 01/07/2014 a 29/09/2014, de modo a gerar tanto os preços para as 24 horas como para as 168 horas de negociação [62], os dados do vento são referentes a zona de *Navarra*, no norte de Espanha [63]. A árvore de cenários é composta por dois níveis, o dos preços e o da geração de energia. Portanto o número total de cenários utilizados é 100, 10 cenários de preços e 10 cenários de vento. Os parâmetros de entrada do modelo são mostrados na Tabela 3.1.

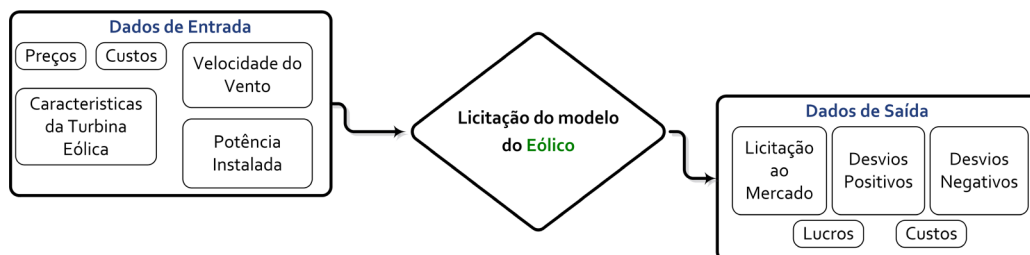


Figura 3.1 - Principais entradas e saída da simulação do modelo eólico.

Tabela 3.1 - Dados de entrada do modelo eólico.

<i>Periodos</i>	<i>Pmax<sup>w</sup> [MW]</i>	<i>Cw [€/MWh]</i>	<i>Pmin<sup>w</sup> [MW]</i>
24 / 168	50	16,26	0

**A. Estudo do comportamento do modelo durante 24 horas.**

Na Figura 3.2 é apresentada a previsão dos preços para as 24 horas de estudo do modelo, o preço de mercado é o preço utilizado nas licitações que o modelo faz no mercado diário. Na Figura 3.3 são apresentados os preços de mercado (médias), que inclui os preços do mercado diário, os preços a subir, utilizados pelo modelo na venda da energia produzida em excesso, o qual nunca ultrapassa o preço de mercado e os preço a descer, que são utilizado para calcular os encargos que resultam do défice de produção de energia do sistema eólico, o qual nunca é inferior ao preço de mercado. Tanto a falta de produção como o excesso, apresentados anteriormente são calculados entre a geração real de energia eólica e a licitação efetuada ao mercado diário. Os dados utilizados para a simulação do vento são mostrados na Figura 3.4 onde é mostrada a velocidade do vento por cenário e a sua média [64].

No mercado atual os produtores de energia têm de licitar no mercado diário a quantidade de energia e para que hora se destina essa quantidade de energia, na Figura 3.5 é apresentada a licitação efetuada pelo modelo ao mercado diário de eletricidade para as 24 horas em estudo. É possível visualizar que a oferta ao mercado é menor quando o preço da eletricidade é mais baixo e maior quando o preço do mercado sobe, quando o preço é elevado o modelo tende a licitar a quantidades de energia perto da sua capacidade máxima de produção de energia.

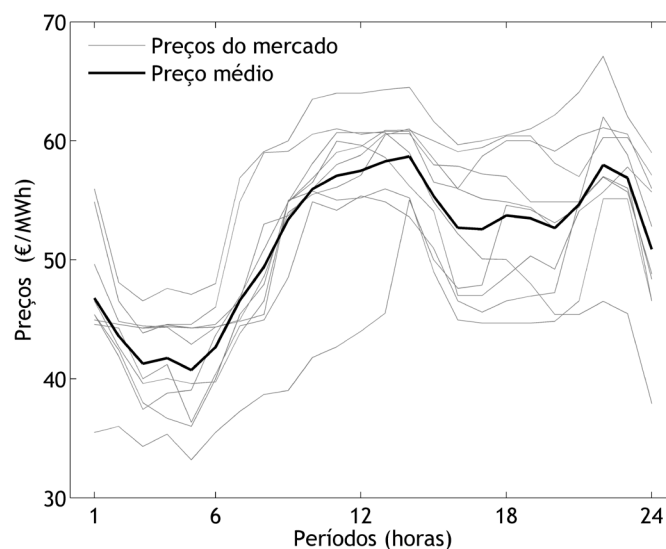


Figura 3.2 - Preço do mercado de eletricidade (24h).

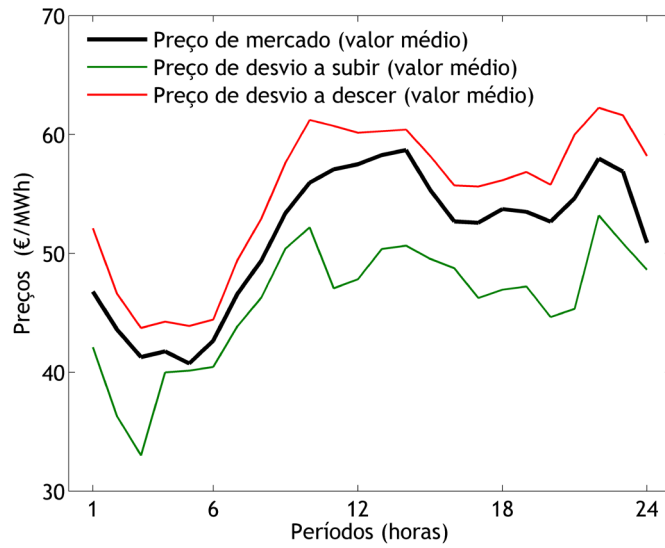


Figura 3.3 - Preço de mercado médio juntamente com os preços a subir e a descer médios (24h).

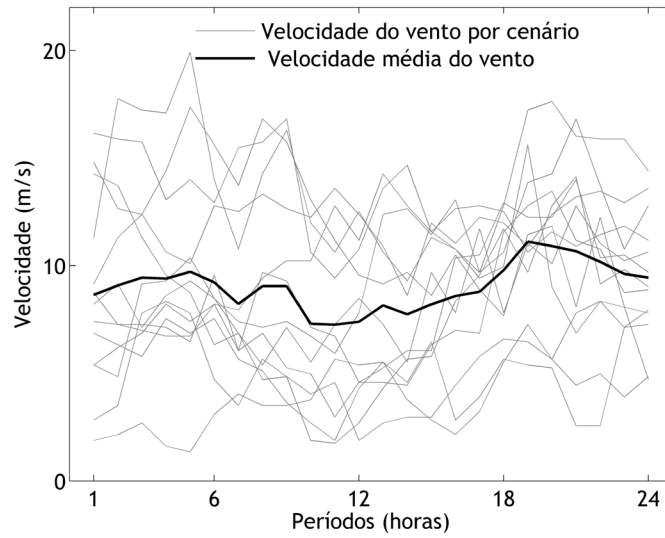


Figura 3.4 - Velocidade do vento (24h).

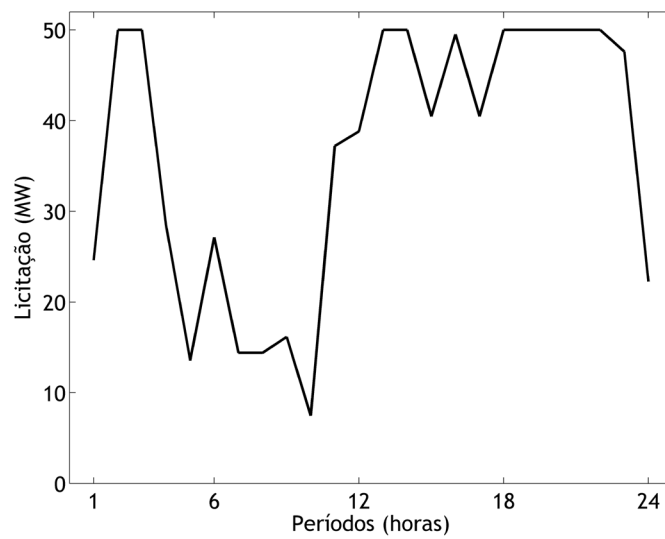


Figura 3.5 - Licitação efetuada ao mercado pelo Modelo Eólico (24h).

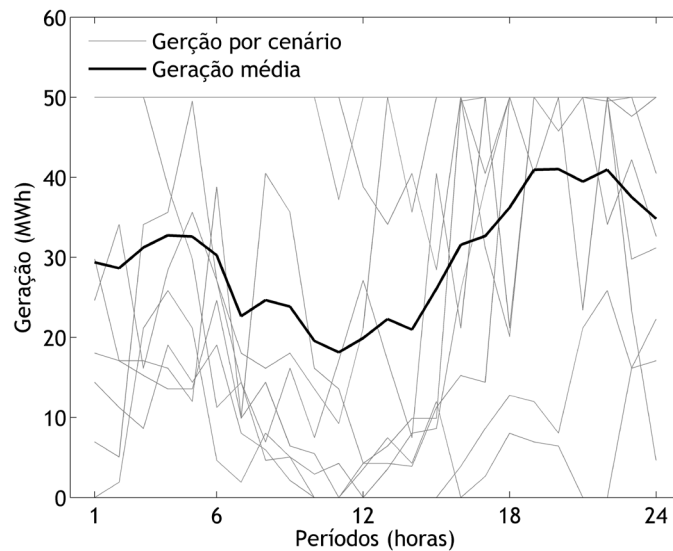


Figura 3.6 - Geração de energia eólica (24h).

A produção do sistema eólico vai depender do vento real na hora de entrega, a qual pode ou não ser diferente da licitação que o modelo efetuou ao mercado diário. A Figura 3.6 apresenta a geração de energia eólica por cenário e a geração média de energia eólica ao longo das 24 horas. Ao analisar a curva média do vento apresentado na Figura 3.4 e a média da geração de energia eólica é possível verificar, que a geração de energia eólica acompanha a forma do gráfico da velocidade do vento, tal como seria expectável.

Na Figura 3.7 é apresentado também a geração média de energia eólica acompanhada do seu desvio padrão, onde é possível verificar a grande dispersão dos dados de entrada do vento, também visível na figura anterior.

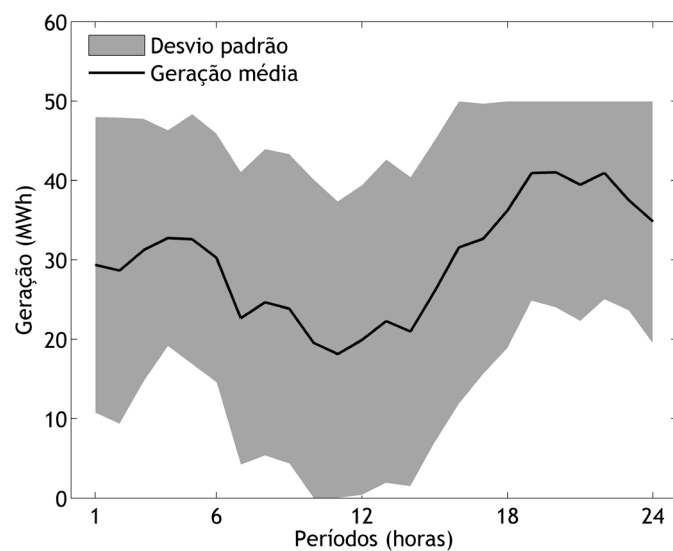


Figura 3.7 - Geração de energia eólica média com o desvio padrão.

São apresentados os desvios positivos e negativos, que resultam da diferença entre a geração real de energia eólica e a licitação do modelo ao mercado diário. A Figura 3.8 mostra os desvios positivos por cenário e a sua média, onde é possível verificar que nos períodos onde o preço de mercado é mais baixo e consequentemente a licitação foi menor, os desvios positivos são maiores. Por outro lado nos períodos onde o preço é mais alto e a geração de energia eólica está mais perto dos seus valores máximos os desvios positivos chegam a ser zero.

A Figura 3.9 apresenta os desvios negativos, onde é possível verificar o inverso dos desvios positivos, muito devido a licitação ser perto da capacidade máxima quando os preços de mercado são altos, e em contrapartida a geração de energia não acompanha este comportamento do modelo mas sim o vento disponível para cada hora. É possível verificar que nos períodos onde os desvios positivos são maiores, os desvios negativos são menores. Se fosse analisado um só cenário de um período seria impossível existir desvios positivos e negativos.

Na Tabela 3.2 são apresentados os principais resultados do estudo do modelo eólico para um horizonte temporal de 24 horas. De salientar o lucro final esperado aproximadamente de 23 mil Euros, onde os custos totais foram cerca de 11 mil Euros. Os desvios negativos são mais de o dobro dos desvios positivos, consequente de uma maior licitação ao mercado em comparação com a geração de energia. De notar também que a licitação mínima efetuada ao mercado não é zero o que quer dizer que o modelo licitou em todos os períodos.

Todos os valores apresentados na tabela são médios a exceção dos relativos a licitação por não dependerem dos cenários. Os valores do PFW e dos custos são as somas de todos os períodos, todos os outros são o valor de um período apenas. O  $\sigma$  é o desvio padrão do lucro final obtido pelo modelo.

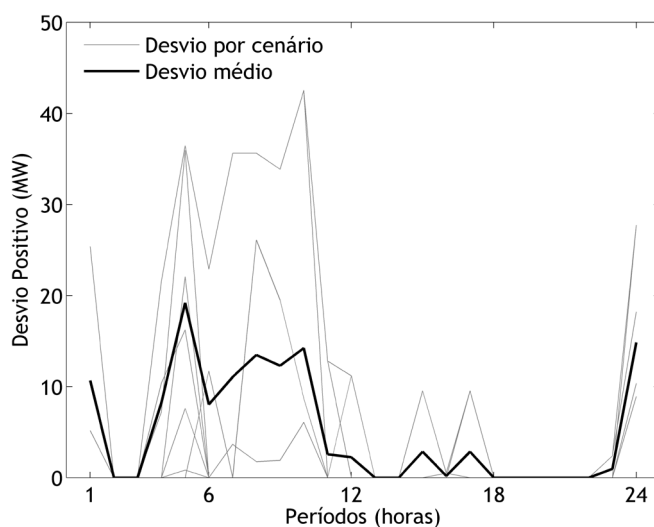


Figura 3.8 - Desvios positivos do modelo eólico (24h).

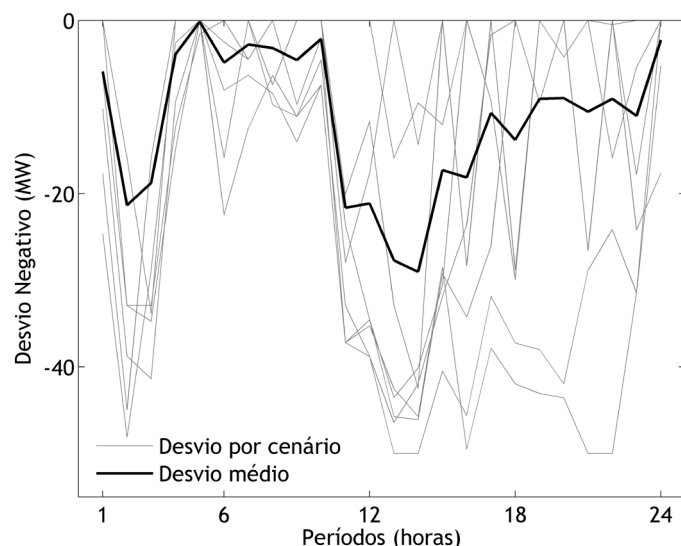


Figura 3.9 - Desvios negativos do modelo eólico (24h).

Tabela 3.2 - Resultados do modelo eólico para o período de 24 horas.

PFW [€]	$\sigma$ [€]	Custos [€]	Vento máximo [m/s]	Vento mínimo [m/s]
23905,00	318,99	11677,00	11,12	5,69
Licitação Total [MW]	Ganho máximo [€]	Ganho mínimo [€]	Geração máxima [MW]	Geração mínima [MW]
872,50	1669,00	635,27	41,02	18,13
Geração Total [MW]	Desvio Positivo [MW]	Desvio Negativo [MW]	Licitação Máxima [MW]	Licitação Mínima [MW]
718,13	123,68	-278,04	50,00	7,48

### B. Estudo do comportamento do modelo durante 168 horas.

A Figura 3.10 mostra a previsão de preços para as 168 horas de estudo do modelo, o qual é utilizado nas licitações do modelo ao mercado diário. Na Figura 3.11 são apresentados os preços de mercado (média), que inclui os preços do mercado diário, os preços a subir e os preços a descer, utilizados para as 168h. Os dados utilizados para a simulação do vento são mostrados na Figura 3.12 onde é mostrado o vento por cenário e a sua média [64].

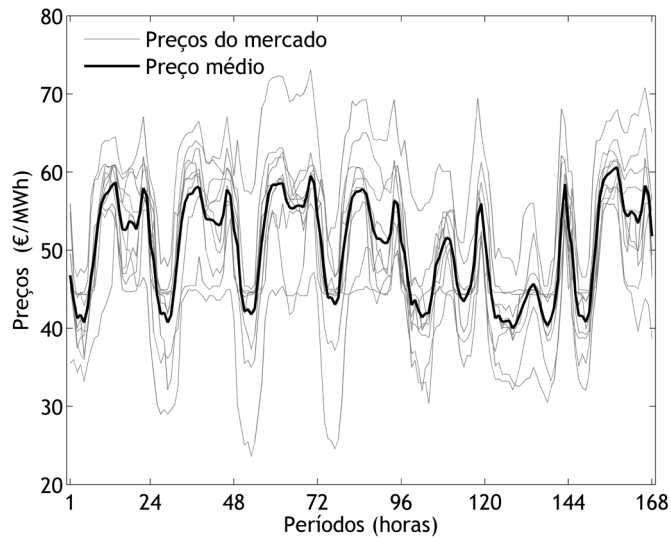


Figura 3.10 - Preços do mercado de eletricidade (168h).

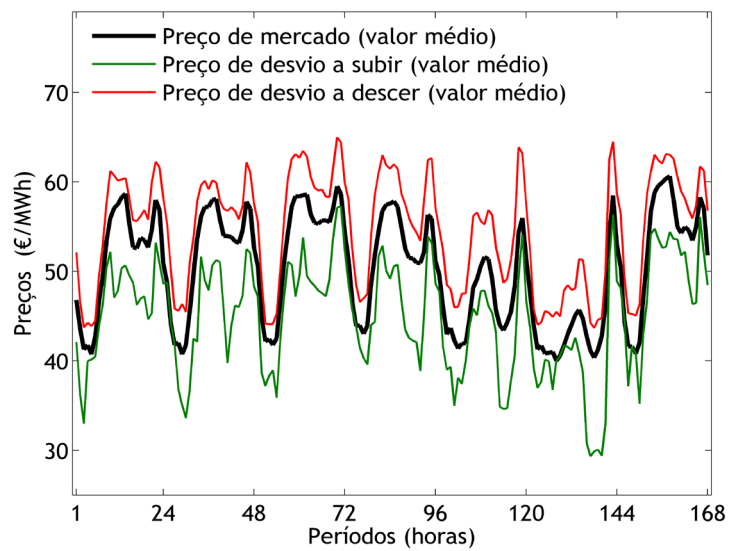


Figura 3.11 - Preço de mercado médio juntamente com os preços a subir e a descer médios (168h).

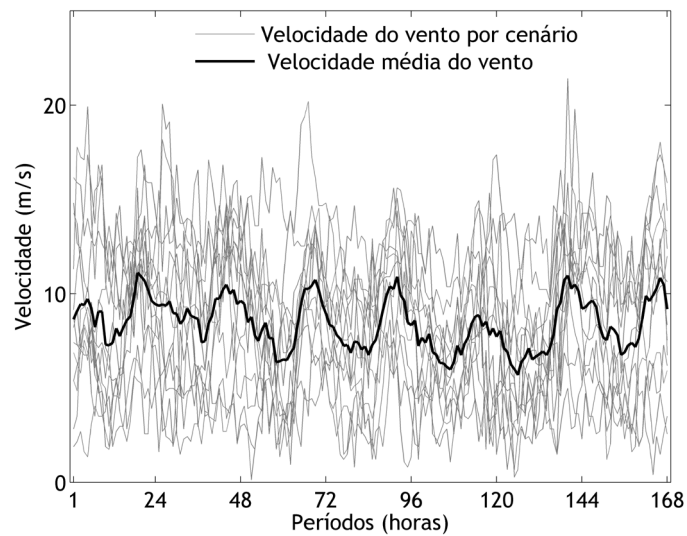


Figura 3.12 - Velocidade do vento por horas de simulação (168h).

Na Figura 3.13 é apresentada a licitação feita pelo modelo ao mercado diário, como em grande medida a licitação está relacionada com o preço de mercado, é possível verificar que nos períodos onde o preço de mercado é menor a licitação também é menor e por outro lado onde o preço de mercado é maior a licitação do modelo é também mais elevada. Em comparação com o caso apresentado anteriormente (24 horas) é possível ver que o comportamento do modelo é distinto, não sendo apenas uma replicação das primeiras 24 horas pelas 168 horas totais de simulação. O horizonte temporal em estudo é portanto uma característica importante no estudo destes modelos de otimização.

A Figura 3.15 mostra também a geração média de energia eólica, mais o seu desvio padrão, onde é possível verificar a dispersão dos dados de entrada e entre que valores seria expectável que a geração de energia eólica se encontrasse.

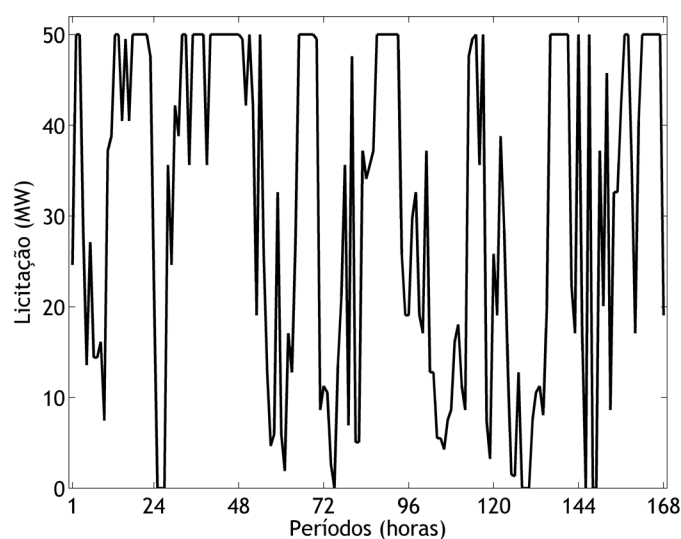


Figura 3.13 - Licitação efetuada ao mercado pelo sistema eólico (168h).

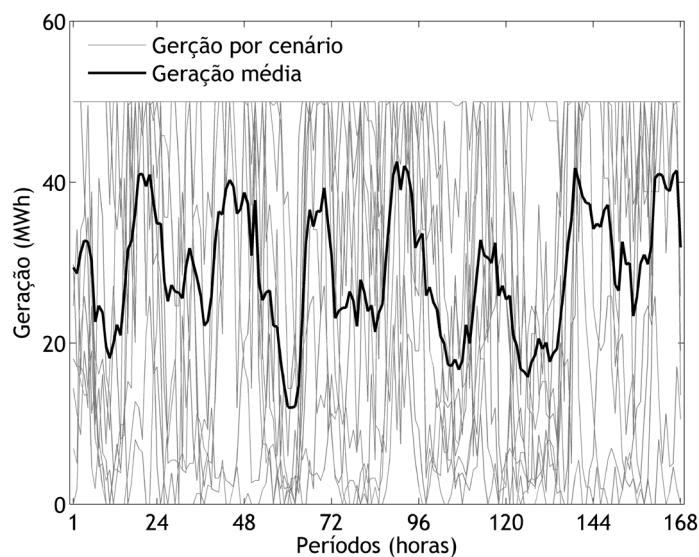


Figura 3.14 - Geração de energia eólica (168h).

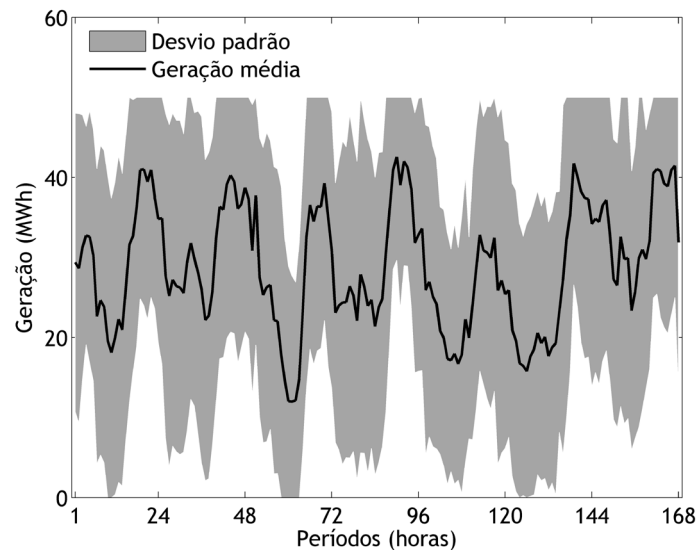


Figura 3.15 - Geração de energia eólica média com o desvio padrão (168h).

