



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação



O Papel da Geração Hídrica Reversível na Integração da Energia Eólica em Ambiente de Mercado

FÁBIO EMANUEL ROSA TEIXEIRA
(Licenciado em Engenharia Elétrica e Eletrónica)

Dissertação de Mestrado para obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Eletrotécnica – ramo de Energia

Orientadores:

Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa
Professor Sérgio Miguel Redondo Faias

Júri:

Presidente: Professor Constantino Vital Sopa Soares

Vogais:

Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa
Professor Sérgio Miguel Redondo Faias
Professor João José Esteves Santana

Outubro de 2012



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área Departamental de Engenharia de Sistemas de Potência e Automação



O Papel da Geração Hídrica Reversível na Integração da Energia Eólica em Ambiente de Mercado

FÁBIO EMANUEL ROSA TEIXEIRA
(Licenciado em Engenharia Elétrica e Eletrónica)

Dissertação de Mestrado para obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Eletrotécnica – ramo de Energia

Orientadores:

Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa
Professor Sérgio Miguel Redondo Faias

Júri:

Presidente: Professor Constantino Vital Sopa Soares

Vogais:

Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa
Professor Sérgio Miguel Redondo Faias
Professor João José Esteves Santana

Outubro de 2012

“Nothing is particularly hard if you divide it into small jobs.”

Nada é particularmente difícil se for dividido em pequenas tarefas.

(Henry Ford)

Agradecimentos

Esta dissertação é o resultado de um percurso não só académico como também pessoal, pelo que agradeço de antemão a todos que, de alguma forma, passaram pela minha vida e contribuíram para a construção de quem sou hoje.

Começo por agradecer aos orientadores desta dissertação, Professor Jorge de Sousa e Professor Sérgio Faias, por todo o apoio, disponibilidade, conhecimento transmitido e amizade, que tornaram menos árida e mais aliciante a sua elaboração.

Quero igualmente agradecer ao Engenheiro João Lagarto e ao Professor Victor Mendes, pela contribuição em alguns aspetos específicos desta dissertação.

Gostaria de agradecer com muito orgulho e carinho aos meus pais que além de garantirem a viabilização económica dos meus estudos, sempre me apoiaram em todos os momentos da minha vida, aos quais tenho uma dívida de gratidão eterna. À minha namorada, Joana, pelo amor, motivação constante, inspiração e paciência, sem os quais não teria sido possível chegar ao fim.

Por fim, mas não menos importante, agradeço a todos os meus colegas e amigos mais próximos, em especial ao Samuel Lourenço, que acompanharam-me durante todo este percurso académico e que contribuíram, sem dúvida, para o meu sucesso.

Resumo

A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, tal como as centrais eólicas, apresenta diferente disponibilidade ao longo do tempo. Por esse motivo, a crescente integração da energia eólica no sistema elétrico levanta questões operacionais importantes, tal como o equilíbrio entre a potência da geração e a potência do consumo, podendo em certos períodos, ocorrer fenómenos de excesso de geração.

Atualmente, as centrais hídricas reversíveis (CHR) têm sido vistas como uma solução para absorver esse excesso de geração, evitando-se assim, a necessidade de corte da geração eólica. Num contexto de mercado liberalizado, considerando-se que as CHR são tomadoras de preço, nos períodos de baixo consumo e elevada disponibilidade de vento, o baixo preço da energia elétrica dará incentivo para as CHR realizem bombagem, promovendo a integração da energia eólica. No entanto, se uma CHR apresentar poder de mercado, a sua estratégia de maximização do lucro pode levar a um perfil de bombagem e geração diferente, desviando-se do objetivo de maximizar a integração da energia eólica.

Neste sentido, o presente trabalho tem como objetivo estudar a influência do poder de mercado na operação de uma CHR inserida no mercado diário do mercado ibérico de eletricidade (MIBEL). Para tal, é desenvolvido um modelo de despacho em ambiente de mercado, sendo o poder de mercado da CHR modelado através de uma curva de procura residual inversa com elasticidade variável.

Os resultados obtidos evidenciam que o aumento do poder de mercado da CHR corresponde a uma diminuição do nível de energia armazenada e, portanto, a capacidade de integrar energia eólica pode ser consideravelmente reduzida. No entanto, quando a CHR pertence a uma empresa de geração que para além desta, possui também uma central de tecnologia diferente, tal como uma central térmica ou eólica, o seu comportamento pode inverter-se.

Palavras-Chave: Central hídrica reversível, integração de energia eólica, mercado diário, mercado ibérico de eletricidade, poder de mercado.

Abstract

The most renewable technologies, such as wind energy, generate electricity from natural resources, which vary their availability over time. Therefore, the increasing integration of larger amounts of wind energy into the power system raises important operation issues, such as the balance between power generation and power demand, where events of over-generation may occur.

Nowadays, the pumped storage hydro (PSH) units are increasingly seen as a solution to absorb that over-generation, avoiding the need for wind power curtailments. In a liberalized electricity market context, considering that the PSH units are price takers, in periods of lower demand and higher wind availability, lower electricity prices will incentive the PSH units to pump water, leading to an adequate integration of wind power. However, when a PSH unit has market power, its profit maximization strategy can lead to a pumping and generation profile that differs from the objective of maximizing the wind power integration.

In this regard, this work aims at studying the influence of the market power on the PSH unit behavior, integrated in the day-ahead electricity market of the Iberian electricity market (MIBEL). For that, it is developed a dispatch model in a market environment, where the market power of the PSH unit is modeled by a residual inverse demand function with a variable elasticity.