São apresentados de seguida os desvios, que resultam da diferença entre a licitação feita ao mercado diário e a geração de energia real. Os desvios positivos são apresentados na Figura 3.16 e os desvios negativos na Figura 3.17, os quais apresentam o mesmo comportamento visto no estudo apresentado anteriormente (para 24 horas), onde os preços de mercado são mais baixos e conseqüentemente as licitações ao mercado diário são menores, os desvios positivos são predominantes, por outro lado quando os preços de mercado são maiores e as licitações ao mercado diário são maiores, são os desvios negativos que são predominantes, os quais representam encargos para o sistema.

Na Tabela 3.3 são apresentados os principais resultados do estudo do modelo eólico para um horizonte temporal de 168 horas. De salientar o lucro final esperado é de aproximadamente 156 mil Euros, onde os custos totais foram cerca de 78 mil Euros, e onde a Licitação foi superior a geração de energia, a previsão da licitação seria um aspeto a melhorar de modo a ter uma licitação mais perto da geração de energia eólica. Os desvios positivos e negativos para este caso apresentam valores similares, ao contrário do apresentado no caso anterior para 24 horas em que os desvios negativos eram quase o dobro dos desvios positivos.

Todos os valores apresentados na tabela são médios a exceção dos relativos a licitação por não dependerem dos cenários. Os valores do PFW e dos custos são as somas de todos os períodos, todos os outros são o valor de um período apenas. O  $\sigma$  é o desvio padrão do lucro final obtido pelo modelo.

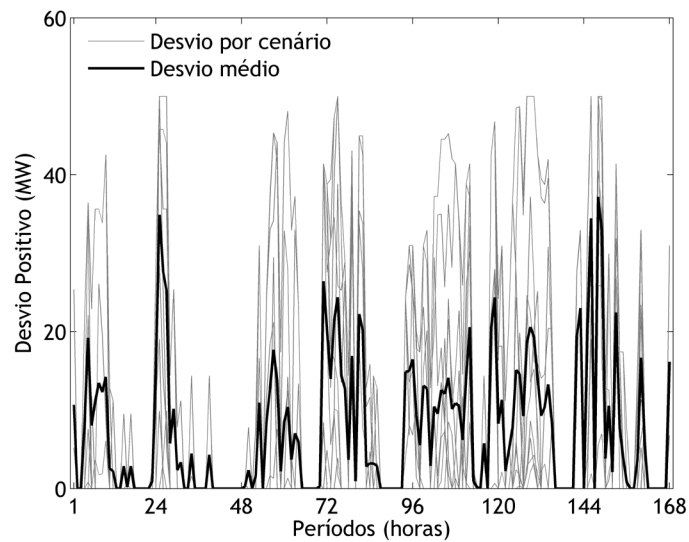


Figura 3.16 - Desvios positivos do modelo eólico (168h).

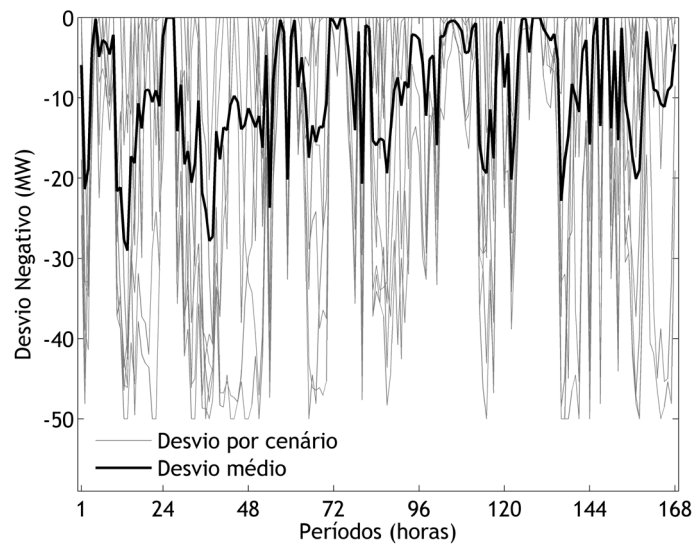


Figura 3.17 - Desvios negativos do modelo eólico (168h).

Tabela 3.3 - Resultados do modelo eólico para o período de 168 horas.

PFW [€]	$\sigma$ [€]	Custos [€]	Vento máximo [m/s]	Vento mínimo [m/s]
156661,70	347,52	78718,00	11,12	5,69
Licitação Total [MW]	Ganho máximo [€]	Ganho mínimo [€]	Geração máxima [MW]	Geração mínima [MW]
5136,90	1688,00	374,36	42,56	11,99
Geração Total [MW]	Desvio Positivo [MW]	Desvio Negativo [MW]	Licitação Máxima [MW]	Licitação Máxima [MW]
4841,20	1277,60	-1573,30	50,00	0,00

### 3.3 Modelo de Armazenamento de Energia Genérico

O modelo proposto avalia o comportamento de um sistema de armazenamento de energia genérico que licita no mercado diário. O modelo seleciona as melhores horas para comprar energia e as melhores horas para vender energia, com o objetivo de maximizar o lucro obtido através das licitações efetuadas ao mercado. Os preços do mercado são decisivos para a decisão de comprar ou vender energia.

Alguns parâmetros, tais como, as eficiências do sistema, as perdas relativas a energia armazenada e o custo marginal são parametrizados para avaliar as compras e vendas de energia ao mercado. O preço do mercado é essencial para a decisão do sistema, se compra ou vende energia. Os diferentes preços ao longo das 24 horas do dia faz com as licitações possam ser lucrativas. A incerteza do preço do mercado complica a decisão a ser tomada e por causa disso é apresentado o seguinte modelo matemático. O modelo matemático é formulado com uma programação estocástica, em que a formulação do problema é estocástica linear inteira mista, maximizando o lucro do sistema de armazenamento de energia. O principal objetivo do modelo é a seleção da quantidade de energia que deve ser licitada (comprada ou vendida) por hora no mercado diário.

#### 3.3.1 Modelo Matemático

O modelo matemático proposto é dividido em duas partes para que assim possa apresentar uma explicação mais detalhada e organizada. De seguida é apresentada a função objetivo e posteriormente as várias restrições que completam o modelo proposto.

##### A. Função Objetivo

A função objetivo maximiza o lucro obtido por um sistema de armazenamento de energia genérico através da compra e venda de energia no mercado de eletricidade.

$$\max PFS. \quad (3.12)$$

Onde:

$$PFS = \sum_{sc} \rho_{sc} \sum_p (\lambda_{sc,p} \cdot bs_p - c^{st} * englevel_p). \quad (3.13)$$

A equação (3.13) é o lucro total obtido pela compra e venda de energia. A variável de licitação de compra ou venda de energia ao mercado,  $bs_p$ , não depende dos cenários sendo esta a primeira fase de decisão. O modelo decide qual é a melhor quantidade de energia que tem de comprar e vender em cada período.

Os custos e as perdas do sistema de armazenamento são tidos em conta. O custo marginal é considerado como os custos de produção, incluindo também os custos de operação e manutenção. Dependendo do custo marginal e das perdas, o sistema pode optar por não fazer nada de modo a não entrar num estado de perdas económicas.

## B. Restrições

As restrições são divididas em três blocos, as restrições da licitação, as restrições do nível de energia e as restrições de perdas.

### 1) Restrições da licitação

Os limites da oferta de venda de energia são definidos pelas equações (3.14) e (3.15) e os limites das ofertas de compra são definidos pelas equações (3.16) e (3.17). Onde a variável  $Bmax^{st}$  é zero e a variável  $Bmin^{st}$  é um valor negativo. Por isso as ofertas de vendas são positivas e as ofertas de compra negativas. A variável  $bid_p$  é limitada por valores negativos por representar um encargo para o sistema, mesmo representando uma quantidade de energia. Os parâmetros  $Omax^{st}$  e  $Bmin^{st}$ , representam a potência máxima que o sistema consegue converter por período.

$$offer_p \leq Omax^{st}; \quad (3.14)$$

$$offer_p \geq Omin^{st}; \quad (3.15)$$

$$bid_p \leq Bmax^{st}; \quad (3.16)$$

$$bid_p \geq Bmin^{st}. \quad (3.17)$$

Finalmente (3.18) decide se o sistema de armazenamento compra ou vende energia. A energia pode ser comprada e vendida ao mesmo tempo. A variável  $bs_p$  é a soma da variável  $offer_p$  com a variável  $bid_p$ , devido à variável  $bid_p$  ser negativa.

$$bs_p = offer_p + bid_p. \quad (3.18)$$

### 2) Restrições do nível de energia

O nível de energia é medido através da variável contínua,  $englevel_p$ , em que os seus limites são definidos por (3.19) e (3.20).

$$englevel_p \leq levelmax^{st}; \quad (3.19)$$

$$englevel_p \geq levelmin^{st}. \quad (3.20)$$

O balanço de energia é avaliado na equação (3.21), onde a energia comprada e vendida é afetada por uma eficiência  $\eta^{st}$ .

$$englevel_p = englevel_{p-1} - \left( \frac{offer_p}{\eta^{st}} \right) - (bid_p \cdot \eta^{st}) - losses_p^{st}. \quad (3.21)$$

Assim a energia armazenada no período  $p$  é a energia armazenada no período anterior  $p - 1$ , menos a energia vendida no período  $p$ , mais a energia comprada no período  $p$ , são ainda tidas em conta as perdas de energia. A variável  $bid_p$  tem o sinal negativo por representar um acréscimo de energia para o sistema e por ter sido definida como negativa anteriormente.

### 3) Restrições de perdas

O modelo apresentado contém também um termo que representa as perdas da energia armazenada no sistema. Essas perdas são a energia armazenada em cada período multiplicado por parâmetro  $lostp$ , que representa uma percentagem.

$$losses_p^{st} = englevel_p * lostp. \quad (3.22)$$

### 3.3.2 Caso de Estudo

O modelo apresentado anteriormente vai ser testado para dois espaços temporais distintos, com o objetivo de comprovar que o horizonte temporal é uma componente importante no estudo do comportamento do modelo. Os dois horizontes temporais estudados são de 24 horas e de 168 horas. A Figura 3.18 ilustra esquematicamente os dados de entrada e saída do modelo.

Os preços de mercados utilizados para a realização dos estudos são referentes ao mercado Espanhol no período entre 01/07/2014 a 29/09/2014, de modo a gerar tanto os preços para as 24 horas como para as 168 horas de negociação [62], [63]. O modelo vai ser testado para vários parâmetros. Esses parâmetros são o custo marginal  $c^{st}$ , a eficiência  $\eta^{st}$  e a perdas  $lostp$ . O parâmetro  $c^{st}$  pode ter o valor de 0, 2,5, 5 e 10 €/MWh, o parâmetro  $\eta^{st}$  pode ter o valor 0,8, 0,9 e 0,99 e o parâmetro  $lostp$  pode ter o valor 0,001, 0,002 e 0,005. Os dados de entrada do sistema são apresentados na Tabela 3.4, onde o valor de  $Bmin^{st}$  é negativo por este representar o limite da variável  $bid_p$  a qual tem a si associado um valor negativo por representar um encargo para o modelo.

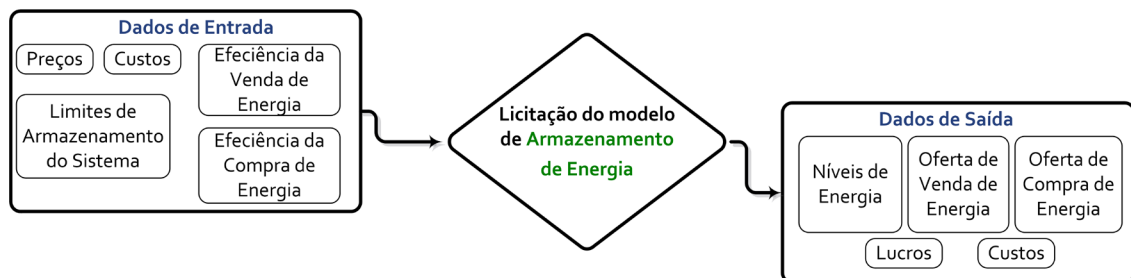


Figura 3.18 - Principais entradas e saídas da simulação do armazenamento de energia genérico.

Tabela 3.4 - Dados de entrada do sistema de armazenamento de energia genérico.

<i>Periodos</i>	<i>Omax<sup>st</sup> [MW]</i>	<i>Omin<sup>st</sup> [MW]</i>	<i>Bmax<sup>st</sup> [MW]</i>	<i>Bmin<sup>st</sup> [MW]</i>
24 / 168	10	0	0	-10
<i>levelmax<sup>st</sup> [MWh]</i>		<i>levelmin<sup>st</sup> [MWh]</i>		
10		0		

#### A. Estudo do comportamento do modelo durante 24 horas.

Na Figura 3.2 podem ser consultados os preços previstos para as 24 horas do horizonte temporal em estudo. De seguida são apresentados os principais resultados, de modo a não se tornar demasiado extensivos, apenas são apresentadas algumas figuras como exemplos do comportamento do modelo, onde são apresentados o nível de energia e as ofertas de compra e venda de energia.

Normalmente, o modelo compra energia quando os preços de mercado são baixos, assim como pode ser visto na Figura 3.19 entre a hora 3 e 5, em que o sistema compra energia ao mercado, coincidindo a compra de maior quantidade de energia com o preço mais baixo do mercado. O sistema vende esta energia perto do preço mais alto do mercado, como por exemplo na hora 14. Este comportamento é observado na Figura 3.19 onde o custo marginal é 0, a eficiência é 0,99 e as perdas são 0,001, tratando-se do melhor caso em estudo. Como é possível observar o modelo volta a aproveitar a variação do preço do mercado para comprar energia e posteriormente vendê-la. Na Figura 3.20 é possível verificar, que com o aumento do custo marginal e das perdas, que não se torna tão rentável ao sistema aproveitar todas as variações de preços existentes no mercado, isto porque com o aumento dos custos, perdas e diminuição do rendimento, é necessário que a variação de preço seja maior. Esse comportamento é ainda mais acentuado na Figura 3.21. Verificar-se que com o aumento do valor do parâmetro das perdas, o tempo que o sistema mantém a energia armazenada é cada vez menor, de modo a contornar o aumento deste parâmetro.

Os principais resultados (energia e lucro) para o estudo realizado, são apresentados na Tabela 3.5, os resultados completos encontram-se na Tabela B.1.2 presente no anexo B.1. O lucro obtido é maior quanto maior for o valor do parâmetro  $\eta^{st}$ , isto devido a vantagem de poder comprar/vender energia com menores variações de preço. Quando o sistema de armazenamento não toma qualquer decisão, o lucro é zero, isto porque qualquer decisão tomada ia fazer com que o sistema apresentasse prejuízo. Esse efeito é verificado principalmente para rendimentos baixos e/ou para elevados valores de custos marginais.

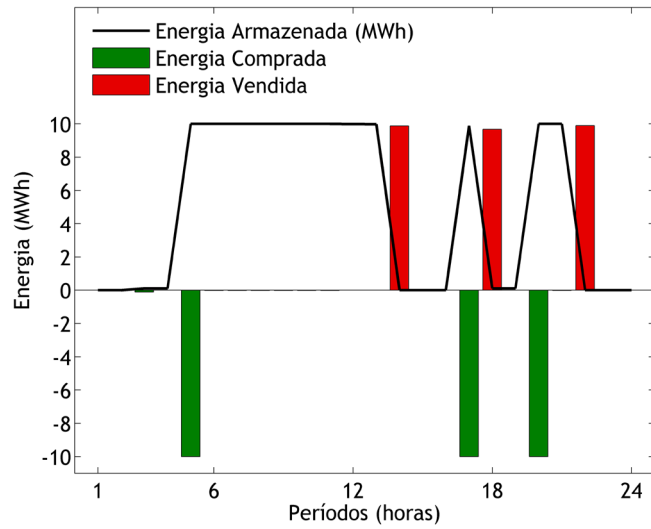


Figura 3.19 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia para um  $c^{st} = 0 \text{ €/MWh}$ ,  $\eta^{st} = 0,99$  e  $lostp = 0,001$  (24h).

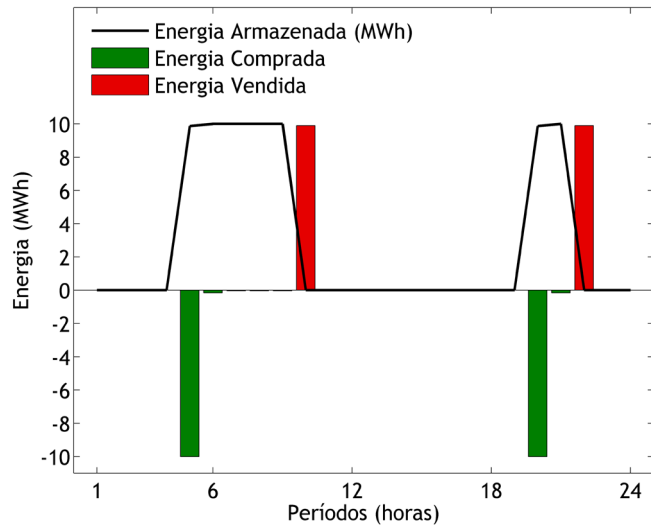


Figura 3.20 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia para um  $c^{st} = 1 \text{ €/MWh}$ ,  $\eta^{st} = 0,99$  e  $lostp = 0,003$  (24h).

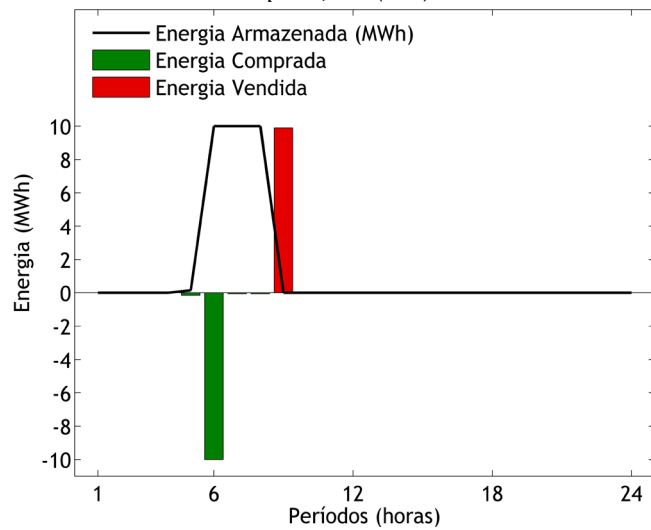


Figura 3.21 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia para um  $c^{st} = 2,5 \text{ €/MWh}$ ,  $\eta^{st} = 0,99$  e  $lostp = 0,005$  (24h).

É possível verificar que as compras envolvem sempre valores superiores às vendas, isto acontece devido ao rendimento que envolve todo o processo de conversão de energia do sistema. O sistema tem a possibilidade de comprar e vender energia no mesmo período, mas este comportamento não é verificado devido a eficiência, ao custo e as perdas do sistema de armazenamento genérico, o que não torna rentável comprar e vender energia ao mesmo preço (período). Assim para conseguir aproveitar a variação dos preços do mercado, o sistema tem comprar energia dependendo das características do sistema, o mais perto possível de um preço baixo e vender a energia o mais perto possível de um preço alto de modo a gerar o máximo lucro possível.

Tabela 3.5 - Principais resultados do sistema de armazenamento de energia genérico para um horizonte temporal de 24 horas.

$c^{st}$ [€/MWh]	$\eta^{st}$	$lostp$	$PFS$ [€]	$cost$ [€]	$offer_p$ [MW]	$bid_p$ [MW]	$englevel_p$ [MWh]	$losses_p^{st}$ [MWh]
0	0,99	0,001	205,85	0,00	29,46	-30,18	120,30	0,12
		0,003	194,04	0,00	19,71	-20,45	110,47	0,33
		0,005	182,51	0,00	19,65	-20,61	110,46	0,55
1	0,99	0,001	111,19	79,77	19,79	-20,27	79,77	0,08
		0,003	103,76	69,74	19,80	-20,41	69,74	0,21
		0,005	96,89	69,70	19,80	-20,55	69,70	0,35
2,5	0,99	0,001	21,23	75,28	9,90	-10,13	30,11	0,03
		0,003	18,40	75,33	9,90	-10,19	30,13	0,09
		0,005	15,58	75,38	9,90	-10,25	30,15	0,15

#### B. Estudo do comportamento do modelo durante 168 horas.

Na Figura 3.10 são apresentados os preços previstos para as 168 horas do horizonte temporal utilizados no estudo do modelo proposto. Através das figuras seguintes é possível verificar que o comportamento do sistema para as 168 horas, não é simplesmente a replicação do comportamento apresentado no estudo anterior para 24 horas, isto porque mesmo que as características do sistema sejam as mesmas, o comportamento do modelo depende diretamente do preço do mercado, o qual varia ao longo do tempo. Na Figura 3.22, o sistema apresenta as mesmas características das apresentadas na Figura 3.19, onde é possível verificar que o sistema se comporta da mesma maneira nas primeiras 24 horas mas nas restantes esse comportamento já não é verificado. Mas de um modo geral o modelo mantém o seu comportamento, é possível verificar, que como dito anteriormente quanto maior o valor do parâmetro das perdas de energia, menor é o tempo que a energia é armazenada no sistema, como verificado na Figura 3.23. É possível verificar também a relação direta que existe entre o comportamento do sistema, preço do mercado e o horizonte temporal, através da Figura 3.24 onde o sistema apresenta lucros para um conjunto de características (um  $c^{st}=1$  €/MWh,  $\eta^{st} = 0,9$  e  $lostp = 0,003$ ) em que no estudo para 24 horas o modelo preferiu não tomar qualquer decisão.

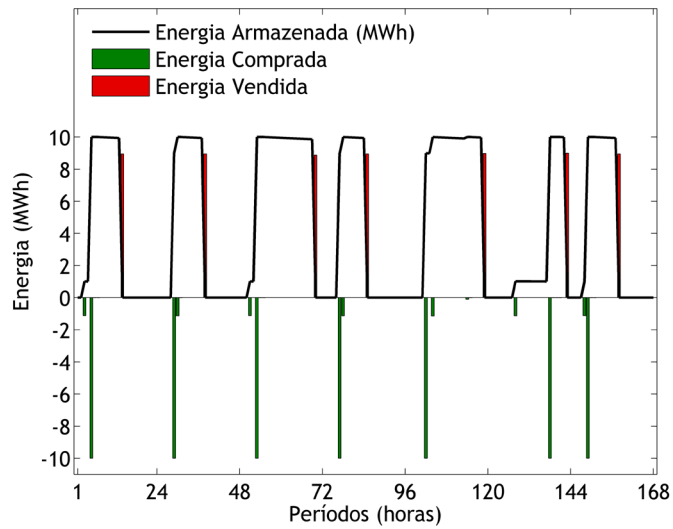


Figura 3.22 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia para um  $c^{st} = 0 \text{ €/MWh}$ ,  $\eta^{st} = 0,9$  e  $lostp = 0,001$  (168h).

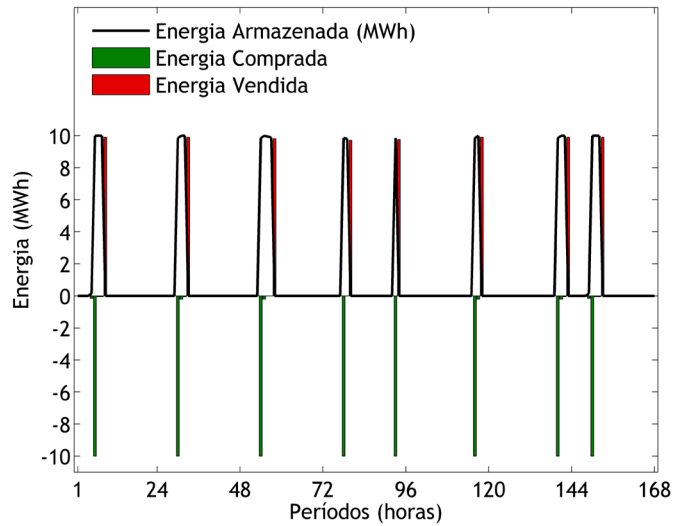


Figura 3.23 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia para um  $c^{st} = 2,5 \text{ €/MWh}$ ,  $\eta^{st} = 0,99$  e  $lostp = 0,005$  (168h).