The results obtained show that increasing degrees of market power of the PSH unit corresponds to decreasing the levels of storage and, therefore, the capacity to integrate wind power is considerably reduced under these circumstances. However, when the PSH unit belongs to a generation company that also has a different technology power plant, such as thermal or wind, the situation may be reversed.

Keywords: Day-ahead electricity market, Iberian electricity market, market power, pumped storage hydro unit, wind integration.

Índice

Agradecimentos	iii
Resumo	v
Abstract.....	vii
Índice de figuras	xi
Índice de tabelas	xv
Lista de acrónimos.....	xvii
Lista de variáveis	xix
1. Introdução.....	1
1.1. Contexto e motivação	3
1.2. Centrais hídricas reversíveis	6
1.2.1. Evolução histórica	6
1.2.2. Aspectos tecnológicos	8
1.2.3. Impacte da sua utilização.....	10
1.2.4. O futuro da tecnologia	11
1.3. Modelização da operação de centrais hídricas reversíveis	12
1.4. Objetivos e estrutura da dissertação	22
2. Mercado Ibérico de Eletricidade.....	25
2.1. Evolução histórica	27
2.2. Fundamentos para a liberalização.....	28
2.2.1. Investimento excessivo na produção	29
2.2.2. Extinção das condições de monopólio natural	29
2.2.3. Motivações políticas	30
2.3. Estrutura do mercado elétrico.....	31
2.3.1. Mercado diário.....	33
2.3.2. Mercado intradiário	37

2.3.3. Mercado a prazo	38
2.3.4. Mercado de serviços de sistema	40
3. Modelo de Despacho em Ambiente de Mercado.....	45
3.1. Preço de equilíbrio do mercado diário.....	47
3.1.1. Influência da central hídrica reversível	47
3.1.2. Curva de procura residual inversa	51
3.2. Formulação matemática.....	58
3.3. Operação da central hídrica reversível	61
3.3.1. Condição para a realização de bombagem e geração	62
3.3.2. Quantidade de energia bombeada e gerada	66
3.4. Algoritmo de resolução	68
4. Casos de Estudo.....	71
4.1. Dados de entrada	73
4.2. Central hídrica reversível.....	80
4.3. Central hídrica reversível e central térmica	86
4.4. Central hídrica reversível e parque eólico	92
5. Conclusões e Desenvolvimento Futuro	101
5.1. Conclusões.....	103
5.2. Desenvolvimento futuro	107
Bibliografia.....	109
Apêndices	117
A. Dados de entrada.....	119
B. Artigo científico publicado na <i>9th International Conference on the European Energy Market – EEM12</i>	126

Índice de figuras

Figura 1.1: Distribuição da energia elétrica gerada por tipo de tecnologia em 2011.....	3
Figura 1.2: Esquema de uma central hídrica reversível	8
Figura 1.3: Tipos de centrais hídricas reversíveis	9
Figura 2.1: Redução da escala mínima eficiente (1) e expansão da procura (2).....	30
Figura 2.2: Curvas agregadas de oferta e procura.....	34
Figura 2.3: Processo de determinação do preço de equilíbrio do mercado diário para Portugal e Espanha	36
Figura 2.4: Estrutura por sessões do mercado intradiário do MIBEL.....	37
Figura 2.5: Energia de reserva de regulação utilizada pelo sistema a subir e a descer	44
Figura 3.1: Influência da CHR no preço de equilíbrio do mercado diário.....	48
Figura 3.2: Categorias de elasticidade da procura residual	50
Figura 3.3: Aproximação da curva de procura residual inversa a uma função sigmoide	51
Figura 3.4: Curva de procura residual inversa com aproximação à função sigmoide	56
Figura 3.5: Curva de procura residual inversa para diferentes graus de poder de mercado	57
Figura 3.6: Diagrama de blocos simplificado para a determinação do perfil ótimo de geração e bombagem da CHR	69
Figura 4.1: Preço de equilíbrio e energia casada sem a intervenção da empresa de geração – 7 a 13 de novembro de 2011	75
Figura 4.2: Declive das curvas de oferta, procura e procura residual inversa – 7 a 13 de novembro de 2011.....	75
Figura 4.3: Declive da curva de procura residual inversa (δ) – 7 a 13 de novembro de 2011	76
Figura 4.4: Elasticidade da procura residual – 7 a 13 de novembro de 2011.....	77
Figura 4.5: Preço de equilíbrio e energia casada sem a intervenção da empresa de geração – 11 de novembro de 2011	77
Figura 4.6: Elasticidade da procura residual – 11 de novembro de 2011	78

Figura 4.7: Preço de equilíbrio do mercado diário e geração eólica em Portugal – 7 a 13 de novembro de 2011.....	79
Figura 4.8: Preço de equilíbrio do mercado diário e geração eólica em Portugal – 11 de novembro de 2011	80
Figura 4.9: Energia bombeada e gerada pela CHR para diferentes graus de poder de mercado – 7 a 13 de novembro de 2011	81
Figura 4.10: Energia armazenada no reservatório superior da CHR para diferentes graus de poder de mercado – 7 a 13 de novembro de 2011.....	81
Figura 4.11: Energia bombeada e gerada pela CHR para diferentes graus de poder de mercado – 11 de novembro de 2011	82
Figura 4.12: Preço de equilíbrio para diferentes graus de poder de mercado, após intervenção da CHR – 11 de novembro de 2011	83
Figura 4.13: Energia total bombeada e lucro obtido para diferentes graus de poder de mercado.....	84
Figura 4.14: Lucro médio da energia vendida pela empresa de geração para diferentes graus de poder de mercado	85
Figura 4.15: Curva ordenada dos preços de equilíbrio.....	85
Figura 4.16: Energia bombeada e gerada pela CHR para diferente potência nominal da CTB – 7 a 13 de novembro de 2011	87
Figura 4.17: Energia bombeada e gerada pela CHR para diferente potência nominal da CTB – 11 de novembro de 2011	87
Figura 4.18: Preço de equilíbrio para diferente potência nominal da CTB – 11 de novembro de 2011	88
Figura 4.19: Energia armazenada no reservatório superior para diferente potência nominal da CTB – 7 a 13 de novembro de 2011	89
Figura 4.20: Energia total bombeada para diferentes graus de poder de mercado e diferente potência nominal da CTB.....	90
Figura 4.21: Lucro médio da energia vendida pela empresa de geração para diferentes graus de poder de mercado e diferente potência instalada da CTB.....	91
Figura 4.22: Energia bombeada e gerada pela CHR para diferente potência instalada do parque eólico – 7 a 13 de novembro de 2011	93
Figura 4.23: Energia bombeada e gerada pela CHR para diferente potência instalada do parque eólico – 11 de novembro de 2011.....	94