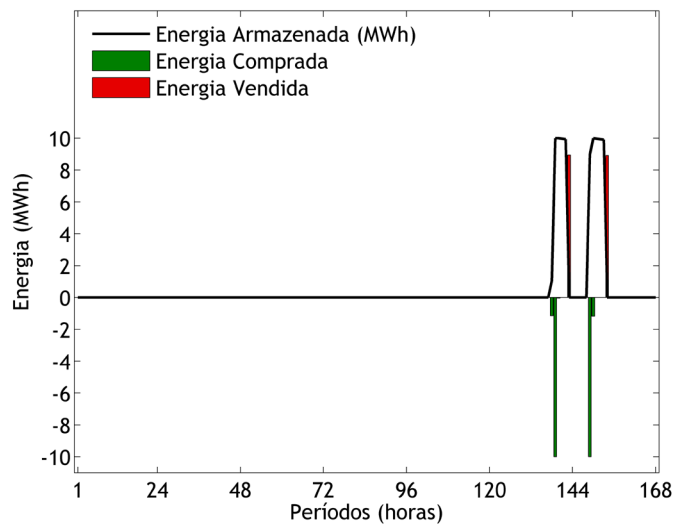


Figura 3.24 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia para um  $c^{st} = 1 \text{ €/MWh}$ ,  $\eta^{st} = 0,9$  e  $lostp = 0,003$  (168h).

Na Tabela 3.6, é possível verificar que o sistema apresenta um comportamento diferente para o estudo de 168 horas em relação ao estudo de 24 horas, isto porque o sistema apresenta lucro para características em que anteriormente não eram rentável tomar qualquer decisão. Os resultados permitem comprovar que os comportamentos gerais do sistema se mantêm com o aumento do horizonte temporal.

Tabela 3.6 - Principais resultados do sistema de armazenamento de energia para um horizonte temporal de 168 horas.

$c^{st}$ [€/MWh]	$\eta^{st}$	$lostp$	$PFS$ [€]	$cost$ [€]	$offer_p$ [MW]	$bid_p$ [MW]	$englevel_p$ [MWh]	$losses_p^{st}$ [MWh]	
0		0,001	431,02	0,00	62,62	-78,15	748,75	0,75	
		0,9	0,003	363,49	0,00	62,14	-78,76	612,53	1,84
			0,005	309,38	0,00	61,71	-78,84	477,73	2,39
			0,001	1391,00	0,00	148,12	-151,94	800,22	0,80
		0,99	0,003	1316,60	0,00	138,16	-143,17	729,92	2,19
			0,005	1245,80	0,00	137,96	-144,29	698,87	3,49
1		0,001	50,07	170,69	34,08	-42,27	170,69	0,17	
		0,9	0,003	40,54	89,73	17,87	-22,36	89,73	0,27
			0,005	31,79	89,56	17,78	-22,44	89,56	0,45
			0,001	772,77	459,60	128,64	-131,72	459,60	0,46
		0,99	0,003	728,03	439,03	128,55	-132,49	439,43	1,32
			0,005	685,92	399,81	128,36	-132,98	399,81	2,00
2,5		0,001	275,20	599,03	88,95	-91,00	239,61	0,24	
	0,99	0,003	252,30	596,89	88,57	-91,09	238,76	0,72	
		0,005	231,47	522,64	78,76	-81,41	209,06	1,05	
5		0,001	18,23	50,55	9,90	-10,11	10,11	0,01	
	0,99	0,003	17,25	50,65	9,90	-10,13	10,13	0,03	
		0,005	16,29	49,25	9,75	-10,00	9,85	0,05	

### 3.4 Modelo Hídrico Reversível

O modelo proposto avalia o comportamento de um sistema hídrico reversível que licita no mercado diário de eletricidade. O sistema hídrico reversível é um caso específico de um sistema de armazenamento de energia e como o modelo apresentado anteriormente, este avalia quais são as melhores horas para comprar ou vender energia, com o objetivo de maximizar o lucro obtido através das licitações efetuadas ao mercado.

Alguns parâmetros, tais como, as eficiências do sistema, as perdas relativas à energia armazenada e o custo marginal são parametrizados. A incerteza do preço do mercado dificulta a tomada de decisão e por isso é apresentado este modelo. O principal objetivo do modelo é a escolha da quantidade de energia que deve ser comprada ou vendida por hora/período no mercado para o dia seguinte. O principal objetivo do modelo é a seleção da quantidade de energia que deve ser licitada (comprada ou vendida) por hora/período no mercado diário.

### 3.4.1 Modelo Matemático

O modelo matemático proposto é dividido em duas partes para que assim seja apresentada uma explicação mais detalhada e organizada do modelo. A primeira parte é a função objetivo que é apresentada de seguida e posteriormente são apresentadas as restrições que completam o modelo.

#### A. Função Objetivo

A função objetivo maximiza o lucro obtido pelo sistema hídrico reversível através da compra e venda de energia ao mercado elétrico de energia.

$$\max PFH. \quad (3.23)$$

Onde:

$$PFH = \sum_{sc} \rho_{sc} \sum_p (\lambda_{sc,p} \cdot bh_p - c_p^h). \quad (3.24)$$

A equação (3.24) calcula o lucro total obtido pelo sistema hídrico reversível  $PFH$ , através da compra e venda de energia. A quantidade de energia produzida ou bombeada  $bh_p$ , não depende do cenário, sendo esta a primeira fase de decisão. O modelo tem de decidir qual serão as melhores horas e quantidades de energia que deve comprar ou vender de modo a maximizar o lucro esperado. Os custos de manutenção e de operação são tidos em conta através da variável  $c_p^h$ , a qual têm um sinal negativo por representar um encargo para o sistema.

#### B. Restrições

As restrições são divididas em três blocos, as restrições da licitação, as restrições do nível de energia e as restrições de custos e perdas.

##### 1) Restrições da licitação.

Como se trata de um sistema hídrico reversível o sistema tem a possibilidade de comprar e vender energia no mercado de eletricidade, por isso a variável  $bh_p$ , decide que quantidade se deve licitar ao mercado. A equação (3.25) define para cada período que quantidade de energia que o sistema deve produzir ou bombear através da venda ou compra de energia ao mercado de eletricidade. A variável  $pump_p$ , tem o sinal positivo, porque é limitada por valores negativos por representar um encargo para o sistema, como demonstrado mais a frente. A energia pode ser comprada e vendida ao mesmo tempo.

$$bh_p = disch_p + pump_p. \quad (3.25)$$

As equações (3.26) e (3.27) representam os limites da quantidade de energia que dever ser produzida em cada período, em que o limite máximo é definido pelo parâmetro  $Dmax^h$ , que representa a potência máxima instalada no sistema. Por outro lado as equações (3.28) e (3.29) representam os limites da quantidade de energia que deve ser bombeada por período, em que o limite máximo é definido pelo parâmetro  $Pmin^h$ , o qual representa um valor negativo e  $Pmax^h$  é zero.

$$disch_p \leq Dmax^h; \quad (3.26)$$

$$disch_p \geq Dmin^h; \quad (3.27)$$

$$pump_p \leq Pmax^h; \quad (3.28)$$

$$pump_p \geq Pmin^h. \quad (3.29)$$

## 2) Restrições do nível de energia no reservatório superior.

A equação (3.30) define que o nível final de energia presente no reservatório superior deve ser igual ao seu nível inicial:

$$levelsup_{p=final} = levelsup_{p=1}. \quad (3.30)$$

O nível de energia é medido através da variável contínua,  $levelsup_p$ , e os seus limites são definidos pelas equações (3.31) e (3.32), onde o parâmetro  $levelmax^h$ , representa a capacidade máxima de armazenamento do sistema hídrico reversível e  $levelmim^h$ , o valor mínimo do nível de energia presente no reservatório superior pode atingir.

$$levelsup_p \leq levelmax^h; \quad (3.31)$$

$$levelsup_p \geq levelmim^h. \quad (3.32)$$

A equação (3.33) atualiza o valor da quantidade de energia presente no reservatório superior, o qual em cada período depende da quantidade de energia presente no reservatório no período anterior  $p - 1$ , menos a quantidade de energia vendida no período  $p$ , mais a quantidade de energia que é bombeada para o reservatório nesse período  $p$ , na equação a variável  $pump_p$  tem um sinal negativo por representar uma valor negativo. São também consideradas perdas na energia armazenada.

$$levelsup_p = levelsup_{p-1} - \left( \frac{disch_p}{\eta^h} \right) - (pump_p \cdot \eta^h) - losses_p^h. \quad (3.33)$$

### 3) Restrições de custos e perdas de energia.

Os custos de operação e manutenção são tidos em conta e calculados através da equação (3.34) que consiste no cálculo da quantidade de energia que é produzida ou bombeada por período vezes um parâmetro  $c^h$ , que representa o custo marginal do sistema. A equação (3.35) representa as perdas de energia, da energia que se encontra armazenada no reservatório superior.

$$c_p^h = (disch_p + pump_p) * c^h; \quad (3.34)$$

$$losses_p^h = levelsup_p * lostp. \quad (3.35)$$

### 3.4.2 Caso de Estudo

O modelo apresentado na secção anterior vai também ser estudado para dois espaços temporais distintos, como apresentado nos modelos anteriores. Os horizontes temporais estudados são de 24 horas e de 168 horas. A Figura 3.25 ilustra esquematicamente os dados de entrada e saída do modelo. Mais uma vez os preços utilizados para a realização dos estudos são referentes ao mercado Espanhol no período entre 01/07/2014 e 29/09/2014, de modo a gerar tanto os preços para as 24 horas como para as 168 horas de negociação [62], [63]. O modelo vai ser testado para vários conjuntos de parâmetros. Esses parâmetros são o custo marginal  $c^h$ , a eficiência  $\eta^h$  e a perdas  $lostp$ . O parâmetro  $c^h$  pode ter o valor de 0, 2,5, 5 e 10 €/MWh, o parâmetro  $\eta^h$  pode ter o valor 0,8, 0,9 e 0,99 e o parâmetro  $lostp$  pode ter o valor 0,001, 0,002 e 0,005.

Os dados de entrada do sistema são apresentados na Tabela 3.7. Onde é possível verificar o valor máximo e mínimo da descarga do sistema e o valor máximo e mínimo do bombeio do sistema, o qual têm um valor negativo por representar um encargo para o sistema, como dito na explicação do modelo. Os limites da capacidade de armazenamento de energia também são aqui apresentados. Como se trata de uma Central hídrica reversível, o valor que as turbinas conseguem bombear e turbinar são sempre uma percentagem da capacidade total de armazenamento do sistema.



Figura 3.25 - Principais entradas e saídas da simulação do modelo hídrico reversível.

Tabela 3.7 - Dados de entrada da central hídrica reversível.

<i>Periodos</i>	<i>Dmax<sup>h</sup> [MW]</i>	<i>Dmin<sup>h</sup> [MW]</i>	<i>Pmax<sup>h</sup><sub>p</sub> [MW]</i>	<i>Pmin<sup>h</sup> [MW]</i>
24 / 168	10	0	0	-10
<i>levelmax<sup>h</sup> [MWh]</i>		<i>levelmin<sup>h</sup> [MWh]</i>		
80		0		

#### A. Estudo do comportamento do modelo durante 24 horas.

Na Figura 3.2 são apresentados os preços previstos para as 24 horas utilizadas no estudo do modelo proposto. São agora apresentados os principais resultados, primeiramente através de figuras de modo a mostrar o comportamento do modelo, através do nível de energia e das ofertas de compra e venda de energia ao mercado.

Na Figura 3.26 é apresentada a situação em que os parâmetros se encontram na melhor condição estudada. Por isso é visível que em quase todos os períodos, o modelo toma uma decisão de compra ou venda de energia, isto porque as condições apresentadas favorecem o aproveitamento mesmo de pequenas variações de preço, e também devido ao sistema apenas poder comprar ou vender uma certa percentagem da sua capacidade total de armazenamento por período.

Com a diminuição do rendimento e um aumento do custo marginal, o modelo decide comprar menos quantidade de energia mas ao mesmo tempo armazena esta energia por um maior período de tempo permitindo assim ao modelo beneficiar de uma maior variação do preço de mercado, como pode ser visto na Figura 3.27. Com o aumento das perdas o principal comportamento visto é que o tempo de armazenamento da energia diminui de modo a que as perdas de energia sejam mínimas, Figura 3.28.

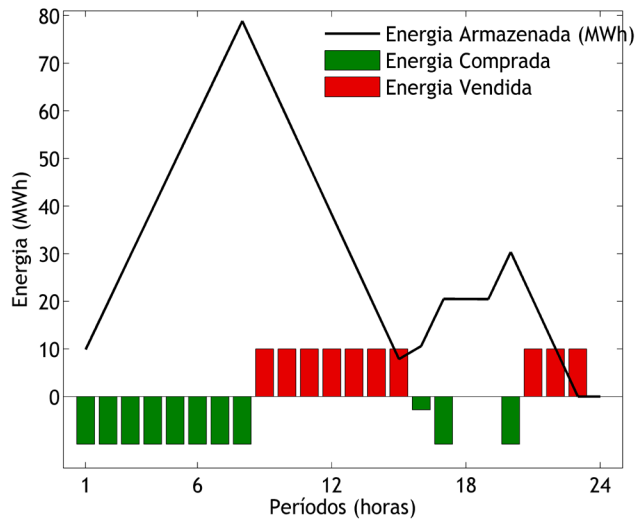


Figura 3.26 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia para um  $c^h = 0 \text{ €/MWh}$ ,  $\eta^h = 0,99$  e  $lostp = 0,001$  (24h).

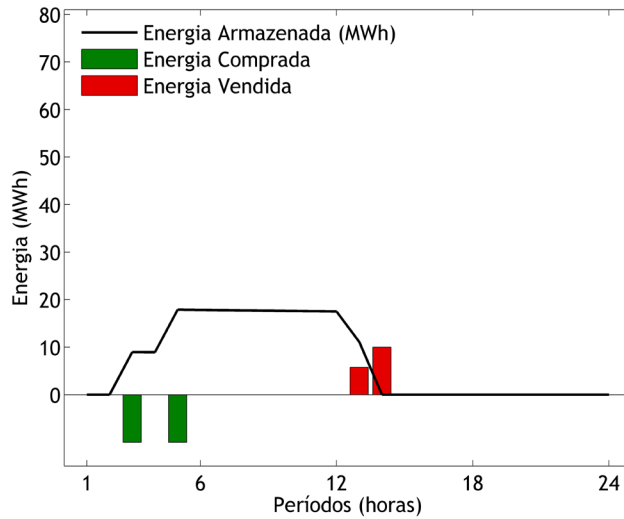


Figura 3.27 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia para um  $c^h = 2,5 \text{ €/MWh}$ ,  $\eta^h = 0,9$  e  $lostp = 0,003$  (24h).

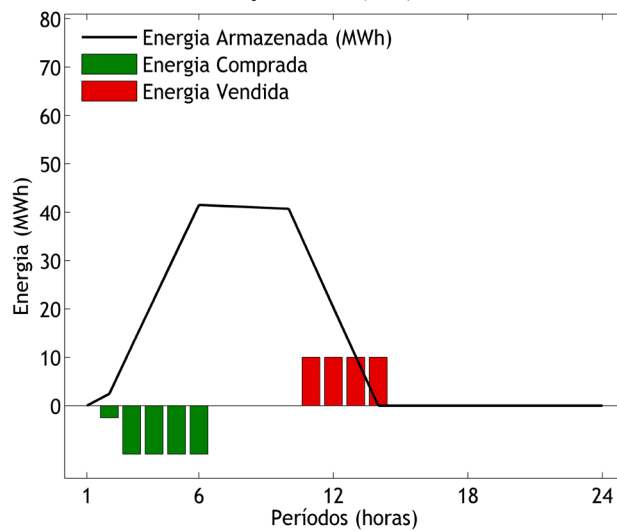


Figura 3.28 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia para um  $c^h = 5 \text{ €/MWh}$ ,  $\eta^h = 0,99$  e  $lostp = 0,005$  (24h).

Os principais resultados para o estudo realizado são apresentados na Tabela 3.8. No anexo B.2 encontra-se a Tabela B.2.4 que contém todos os resultados do estudo efetuado. O valor do lucro varia diretamente com o valor do parâmetro  $\eta^h$ , quanto maior o seu valor, maior será o lucro obtido. Já o efeito dos parâmetros  $c^h$  e  $lostp$  são contrários, quanto maior o seu valor menor será o lucro obtido pelo modelo. A quantidade de energia bombeada é sempre superior a quantidade de energia produzida devido aos rendimentos que afetam o funcionamento do sistema.

Tabela 3.8 - Principais resultados do sistema hídrico reversível para um horizonte temporal de 24 horas.

$c^h$ [€/MWh]	$\eta^h$	$lostp$	PFH [€]	$c_p^h$ [€]	$disch_p$ [MW]	$pump_p$ [MW]	$levelsup_p$ [MWh]	$losses_p^h$ [MWh]
0	0,99	0,001	929,55	0,00	100,00	-102,79	755,67	0,76
		0,003	850,57	0,00	100,00	-104,29	746,59	2,24
		0,005	776,36	0,00	90,00	-95,32	691,33	3,46
1	0,9	0,001	136,69	90,05	40,05	-50,00	503,25	0,50
		0,003	99,73	71,60	31,60	-40,00	298,12	0,89
		0,005	70,06	71,07	31,07	-40,00	296,45	1,48
2,5	0,9	0,001	31,48	112,32	20,00	-24,93	212,00	0,21
		0,003	11,86	89,35	15,74	-20,00	170,68	0,51
		0,005	2,78	44,36	7,74	-10,00	79,01	0,40
		0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,99	0,001	216,24	492,46	48,49	-50,00	517,38	0,52
		0,003	165,21	487,78	47,56	-50,00	488,18	1,46
		0,005	129,26	412,52	40,00	-42,51	335,10	1,68

### B. Estudo do comportamento do modelo durante 168 horas.

Na Figura 3.10 são apresentados os preços previstos para as 168 horas utilizadas no estudo do modelo proposto. Foram selecionados alguns casos específicos de modo a demonstrar o comportamento do modelo, os resultados apresentados de seguida mostram o nível de energia ao longo do tempo e as ofertas de compra e venda de energia ao mercado.

Na Figura 3.29 é apresentado o comportamento do sistema para um dos melhores conjunto de parâmetros estudados, apenas o rendimento está abaixo (com 90% de eficiência em vez de 99%). Como no caso das 24 horas o sistema atinge a capacidade máxima de armazenamento mesmo que apenas por breves períodos e em grande parte dos períodos o modelo realiza ofertas de compra ou venda. É possível verificar que o comportamento do modelo não é apenas uma repetição das primeiras 24 horas, comprovando o que seria esperado, o seu comportamento é diferente ao longo do tempo, devido a variação dos preços de mercado. Com o aumento dos custos, das perdas e a manutenção do rendimento do sistema é verificado que somente algumas variações de preços (acentuadas variações no preço) se tornam economicamente viáveis para que o sistema realize alguma ação, como se pode ver na Figura 3.30.

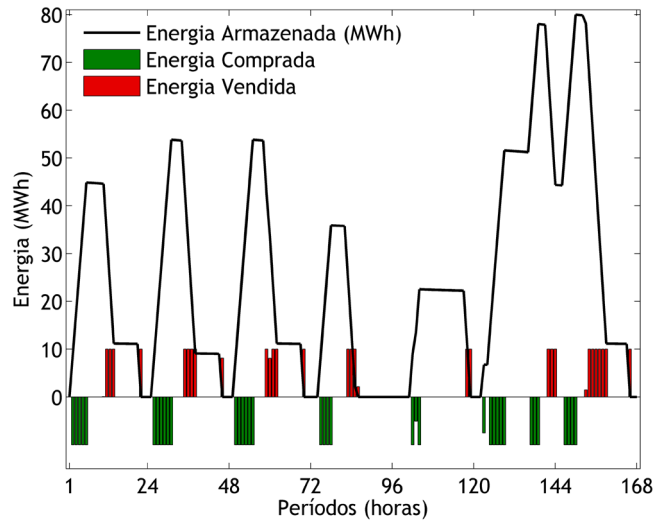


Figura 3.29 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia para um  $c^h = 0 \text{ €/MWh}$ ,  $\eta^h = 0,9$  e  $lostp = 0,001$  (168h).

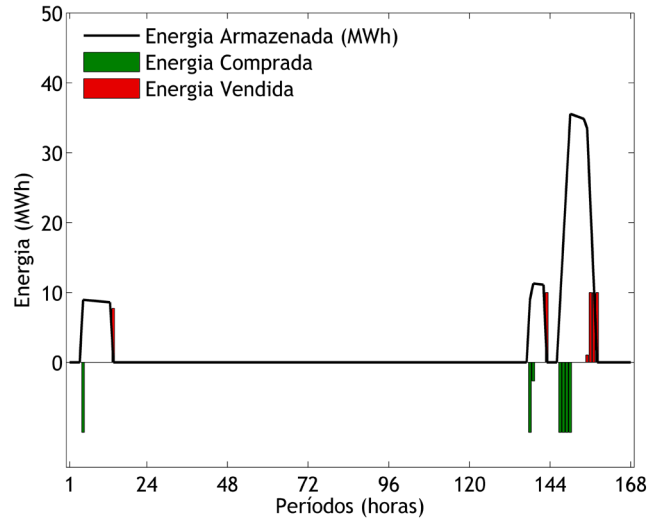


Figura 3.30 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia para um  $c^h = 2,5 \text{ €/MWh}$ ,  $\eta^h = 0,9$  e  $lostp = 0,005$  (168h).

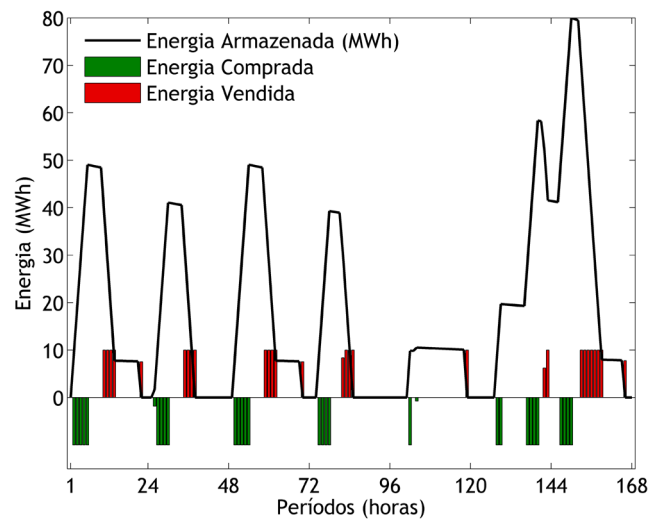


Figura 3.31 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia para um  $c^h = 5 \text{ €/MWh}$ ,  $\eta^h = 0,99$  e  $lostp = 0,003$  (168h).

O aumento do custo faz com que o sistema apenas efetue compras ou vendas o mais perto possível do preço mais baixo ou mais alto respectivamente, pois apenas uma considerável variação de preço compensa este aumento dos custos marginais e o aumento das perdas fez com que o período de armazenamento seja mais curto.

De notar que mesmo para custos elevados e perdas consideráveis, nos casos em que o rendimento é alto o sistema ainda consegue realizar vários períodos de bombagem e de produção de energia, mostrando que o rendimento é um fator com grande importância.

Os principais resultados para o estudo realizado são apresentados na Tabela 3.9. A Tabela B.2.5 que contém todos os valores resultantes do estudo está presente no anexo B.2. De modo geral pode-se concluir que o comportamento do sistema mantém o mesmo do comportamento apresentado no estudo para 24 horas, em que os parâmetros mantêm os seus efeitos no sistema. Destacando apenas que os valores são diferentes, devido a variação dos preços apresentados ao longo das 168 horas de estudo, o que leva a que sistema consiga obter lucro para conjunto de parâmetros que anteriormente não conseguia.

Tabela 3.9 - Principais resultados do sistema hídrico reversível para um horizonte temporal de 168 horas.