Figura 4.24: Efeito da geração eólica e da operação da CHR no preço de equilíbrio.....	94
Figura 4.25: Preço de equilíbrio para diferente potência instalada do parque eólico – 11 de novembro de 2011	95
Figura 4.26: Energia armazenada no reservatório superior para diferente potência instalada do parque eólico – 7 a 13 de novembro de 2011	96
Figura 4.27: Energia total bombeada para diferentes graus de poder de mercado e diferente potência instalada do parque eólico.....	97
Figura 4.28: Lucro médio da energia vendida para diferentes graus de poder de mercado e diferente potência instalada do parque eólico	98

Índice de tabelas

Tabela 1.1: Rendimentos dos principais componentes de uma central hídrica reversível	10
Tabela 3.1: Dados do mercado diário relativos à hora 20 do dia 11 de novembro de 2011	55

Lista de acrónimos

CHR	Central Hídrica Reversível
CTB	Central Térmica de Base
DGEG	Direcção Geral de Energia e Geologia
EDP	Electricidade de Portugal
GAMS	General Algebraic Modeling System
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
OMIClear	Sociedade de Compensação de Mercados de Energia
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de Energia – Pólo Español
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Português
OTC	Over-The-Counter
PNBEPH	Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidrelétrico
REE	Red Elèctrica de España
REN	Redes Energéticas Nacionais

Lista de variáveis

E	Energia elétrica licitada/ofertada pela empresa de geração (MWh)
E_0	Energia elétrica casada no mercado diário sem intervenção da empresa de geração (MWh)
E_b	Energia elétrica bombeada pela central hídrica reversível (MWh)
E_b^{max}	Máxima energia elétrica que a central hídrica reversível pode bombear numa hora (MWh)
E_e	Energia elétrica gerada pelo parque eólico (MWh)
E_g	Energia elétrica gerada pela central hídrica reversível (MWh)
E_g^{max}	Máxima energia elétrica que a central hídrica reversível pode gerar numa hora (MWh)
E_h	Energia elétrica bombeada ou gerada pela central hídrica reversível (MWh)
E_t	Energia elétrica gerada pela central térmica de base (MWh)
k_0, k_1, k_2	Parâmetros que modelizam a função sigmoide
L	Lucro da empresa de geração (€)
L_{mar}	Lucro marginal da empresa de geração (€/MWh)
P_e	Potência instalada do parque eólico (MW)
P_t	Potência nominal da central térmica de base (MW)
W	Energia armazenada no reservatório superior da central hídrica reversível (MWh)
W^{final}	Mínimo pretendido de energia armazenada no reservatório superior da central hídrica reversível no final do período de otimização (MWh)
$W^{inicial}$	Energia inicialmente armazenada no reservatório superior da central hídrica reversível (MWh)
W^{min}	Valor mínimo permitido de energia armazenada no reservatório superior da central hídrica reversível (MWh)

W^{max}	Valor máximo permitido de energia armazenada no reservatório superior da central hídrica reversível (MWh)
α	Fator multiplicativo que permite modificar o grau de poder de mercado
β	Declive da curva de procura no ponto de equilíbrio do mercado diário (€/MWh ²)
γ	Declive da curva de oferta no ponto de equilíbrio do mercado diário (€/MWh ²)
δ	Declive da curva de procura residual inversa no ponto de equilíbrio do mercado diário (€/MWh ²)
ε	Elasticidade da procura residual
η_b	Rendimento da central hídrica reversível quando bombeia
η_g	Rendimento da central hídrica reversível quando gera
η_{cb}	Rendimento do ciclo de bombagem
π_0	Preço de equilíbrio do mercado diário sem a participação da empresa de geração (€/MWh)
$\pi(E)$	Preço de equilíbrio após a participação da empresa de geração no mercado diário (€/MWh)
π_{max}	Máximo preço de licitação permitido no mercado diário (€/MWh)

Capítulo

1

Introdução

Neste capítulo introdutório é realizada uma contextualização do presente trabalho, evidenciando-se as principais motivações que contribuíram para a elaboração do mesmo. Neste capítulo é também efetuada uma breve descrição das principais características das centrais hídricas reversíveis e das diferentes formas de as operar, bem como uma descrição dos principais objetivos que se propõe atingir com a presente dissertação, concluindo-se com a apresentação da sua estrutura.

1. Introdução

1.1. Contexto e motivação

A energia elétrica é gerada com recurso a diferentes fontes de energia primária, utilizando-se para tal centrais de tecnologias diferentes que se podem agrupar em duas categorias: tecnologias não renováveis e tecnologias renováveis. As tecnologias não renováveis são tipicamente baseadas em processos de combustão de combustíveis fósseis, tais como o carvão, fuelóleo, diesel ou gás, ou através da fissão nuclear. As tecnologias renováveis realizam geração de energia elétrica aproveitando os recursos renováveis, que permitem a sua utilização sem risco de se esgotarem. São exemplos de fontes energéticas renováveis: sol, ondas, marés, rios, vento, geotermia e biomassa [1].

Por forma a melhorar a segurança de abastecimento de energia elétrica, deve-se fomentar a utilização de diversas tecnologias, sendo que todas elas apresentam vantagens e desvantagens quer a nível ambiental, económico ou social.

Neste sentido, o sistema electroprodutor de Portugal possui uma vasta diversidade de tecnologias, apresentando, no ano de 2011, uma distribuição da geração de energia elétrica relativamente equilibrada, tal como se pode constatar pela Figura 1.1.

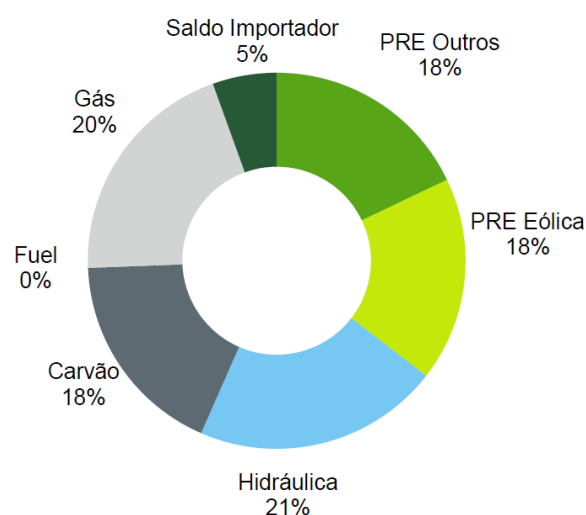


Figura 1.1: Distribuição da energia elétrica gerada por tipo de tecnologia em 2011 [2].

No ano de 2011, do total da energia elétrica gerada em Portugal, 48,2% foi efetuada por tecnologia renovável, tendo em 2010, alcançado os 55,1% [2]. Estes números são bastante positivos e devem-se principalmente à geração por parte de centrais hídricas e de uma forte aposta nas centrais eólicas. Esta forte aposta implicou que, em 2010, 21% do consumo de energia elétrica fosse proveniente de centrais eólicas, levando Portugal a ocupar a segunda posição a nível mundial [3]. Em termos absolutos, nesse mesmo ano Portugal foi o oitavo maior produtor do mundo de energia elétrica proveniente desta tecnologia [4].

Esta crescente aposta na geração renovável tem-se constatado um pouco por todo o mundo, motivado não só pela preocupação ambiental, mas também pelo crescente aumento do custo dos combustíveis fósseis. Além deste tipo de geração de energia elétrica não apresentar emissões diretas de gases com efeito de estufa, acresce ainda a vantagem de aumentar a independência energética, garantindo uma maior segurança de abastecimento.

Uma das particularidades do sistema elétrico é o facto de a potência de geração ter que igualar, a cada momento, a potência requerida pelos consumidores. A não manutenção deste equilíbrio pode levar à instabilidade do sistema elétrico, residindo neste ponto uma das maiores desvantagens da tecnologia renovável não despachável, cuja geração depende das condições atmosféricas. Deste modo, o sistema elétrico pode enfrentar problemas em relação ao balanço de potências, sendo este agravado nos períodos onde o consumo é baixo e, por exemplo, a energia eólica disponível é elevada, ocorrendo assim excesso de geração.

De acordo com o programa nacional de barragens com elevado potencial hidroelétrico (PNBEPH) [5], a crescente instalação de centrais eólicas em Portugal levará, em 2020, o sistema elétrico nacional a enfrentar uma probabilidade de 27,5% de ocorrência de excesso de geração de energia elétrica por parte de centrais eólicas, doravante designado de geração eólica, nos períodos de baixo consumo. Essa probabilidade poderá subir para valores entre os 40% e 50% em situações extremas de regime hidrológico húmido e vento forte.

Quando este excesso de geração é verificado, uma das soluções que pode ser tomada é cortar a geração eólica. Porém, esta medida implica o desperdício de um recurso renovável e ainda um aumento do consumo dos combustíveis fósseis, pelo que esta

opção deve ser evitada sempre que possível [6]. Uma outra solução é proceder-se ao armazenamento da energia gerada em excesso, para que esta possa ser utilizada quando mais conveniente, através do uso de tecnologias de armazenamento de energia, tais como as centrais hídricas reversíveis, que têm vindo a ser utilizadas desde o início do século XX [7]. Considerando o seu elevado rendimento e a sua grande capacidade de armazenamento, as centrais hídricas reversíveis são, atualmente, vistas como uma das soluções com maior potencial para evitar o corte da geração eólica quando ocorre excesso de geração [6], [8], [9].

Neste sentido, em Portugal, tem-se assistido a diversas requalificações de centrais hídricas de albufeira convencionais, para que estas possuam também a capacidade de bombagem. Com o PNBEPH está prevista ainda a construção de novas centrais hídricas, sendo estas na maioria reversíveis.

Esta solução parte do princípio de que as centrais hídricas reversíveis vão estar predispostas a armazenar o excesso de geração, quando esta ocorrer. Num contexto de despacho centralizado, é relativamente fácil de implementar este princípio de funcionamento. No entanto, numa perspetiva de mercado liberalizado concorrencial, as centrais hídricas reversíveis têm que comprar e vender energia elétrica para poderem realizar bombagem e geração, respetivamente. Esta compra e venda pode ser efetuada em diversos mercados, sendo, no entanto, mais utilizado o mercado diário.