$c^h$ [€/MWh]	$\eta^h$	$lostp$	$PFH$ [€]	$c_p^h$ [€]	$disch_p$ [MW]	$pump_p$ [MW]	$levelsup_p$ [MWh]	$losses_p^h$ [MWh]
0	0,99	0,001	6014,70	0,00	658,45	-677,75	5871,60	5,87
		0,003	5452,10	0,00	653,34	-682,87	5369,40	16,11
		0,005	4940,10	0,00	640,10	-677,13	4759,40	23,80
1	0,9	0,001	877,87	553,50	245,91	-307,59	3597,20	3,60
		0,003	590,56	410,68	180,68	-230,00	2082,70	6,25
		0,005	412,41	369,68	161,24	-208,44	1689,80	8,45
2,5	0,9	0,001	235,32	853,28	151,48	-189,83	2533,30	2,53
		0,003	108,58	462,58	81,60	-103,43	805,88	2,42
		0,005	52,84	278,64	48,81	-62,64	429,20	2,15
		0,01	5,18	88,34	15,34	-20,00	95,84	0,96
5	0,99	0,001	1339,40	3279,80	322,56	-333,40	4243,80	4,24
		0,003	978,75	2850,10	277,48	-292,55	3113,20	9,34
		0,005	731,68	2354,60	228,41	-242,50	1873,20	9,37

# Capítulo 4

## Combinação das Tecnologias

### 4.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados dois modelos distintos, os quais representam o estudo da junção de duas tecnologias distintas, no primeiro caso é a junção do sistema eólico com o sistema de armazenamento de energia genérico e no segundo caso, é a junção do sistema eólico com o sistema hídrico reversível. Em ambos os modelos, cada um dos sistemas vai proceder a licitação ao mercado de forma independente, apenas existindo uma conexão física entre eles, a qual permite que o sistema de armazenamento genérico ou ao sistema hídrico reversível presente no sistema conjunto possa utilizar a energia eólica excedente para proceder ao armazenamento de energia. A coordenação permite reduzir os desvios através de possíveis sinergias, os quais implicam menores custos. Ambos os modelos têm com objetivo a licitação ao mercado diário e nenhum deles têm a capacidade de influenciar o preço do mercado através das sua licitações e por isso são considerados tomadores de preço (*price-taker*).

Nos dois modelos é utilizada uma interface para introdução e leitura dos resultados através do *software MATLAB* [60] e os modelos são simulados através de uma abordagem estocástica de programação inteira linear mista recorrendo ao *software General Algebraic Modeling System (GAMS)* [61]. Os modelos desenvolvidos neste capítulo apresentam diferenças no tempo e esforço computacional requerido ao CPU, os quais são uma consequência da relação intertemporal das restrições da conexão física.

### 4.2 Combinação entre o Modelo Eólico e o Modelo de Armazenamento de Energia Genérico

O modelo proposto consiste na modelação da licitação ao mercado de um sistema eólico com um sistema de armazenamento de energia genérico, no qual cada um dos sistemas procederá a sua oferta ao mercado em separado, existindo apenas entre eles uma conexão física que permite ao sistema de armazenamento de energia aproveitar o excesso de produção de energia eólica para armazenar energia. Este processo só vai ser executado quando se tornar rentável a nível económico para o sistema global, ou seja, quando este processo incrementar o lucro obtido pela soma da oferta ao mercado do modelo eólico mais a oferta do modelo de armazenamento de energia genérico. A Figura 4.1 mostra esquematicamente o funcionamento do modelo aqui apresentado.

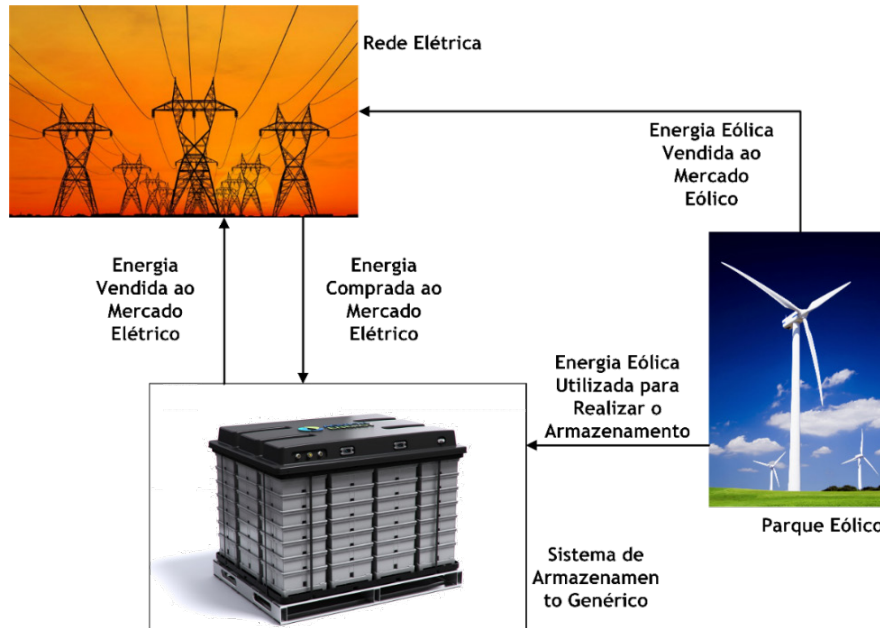


Figura 4.1 - Representação esquemática da configuração eólica + armazenamento de energia genérico.

#### 4.2.1 Modelo Matemático

O modelo matemático proposto é dividido em duas partes, para uma mais fácil apresentação do mesmo. A primeira parte consiste na função objetivo que é apresentada de seguida e a posteriormente são apresentadas as várias restrições do modelo. A função objetivo e as restrições são similares ao modelo anteriores, apenas com algumas diferenças.

##### A. Função objetivo

A função objetivo presente na equação (4.1) do modelo proposto tem como objetivo a maximização do lucro obtido pela oferta de energia ao mercado do sistema eólico com o lucro obtido pela oferta ao mercado pelo sistema de armazenamento de energia.

$$\max(PFW + PFS). \quad (4.1)$$

Onde:

$$PFW = \sum_{sc} \rho_{sc} \sum_p (\lambda_{sc,p} \cdot bw_p + \lambda_{sc,p}^+ \cdot \Delta w_{sc,p}^+ - \lambda_{sc,p}^- \cdot \Delta w_{sc,p}^- - c_{sc,p}^w); \quad (4.2)$$

$$PFS = \sum_{sc} \rho_{sc} \sum_p (\lambda_{sc,p} \cdot bs_p - c^{st} * englevel_{sc,p}). \quad (4.3)$$

As variáveis  $PFW$  e  $PFH$  são os lucros obtidos pelo sistema eólico na equação (4.2) e pelo sistema de armazenamento de energia na equação (4.3), respetivamente.

A equação (4.2) calcula o lucro total do sistema eólico, que é obtido através da venda de energia eólica ao mercado de energia.

A equação tem 4 componentes, em que os dois primeiros representam as receitas e os dois últimos representam custos/encargos, assim o lucro total é obtido através da receita da oferta de energia ao mercado no mercado diário mais os benefícios obtidos pelos desvios positivos finais, menos os desvios negativos e os custos de produção. A equação (4.3) calcula o lucro total obtido pela licitação no mercado pelo sistema de armazenamento de energia. A equação tem duas componentes, em que o primeiro representa as receitas ou custos (dependendo se o sistema compra ou vende energia) e o último os custos do sistema, assim o lucro é obtido através da receita gerada pela oferta da venda de energia ao mercado, menos a oferta de compra de energia e os custos de produção. O custo marginal engloba os custos de operação e manutenção.

## B. Restrições

As restrições são divididas em 6 blocos de restrições, as restrições da licitação ao mercado do sistema eólico, as restrições dos desvios do sistema eólico, as restrições da licitação do sistema de armazenamento de energia genérico, as restrições do nível de energia, as restrições das perdas e custos e as restrições da conexão entre o sistema eólico e o sistema de armazenamento genérico.

### 1) Restrições da licitação ao mercado do sistema eólica

As equações (4.4) e (4.5) representam o limite superior e inferior, respetivamente, da oferta de energia ao mercado em cada período efetuada pelo sistema eólico. O limite máximo é definido pelo parâmetro  $Pmax^w$  que representa a potência máxima instalada no sistema eólico.

$$bw_p \leq Pmax^w; \quad (4.4)$$

$$bw_p \geq Pmin^w. \quad (4.5)$$

### 2) Restrições dos desvios do sistema eólico

Devido a produção de energia eólica ser um processo estocástico e como o produtor de energia eólico tem de proceder a sua licitação ao mercado diário cerca de 24 horas antes da entrega física, a sua licitação ao mercado tem um grau de incerteza considerável, e por isso o sistema eólico procede a correção da sua posição nos mercados intradiários avaliando os desvios da produção prevista para um certo período e a produção real nesse período representado na equação (4.6), estes desvios de produção levam a desvios positivos ou negativos, conforme a produção real for maior ou menor a produção prevista.

$$\Delta w_{sc,p} = gw_{sc,p} - bw_p. \quad (4.6)$$

A equação (4.7) calcula se os desvios são positivos ou negativos, o sinal negativo é necessário porque o desequilíbrio negativo é calculado como uma quantidade de energia positiva:

$$\Delta w_{sc,p} = \Delta w_{sc,p}^+ - \Delta w_{sc,p}^- \quad (4.7)$$

As equações (4.8) e (4.9) representam os limites superiores dos desvios positivos e negativos, respetivamente:

$$\Delta w_{sc,p}^+ \leq Pmax^w * (1 - k_{sc,p}); \quad (4.8)$$

$$\Delta w_{sc,p}^- \leq Pmax^w * k_{sc,p}. \quad (4.9)$$

Os limites inferiores dos desvios positivos e negativos são:

$$\Delta w_{sc,p}^+ \geq 0; \quad (4.10)$$

$$\Delta w_{sc,p}^- \geq 0. \quad (4.11)$$

### 3) Restrições da licitação do sistema de armazenamento de energia genérico

As equações (4.12) e (4.13) representam os limites da oferta de venda de energia, as quais estão limitadas pelos parâmetros  $Omax^{st}$  e  $Omin^{st}$ , quando a energia armazenada é enviada para a rede. Enquanto as equações (4.14) e (4.15) representam os limites da licitação de compra, as quais são limitados pelos parâmetros  $Bmax^{st}$  e  $Bmin^{st}$  que representam as características do sistema de conversão de energia em modo de armazenamento de energia. A variável  $bid_p$  é limitada por valores negativos por representar um encargo para o sistema, mesmo representado uma quantidade de energia, assim o parâmetro  $Bmax^{st}$  será zero enquanto o parâmetro  $Bmin^{st}$  é um valor negativo.

$$offer_p \leq Omax^{st}; \quad (4.12)$$

$$offer_p \geq Omin^{st}; \quad (4.13)$$

$$bid_p \leq Bmax^{st}; \quad (4.14)$$

$$bid_p \geq Bmin^{st}. \quad (4.15)$$

A equação (4.16) decide qual a quantidade de energia que o sistema de armazenamento compra ou vende em cada período. A variável  $bs_p$  é a soma da variável  $offer_p$  com a variável  $bid_p$ , devido a variável  $bid_p$  ser negativa. A energia pode ser comprada e vendida ao mesmo tempo, cabe ao modelo decidir qual a melhor decisão a tomar.

$$bs_p = offer_p + bid_p. \quad (4.16)$$

#### 4) Restrições do nível de energia

O nível de energia é medido através da variável contínua,  $englevel_{sc,p}$  a qual é atualizada a cada período de modo a que o nível de energia presente no sistema de armazenamento nunca exceda o limite máximo representado na equação (4.17) nem o limite mínimo representado na equação (3.18), os parâmetros  $levelmax^{st}$  e  $levelmin^{st}$  representam as características do sistema para a capacidade de armazenamento máxima e mínima respetivamente .

$$englevel_{p,sc} \leq levelmax^{st}; \quad (4.17)$$

$$englevel_{p,sc} \geq levelmin^{st}. \quad (4.18)$$

O balanço de energia é assim avaliado na equação (4.19) , onde a energia comprada e vendida é afetada por uma eficiência  $\eta^{st}$ . Ao contrário do caso apresentado anteriormente neste modelo devido a estocacidade do vento poder afetar o nível de energia através da variável  $tp_{sc,p}^{st}$  , o nível de energia vai também depender dos cenários do sistema, conduzindo também a esta incerteza como consequência da conexão física existente entre os dois sistemas.

$$englevel_{sc,p} = englevel_{(sc,p-1)} - \left( \frac{offer_p}{\eta^{st}} \right) - (tp_{sc,p}^{st} \cdot \eta^{st}) - losses_{sc,p}^{st}. \quad (4.19)$$

Assim o nível de energia no período  $p$  é a energia armazenada no período anterior  $p - 1$ , menos a energia vendida no período  $p$ , mais a energia total armazenada no período  $p$  a qual pode ser comprada ao mercado ou aproveitada do excesso de energia eólica produzida, são ainda tidas conta as perdas da energia armazenada. A variável  $tp_{sc,p}^{st}$  tem o sinal negativo por representar um acréscimo de energia para o sistema e por ser definida como um valor negativo, a variável  $tp_{sc,p}^{st}$  é explicada no bloco seis das restrições.

#### 5) Restrições das perdas e custos

O modelo apresentado contém também um termo que representa as perdas de energia  $losses_{sc,p}^{st}$ , em que na equação (4.20) é representa as perdas para cada período, as quais dependem do nível de energia armazenado em cada período vezes uma característica do sistema representado pelo parâmetro  $lostp$ . Os custos de geração da energia eólica são calculados na equação (4.21).

$$losses_{sc,p}^{st} = englevel_{sc,p} * lostp; \quad (4.20)$$

$$c_{sc,p}^w = c^w * gw_{sc,p}. \quad (4.21)$$

6) Restrições da conexão entre o sistema eólico e o sistema de armazenamento genérico

Como o modelo apresentado vai efetuar duas ofertas ao mercado distintas, existindo apenas uma conexão física entre os dois sistemas, o sistema de armazenamento de energia genérico apenas pode aproveitar o excesso de energia eólica produzida.

A variável  $ppw_{sc,p}^{st}$  representa a energia que pode ser transmitida do sistema eólico para o sistema de armazenamento de energia, as equações (4.22) e (4.23) são os limites da quantidade de energia eólica que pode ser transmitida, em que o limite superior é definido pelo desvio positivo  $\Delta w_{sc,p}^+$ .

$$ppw_{sc,p}^{st} \leq \Delta w_{sc,p}^+; \quad (4.22)$$

$$ppw_{sc,p}^{st} \geq 0. \quad (4.23)$$

A variável  $tp_{sc,p}^{st}$ , representa a quantidade total de energia que o sistema armazena, a qual é calculada na equação (4.24) e trata-se da soma da energia comprada ao mercado com a energia proveniente do sistema eólico. A variável  $tp_{sc,p}^{st}$  tem um valor negativo, por esta variável representar um encargo para o sistema, mesmo representado uma quantidade de energia. A variável  $bid_p$  tem um sinal positivo associada, por representar um valor negativo, enquanto a variável  $ppw_{sc,p}^{st}$  tem um sinal negativo por representar um valor positivo.

$$tp_{sc,p}^{st} = bid_p - ppw_{sc,p}^{st}. \quad (4.24)$$

As equações (4.25) e (4.26) representam os limites da produção total do sistema, as quais são limitadas pelo parâmetros  $Bmax^{st}$  e  $Bmin^{st}$  que representam a capacidade máxima e mínima de armazenamento de energia do sistema de armazenamento de energia.

$$tp_{sc,p}^{st} \leq Bmax^{st}; \quad (4.25)$$

$$tp_{sc,p}^{st} \geq Bmin^{st}. \quad (4.26)$$

No caso de ser aproveitada a energia excedente da produção eólica para ser armazenada, o desvio positivo que o sistema eólico tem a oferecer ao mercado tem de ser atualizado retirando a quantidade de energia que o sistema utilizou para armazenar, equação (4.27).

$$\Delta w_{sc,p}^{final+} = \Delta w_{sc,p}^+ - ppw_{sc,p}^{st}. \quad (4.27)$$

#### 4.2.2 Caso de Estudo

O modelo apresentado anteriormente vai ser estudado para um horizonte temporal de 168 horas. Os preços utilizados neste estudo continuam a ser os referenciados no capítulo 3.

Como o objetivo principal é estudar a sinergia existente entre os dois sistemas, mas com especial foco no sistema de armazenamento de energia genérico, por essa razão o modelo é testado para vários parâmetros característicos do sistema de armazenamento genérico. Os parâmetros em estudo são o custo marginal  $c^{st}$ , a eficiência  $\eta^{st}$  e as perdas  $lostp$ . Os dados de entradas do modelo são agora a junção dos dados de entrada, presentes na Tabela 3.1 e com os da Tabela 3.4 presentes no capítulo 3. Os parâmetros que introduzem incerteza são o vento, os preços do mercado, os preços a subir e os preços a descer. Como dito anteriormente os dados de entrada são os mesmos que são utilizados nas simulações anteriores, assim os preços (preço do mercado diário, preços a subir e a descer) podem ser consultados na Figura 3.11, presente no capítulo anterior. Como os preços, também os dados da geração de energia eólica permanecem inalterados, podem ser então consultados na Figura 3.11, na Figura 3.12, na Figura 3.14 e na Figura 3.15, presentes no capítulo 3.

Na Figura 4.2 é apresentada a licitação de energia eólica feita pelo modelo ao mercado diário, que em termos gerais segue o comportamento já verificado no estudo do modelo em separado. Assim quanto mais alto for o preço de mercado, maior é a quantidade de energia que o modelo vai licitar, e quanto mais baixo for o preço do mercado menos energia este vai licitar. A junção dos dois modelos permite que o sistema de armazenamento de energia genérico possa aproveitar o excesso de energia produzida pela energia eólica de modo a armazená-la e vendê-la posteriormente a um “melhor” preço, tendo também em conta que o preço de mercado a subir e os custos de produção da energia eólica. Assim a Figura 4.3 apresenta a média do desvio positivo resultante da licitação de energia eólica e da sua geração (preto) e o excesso de energia que é vendida ao mercado ao preço do mercado a subir (vermelho), a qual é igual ou menor que a anterior devido à energia que pode ser armazenada pelo sistema de armazenamento de energia genérico.

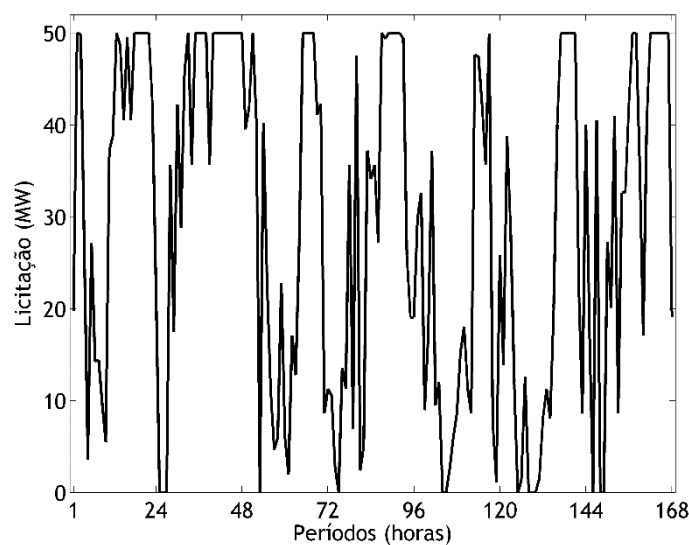


Figura 4.2 - Licitação de energia eólica efetuada ao mercado (168h).

De verificar que as maiores diferenças entre os dois desvios são verificadas onde o preço de mercado a subir é mais baixo. A diferença entre os dois desvios representa o excesso de energia eólica que é armazenada no sistema de armazenamento de energia genérico e que é vendida posteriormente, essa energia é representada na Figura 4.4 como negativa não por representar um encargo para o sistema mas sim por ir ao encontro ao utilizado anteriormente em que a energia que é armazenada (quando comprada ao mercado) é um encargo para o sistema e por isso ser representada como negativa. A Figura 4.2, a Figura 4.3 e a Figura 4.4, são para os seguintes parâmetros do modelo de armazenamento de energia genérico  $c^{st} = 0 \text{ €/MWh}$ ,  $\eta^{st} = 0,9$  e  $lostp = 0,005$ .

A Figura 4.5 apresenta o nível de energia, as ofertas de compra e venda e o excesso de energia eólica que é armazenada para os seguintes parâmetros do modelo de armazenamento de energia  $c^{st} = 0 \text{ €/MWh}$ ,  $\eta^{st} = 0,9$  e  $lostp = 0,005$ . O modelo aproveita os períodos em que os preços a descer são baixos e que existem desvios positivos para armazenar o excesso de energia eólica e nos momentos em que o preço está perto dos mínimos locais e o excesso de energia ainda não atingiu a capacidade máxima de armazenamento, o modelo ainda procede a compra de energia ao mercado de eletricidade, energia que é vendida nos momentos em que o preço de mercado está perto do seu máximo.

A Figura 4.6 apresenta o nível de energia, as ofertas de compra e venda de energia e o excesso de energia eólica que é armazenada para os seguintes parâmetros do modelo de armazenamento de energia  $c^{st} = 1 \text{ €/MWh}$ ,  $\eta^{st} = 0,9$  e  $lostp = 0,003$ . A Figura 4.7 apresenta o nível de energia, as ofertas de compra e venda e o excesso de energia eólica que é armazenada para os seguintes parâmetros do modelo de armazenamento de energia  $c^{st} = 5 \text{ €/MWh}$ ,  $\eta^{st} = 0,99$  e  $lostp = 0,001$ .

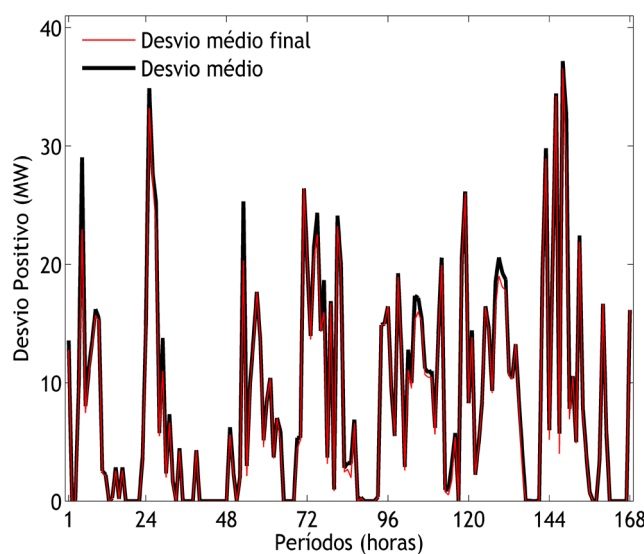


Figura 4.3 - Desvio positivo médio e final (168h).

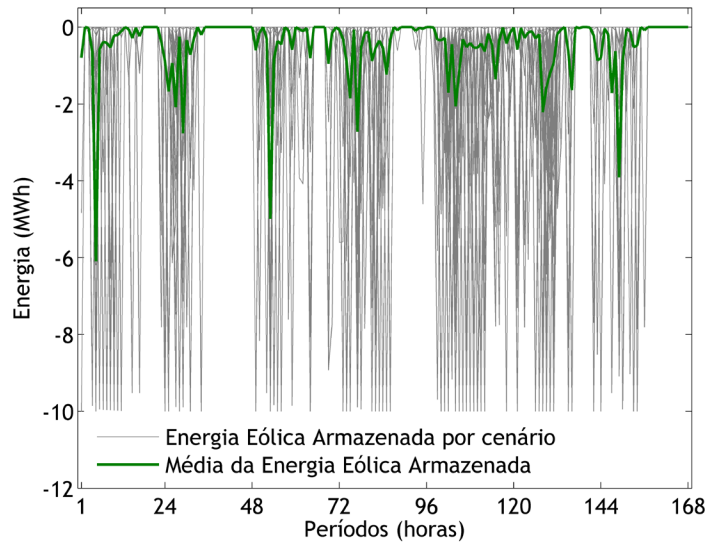


Figura 4.4 - Energia eólica armazenada pelo sistema de armazenamento genérico (168h).

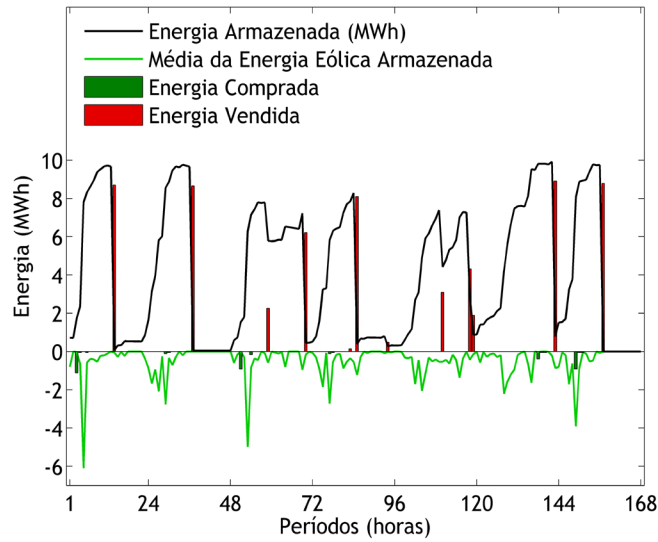


Figura 4.5 - Nível de energia, ofertas de compra e venda e a energia eólica armazenada (168h).