Considerando-se que as centrais hídricas reversíveis são tomadoras de preço, isto é, não possuem capacidade de influenciar o preço de equilíbrio do mercado, nos períodos de baixo consumo e elevada geração eólica, o baixo preço de equilíbrio do mercado diário dará incentivo a que estas realizem bombagem, levando a uma adequada integração da geração eólica no sistema elétrico. Porém, se algumas das centrais hídricas reversíveis apresentarem poder de mercado, tendo assim capacidade de influenciar o preço de equilíbrio do mercado diário, poderão adotar perfis de bombagem e geração que permitam maximizar o seu lucro, mas que divirjam do objetivo de maximizar a integração da geração eólica.

Deste modo, a expectativa de que as centrais hídricas reversíveis permitirão a integração de maiores quantidades de geração renovável, nomeadamente a geração eólica, pode vir a não se concretizar por estas apresentarem poder de mercado, constituindo este facto uma motivação acrescida para a escolha do tema a abordar.

1.2. Centrais hídricas reversíveis

Uma central hídrica convencional tem como princípio de funcionamento transformar a energia mecânica da água, sob o efeito da gravidade, em energia elétrica, sendo esta conseguida através de desnível topográfico originado por um açude ou barragem. Uma central hídrica reversível permite, além disso, transformar energia elétrica em energia potencial gravítica através da bombagem de água de um reservatório inferior para um reservatório superior, possibilitando, assim, a sua utilização no futuro [10].

1.2.1. Evolução histórica

As primeiras centrais hídricas com bombagem foram instaladas na Suíça e Itália em 1890, de modo a permitir o armazenamento do excedente de energia elétrica gerado pelas centrais hidroelétricas de fio-de-água durante os períodos noturnos, para que essa energia pudesse ser posteriormente utilizada nos períodos de maior consumo.

Estas centrais foram utilizadas para o abastecimento de energia elétrica na rede pública de alguns países europeus durante o início do século XX, tendo sido ampliada a sua função para um nível económico, associando-se a sua operação com centrais térmicas.

Antes de 1920, a maioria das centrais hídricas com bombagem apresentava dois eixos distintos, um para o conjunto turbina-gerador e outro para o conjunto bomba-motor. Mais tarde, foram realizadas algumas modificações no sentido de se obter um sistema com três unidades num único eixo, compreendendo deste modo a turbina, a bomba e o gerador-motor. Este tipo de central foi amplamente adotado na Europa, no entanto, atualmente apenas representa uma pequena proporção de novas instalações.

O aparecimento do sistema reversível ocorre em 1933, quando é apresentado o primeiro conjunto de turbina-bomba reversível numa pequena aplicação em Baldeney, na Alemanha. No entanto, apenas em 1956, em Hiwassee nos Estados Unidos da América, é instalada uma central hídrica reversível de grande potência, apresentando esta uma capacidade de potência instalada de 56 MW, com uma altura de 60 m [11].

O desenvolvimento das centrais hídricas reversíveis permaneceu relativamente lento até à década de 1960, onde a energia nuclear começou a apresentar um papel dominante na geração de energia elétrica. Com a intenção de complementar a energia nuclear, por

forma a fornecer os picos de consumo, as centrais hídricas reversíveis ganharam uma grande valorização, o que permitiu um grande desenvolvimento desta tecnologia [12].

Este desenvolvimento foi tal que, desde as primeiras aplicações até à década de 1980, a potência das unidades aumentaram de alguns quilowatt até cerca de 400 MW, as quedas úteis passaram de valores inferiores a 200 m para cerca de 1400 m e os rendimentos globais aumentaram desde 40% até acima dos 75% [11].

No entanto, na década de 1990, constata-se uma diminuição significativa na instalação de novas centrais hídricas reversíveis. Este facto deve-se principalmente aos baixos preços do gás natural, que tornaram as turbinas a gás mais competitivas no fornecimento de energia elétrica, e à crescente preocupação do impacto ambiental que a construção de novas centrais hídricas reversíveis provocam.

Atualmente, as centrais hídricas reversíveis apresentam novamente um grande interesse, pois a sua capacidade de armazenamento pode complementar a geração eólica, permitindo a sua integração de forma mais eficiente nos sistemas elétricos. Em 2009, existiam centenas de centrais hídricas reversíveis por todo o mundo, com um total de capacidade instalada de 127 GW, sendo o Japão o país com maior capacidade instalada, correspondendo a 25,2 GW [12].

Portugal

A utilização da energia hidráulica para a produção de energia elétrica teve início em Portugal no ano 1894, através de um aproveitamento no rio Corgo, com uma capacidade de potência instalada de cerca 120 kW e uma queda aproximadamente 25 metros [13].

Os primeiros aproveitamentos alimentavam instalações industriais localizadas nas imediações das próprias centrais. Com o tempo, estas pequenas centrais isoladas começaram também a ser utilizadas para a alimentar a iluminação pública das povoações onde se encontravam as instalações industriais, bem como para algumas habitações.

Em meados da década de 1930 é dado um significativo impulso à construção de grandes aproveitamentos hídricos, devendo-se este à criação da Junta de Electrificação Nacional e à realização sistemática de estudos sobre a exploração das principais bacias hidrográficas nacionais. A instalação de diversas centrais de grandes aproveitamentos de albufeira, tal como a de Castelo do Bode, permitiu que, em 1960, 80% da potência

instalada e 95% da energia elétrica consumida em Portugal tivesse origem hidroelétrica [5].

Apenas em 1964 entrou em funcionamento a primeira central hídrica reversível do país, através do aproveitamento do Alto Rabagão no rio Rabagão, com uma potência instalada de 72 MW e uma altura de queda média de 169 m [13].

Desde então, o número de centrais hídricas reversíveis instaladas tem aumento consideravelmente, tendo Portugal, em 2009, a décima quinta maior capacidade instalada do mundo, com um total de 1029 MW [12].

1.2.2. Aspetos tecnológicos

Para que uma central hídrica reversível possa operar é necessário que exista um reservatório de uma cota mais baixa, denominado de reservatório inferior, e um reservatório de cota superior, denominado de reservatório superior. Os reservatórios são interligados por um circuito hidráulico onde existe um conjunto turbina-bomba reversível acoplada a uma máquina elétrica, permitindo a central hídrica reversível funcionar tanto em modo de geração, quando a água flui do reservatório superior para o reservatório inferior, como em modo de bombagem, quando a água é bombeada do reservatório inferior para o reservatório superior. O funcionamento da central é supervisionado e comandado através do centro de controlo, sendo os principais constituintes de uma central hídrica reversível esquematizados na Figura 1.2.

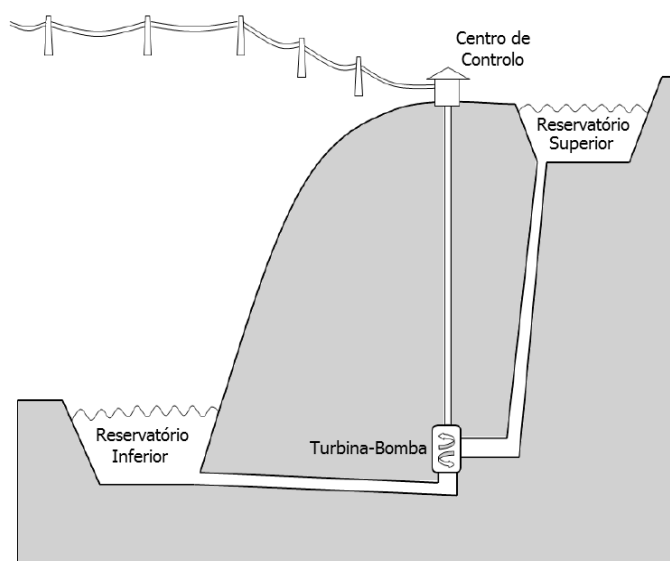


Figura 1.2: Esquema de uma central hídrica reversível. Adaptado de [12].

O modo de construção dos dois reservatórios é bastante variado, no entanto, pode-se agrupar as centrais hídricas reversíveis em dois tipos [12]:

- Centrais hídricas reversíveis puras, onde a fonte de energia é apenas a água previamente bombeada para o reservatório superior. Um exemplo deste tipo de centrais é a central de Okinawa no Japão [14], representada na Figura 1.3 a).
- Centrais hídricas reversíveis combinadas, onde a fonte de energia é não só a água armazenada no reservatório superior proveniente da bombagem, mas também a água que flui para este através de um afluente natural. Um exemplo deste tipo de centrais é a central do Alqueva em Portugal [15], representada na Figura 1.3 b).



a) Central hídrica reversível pura de Okinawa, no Japão [14].



b) Central hídrica reversível combinada do Alqueva, em Portugal [15].

Figura 1.3: Tipos de centrais hídricas reversíveis.

Tipicamente, nas centrais hídricas reversíveis puras, é utilizado como reservatório inferior o mar ou um lago, sendo aproveitada uma elevação montanhosa para se construir o reservatório superior. Caso a água contenha um grau de salinidade considerável, por exemplo a água do mar, é necessário proceder-se a algumas medidas preventivas para que não ocorram fenómenos de corrosão nos equipamentos, tais como, a utilização de tintas com propriedades anticorrosivas e materiais de construção de aço inoxidável [14].

As centrais hídricas reversíveis combinadas são normalmente construídas em afluentes naturais, tais como os rios. Para que a água turbinada não flua para o mar, é necessário construir uma barragem a jusante da central hídrica reversível.

Devido aos valores de rendimento de operação dos diversos componentes individuais, o processo de bombagem e geração apresenta um rendimento global, também denominado de rendimento do ciclo de bombagem, inferior à unidade, tal como se pode constatar na Tabela 1.1.

Tabela 1.1: Rendimentos dos principais componentes de uma central hídrica reversível [16].

Componente	Rendimento (%)
Motor-Gerador	96 - 97
Turbina-Bomba	88 - 92
Conduta forçada	92 - 98
Rendimento global	65 - 80

1.2.3. Impacte da sua utilização

As centrais hídricas reversíveis apresentam variadas vantagens, destacando-se a elevada capacidade de armazenamento de energia, o rápido tempo de resposta, a baixa auto-descarga, o elevado tempo de vida de operação e ainda a possibilidade de um grande número de ciclos, o que torna esta tecnologia adequada para a manutenção da estabilidade do sistema elétrico. Estas características possibilitam ainda o apoio à integração das tecnologias renováveis que apresentam geração de energia elétrica variável, tais como as centrais eólicas, permitindo assim reduzir o recurso à geração térmica e consequentemente reduzir as emissões diretas de gases com efeito de estufa e a dependência energética externa [17].

No entanto, as centrais hídricas reversíveis apresentam também alguns inconvenientes. A implantação deste tipo de centrais requer condições geográficas adequadas, com diferença de cotas consideravelmente elevada entre os dois reservatórios e uma quantidade significativa de recursos hídricos, o que limita consideravelmente a localização da sua instalação. As obras de engenharia civil são, tipicamente, complexas o que provoca um elevado custo inicial e um tempo de construção demorado, chegando a ser mais de uma década.