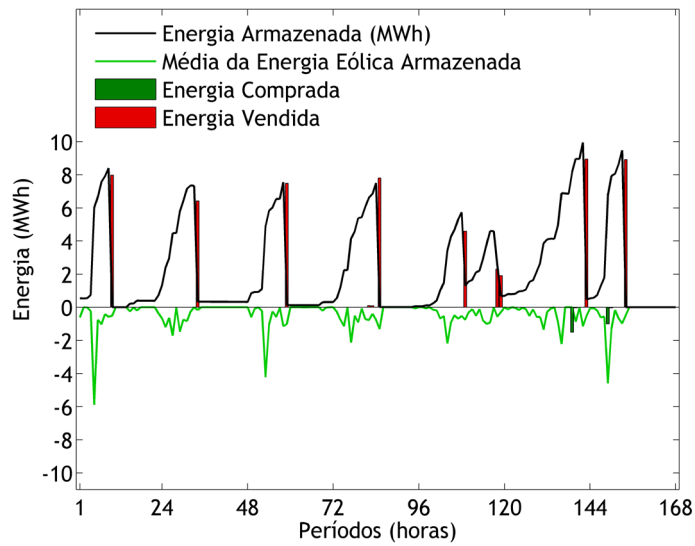


Figura 4.6 - Nível de energia, ofertas de compra e venda e a energia eólica armazenada (168h).

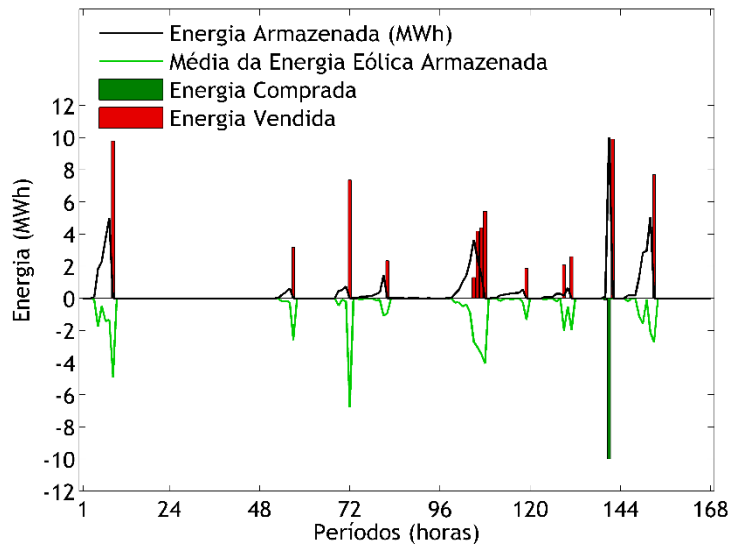


Figura 4.7 - Nível de energia, ofertas de compra e venda e a energia eólica armazenada (168h).

De verificar que com o aumento do custo o modelo apenas vai aproveitar alguns momentos para realizar o aproveitamento do excesso de energia eólica, porque com este aumento só vai ser rentável para o modelo aproveitar essa energia quando o preço a subir do mercado for muito baixo e houver perto desse instante um preço de mercado alto.

A Tabela 4.1 e a Tabela 4.2 apresentam os principais resultados do estudo do modelo, de notar que o modelo eólico adapta a sua licitação ao mercado, de modo a otimizar o lucro do conjunto, em que nas situações onde os parâmetros do sistema de armazenamento de energia sejam favoráveis ao aproveitamento de energia, o modelo eólico vai efetuar uma menor licitação (de modo a aumentar os desvios positivos) ao mercado. Essa menor licitação traduz-se num menor lucro para oferta do modelo eólico mas verifica-se um maior lucro da oferta do sistema de armazenamento de energia genérico, isto devido ao excesso de energia eólica que é armazenada.

Na oferta ao mercado por parte do modelo de armazenamento de energia genérico, verifica-se o mesmo comportamento do verificado no capítulo três quando estudado individualmente, em que a principal diferença é que os momentos em que procede ao armazenamento agora dependem também da quantidade dos desvios positivos gerados pelo modelo eólico num dado período e o preço a subir do mercado nesse mesmo período. O modelo avalia se o conjunto de parâmetros do sistema de armazenamento de energia são mais favoráveis do que vender o excesso de energia ao preço a subir, e por isso se verificar uma maior transferência de energia quando o conjunto de parâmetros do sistema de armazenamento genérico são melhores, quer isto dizer que são mais vantajosos ao armazenamento de energia.

Tabela 4.1 - Resultados do modelo eólico-armazenamento (eólico) para 168 horas.

$c^{st}$ [€/MWh]	$\eta^{st}$	$lostp$	PFW [€]	Custos [€]	Desvio Positivo [MW]	Desvio Positivo Real [MW]	Desvio Negativo [MW]	$\sigma$ [€]	Licitação Total [MW]
0	0,8	0,001	156002,74	78718,00	1333,00	1307,50	-1518,50	349,81	5026,70
		0,003	156003,99	78718,00	1334,70	1309,40	-1516,40	349,89	5022,90
		0,005	156022,13	78718,00	1332,20	1307,50	-1520,70	349,81	5029,70
		0,005	153947,02	78718,00	1430,40	1354,80	-1464,90	357,91	4875,70
1	0,8	0,001	156608,69	78718,00	1277,10	1275,20	-1571,60	347,59	5135,70
		0,003	154144,23	78718,00	1413,50	1344,90	-1481,30	356,77	4909,00
		0,005	154293,00	78718,00	1420,20	1355,50	-1481,10	356,17	4902,10
2,5	0,9	0,001	156439,00	78718,00	1289,60	1283,80	-1565,90	347,94	5117,60
		0,005	156561,00	78718,00	1279,40	1276,60	-1570,30	347,00	5132,10
5	0,99	0,001	154259,45	78718,00	1382,30	1329,00	-1537,00	356,17	4996,00
10	0,99	0,001	156511,55	78718,00	1279,90	1276,20	-1572,50	348,72	5133,80
		0,003	156511,48	78718,00	1282,50	1278,90	-1572,50	348,72	5131,10
		0,005	156511,41	78718,00	1284,70	1281,00	-1572,50	348,72	5129,00

Tabela 4.2 - Resultados do modelo eólico-armazenamento (armazenamento de energia) para 168 horas.

$c^{st}$ [€/MWh]	$\eta^{st}$	$lostp$	PFS [€]	cost [€]	$offer_p$ [MW]	$bid_p$ [MW]	$ppw_{sc,p}^{st}$ [MW]	$tp_{sc,p}^{st}$ [MW]	$englevel_p$ [MWh]	$losses_p^{st}$ [MWh]
0	0,8	0,001	941,80	0,00	15,73	0,00	-25,43	-25,43	688,14	0,69
		0,003	882,81	0,00	14,79	0,00	-25,32	-25,32	590,15	1,77
		0,005	819,49	0,00	13,84	0,00	-24,62	-24,62	479,40	2,40
		0,005	3392,30	0,00	61,51	-4,17	-75,65	-79,82	700,16	3,50
1	0,8	0,001	53,31	17,89	1,21	0,00	-1,91	-1,91	17,89	0,02
		0,003	2731,70	387,23	56,58	-2,56	-68,58	-71,14	387,23	1,16
		0,005	2545,40	362,77	53,77	-3,62	-64,78	-68,40	362,77	1,81
2,5	0,9	0,001	224,92	48,20	4,74	0,00	-5,87	-5,87	19,28	0,02
		0,005	101,18	23,60	2,21	0,00	-2,78	-2,78	9,44	0,05
5	0,99	0,001	2489,90	290,82	62,06	-10,11	-53,27	63,98	58,16	0,06
10	0,99	0,001	152,46	16,58	3,60	0,00	-3,67	-3,68	1,66	0,00
		0,003	152,45	16,60	3,60	0,00	-3,68	-3,68	1,66	0,00
		0,005	152,43	16,62	3,60	0,00	-3,68	-3,68	1,66	0,01

### 4.3 Combinação entre o Modelo Eólico e o Modelo Hídrico Reversível

O modelo aqui formulado apresenta um modelo de otimização das ofertas ao mercado diário de um sistema eólico e um sistema hídrico reversível. Cada um dos sistemas lícita de forma independente, existindo portanto duas ofertas ao mercado, uma por cada tecnologia, como no caso apresentado anterior, existe apenas entre os sistemas uma conexão física que permite ao sistema hídrico reversível aproveitar o excesso de produção de energia eólica para armazenar essa energia no reservatório superior na forma de água. Processo este que só vai ser executado quando se tornar rentável para o sistema global.

O modelo vai proceder a licitação dos dois sistemas em que no caso da energia eólica vai licitar de acordo com duas incertezas, a geração de energia (o vento) e o preço de mercado, como a geração eólica se trata de uma previsão, a geração eólica real pode ser diferente do previsto o que faz com que surjam os desvios. Os desvios existentes podem ser positivos ou negativos, no caso de serem negativos, estes vão representar encargos para o sistema, mas se forem positivos, o modelo vai ter de decidir se é preferível vender logo ao mercado a um preço de ajuste ou então armazenar esta energia, para a sua posterior venda, tendo em conta as perdas de energia e os preços do mercado. A tecnologia hídrica reversível vai selecionar as melhores horas para comprar e vender energia. Todas as decisões tomadas pelo modelo são com o objetivo de maximizarem o lucro global do sistema (soma do lucro obtido pelas duas licitações). A incerteza do preço e da geração em tempo real de energia eólica faz com que a decisão a ser tomada seja mais complexa e por isso é apresentado o seguinte modelo. A Figura 4.8 apresenta esquematicamente o funcionamento do modelo aqui apresentado.

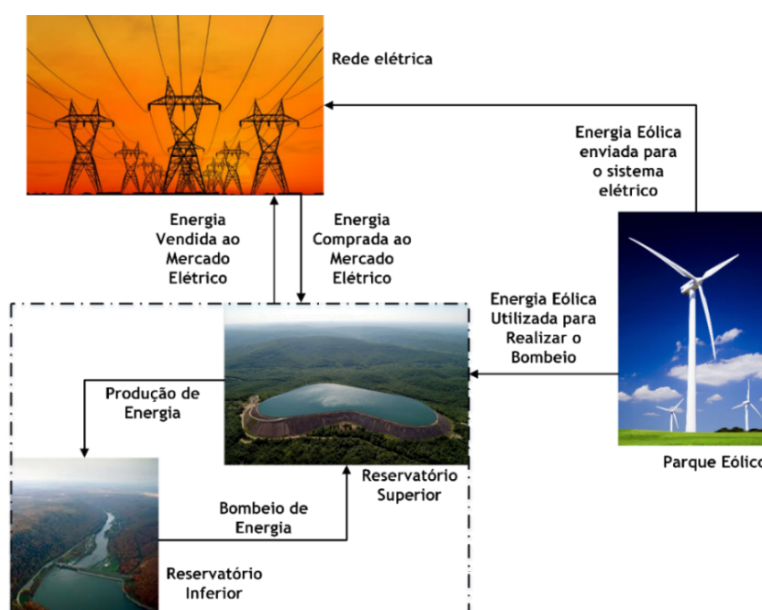


Figura 4.8 - Representação esquemática da configuração eólica + hídrica reversível.

### 4.3.1 Modelo Matemático

O modelo matemático proposto é dividido em duas partes para uma explicação mais detalhada e organizada. De seguida é apresentada a função objetivo e posteriormente as várias restrições que completam o modelo. A função objetivo e as restrições são similares aos modelos anteriores, apresentando apenas algumas diferenças.

#### A. Função Objetivo

A equação (4.28) representa a função objetivo que tem como objetivo a maximização dos lucros obtidos pela licitação ao mercado do sistema eólico e do sistema hídrico reversível.

$$\max(PFW + PFH). \quad (4.28)$$

Onde:

$$PFW = \sum_{sc} \rho_{sc} \sum_p (\lambda_{sc,p} \cdot bw_p + \lambda_{sc,p}^+ \cdot \Delta w_{final_{sc,p}}^+ - \lambda_{sc,p}^- \cdot \Delta w_{sc,p}^- - c_{sc,p}^w); \quad (4.29)$$

$$PFH = \sum_{sc} \rho_{sc} \sum_p (\lambda_{sc,p} \cdot bh_p - c_{sc,p}^h). \quad (4.30)$$

As variáveis  $PFW$  e  $PFH$  são os lucros obtidos pelo sistema eólico e pelo sistema hídrico reversível, respetivamente. A equação (4.29) calcula o lucro total do sistema eólico, que é obtido através da venda de energia eólica ao mercado. A equação tem 4 componentes, em que os dois primeiros representam as receitas do sistema e os dois últimos os custos/encargos, assim o lucro total é obtido através da receita da oferta de energia ao mercado na mercado diário mais os benefícios obtidos desvios positivos, menos os desvios negativos e o custo marginal. A equação (4.30) calcula o lucro total obtido pela licitação no mercado do sistema hídrico reversível. A equação tem dois componentes, em que o primeiro representa as receitas ou custos geradas pela oferta (compra ou venda) de energia ao mercado e o segundo representa os custos marginais, através da variável  $c_{sc,p}^h$ .

#### B. Restrições

As restrições são divididas em seis blocos de restrições: as restrições da licitação ao mercado do sistema eólico, as restrições dos desvios do sistema eólico, as restrições da licitação ao mercado do sistema hídrico reversível, restrições do nível de energia, as restrições de custos e perdas e as restrições da conexão entre o sistema eólico e o sistema hídrico reversível.

### 1) Restrições da licitação ao mercado do sistema eólico

As equações (4.31) e (4.32) representam o limite superior e inferior, respetivamente, da oferta de energia ao mercado em cada período efetuada pelo sistema eólico. O limite máximo é definido pelo parâmetro  $Pmax^w$  que representa a potência máxima instalada no sistema eólico.

$$bw_p \leq Pmax^w; \quad (4.31)$$

$$bw_p \geq Pmin^w. \quad (4.32)$$

### 2) Restrições dos desvios do sistema eólico

A equação (4.33) compara a geração real de energia eólica com a oferta que foi feita ao mercado diário em cada período, para avaliar se existem ou não desvios, se existirem desvios estes podem ser positivos ou negativos.

$$\Delta w_{sc,p} = gw_{sc,p} - bw_p. \quad (4.33)$$

A equação (4.34) calcula se os desvios são positivos ou negativos, o sinal negativo é necessário porque o desequilíbrio negativo é limitado por parâmetros positivos:

$$\Delta w_{sc,p} = \Delta w_{sc,p}^+ - \Delta w_{sc,p}^-. \quad (4.34)$$

As equações (4.35) e (4.36) representam os limites superiores dos desvios positivos e negativos, respetivamente:

$$\Delta w_{sc,p}^+ \leq Pmax^w * (1 - k_{sc,p}); \quad (4.35)$$

$$\Delta w_{sc,p}^- \leq Pmax^w * k_{sc,p}. \quad (4.36)$$

Os limites inferiores dos desvios positivos e negativos são:

$$\Delta w_{sc,p}^+ \geq 0; \quad (4.37)$$

$$\Delta w_{sc,p}^- \geq 0. \quad (4.38)$$

### 3) Restrições da licitação ao mercado do sistema hídrico reversível

As equações (4.39) e (4.40) representam os limites da oferta de venda de energia por período, as quais estão limitadas pelos parâmetros  $Dmax^h$  e  $Dmin^h$  que representam as características de descarga do sistema hídrico reversível. Enquanto as equações (4.41) e (4.42) representam os limites de bombeio de energia por período, as quais estão limitadas pelos parâmetros  $Pmax^h$  e  $Pmin^h$  que representam as características de bombeio do sistema hídrico reversível. A variável  $pump_p$  é limitada por valores negativos por representar um encargo para o sistema, mesmo que represente uma quantidade de energia, assim o parâmetro  $Pmax^h$  é zero enquanto o parâmetro  $Pmin^h$  é um valor negativo.

$$disch_p \leq Dmax^h; \quad (4.39)$$

$$disch_p \geq Dmin^h; \quad (4.40)$$

$$pump_p \leq Pmax^h; \quad (4.41)$$

$$pump_p \geq Pmin^h. \quad (4.42)$$

A equação (4.43) decide que quantidade de energia que o sistema hídrico reversível descarga ou bombeia em cada período. A energia pode ser comprada ou vendida ao mesmo tempo. A variável  $pump_p$  tem um sinal positivo por esta representar um valor negativo e assim representar um encargo para o sistema.

$$bh_p = disch_p + pump_p. \quad (4.43)$$

#### 4) Restrições do nível de energia

A equação (4.44) define que a quantidade de energia armazenada no período final deve ser igual a quantidade de energia no período inicial:

$$levelsup_{sc,p=final} = levelsup_{sc,p=1}. \quad (4.44)$$

O nível de energia é medido através da variável contínua,  $levelsup_{sc,p}$ , a qual é atualizada a cada período de modo a que o nível de energia presente no sistema de armazenamento nunca exceda o limite máximo representado na equação (4.45) nem o limite mínimo representado na equação (4.46), os parâmetros  $levelmax^h$  e  $levelmim^h$  representam as características do sistema para a capacidade máxima e mínima de armazenamento no reservatório superior .

$$levelsup_{sc,p} \leq levelmax^h; \quad (4.45)$$

$$levelsup_{sc,p} \geq levelmim^h. \quad (4.46)$$

O balanço de energia é assim avaliado na equação (4.47), onde a energia comprada e vendida é afetada por uma eficiência  $\eta^h$ . Ao contrário do caso apresentado anteriormente neste modelo devido à estocacidade do vento poder afetar o nível de energia presente no reservatório superior através da variável  $tp_{sc,p}^h$ , por isso o nível de energia no reservatório superior vai também depender dos cenários do sistema.

$$levelsup_{sc,p} = levelsup_{sc,p-1} - \left( \frac{disch_p}{\eta^h} \right) + (tp_{sc,p}^h \cdot \eta^h) - losses_{sc,p}^h. \quad (4.47)$$

Assim o nível de energia no período  $p$  é a energia armazenada no período anterior  $1 - p$ , menos a energia vendida no período  $p$ , somada a energia compra no período  $p$ , é ainda tido em conta as perdas de energia. A variável  $tp_{sc,p}^h$  tem o sinal negativo por representar um acréscimo de energia para o sistema e por ser definida como um valor negativo mais a frente.

#### 5) Restrições de custos e perdas

Os custos marginais da energia eólica são calculados na equação (4.48), que incluem os custos de produção, operação e manutenção. O modelo apresentado contém também um termo que representa as perdas de energia  $losses_{sc,p}^h$ , em que na equação (4.49) é representada as perdas para cada período, as quais dependem do nível de energia armazenado em cada período vezes uma característica do sistema representado pelo parâmetro  $lostp$ . Os Custos marginais do sistema hídrico reversível,  $c_{sc,p}^h$ , são avaliados através de toda a energia convertida pelo sistema e englobam os custos de operação e manutenção, pela equação (4.50).

$$c_{sc,p}^w = c^w * gw_{sc,p}; \quad (4.48)$$

$$losses_{sc,p}^h = levelsup_{sc,p} * lostp; \quad (4.49)$$

$$c_{sc,p}^h = (disch_p + tp_{sc,p}^h) * c^h. \quad (4.50)$$

#### 6) Restrições da conexão entre o sistema eólico e o sistema hídrico reversível.

As seguintes equações definem o fluxo de energia que passa do sistema eólico para o sistema hídrico reversível. A variável  $ppw_{sc,p}^h$  representa a quantidade de energia que pode ser transmitida do parque eólico para o sistema hídrico reversível, as equações (4.51) e (4.52) são os limites da quantidade de energia que pode ser transmitida, em que o limite superior é definido pelo desvio positivo  $\Delta w_{sc,p}^+$ .

$$ppw_{sc,p}^h \leq \Delta w_{sc,p}^+; \quad (4.51)$$

$$ppw_{sc,p}^h \geq 0. \quad (4.52)$$

A variável  $tp_{sc,p}^h$ , representa a quantidade total de energia que o sistema bombeia para o reservatório superior, a qual é calculada na equação (4.53) e trata-se da soma da energia comprada ao mercado mais a energia proveniente do sistema eólico. A variável  $tp_{sc,p}^h$  tem um valor negativo por esta variável representar um encargo para o sistema. A variável  $pump_p$  tem um sinal positivo, por conter um valor negativo, enquanto a variável  $ppw_{sc,p}^h$  tem um sinal negativo por representar um valor positivo.

$$tp_{sc,p}^h = pump_p - ppw_{sc,p}^h. \quad (4.53)$$

As equações (4.54) e (4.55) representam os limites da quantidade de energia que pode ser bombeada, as quais são limitadas pelos parâmetros  $Pmax^h$  e  $Pmin^h$  que representam a capacidade máxima de mínima de armazenamento do sistema hídrico reversível.

$$tp_{sc,p}^h \leq Pmax^h; \quad (4.54)$$

$$tp_{sc,p}^h \geq Pmin^h. \quad (4.55)$$

No caso de ser aproveitada a energia excedente da produção eólica para ser armazenada no reservatório superior, o desvio positivo que o sistema eólico tem a oferecer ao mercado tem de ser atualizado subtraindo a quantidade de energia que o sistema utilizou para armazenar, equação (4.56) .

$$\Delta w_{final_{sc,p}}^+ = \Delta w_{sc,p}^+ - ppw_{sc,p}^h. \quad (4.56)$$

### 4.3.2 Caso de Estudo

O modelo apresentado anteriormente vai ser estudado apenas para um horizonte temporal de 168h. Os preços utilizados neste estudo continuam a ser os referenciados no capítulo 3.

Como no caso anterior apresentado neste capítulo, o objetivo é estudar a sinergia dos dois sistemas, com especial atenção ao sistema de armazenamento de energia, que neste caso se trata de um sistema hídrico reversível. Assim o modelo é testado para vários parâmetros característicos do sistema hídrico reversível. Os parâmetros em estudo são o custo marginal  $c^h$ , a eficiência  $\eta^h$  e as perdas  $lostp$ . Os dados de entradas do modelo são agora a junção dos dados de entrada, presentes na Tabela 3.1 e na Tabela 3.7 presentes no capítulo 3.

Como dito anteriormente os dados de entrada são os mesmos que são utilizados nas simulações anteriores, assim os preços (preço do mercado diário, preços a subir e a descer) podem ser consultados na Figura 3.11, presente no capítulo 3. Como os preços também os dados da geração de energia eólica permanecem inalterados, podem ser então consultados na Figura 3.12, na Figura 3.14 e na Figura 3.15, presentes no capítulo 3. Os parâmetros que introduzem incerteza são o vento, os preços do mercado os preços a subir e os preços a descer.

Na Figura 4.9 é apresentada a licitação de energia eólica efetuada ao mercado pelo modelo eólico, quando este tem uma ligação física ao modelo hídrico reversível. Em termos gerais o modelo segue o comportamento já verificado dos modelos anteriores, assim quanto mais alto for o preço do mercado maior é a licitação de energia ao mercado e quanto mais baixo for o preço do mercado menor é a licitação de energia ao mercado. A junção dos dois modelos permite que o sistema hídrico reversível possa aproveitar o excesso de energia eólica produzida, para proceder ao seu armazenamento e posteriormente vende-la a um melhor preço.

Para que exista uma transferência de energia de um sistema para o outro, o modelo tem de avaliar alguns parâmetros, como o preço do mercado a subir, a quantidade de excesso de energia produzida, a capacidade de armazenamento por período e a capacidade total do sistema hídrico reversível.

A Figura 4.10 apresenta a média dos desvios positivos resultantes da licitação de energia eólica e da sua geração (preto) e o excesso de energia que é vendida ao mercado ao preço do mercado a subir (vermelho), a qual é igual ou menor que a anterior devido a energia que é armazenada. De verificar que as maiores diferenças entre os dois desvios são verificadas onde o preço de mercado a subir é mais baixo.

A diferença entre os dois desvios representa o excesso de energia que é armazenada pelo sistema hídrico reversível, essa energia é representada na Figura 4.11, a energia aqui mostrada é negativa não por representar um encargo para o sistema mas sim por ir ao encontro do utilizado anteriormente em que a energia armazenada (quando comprada ao mercado) é um encargo para o sistema e por isso ser representada como negativa. As Figura 4.9, Figura 4.10 e Figura 4.11 são para os seguintes parâmetros do modelo hídrico reversível  $c^h = 0 \text{ €/MWh}$ ,  $\eta^h = 0,9$  e  $lostp = 0,003$ .

A Figura 4.12 mostra o nível de energia, as ofertas de compra e venda de energia e o excesso de energia eólica que é armazenada para os seguintes parâmetros do modelo de armazenamento de energia  $c^h = 0 \text{ €/MWh}$ ,  $\eta^h = 0,9$  e  $lostp = 0,003$ . Na Figura 4.13 é mostrado o nível de energia, as ofertas de compra e venda de energia e o excesso de energia eólica que é armazenada para os seguintes parâmetros do modelo de armazenamento de energia  $c^h = 2,5 \text{ €/MWh}$ ,  $\eta^h = 0,99$  e  $lostp = 0,003$ . E por fim na Figura 4.14 é mostrado o nível de energia, as ofertas de compra e venda de energia e o excesso de energia eólica que é armazenada para os seguintes parâmetros do modelo de armazenamento de energia  $c^h = 1 \text{ €/MWh}$ ,  $\eta^h = 0,8$  e  $lostp = 0,001$ .