A juntar às dificuldades técnicas e económicas da construção de uma central hídrica reversível, há ainda que avaliar o impacte ambiental pois, tipicamente, as obras de engenharia civil implicam o bloqueio dos afluentes naturais levando à inundação de

áreas anteriormente secas. São assim destruídos alguns habitats marinhos e terrestres, pelo que deve ser empregue algumas medidas que permitam minimizar os impactos ambientais, tais como, a existência de um caudal ecológico de modo a preservar o ecossistema a jusante da central hídrica reversível [12].

1.2.4. O futuro da tecnologia

A vantagem da complementaridade entre as centrais hídricas reversíveis e as centrais eólicas tem levado os países, um pouco por todo o mundo, a procurarem soluções para aumentarem a capacidade de potência instalada de bombagem.

De forma a minimizar o impacto ambiental que a construção de novas centrais acarreta, uma das medidas atualmente adotadas passa pela renovação e modernização das centrais hídricas reversíveis já existente, conseguindo-se melhorar não só a capacidade de potência instalada, como também o rendimento do ciclo de bombagem. Além disso, muitas centrais hídricas convencionais existentes estão a ser requalificadas de modo a possuírem a capacidade de bombagem, tornando-se, desse modo, centrais hídricas reversíveis combinadas.

A procura de novas abordagens à construção de centrais hídricas reversíveis tem despertado o interesse de muitos investigadores. O Japão foi nesta área o pioneiro, com a instalação da primeira central hídrica reversível pura que utiliza água salgada do mar, em Okinawa. Um projeto semelhante foi proposto na Irlanda, onde se utilizaria, no entanto, uma caverna subterrânea como reservatório inferior e o mar como reservatório superior [12].

Segundo Yang e Jackson [18], os Estados Unidos da América possui também uma vasta investigação neste domínio, sendo indicado pelos autores trinta e seis estudos preliminares de centrais hídricas reversíveis, correspondendo vinte e nove desses estudos a centrais de bombagem pura. Destes aproveitamentos destaca-se o facto de alguns utilizarem, à semelhança do projeto da Irlanda, cavernas subterrâneas como reservatório inferior e outros utilizarem antigas pedreiras como reservatório superior.

As previsões apontam para um aumento de 76 GW da potência instalada de bombagem em todo o mundo até 2014, apresentando a China um plano mais ambicioso, que consiste em aumentar a sua capacidade de potência instalada em 50 GW até ao ano 2020 [12].

Portugal

Portugal, com a criação do PNBEPH, apresenta como objetivo para 2020, possuir uma capacidade instalada de geração hídrica superior a 7000 MW, aproveitando deste modo cerca de 70% dos recursos hídricos. Para as metas estabelecidas serão implementados novos aproveitamentos hídricos, apresentando a maioria reversibilidade.

De acordo com o PNBEPH [5], para uma correta integração da geração eólica no sistema elétrico, este deve possuir uma capacidade de bombagem na ordem de 1 MW por cada 3,5 MW de potência instalada de centrais eólicas, o que corresponderá a uma necessidade, a médio prazo, de 1600 MW de capacidade de bombagem.

A entrada em serviço dos novos grandes aproveitamentos com componente reversível do Alqueva II e Baixo Sabor deverá proporcionar uma capacidade de bombagem nacional aproximadamente de 1400 MW. No entanto, os primeiros aproveitamentos implementados no âmbito do PNBEPH não deverão entrar em serviço antes da conclusão do programa que é em 2020, podendo, deste modo, vir a ocorrer falta de capacidade de bombagem durante uma boa parte da presente década. Como solução para este problema, e embora não constante no âmbito do PNBEPH, poderá encarar-se a instalação de um, ou mais aproveitamentos de reversibilidade pura, destinados a disponibilizar rapidamente uma capacidade adicional de bombagem conveniente [5].

Em Portugal foram efetuados estudos de locais promissores para a instalação de centrais hídricas reversíveis puras, destacando-se o aproveitamento de Linhares com uma possível capacidade instalada de 460 MW e uma altura de queda de 486 m [13].

1.3. Modelização da operação de centrais hídricas reversíveis

Tal como referido anteriormente, o rendimento do ciclo de bombagem de qualquer central hídrica reversível é inferior à unidade, pelo que, armazenar energia para utilização futura implica uma perda energética. Deste modo, uma central hídrica reversível apenas terá incentivo para operar quando tal representar ganhos a nível económico. Dependendo do contexto em que a central está inserida, os ganhos económicos podem ser obtidos através de diferentes perfis de funcionamento.

Num contexto de despacho de geração centralizado, o perfil de geração e bombagem da central hídrica reversível é obtido através de um processo de coordenação hidro-térmica, que tem por objetivo a minimização do custo total de geração de energia elétrica do sistema. Neste caso, a central hídrica reversível irá realizar bombagem nos períodos de menor consumo, quando o custo marginal das centrais térmicas é mais baixo, e irá gerar energia elétrica nos períodos de maior consumo, quando o custo marginal das centrais térmicas é maior [19].

No entanto, num contexto de mercado liberalizado de energia elétrica, as centrais pertencem a empresas que têm como objetivo maximizar o seu lucro. Desta forma, a operação em ambiente de mercado motivou diversos investigadores a desenvolverem estratégias para a programação da operação de centrais hídricas reversíveis inseridas neste contexto. Estas estratégias podem apresentar abordagens determinísticas, onde se considera que os dados de entrada são precisos, ou probabilísticas, onde é tido em conta a incerteza das previsões efetuadas. Além disso, as centrais podem ser consideradas tomadoras de preço¹, onde a sua intervenção no mercado não influencia o preço de equilíbrio do respetivo mercado, ou definidoras de preço², onde estas exercem o seu poder de mercado para influenciar o preço de equilíbrio do mercado onde participam.