Das figuras apresentadas é possível concluir que o rendimento é um dos fatores que tem maior influência, como é possível verificar na Figura 4.14 em para um custo relativamente baixo e para um rendimento baixo o modelo apenas vai licitar algumas vezes ao mercado, ao contrario da Figura 4.13 onde para um custo maior mas com um rendimento também superior o modelo licita várias vezes ao mercado aproveitando muitas das variações de preços que existem no mercado.

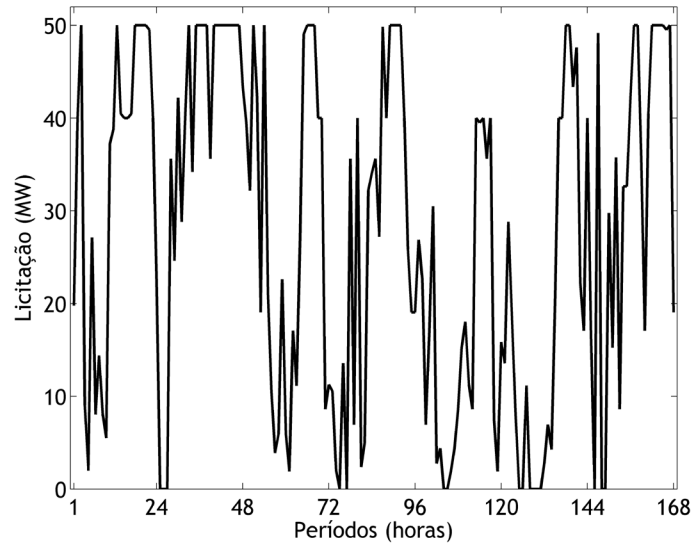


Figura 4.9 - Licitação de energia eólica efetuada ao mercado (168h).

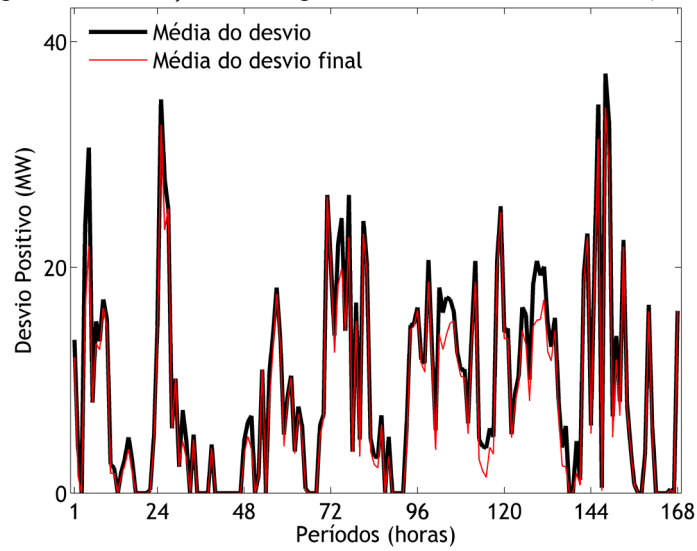


Figura 4.10 - Desvios positivo médio e final (168h).

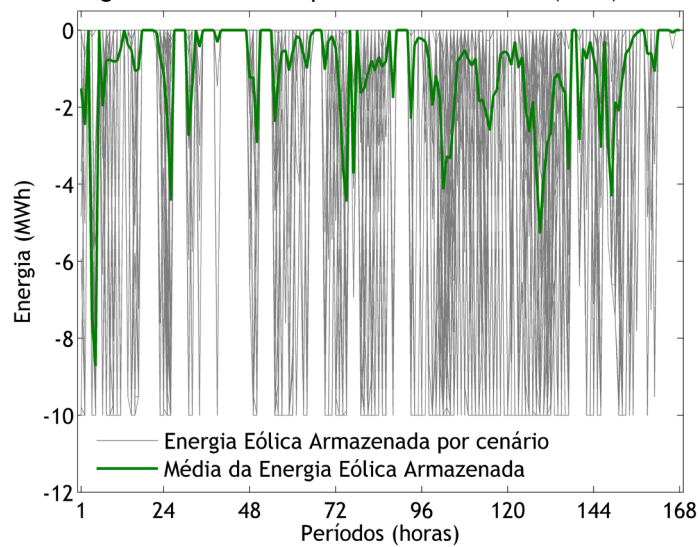


Figura 4.11 - Energia eólica armazenada pelo sistema hídrico reversível (168h).

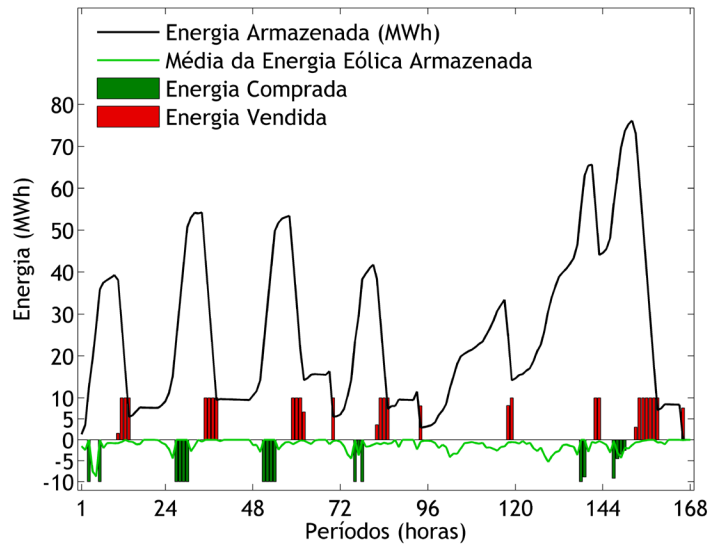


Figura 4.12 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia eólica armazenada (168h).

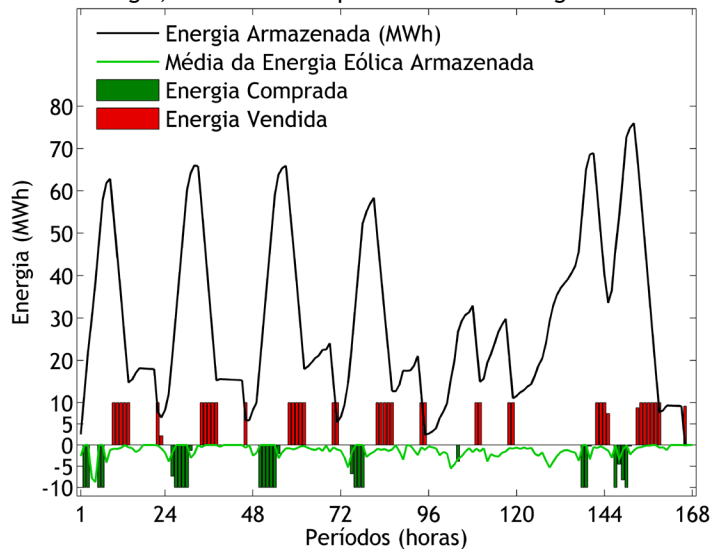


Figura 4.13 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia eólica armazenada (168h).

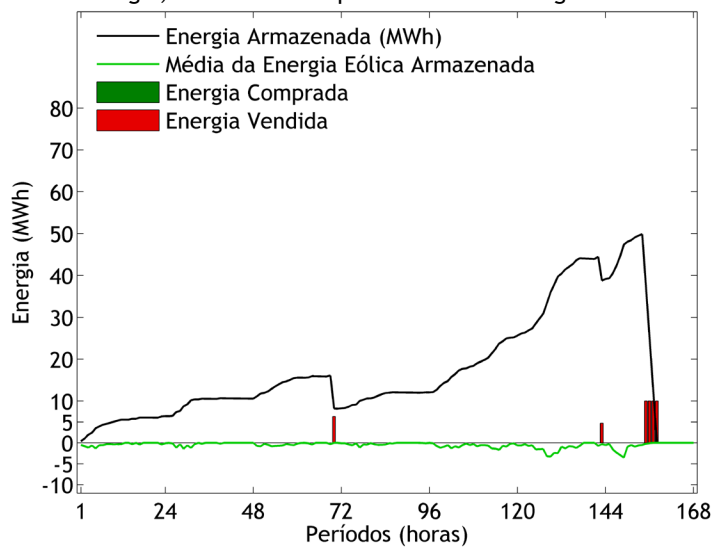


Figura 4.14 - Nível de energia, ofertas de compra e venda de energia eólica armazenada (168h).

Na Tabela 4.3 e na Tabela 4.4 são apresentados os principais resultados do estudo do modelo, de notar que o modelo eólico adapta a sua licitação ao mercado, de modo a otimizar o lucro do conjunto, em que nas situações onde os parâmetros do sistema hídrico reversível sejam favoráveis ao aproveitamento de energia, o modelo eólico vai efetuar uma menor licitação (de modo a aumentar os desvios positivos) ao mercado. Essa menor licitação traduz-se num lucro menor para a oferta do modelo eólico mas verifica-se um maior lucro da oferta do sistema hídrico, devido ao excesso de energia eólica que é armazenada.

Na oferta ao mercado por parte do modelo hídrico reversível, verifica-se o mesmo comportamento que foi verificado no modelo aquando do estudo individual, em que a principal diferença é que neste caso o modelo para armazenar energia, avalia também a quantidade dos desvios positivos gerados pelo sistema eólico num dado período e o preço a subir do mercado nesse mesmo período, para além do preço de mercado. O modelo avalia se os parâmetros do sistema hídrico reversível são mais favoráveis do que vender o excesso de energia ao mercado com o preço a subir nesse período, e por isso se verificar uma maior transferência de energia quando os parâmetros são melhores.

Tabela 4.3 - Resultados do modelo eólico-hídrico (eólico) para 168 horas.

$c^h$ [€/MWh]	$\eta^h$	$lostp$	$PFW$ [€]	Custos [€]	Desvio Positivo [MW]	Desvio Positivo Real [MW]	Desvio Negativo [MW]	$\sigma$ [€]	Licitação Total [MW]
0		0,001	153701,90	78718,00	1440,70	1342,60	-1412,30	360,43	4812,80
		0,8 0,003	154330,64	78718,00	1417,90	1338,10	-1434,20	357,60	4857,50
		0,005	154857,36	78718,00	1399,90	1336,30	-1452,20	355,15	4893,60
		0,9 0,003	149935,91	78718,00	1555,30	1371,00	-1367,70	371,22	4653,60
		0,99 0,005	147232,34	78718,00	1617,20	1394,10	-1371,60	357,95	4995,60
1		0,8 0,001	154231,52	78718,00	1430,30	1347,00	-1419,50	358,06	4830,40
		0,001	149463,11	78718,00	1574,60	1374,60	-1339,60	375,81	4604,30
		0,9 0,003	150211,73	78718,00	1550,40	1368,80	-1353,30	371,03	4644,20
		0,005	150884,65	78718,00	1545,40	1380,70	-1358,80	368,15	4654,70
		0,99 0,005	147733,85	78718,00	1623,60	1404,00	-1367,40	361,50	4585,10
2,5		0,8 0,001	155070,79	78718,00	1408,50	1350,20	-1438,70	354,12	4871,40
		0,9 0,003	151589,81	78718,00	1524,70	1373,80	-1358,50	368,00	4675,00
		0,99 0,003	148668,36	78718,00	1586,90	1380,50	-1366,80	368,03	4621,20
5		0,9 0,003	154143,98	78718,00	1423,40	1338,80	-1430,80	358,25	4848,60
		0,99 0,001	150073,68	78718,00	1540,80	1359,70	-1372,10	371,56	4672,50
10		0,8 0,003	156605,92	78718,00	1282,40	1279,30	-1566,80	347,77	5125,60
		0,9 0,003	156202,85	78718,00	1327,10	1306,40	-1524,50	349,26	5038,70
		0,99 0,001	153949,15	78718,00	1430,90	1339,90	-1419,20	358,92	4829,50

Tabela 4.4 - Resultados do modelo eólico-hídrico (hídrico) para 168 horas.

$c^h$ [€/MWh]	$\eta^h$	$lostp$	$PFH$ [€]	$c_p^h$ [€]	$disch_p$ [MW]	$pump_p$ [MW]	$ppw_{sc,p}^h$ [MW]	$tp_{sc,p}^h$ [MW]	$englevel_{sc,p}$ [MWh]	$losses_p^h$ [MWh]
0		0,001	3597,90	0,00	60,31	0,00	-98,12	-98,12	3109,00	3,10
		0,8	2761,70	0,00	46,43	0,00	-79,82	-79,82	1937,40	5,81
		0,005	2113,80	0,00	35,61	0,00	-63,60	-63,60	1272,80	6,36
		0,9	8792,70	0,00	268,67	-161,55	-184,29	-345,84	4244,20	12,73
		0,99	0,005	15306,00	0,00	627,05	-441,51	-223,11	-664,62	4918,80
1		0,8	2921,90	134,30	51,03	0,00	-83,27	83,27	2836,60	2,84
		0,9	9129,00	504,60	223,35	-81,29	-199,96	-281,25	4958,60	4,96
		0,003	7958,90	449,57	195,37	-72,64	-181,56	254,20	3900,50	11,70
		0,005	6962,90	402,60	172,63	-65,32	-164,65	-229,97	3032,80	15,16
		0,99	0,005	13618,00	1064,60	515,19	-329,78	-219,62	-549,40	4702,50
2,5		0,8	1912,30	235,14	35,68	0,00	-58,37	-58,37	2096,70	2,10
		0,9	6050,20	662,50	114,08	0,00	-150,92	150,92	3021,40	9,06
		0,99	0,003	11742,00	2145,90	417,53	-234,44	-206,38	-440,82	4889,80
5		0,9	2988,50	736,65	62,73	0,00	-84,60	-84,60	2143,80	6,43
		0,99	0,001	8951,00	3294,30	323,49	-154,30	-181,06	-335,37	5256,00
10		0,8	57,03	47,73	1,73	0,00	-3,05	-3,05	92,19	0,28
		0,9	546,98	356,19	14,92	0,00	-20,70	-20,70	685,16	2,06
		0,99	0,001	3325,40	1769,10	85,86	0,00	-91,05	-91,05	3416,90

# Capítulo 5

## Análise Comparativa dos Resultados

### 5.1 Introdução

Neste capítulo são apresentadas duas análises comparativas entre os modelos estudados individualmente e os modelos conjuntos, de modo a observar se a junção é ou não benéfica. O capítulo é dividido em duas partes onde em cada uma delas vai ser feita uma análise comparativa, a primeira compara os resultados obtidos individualmente pelo modelo eólico e o modelo de armazenamento de energia genérico com os resultados obtidos pela junção destes dois modelos. A segunda análise comparativa compara os resultados obtidos pelo modelo eólico e o modelo hídrico reversível individualmente com os resultados obtidos pela junção dos dois modelos. As duas análises comparativas apresentadas neste capítulo comparam os resultados das simulações apresentadas nos capítulos anteriores, por isso os dados de entradas são os mesmos dos apresentados no capítulo 3 e podem ser consultados na Tabela 3.1, na Tabela 3.4 e na Tabela 3.7. Os preços de mercado podem ser consultados na Figura 3.11 enquanto os dados da geração de energia eólica podem ser consultados na Figura 3.12, na Figura 3.14 e na Figura 3.15. As tabelas apresentadas neste capítulo, não contém os resultados para os mesmos conjuntos de parâmetros de entrada do capítulo 3, isto devido a uma maior complexidade dos modelos desenvolvidos, em especial devido a conexão existente entre os sistemas, ligação a qual faz com que o nível de energia passe também a depender dos cenários, o que torna a decisão a ser tomada pelo modelo mais demorada e difícil, o que faz com que aumente o tempo e o esforço computacional.

### 5.2 Análise Comparativa 1

Os modelos serão comparados para a melhor situação estudada para ambos modelos que neste caso é para o seguinte conjunto de parâmetros do sistema de armazenamento de energia genérico,  $c^{st} = 0 \text{ €/MWh}$ ,  $\eta^{st} = 0,9$  e  $lostp = 0,005$ . A Figura 5.1 apresenta as duas licitações (licitação eólica do modelo conjunto e a licitação eólica do modelo individual) efetuadas ao mercado de energia eólica, onde é possível verificar que a licitação ao mercado pela junção dos modelos é sempre igual ou menor que a licitação em separado, isto porque assim existe uma maior possibilidade de acontecerem desvios positivos, o sistema de armazenamento genérico não tem a capacidade de compensar os desvios negativos. Com uma menor oferta leva a que os desvios negativos sejam também menores, como pode ser verificado na Figura 5.2, uma consequência indireta da ligação existente entre os dois sistemas, onde esta situação permite reduzir as perdas económicas que advêm os desvios negativos.

Por outro lado, os desvios positivos são superiores na junção dos modelos, ainda como consequência de uma menor licitação, permitindo assim que exista um maior quantidade de energia que pode ser armazenada, é possível verificar que os desvios positivos finais podem ser maiores ou menores que os desvios positivos sem conexão física, mas os desvios positivos finais são sempre menores que os desvios positivos com conexão física, Figura 5.3. Na Figura 5.4 são apresentadas as ofertas de compra e venda de energia do modelo de armazenamento de energia (no modelo conjunto e no modelo individual), onde é possível verificar que o modelo conjunto compra menos energia ao mercado, mas ao mesmo tempo como o custo de produção de energia eólica é menor consegue aproveitar variações de preços menores para obter lucro, com o excesso de energia eólica que é aproveitada. Na Figura 5.5 são perceptíveis mais três momentos nos quais o modelo conjunto aproveita variações de preço, em relação ao modelo individual.

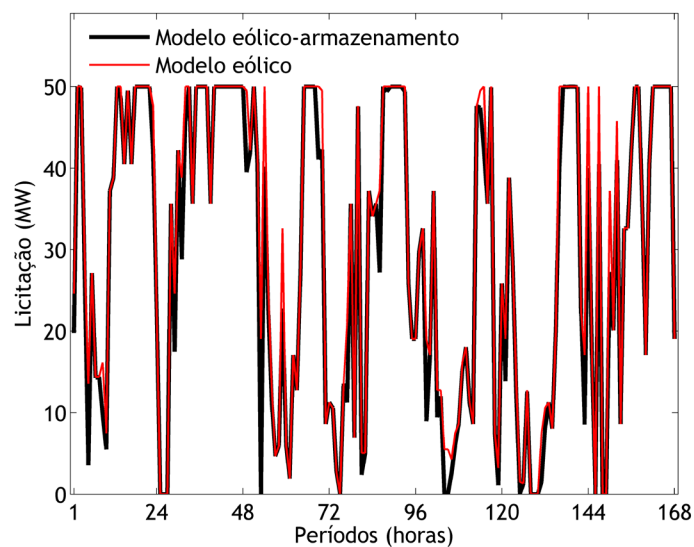


Figura 5.1 - Comparação das ofertas de energia eólica ao mercado (AC1).

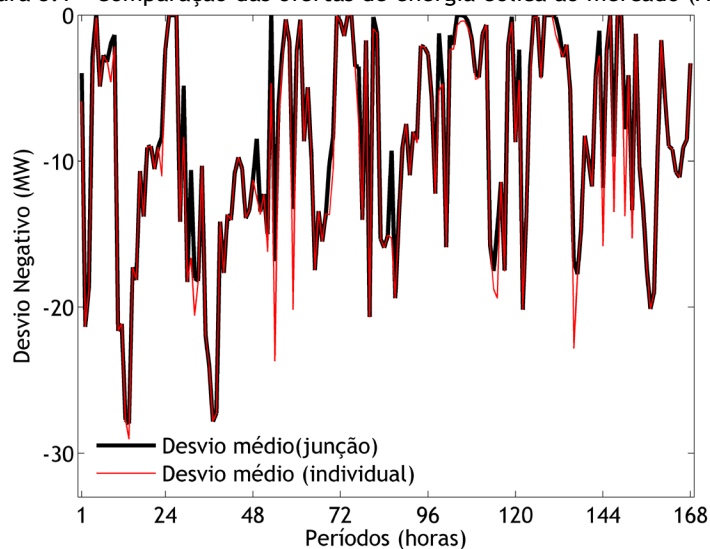


Figura 5.2 - Comparação dos desvios negativos (AC1).

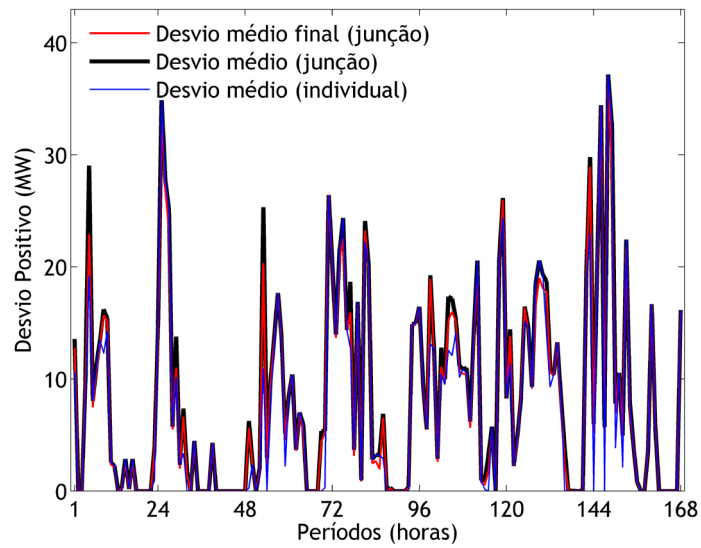


Figura 5.3 - Comparação dos desvios positivos (AC1).

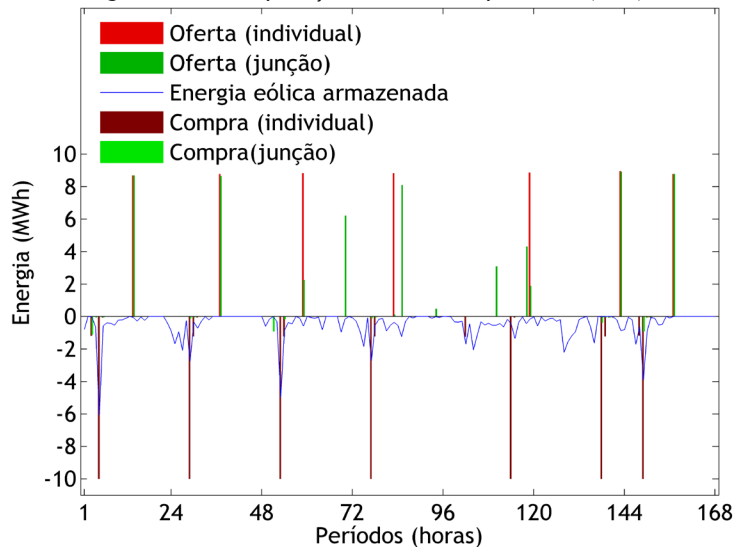


Figura 5.4 - Comparação de oferta e compra de energia, energia eólica armazenada (AC1).

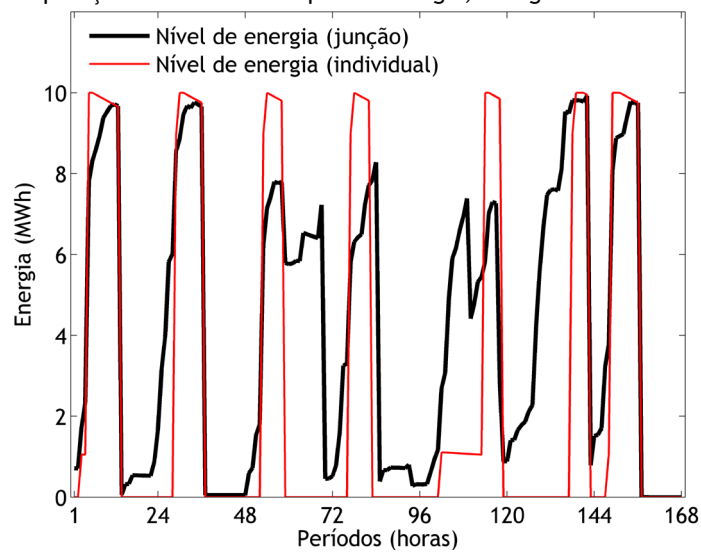


Figura 5.5 - Comparação do nível de energia (AC1).

Nas três tabelas seguintes, são apresentados os principais resultados. Na Tabela 5.1 são apresentados os resultados do modelo eólico, onde é possível verificar a diminuição da licitação de energia eólica no modelo conjunto, como dito anteriormente, com isso também uma diminuição dos desvios negativos e um aumento dos desvios positivos.

Na Tabela 5.2 são mostrados os resultados do modelo de armazenamento de energia, um aspeto positivo a verificar é que modelo conjunto rentabiliza o sistema, mesmo para conjunto de parâmetros que com o modelo individual não tomava qualquer decisão.

Na Tabela 5.3 são comparados os lucros obtidos pelas simulações do modelo conjunto e dos modelos em separado, e é apresentada a diferença (lucro do modelo conjunto menos a soma dos lucros dos modelos em separado) dos lucros obtidos entre ambas as situações. De verificar, que para os casos em que existe armazenamento do excesso da energia eólica, o lucro da oferta eólica no modelo conjunto é sempre menor do que no modelo individual, mas em contrapartida o lucro da oferta do sistema de armazenamento de energia no modelo conjunto é sempre maior, e conseqüentemente o lucro final é também maior do que no estudo dos modelos em separado. Nestes casos as perdas de energia e o custo marginal de armazenamento são menores do que as possíveis variações do preço de mercado ao longo das horas. Mas contudo existem alguns conjuntos de características em que as diferenças de preços não são suficientemente vantajosas e por isso não existe diferença entre o modelo conjunto e o modelo individual.

Tabela 5.1 - Comparação dos resultados obtidos pelo sistema eólico nos modelos em conjunto e em separado (AC1).

$c^{st}$ [€/MWh]	$\eta^{st}$	$lostp$	PFW [€]	Custos [€]	Desvio Positivo [MW]	Desvio Positivo Real [MW]	Desvio Negativo [MW]	$\sigma$ [€]	Licitação Total [MW]
Individual			156661,70	78718,00	1277,60	1277,60	-1573,30	347,52	5136,90
0	0,8	0,003	156003,99	78718,00	1334,70	1309,40	-1516,40	349,89	5022,90
	0,9	0,005	153947,02	78718,00	1430,40	1354,80	-1464,90	357,91	4875,70
1	0,8	0,001	156608,69	78718,00	1277,10	1275,20	-1571,60	347,59	5135,70
	0,9	0,003	154144,23	78718,00	1413,50	1344,90	-1481,30	356,77	4909,00
2,5	0,9	0,005	156561,00	78718,00	1279,40	1276,60	-1570,30	347,00	5132,10
5	0,99	0,001	154259,45	78718,00	1382,30	1329,00	-1537,00	356,17	4996,00
10	0,99	0,003	156511,48	78718,00	1282,50	1278,90	-1572,50	348,72	5131,10

Tabela 5.2 - Comparação dos resultados obtidos pelo sistema de armazenamento de energia genérico nos modelos em conjunto e em separado (AC1).

$c^{st}$ [€/MWh]	$\eta^{st}$	$lostp$	$PFS$ [€]	$cost$ [€]	$offer_p$ [MW]	$bid_p$ [MW]	$ppw_{sc,p}^{st}$ [MW]	$tp_{sc,p}^{st}$ [MW]	$englevel_p$ [MW]	$losses_p^{st}$ [MW]
0	0,8	0,003 (j)	882,81	0,00	14,79	0,00	-25,32	-25,32	590,15	1,77
		0,003 (i)	-	-	-	-	-	-	-	-
	0,9	0,005 (j)	3392,30	0,00	61,51	-4,17	-75,65	-79,82	700,16	3,50
		0,005 (i)	309,38	0,00	61,71	-78,84	-	-	477,73	2,39
1	0,9	0,003 (j)	2731,70	387,23	56,58	-2,56	-68,58	-71,14	387,23	1,16
		0,003 (i)	31,79	89,56	17,78	-22,44	-	-	89,56	0,45
2,5	0,9	0,001 (j)	224,92	48,20	4,74	0,00	-5,87	-5,87	224,92	48,20
		0,001 (i)	-	-	-	-	-	-	-	-
5	0,99	0,001 (j)	2489,90	290,82	62,06	-10,11	-53,27	63,98	58,16	0,06
		0,001 (i)	18,23	50,55	9,90	-10,11	-	-	10,11	0,01
10	0,99	0,005 (j)	152,43	16,62	3,60	0,00	-3,68	-3,68	1,66	0,01
		0,005 (i)	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabela 5.3 - Comparação dos lucros obtidos pelos modelos em conjunto e em separado (AC1).

$c^{st}$ [€/MWh]	$\eta^{st}$	$lostp$	Junção			Individual			Diferença de Lucros [€]
			Lucro Total [€]	$PFW$ [€]	$PFS$ [€]	Lucro Total [€]	$PFW$ [€]	$PFS$ [€]	
0	0,8	0,001	156944,00	156002,74	941,80	156661,67	156661,67	0,00	282,87
		0,003	156886,81	156003,99	882,81	156661,67	156661,67	0,00	225,14
		0,005	156841,63	156022,13	819,49	156661,67	156661,67	0,00	179,96
		0,005	157339,33	153947,02	3392,32	156971,00	156661,67	309,79	367,88
1	0,8	0,001	156662,00	156608,69	53,31	156661,67	156661,67	0,00	0,34
		0,003	156661,67	156661,67	0,00	156661,67	156661,67	0,00	0,00
		0,003	156875,00	154144,23	2731,71	156702,20	156661,67	40,54	173,74
		0,005	156839,00	154293,00	2545,43	156693,46	156661,67	31,79	145,93
2,5	0,9	0,001	156661,67	156661,57	0,00	156661,67	156661,67	0,00	0,00
		0,001	156664,73	156439,81	224,92	156661,67	156661,67	0,00	3,06
		0,005	156662,53	156561,36	101,18	156661,67	156661,67	0,00	0,86
5	0,99	0,001	156661,67	156661,67	0,00	156661,67	156661,67	0,00	0,00
		0,001	156749,34	154259,45	2489,89	156679,90	156661,67	18,23	69,44
10	0,99	0,001	156661,67	156661,67	0,00	156661,67	156661,67	0,00	0,00
		0,001	156664,01	156511,57	152,46	156661,67	156661,67	0,00	2,34
		0,003	156663,92	156511,48	152,45	156661,67	156661,67	0,00	2,26
		0,005	156663,84	156511,41	152,43	156661,67	156661,67	0,00	2,17

### 5.3 Análise Comparativa 2

As figuras apresentadas nesta análise comparativa são para o seguinte conjunto de parâmetros do sistema hídrico reversível,  $c^h = 1 \text{ €/MWh}$ ,  $\eta^h = 0,9$  e  $lostp = 0,003$ . A Figura 5.6 apresenta as licitações de energia eólica efetuadas pelos dois modelos (individual e conjunto) ao mercado, onde é possível verificar que a licitação ao mercado pela junção dos modelos é sempre igual ou menor que a licitação em separado, isto porque assim existe uma maior possibilidade de acontecerem desvios positivos.

Uma menor oferta leva também a menores desvios negativos, como pode ser verificado na Figura 5.7, uma consequência indireta da ligação existente entre os dois sistemas. Pelo lado contrário os desvios positivos são superiores na junção dos modelos, ainda como consequência de uma menor licitação, permitindo assim que exista uma maior quantidade de energia que pode ser aproveitada pelo sistema hídrico reversível, como pode ser visto na Figura 5.8, onde também é possível verificar que os desvios positivos finais podem ser maiores ou menores que os desvios positivos sem conexão física, mas os desvios positivos finais são sempre iguais ou menores que os desvios positivos com conexão física.

Na Figura 5.9 são apresentadas as ofertas de compra e venda de energia pelo modelo hídrico reversível (modelo conjunto e modelo individual), onde é possível verificar que o modelo conjunto compra menos quantidade de energia ao mercado, devido ao custo de produção da energia eólica ser menor que o preço do mercado e por isso essa energia é aproveitada pelo sistema hídrico reversível, os parâmetros do sistema hídrico reversível têm também de compensar este armazenamento de energia. Por outro lado a quantidade de energia vendida é maior no modelo conjunto em relação ao modelo individual, devido a energia eólica que é armazenada. São assim aproveitadas mais variações do preço de mercado com o objetivo de maximizar o lucro.

Na Figura 5.10 são mostrados os níveis de armazenamento, onde é possível verificar os momentos em que são aproveitados variações de preço extras como por exemplo perto do período 72, 96 e 120 em que o modelo conjunto vende energia ao mercado, e no modelo individual não realiza qualquer operação. De verificar também que as quantidades de energias armazenadas são diferentes, porque no modelo conjunto o nível não depende apenas do preço de mercado, mas também da energia que pode ser transferida do sistema eólico.

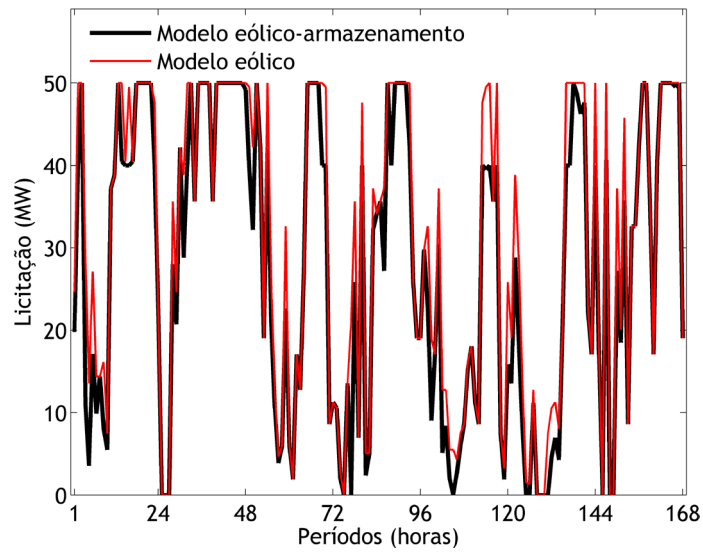


Figura 5.6 - Comparação das ofertas de energia eólica ao mercado (AC2).

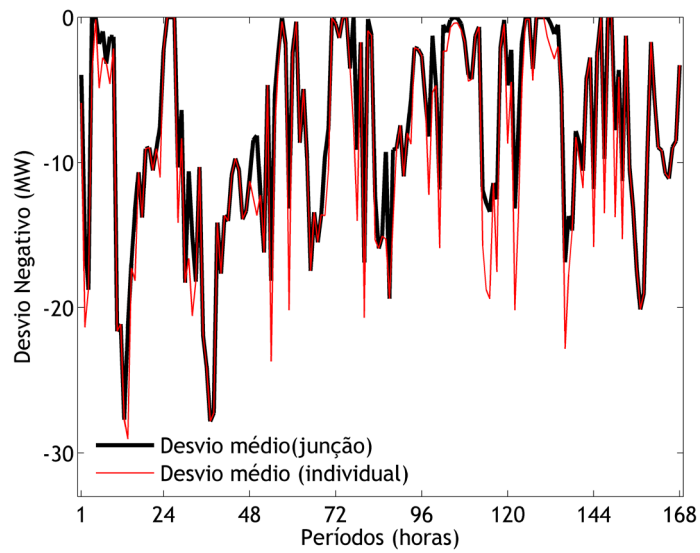


Figura 5.7 - Comparação entre os desvios negativos (AC2).

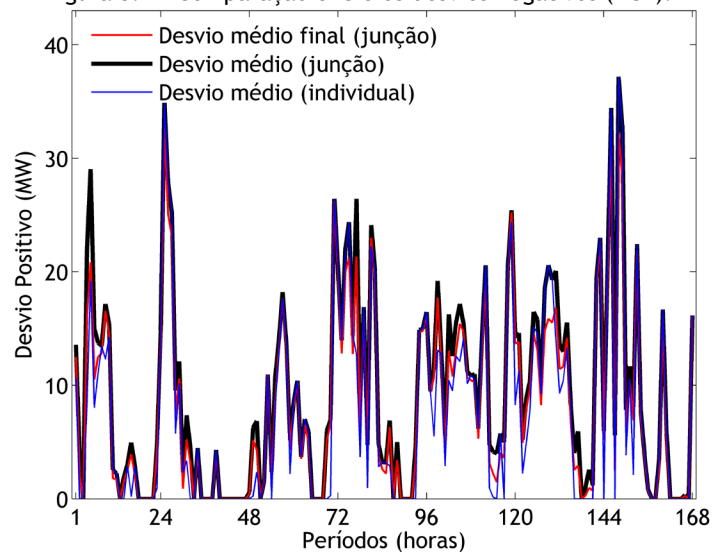


Figura 5.8 - Comparação entre os desvios positivos (AC2).

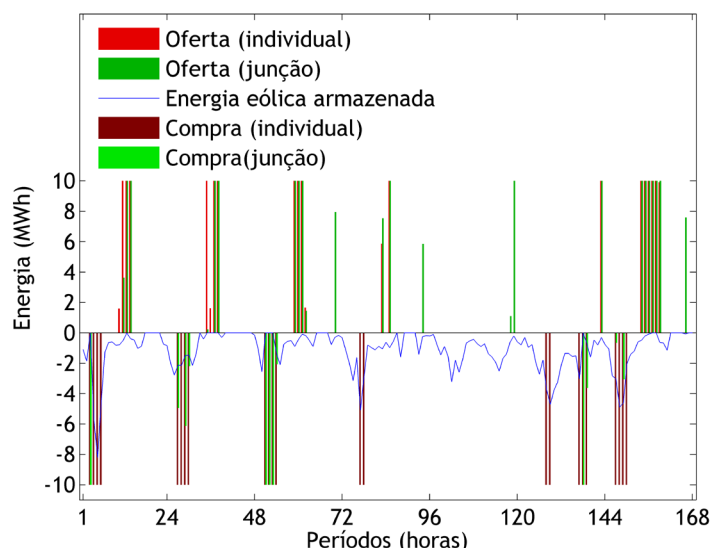


Figura 5.9 - Comparação de oferta, compra de energia e energia eólica armazenada (AC2).

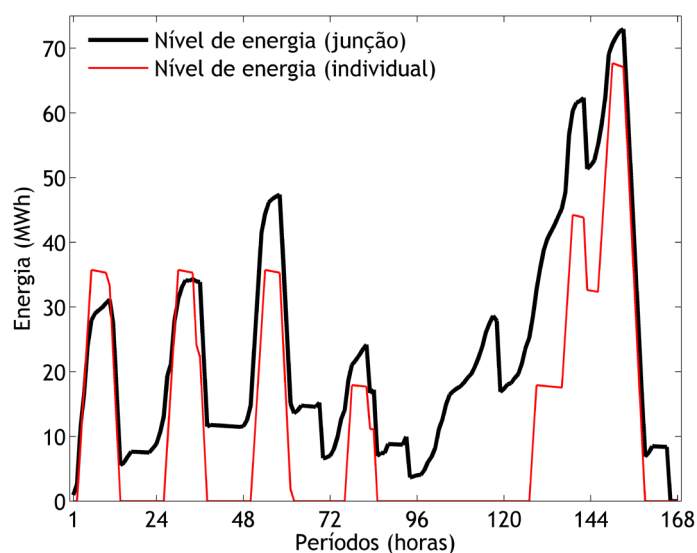


Figura 5.10 - Comparação do nível de energia armazenado (AC2).

Nas três tabelas seguintes, são apresentados os principais resultados. Na Tabela 5.4 são apresentados os resultados do modelo eólico, onde é possível verificar a diminuição da licitação do modelo conjunto, como dito anteriormente, com isto existe também uma diminuição dos desvios negativos e um aumento dos desvios positivos.

Na Tabela 5.5 são mostrados os resultados do modelo hídrico reversível, em que é verificado um aspeto positivo, o modelo conjunto rentabiliza o sistema hídrico reversível para conjuntos de parâmetros em que no modelo individual não eram rentabilizados.

Na Tabela 5.6 são comparados os lucros obtidos pelas simulações do modelo conjunto e a soma do modelo em separado, e é apresentada a diferença (lucro do modelo conjunto menos a soma dos lucros dos modelos em separado) dos lucros obtidos entre ambas as situações.

De realçar, que para os casos em que é benéfico o sistema hídrico reversível armazenar energia eólica, o lucro da oferta eólica no modelo conjunto é sempre menor do que no modelo individual, mas em recompensa o lucro da oferta do sistema hídrico reversível no modelo conjunto é superior a do modelo individual, o que leva a que o lucro final seja maior para o modelo conjunto em comparação a soma do lucro dos modelos individuais. De notar que num dos casos apresentados não existe diferença entre o modelo conjunto e o modelo individual, isto devido ao conjunto de parâmetros utilizado nesse caso levar a mais perdas tanto económicas como de energia do que a venda da energia eólica ao preço a subir do mercado.

Tabela 5.4 - Comparação dos resultados obtidos pelo sistema eólico nos modelos em conjuntos e em separado (AC2).

$c^h$ [€/MWh]	$\eta^h$	$lostp$	PFW [€]	Custos [€]	Desvio Positivo [MW]	Desvio Positivo Real [MW]	Desvio Negativo [MW]	$\sigma$ [€]	Licitação Total [MW]
Individual			156661,70	78718	1277,60	1277,60	-1573,30	347,52	5136,90
0	0,8	0,001	153701,90	78718,00	1440,70	1342,60	-1412,30	360,43	4812,80
	0,8	0,003	154330,64	78718,00	1417,90	1338,10	-1434,20	357,60	4857,50
	0,8	0,005	154857,36	78718,00	1399,90	1336,30	-1452,20	355,15	4893,60
	0,9	0,003	149935,91	78718,00	1555,30	1371,00	-1367,70	371,22	4653,60
	0,99	0,005	147232,34	78718,00	1617,20	1394,10	-1371,60	357,95	4995,60
1	0,8	0,001	154231,52	78718,00	1430,30	1347,00	-1419,50	358,06	4830,40
	0,8	0,001	149463,11	78718,00	1574,60	1374,60	-1339,60	375,81	4604,30
	0,9	0,003	150211,73	78718,00	1550,40	1368,80	-1353,30	371,03	4644,20
	0,9	0,005	150884,65	78718,00	1545,40	1380,70	-1358,80	368,15	4654,70
2,5	0,99	0,005	161351,45	78718,00	1623,60	1404,00	-1367,40	361,50	4585,10
	0,8	0,001	155070,79	78718,00	1408,50	1350,20	-1438,70	354,12	4871,40
	0,9	0,003	151589,81	78718,00	1524,70	1373,80	-1358,50	368,00	4675,00
5	0,99	0,003	148668,36	78718,00	1586,90	1380,50	-1366,80	368,03	4621,20
	0,9	0,003	154143,98	78718,00	1423,40	1338,80	-1430,80	358,25	4848,60
10	0,99	0,001	150073,68	78718,00	1540,80	1359,70	-1372,10	371,56	4672,50
	0,8	0,003	156605,92	78718,00	1282,40	1279,30	-1566,80	347,77	5125,60
	0,9	0,003	156202,85	78718,00	1327,10	1306,40	-1524,50	349,26	5038,70
	0,99	0,001	153949,15	78718,00	1430,90	1339,90	-1419,20	358,92	4829,50

Tabela 5.5 - Comparação dos resultados obtidos pelo sistema hídrico reversível nos modelos em conjunto e em separado (AC2).

$c^h$ [€/MWh]	$\eta^h$	lostp	PFH [€]	$c_p^h$ [€]	disch <sub>p</sub> [MW]	pump <sub>p</sub> [MW]	ppw <sup>h</sup> <sub>sc,p</sub> [MW]	tp <sup>h</sup> <sub>sc,p</sub> [MW]	nível de energia [MWh]	perdas [MWh]
0	0,8	0,003 (j)	2761,70	0,00	46,43	0,00	-79,82	-79,82	1937,40	5,81
		0,003 (i)	-	-	-	-	-	-	-	-
	0,9	0,003 (j)	8792,70	0,00	268,67	-161,55	-184,29	-345,84	4244,20	12,73
		0,003 (i)	1117,60	0,00	261,56	-334,21	-	-	3391,90	10,18
	0,99	0,005 (j)	15306,00	0,00	627,05	-441,51	-223,11	-664,62	4918,80	24,59
		0,005 (i)	4940,10	0,00	640,10	-677,13	-	-	4759,40	23,80
1	0,9	0,003 (j)	7958,90	449,57	195,37	-72,64	-181,56	254,20	3900,50	11,70
		0,003 (i)	590,56	410,68	180,68	-230,00	-	-	2082,70	6,25
	0,99	0,005 (j)	13618,00	1064,60	515,19	-329,78	-219,62	-549,40	4702,50	23,51
		0,005 (i)	3737,60	1078,80	523,01	-55,83	-	-	4396,20	21,98
2,5	0,9	0,003 (j)	6050,20	662,50	114,08	0,00	-150,92	150,92	3021,40	9,06
		0,003 (i)	108,58	462,58	81,60	-103,43	-	-	805,88	2,42
	0,99	0,003 (j)	11742,00	2145,90	417,53	-234,44	-206,38	-440,82	4889,80	14,67
		0,003 (i)	2771,30	2135,70	416,36	-437,93	-	-	4327,40	12,98
5	0,99	0,001 (j)	8951,00	3294,30	323,49	-154,30	-181,06	-335,37	5256,00	5,26
		0,001 (i)	1339,40	3279,80	322,56	-333,40	-	-	4243,80	4,24
10	0,99	0,001 (j)	3325,40	1769,10	85,86	0,00	-91,05	-91,05	3416,90	3,42
		0,001 (i)	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabela 5.6 - Comparação dos lucros obtidos pelos modelos em conjunto e em separado (AC2).

$c^h$ [€/MWh]	$\eta^h$	lostp	Junção			Individual			Diferença de Lucros [€]
			Lucro Total [€]	PFW [€]	PFH [€]	Lucro Total [€]	PFW [€]	PFH [€]	
0	0,8	0,001	157299,84	153701,90	3597,94	156661,67	156661,67	0,00	638,17
		0,003	157092,30	154330,63	2761,67	156661,67	156661,67	0,00	430,63
	0,9	0,005	156971,16	154857,36	2113,80	156661,67	156661,67	0,00	309,49
		0,003	158728,65	149935,91	8792,74	157779,30	156661,67	1117,63	949,36
	0,99	0,005	162537,86	147232,34	15305,52	161601,81	156661,67	4940,14	936,05
		0,001	157153,41	154231,52	2921,89	156661,67	156661,67	0,00	491,74
1	0,001	0,001	158592,12	149463,11	9129,02	157539,54	156661,67	877,87	1052,58
		0,003	158170,59	150211,73	7958,87	157252,22	156661,67	590,56	918,37
	0,9	0,005	157847,56	150884,65	6962,92	157074,00	156661,67	412,41	773,49
		0,005	161351,45	147733,85	13617,60	160399,23	156661,67	3737,56	952,22
	2,5	0,8	0,003	156863,41	155619,31	1244,10	156661,67	156661,67	0,00
0,9		0,003	157640,02	151589,81	6050,21	156770,25	156661,67	108,58	869,78
		0,003	160409,91	148668,36	11741,55	159433,01	156661,67	2771,34	976,90
5	0,9	0,003	157132,46	154143,98	2988,48	156661,67	156661,67	0,00	470,79
	0,99	0,003	159024,67	150073,68	8950,99	158001,11	156661,67	1339,44	1023,56
10	0,8	0,003	156662,95	156605,92	57,03	156661,67	156661,67	0,00	1,28
		0,005	156661,67	156661,67	0,00	156661,67	156661,67	0,00	0,00
	0,9	0,003	156749,83	156202,85	546,98	156661,67	156661,67	0,00	88,16
		0,001	157274,55	153949,00	3325,40	156661,67	156661,67	0,00	612,88

# Capítulo 6

## Conclusões e Trabalhos Futuros

Com a reformulação dos mercados de eletricidade os produtores de eletricidade especialmente os produtores de energia a partir de fontes renováveis estão obrigados a encontrar novas soluções para se tornarem competitivos nos mercados de eletricidade e conseguirem aumentar os seus rendimentos. Devido a liberalização dos mercados estes tornaram-se mais competitivos, o que obriga a um maior eficiência na gestão e operação dos recursos existentes, recorrendo-se para isso a ferramentas de apoio à decisão especialmente computacionais. Um dos grandes problemas das fontes de energia renováveis é a sua intermitência e por isso é de grande interesse o estudo de soluções para aumentar a sua integração no mercado de eletricidade. Uma das soluções mais utilizadas é através da utilização de sistemas de armazenamento de energia. A dissertação apresenta o estudo do comportamento de licitação de três tecnologias distintas ao mercado. É também estudado a incorporação de uma tecnologia de armazenamento de energia como auxílio a um sistema eólico. Os estudos consistem na junção de uma tecnologia de energia eólica com um sistema de armazenamento de energia genérico e posteriormente num caso mais concreto com o auxílio de uma central hídrica reversível. Foi necessário a implementação de algumas simplificações, como por exemplo, não são considerados os custos de arranque e paragem da central hídrica, não se procedeu a linearização do comportamento da turbina hídrica, entre outros.

### 6.1 Conclusões

Assim é são de destacar os seguintes pontos como as principais conclusões da realização desta dissertação:

1. Os sistemas de armazenamento de energia podem ser utilizados de modo a obter benefícios económicos aproveitando as variações dos preços no mercado de eletricidade, tanto para curtos períodos temporais, como para períodos temporais maiores.
2. Os lucros obtidos pelos sistemas de armazenamento variam com as características do sistema de armazenamento de energia utilizado e com o horizonte temporal utilizado, pela dependência direta que apresentam em relação ao preço de mercado.
3. O modelo conjunto modifica a sua licitação ao mercado de modo a conseguir aumentar os lucros obtidos, os pontos principais são em que o sistema eólico diminui a sua licitação ao mercado com o objetivo de aumentar a quantidade de desvios positivos e com isso também diminui os desvios negativos, o que é benéfico para o lucro final do modelo conjunto.

4. O sistema de armazenamento aproveita o excesso de energia eólica produzida para armazená-la e posteriormente vender ao mercado a um preço superior.
5. A integração de um sistema de armazenamento de energia como auxiliar a produção de um sistema eólico é benéfica economicamente para todo o conjunto.

## 6.2 Trabalhos Futuros

Com a realização desta dissertação, foram adquiridos novos conhecimentos acerca dos temas tratados nesta dissertação como dos temas adjacentes a sua realização, juntando isso ao interesse pelo tema tratado, ao longo da realização foram surgindo novas ideias para a realização de novos trabalhos, alguns dos quais apresentados de seguida:

1. Aumentar a complexidade dos modelos de modo a obter um comportamento tanto quando possível semelhante ao seu comportamento real.
2. Aplicar o sistema de armazenamento genérico a uma outra tecnologia concreta e estudar o seu comportamento relativo as restrições apresentadas por essa tecnologia.
3. Aplicar o estudo da sinergia do modelo de armazenamento de energia e outra tecnologia para além da eólica, como por exemplo a energia fotovoltaica.
4. Proceder a junção de mais do que duas tecnologias, como por exemplo 3 tecnologias em que só uma delas é uma tecnologia de armazenamento de energia, ou então num caso que existam duas tecnologias de armazenamento mas com características distintas.
5. Utilização dos sistemas de armazenamento de energia para o aproveitamento do excesso de energia produzida por uma fonte de energia renovável e também compensar a falta de produção dos mesmos.

## 6.3 Trabalhos Resultantes desta Dissertação

Com o trabalho realizado nesta dissertação, até ao momento, resultaram três artigos científicos. O primeiro trabalho, *Optimal Generic Energy Storage System Offering in Day-Ahead Electricity Markets*, retrata o modelo de armazenamento genérico desenvolvido no capítulo 3 desta dissertação, o qual foi submetido a conferência *PowerTech Eindhoven 2015* e já foi aceite. O segundo foi um trabalho desenvolvido em paralelo com a realização desta dissertação, *Short-Term Trading for a Photovoltaic Power Producer in Electricity Markets*, o qual foi submetido e aceite pela *IEEE PES General Meeting* de 2015. Por fim, o terceiro trabalho, *Optimal Coordinated Wind and Generic Storage System Bidding in Electricity Markets*, retrata a junção entre o modelo eólico e o modelo de armazenamento de energia desenvolvido no capítulo 4 desta dissertação, o qual foi submetido a AUPEC (Australian Power Quality and Reliability Centre) 2015.

## Bibliografia

- [1] M. Prabavathi and R. Gnanadass, “Energy bidding strategies for restructured electricity market,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 64, pp. 956-966, 2015.
- [2] M. V. Guedes, “Ezequiel de Campos e o Conceito de Rede Eléctrica Nacional,” *Electricidade*, vol. 350, pp. 355-364, 1997.
- [3] “Mibel.” [Online]. Available: <http://www.mibel.com>. [Accessed: 27-May-2015].
- [4] G. Knezevic, K. Fekete, and S. Nikolovski, “Applying agent-based modeling to Electricity Market simulation,” *MIPRO, 2010 Proc. 33rd Int. Conv.*, 2010.
- [5] P. Gonçalves, “Análise Estatística dos Resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade no ano de 2011,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2012.
- [6] “OMIE.” [Online]. Available: <http://www.omie.es>. [Accessed: 27-May-2015].
- [7] “ERSE.” [Online]. Available: <http://www.erse.pt>. [Accessed: 27-May-2015].
- [8] “OMIClear.” [Online]. Available: <http://www.omiclear.pt/>. [Accessed: 27-May-2015].
- [9] J. T. Q. M. Gil, “Análise e Previsão da Evolução do Custo da Electricidade,” Instituto Superior Técnico, 2010.
- [10] Conselho de Reguladores do MIBEL, “Descrição do Funcionamento do MIBEL,” 2009.
- [11] C. Hiroux and M. Saguan, “Large-scale wind power in European electricity markets: Time for revisiting support schemes and market designs?,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 7, pp. 3135-3145, 2010.
- [12] C. Weber, “Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power systems,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 7, pp. 3155-3163, 2010.
- [13] J. P. T. Saraiva, J. L. P. P. da Silva, and M. T. P. de Leão, *Mercados de Electricidade - Regulação e Tarifação de Uso das Redes*. 2002.
- [14] “EUPHEMIA .” [Online]. Available: <http://energy.n-side.com/day-ahead/>. [Accessed: 06-Apr-2015].

- [15] G. Steeger, L. A. Barroso, and S. Rebennack, "Optimal bidding strategies for hydro-electric producers: A literature survey," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 4, pp. 1758-1766, 2014.
- [16] C. Klessmann, C. Nabe, and K. Burges, "Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks-A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK," *Energy Policy*, vol. 36, pp. 3646-3661, 2008.
- [17] "ENEOP - Eólicas de Portugal." [Online]. Available: <http://www.eneop.pt/>. [Accessed: 20-Feb-2015].
- [18] M. R. Islam, S. Mekhilef, and R. Saidur, "Progress and recent trends of wind energy technology," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 21, pp. 456-468, 2013.
- [19] "European Wind Atlas - WASP." [Online]. Available: <http://www.wasp.dk/Wind-Atlas/European-Wind-Atlas>. [Accessed: 27-Feb-2015].
- [20] A. A. Sánchez de la Nieta, J. Contreras, J. Muñoz, and M. O'Malley, "Modeling the Impact of a Wind Power Producer as a Price-Maker," *IEEE Trans. Power Syst.*, pp. 1-10, 2014.
- [21] J. M. Morales, A. J. Conejo, and J. Pérez-Ruiz, "Short-term trading for a wind power producer," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 554-564, 2010.
- [22] J. Dhillon, A. Kumar, and S. K. Singal, "Optimization methods applied for Wind-PSP operation and scheduling under deregulated market: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 682-700, 2014.
- [23] L. Baringo and A. J. Conejo, "Strategic offering for a wind power producer," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 4645-4654, 2013.
- [24] A. A. Sánchez de la Nieta, J. Contreras, and J. I. Muñoz, "Optimal coordinated wind-hydro bidding strategies in day-ahead markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 798-809, 2013.
- [25] K. W. Hedman and G. B. Sheblé, "Comparing hedging methods for wind power: Using pumped storage hydro units vs. options purchasing," *2006 9th Int. Conf. Probabilistic Methods Appl. to Power Syst. PMAPS*, 2006.

- [26] “Green Islands Azores Project.” [Online]. Available: <http://www.green-islands-azores.uac.pt/noticias/vernoticia.php?id=19>. [Accessed: 02-Mar-2015].
- [27] “Dados Técnicos - REN.” [Online]. Available: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt>. [Accessed: 02-Mar-2015].
- [28] “Renováveis - Ministerio do Ambiente Ordenamento do Território e Energia,” 2014.
- [29] “EWEA.” [Online]. Available: <http://www.ewea.org/statistics/european/>. [Accessed: 02-Mar-2015].
- [30] “Red Eléctrica de España.” [Online]. Available: <http://www.ree.es/es/>. [Accessed: 27-May-2015].
- [31] “GWEC.” [Online]. Available: <http://www.gwec.net/>. [Accessed: 02-Mar-2015].
- [32] E. D. Castronuovo and J. a P. Lopes, “On the optimization of the daily operation of a wind-hydro power plant,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1599-1606, 2004.
- [33] E. D. Castronuovo, J. Usaola, and R. Bessa, “An integrated approach for optimal coordination of wind power and hydro pumping storage,” *Wind Energy*, vol. 17, no. 6, pp. 829 - 852, 2014.
- [34] J. Matevosyan and L. Söder, “Minimization of imbalance cost trading wind power on the short-term power market,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 3, pp. 1396-1404, 2006.
- [35] Á. J. Duque, E. D. Castronuovo, I. Sánchez, and J. Usaola, “Optimal operation of a pumped-storage hydro plant that compensates the imbalances of a wind power producer,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 81, pp. 1767-1777, 2011.
- [36] H. M. I. Pousinho, V. M. F. Mendes, and J. P. S. Catalão, “A risk-averse optimization model for trading wind energy in a market environment under uncertainty,” *Energy*, vol. 36, no. 8, pp. 4935-4942, 2011.
- [37] R. a. Huggins, *Energy Storage*. Springer, 2010.
- [38] P. F. Ribeiro, B. K. Johnson, M. L. Crow, A. Arsoy, and Y. Liu, “Energy storage systems for advanced power applications,” *IEEE*, vol. 89, no. 12, pp. 1744-1756, 2001.

- [39] Petar J. Grbovic, *Ultra-Capacitors in Power Conversion Systems*. 2014.
- [40] P. Medina, a. W. Bizuayehu, J. P. S. Catalao, E. M. G. Rodrigues, and J. Contreras, "Electrical Energy Storage Systems: Technologies' State-of-the-Art, Techno-economic Benefits and Applications Analysis," *2014 47th Hawaii Int. Conf. Syst. Sci.*, pp. 2295-2304, 2014.
- [41] K. Zach, H. Auer, and G. Lettner, "Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy - Report summarizing the current Status , Role and Costs of Energy Storage Technologies," 2012.
- [42] "Energy Storage Association." [Online]. Available: <http://energystorage.org/>. [Accessed: 18-Feb-2015].
- [43] Joaquim Rodrigues Carneiro de Sá Couto, "Armazenamento de Energia," Faculdade de Energia da Universidade do Porto, 2012.
- [44] T. M. I. Mahlia, T. J. Saktisahdan, a. Jannifar, M. H. Hasan, and H. S. C. Matseelar, "A review of available methods and development on energy storage; Technology update," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 33, pp. 532-545, 2014.
- [45] International Electrotechnical Commission, "Electrical Energy Storage," 2009.
- [46] D. Pozo, J. Contreras, and E. Sauma, "Unit Commitment With Ideal and Generic Energy Storage Units," *IEEE Trans. Power Syst.*, pp. 1-11, 2014.
- [47] S. Rehman, L. M. Al-Hadhrami, and M. M. Alam, "Pumped hydro energy storage system: A technological review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 44, pp. 586-598, 2015.
- [48] João Bruno Barroso Pinto, "Valorização da produção hídrica reversível num contexto de crescente integração de energia eólica no sistema electroprodutor," Universidade Nova de Lisboa, 2011.
- [49] COBA and PROCESL, "Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH)," 2007.

- [50] G. Ardizzon, G. Cavazzini, and G. Pavesi, "A new generation of small hydro and pumped-hydro power plants: Advances and future challenges," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 31, pp. 746-761, 2014.
- [51] Ren 21, "Renewables 2014 Global Status Report," 2014.
- [52] "Hydropower." [Online]. Available: <http://www.worldenergy.org/data/resources/resource/hydropower/>. [Accessed: 06-Mar-2015].
- [53] "Alstom supplies generators for Austrian hydroelectric power plant." [Online]. Available: <http://www.pennenergy.com/articles/pennenergy/2014/03/alstom-supplies-generators-for-austrian-hydroelectric-power-plant.html>. [Accessed: 11-Apr-2015].
- [54] J. P. S. Catalão, H. M. I. Pousinho, and J. Contreras, "Optimal hydro scheduling and offering strategies considering price uncertainty and risk management," *Energy*, vol. 37, no. 1, pp. 237-244, 2012.
- [55] S. Niu and M. Insley, "On the economics of ramping rate restrictions at hydro power plants: Balancing profitability and environmental costs," *Energy Econ.*, vol. 39, no. 2, pp. 39-52, Sep. 2013.
- [56] A. Conejo and J. Arroyo, "Self-scheduling of a hydro producer in a pool-based electricity market," *IEE Power Syst.*, vol. 17, no. 4, pp. 1265-1272, 2002.
- [57] C. G. Baslis and A. G. Bakirtzis, "Mid-term stochastic scheduling of a price-maker hydro producer with pumped storage," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 4, pp. 1856-1865, 2011.
- [58] H. M. I. Pousinho, J. Contreras, and J. P. S. Catalao, "Operations planning of a hydro producer acting as a price-maker in an electricity market," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1-7, 2012.
- [59] S. E. Fleten and T. K. Kristoffersen, "Stochastic programming for optimizing bidding strategies of a Nordic hydropower producer," *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 181, pp. 916-928, 2007.

- [60] “MathWorks - MATLAB and Simulink for Technical Computing.” [Online]. Available: <http://www.mathworks.com/>. [Accessed: 27-May-2015].
- [61] “GAMS Home Page.” [Online]. Available: <http://www.gams.com/>. [Accessed: 27-May-2015].
- [62] “Omie - Resultados de Mercado.” [Online]. Available: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. [Accessed: 16-Mar-2015].
- [63] “REE - Desvíos Medidos.” [Online]. Available: <http://www.esios.ree.es/web-publica/>. [Accessed: 16-Mar-2015].
- [64] “Meteorología y climatología de Navarra.” [Online]. Available: <http://meteo.navarra.es/estaciones/mapadeestaciones.cfm#>. [Accessed: 11-May-2015].

# **ANEXOS**

### A.1 Principais Características das tecnologias de Armazenamento de Energia.

Tabela A.1.1 - Tabela comparativa entre as principais tecnologias de armazenamento, [40], [41], [43], [44], [45].

	Hídrica Reversível	Ar Comprimido	Volante de Inércia	Supercondutores Magnéticos	Supercondensadores	Hidrogénio	Baterias	Baterias de Fluxo	Energia Térmica
<b>Eficiência [%]</b>	65 - 85	40 - 70	80 - 95	80 - 95	90 - 95	20 - 40	60 - 90	60 - 88	<60
<b>Capacidade de Armazenamento [MWh]</b>	1 000 - 100 000	100 - 10 000	0,0052 - 5	<0,25	<3	0,00012 - 200	<40	0,1 - 120	1 000 - 100 000
<b>Potência [MW]</b>	100 - 2 000	20 - 1 000	0,1 - 20	0,001 - 100	<0,25	0,001 - 10 000	0,001 - 50	0,005 - 25	0,1 - 200
<b>Tempo de Resposta</b>	Segundos - minutos	Segundos - minutos	<1 hora	Segundos - 30 minutos	Segundos - minutos	Minutos - horas	2 - 20 horas	<1 hora	Horas
<b>Ciclos de Descarga [n°]</b>	20 000 - 50 000	10 000 - 30 000	100 000 - 10 000 000	10 000 - 100 000	10 000 - 100 000	10 000 - 100 000	100 - 10 000	1 000 - 13 000	-
<b>Tempo de vida útil [anos]</b>	30 - 50	30 - 40	20 - 30	20 - 40	8 - 15	5 - 10	2 - 15	10 - 20	-
<b>Maturidade da tecnologia</b>	Madura	Madura	Comercial	Madura	Comercial	Demonstração	-	Comercial	Madura
<b>Conhecimento da Carga</b>	Nível de água no reservatório superior	Medição da pressão	Medição da velocidade	Medição da corrente	Medição da tensão	Medição da quantidade de H <sub>2</sub>	Vários parâmetros	Vários parâmetros	-
<b>Densidade da Energia</b>	1 kWh/m <sup>3</sup> para queda de 360m	1 - 10 kWh/m <sup>3</sup>	1 - 5 Wh/kg	1 - 5 Wh/kg	10 - 60 Wh/kg	100 - 1 000	33(Pb) a 100(Lion) kWh/t	-	200 kW/m <sup>3</sup>

Aplicações de Potência	×	×	✓ ✓ ✓	✓ ✓ ✓	✓ ✓ ✓	✓	✓ ✓ ✓	✓ ✓	×
Aplicações de Energia	✓ ✓ ✓	✓ ✓ ✓	×	×	✓ ✓	×	✓ ✓	✓	✓ ✓ ✓
Aplicações de Transporte	×	×	✓	×	✓ ✓ ✓	✓ ✓ ✓	✓	×	
Custos de Investimento [€/Kw]	3 500 - 4 500	780 - 2350	1450 -5610	500 - 650	1950 - 3250	6000	300 - 3 000	900 - 1280	350 - 1 000
Custo de Operação e Manutenção [€/kW - ano]	5	4	10	10	2	30	15 - 20	-	-
Custo de Armazenamento [€/kWh]	120	150	3640	195 000	26 000	15	200 - 2 000	-	50

## B.1 Resultados do Modelo do Sistema de Armazenamento de Energia.

Tabela B.1.2 - Resultados do modelo do sistema de armazenamento de energia durante o período de 24 horas.

$c^{st}$ [€/MWh]	$\eta^{st}$	$lostp$	$PFS$ [€]	$cost$ [€]	$offer_p$ [MW]	$bid_p$ [MW]	$englevel_p$ [MWh]	$losses_p^{st}$ [MWh]
0	0,8	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,9	0,001	70,26	0,00	8,95	-11,15	91,81	0,09
		0,003	60,92	0,00	8,81	-11,19	91,23	0,27
		0,005	51,69	0,00	8,69	-11,23	90,73	0,45
	0,99	0,001	205,85	0,00	29,46	-30,18	120,30	0,12
		0,003	194,04	0,00	19,71	-20,45	110,47	0,33
		0,005	182,51	0,00	19,65	-20,61	110,46	0,55
1	0,8	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,9	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,99	0,001	111,19	79,77	19,79	-20,27	79,77	0,08
		0,003	103,76	69,74	19,80	-20,41	69,74	0,21
		0,005	96,89	69,70	19,80	-20,55	69,70	0,35
2,5	0,8	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,9	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,99	0,001	21,23	75,28	9,90	-10,13	30,11	0,03
		0,003	18,40	75,33	9,90	-10,19	30,13	0,09
		0,005	15,58	75,38	9,90	-10,25	30,15	0,15
5	0,8	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,9	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,99	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,8	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,9	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,99	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela B.1.3 - Resultados do modelo do sistema de armazenamento de energia durante o período de 168 horas.

$c^{st}$ [€/MWh]	$\eta^{st}$	$lostp$	$PFS$ [€]	$cost$ [€]	$offer_p$ [MW]	$bid_p$ [MW]	$englevel_p$ [MWh]	$losses_p^{st}$ [MWh]
0	0,8	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,9	0,001	431,02	0,00	62,62	-78,15	748,75	0,75
		0,003	363,49	0,00	62,14	-78,76	612,53	1,84
		0,005	309,38	0,00	61,71	-78,84	477,73	2,39
	0,99	0,001	1391,00	0,00	148,12	-151,94	800,22	0,80
		0,003	1316,60	0,00	138,16	-143,17	729,92	2,19
		0,005	1245,80	0,00	137,96	-144,29	698,87	3,49
1	0,8	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,9	0,001	50,07	170,69	34,08	-42,27	170,69	0,17
		0,003	40,54	89,73	17,87	-22,36	89,73	0,27
		0,005	31,79	89,56	17,78	-22,44	89,56	0,45
	0,99	0,001	772,77	459,60	128,64	-131,72	459,60	0,46
		0,003	728,03	439,03	128,55	-132,49	439,43	1,32
		0,005	685,92	399,81	128,36	-132,98	399,81	2,00
2,5	0,8	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,9	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,99	0,001	275,20	599,03	88,95	-91,00	239,61	0,24
		0,003	252,30	596,89	88,57	-91,09	238,76	0,72
		0,005	231,47	522,64	78,76	-81,41	209,06	1,05
5	0,8	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,9	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,99	0,001	18,23	50,55	9,90	-10,11	10,11	0,01
		0,003	17,25	50,65	9,90	-10,13	10,13	0,03
		0,005	16,29	49,25	9,75	-10,00	9,85	0,05
10	0,8	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,9	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,99	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

## B.2 Resultados do Modelo Hídrico Reversível.

Tabela B.2.4 - Resultados do modelo hídrico reversível durante o período de 24 horas.

$c^h$ [€/MWh]	$\eta^h$	$lostp$	$PFH$ [€]	$c_p^h$ (€)	$disch_p$ [MW]	$pump_p$ [MW]	$levelsup_p$ [MWh]	$losses_p^h$ [MWh]	
0	0,8	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	0,9	0,001	226,74	0,00	40,05	-50,00	503,25	0,50	
		0,003	185,34	0,00	39,48	-50,00	377,92	1,13	
		0,005	147,15	0,00	38,81	-50,00	375,47	1,88	
		0,001	929,55	0,00	100,00	-102,79	755,67	0,76	
	0,99	0,003	850,57	0,00	100,00	-104,29	746,59	2,24	
		0,005	776,36	0,00	90,00	-95,32	691,33	3,46	
		0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
1	0,8	0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		0,001	136,69	90,05	40,05	-50,00	503,25	0,50	
	0,9	0,003	99,73	71,60	31,60	-40,00	298,12	0,89	
		0,005	70,06	71,07	31,07	-40,00	296,45	1,48	
		0,001	757,68	157,59	77,59	-80,00	827,48	0,83	
		0,003	671,58	164,05	80,00	-84,05	799,23	2,40	
	0,005	593,28	174,94	84,94	-90,00	660,28	3,30		
	2,5	0,8	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
			0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,005			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
0,9		0,001	31,48	112,32	20,00	-24,93	212,00	0,21	
		0,003	11,86	89,35	15,74	-20,00	170,68	0,51	
		0,005	2,78	44,36	7,74	-10,00	79,01	0,40	
		0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
0,99		0,001	524,97	355,51	70,00	-72,20	773,66	0,77	
		0,003	446,95	341,16	66,46	-70,00	722,01	2,17	
		0,005	384,41	290,41	56,32	-60,00	501,36	2,51	
5	0,8	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	0,9	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		0,001	216,24	492,46	48,49	-50,00	517,38	0,52	
	0,99	0,003	165,21	487,78	47,56	-50,00	488,18	1,46	
		0,005	129,26	412,52	40,00	-42,51	335,10	1,68	
		0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
10	0,8	0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	0,9	0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	0,99	0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Tabela B.2.5 - Resultados do modelo hídrico reversível durante o período de 168 horas.

$c^h$ [€/MWh]	$\eta^h$	$lostp$	$PFH$ [€]	$c_p^h$ (€)	$disch_p$ [MW]	$pump_p$ [MW]	$levelsup_p$ [MWh]	$losses_p^h$ [MWh]
0	0,8	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,9	0,001	1486,20	0,00	289,97	-362,59	4142,00	4,14
		0,003	1117,60	0,00	261,56	-334,21	3391,90	10,18
		0,005	834,43	0,00	218,77	-282,82	2293,20	11,47
	0,99	0,001	6014,70	0,00	658,45	-677,75	5871,60	5,87
		0,003	5452,10	0,00	653,34	-682,87	5369,40	16,11
		0,005	4940,10	0,00	640,10	-677,13	4759,40	23,80
1	0,8	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,9	0,001	877,87	553,50	245,91	-307,59	3597,20	3,60
		0,003	590,56	410,68	180,68	-230,00	2082,70	6,25
		0,005	412,41	369,68	161,24	-208,44	1689,80	8,45
	0,99	0,001	4790,10	1135,90	559,32	-576,57	5831,50	5,83
		0,003	4233,60	1107,20	540,09	-567,15	5310,20	15,93
		0,005	3737,60	1078,80	523,01	-55,83	4396,20	21,98
2,5	0,8	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,9	0,001	235,32	853,28	151,48	-189,83	2533,30	2,53
		0,003	108,58	462,58	81,60	-103,43	805,88	2,42
		0,005	52,84	278,64	48,81	-62,64	429,20	2,15
	0,99	0,01	5,18	88,34	15,34	-20,00	95,84	0,96
		0,001	3262,30	2271,90	447,06	-461,70	5504,60	5,50
		0,003	2771,30	2135,70	416,36	-437,93	4327,40	12,98
		0,005	2375,90	1945,00	376,23	-401,76	3541,00	17,71
5	0,8	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,9	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,99	0,001	1339,40	3279,80	322,56	-333,40	4243,80	4,24
		0,003	978,75	2850,10	277,48	-292,55	3113,20	9,34
		0,005	731,68	2354,60	228,41	-242,50	1873,20	9,37
10	0,8	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,9	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,99	0,001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00