Lu *et al.* [20] desenvolveram um algoritmo que determina a operação ótima de uma central hídrica reversível pura inserida no mercado diário e no mercado de serviços de sistema. Deste modo, a central hídrica reversível obterá receita pela venda de energia elétrica no mercado diário e pela participação no mercado de serviços de sistema, sendo considerada reserva não girante quando está parada e reserva girante quando está a bombear água, pois esta pode diminuir a sua potência de bombagem e conseqüentemente diminuir a potência de consumo do sistema elétrico. Na formulação do problema é considerado também os custos de operação e manutenção e ainda o pagamento da compra de energia elétrica no mercado diário, necessária para a realização de bombagem. A estratégia adotada considera que a central hídrica reversível, ao realizar licitações de compra e ofertas de venda, não influencia o preço de equilíbrio do mercado diário, sendo, deste modo, considerada tomadora de preço. Para a aplicação do algoritmo que determina a operação da central hídrica reversível é necessário possuir valores previstos do preço de equilíbrio do mercado diário. Devido à

¹ Do inglês “price-taker”.

² Do inglês “price-maker”.

reduzida eficácia da previsão a longo prazo, torna-se difícil aplicar o algoritmo para um período de tempo longínquo, por outro lado, se este for aplicado num horizonte diário diminui-se o aproveitamento da variação do preço de equilíbrio ao longo do tempo e da capacidade de armazenamento da central hídrica reversível. Dado isto, a operação da central hídrica reversível é programada para um horizonte semanal e numa abordagem determinística, onde, deste modo, os valores previstos do preço de equilíbrio do mercado diário são considerados precisos. Em relação aos preços da reserva girante e não girante, os autores consideraram-nos constantes em todas as horas. Dos resultados obtidos é possível verificar que a central hídrica reversível consome energia elétrica para bombear água nas horas de menor preço de equilíbrio e gera energia elétrica nas horas de maior preço de equilíbrio. Se a central não participasse no mercado de serviços de sistema, a relação entre o preço de compra mais elevado e o preço de venda mais baixo, para a central hídrica reversível realizar bombagem e geração, respetivamente, é o mais próximo possível do rendimento do ciclo de bombagem. No entanto, com a participação no mercado de serviços de sistema, esta relação aumenta, provocando um aumento do preço máximo de compra e uma diminuição do preço mínimo de venda. É possível ainda verificar que, predominantemente, durante os dias de semana a central hídrica reversível vende energia elétrica, enquanto nos dias de fim de semana esta compra energia elétrica para realizar bombagem. Isto acontece porque os preços de equilíbrio praticados nos dias de semana são, tipicamente, superiores aos praticados nos dias de fim de semana. Entre semanas da mesma estação do ano, a central hídrica reversível apresenta uma operação semelhante, no entanto, entre estações do ano verifica-se que existem diferenças consideráveis, podendo estas diferenças representar praticamente o dobro da energia bombeada. Quando os valores previstos do preço de equilíbrio não estão disponíveis, pode utilizar-se os valores do preço de equilíbrio registados no passado, obtendo-se assim uma programação semanal fixa para um dado período de tempo, por exemplo um mês. Este processo é, no entanto, menos rentável.

Kanakasabapathy e Swarup [21], através de programação inteira-mista, desenvolveram um algoritmo de otimização multinível, por forma a programar a operação de uma central hídrica reversível pura inserida num mercado híbrido, isto é, combinando o mercado diário, o mercado de serviços de sistema e ainda os contratos bilaterais. A receita é obtida pela venda de energia elétrica através do mercado diário e de contratos bilaterais, por a central hídrica reversível ser considerada reserva não girante quando

está parada e ainda por ser considerada reserva girante quando está a bombear água, pois esta pode diminuir a sua potência de bombagem e conseqüentemente diminuir a potência de consumo do sistema elétrico. Em relação aos custos de operação, além do pagamento da energia elétrica obtida no mercado diário e nos contratos bilaterais, necessária para a realização de bombagem, são ainda considerados os custos de manutenção, de arranque e de paragem. Para a aplicação do algoritmo desenvolvido é necessário utilizar valores previstos do preço de equilíbrio do mercado diário, pelo que, à semelhança do trabalho anterior, foi adotado um horizonte de otimização semanal com uma abordagem determinística. Relativamente aos preços da reserva girante e não girante, estes são considerados constantes em todas as horas. A negociação do preço de compra e venda da energia elétrica através de contratos bilaterais pode ser realizada de diversos modos, sendo o modo mais vantajoso para a central hídrica reversível que o preço de compra e venda seja acordado pelos valores mínimo e máximo previstos no mercado diário, respetivamente. No trabalho desenvolvido foram estudadas duas estratégias de realização de contratos bilaterais, tendo sido considerado um rendimento do ciclo de bombagem de $2/3$ e que no final do período de otimização o nível de água no reservatório superior é igual ao inicial. Para que as considerações anteriores sejam cumpridas, na primeira estratégia a central hídrica reversível realiza bombagem e geração durante igual período de tempo, porém a potência utilizada na geração é igual a $2/3$ da utilizada na bombagem. Na segunda estratégia, a central hídrica reversível realiza bombagem e geração com igual potência, no entanto, esta apenas realiza geração durante duas horas por cada três horas de bombagem. Dos resultados obtidos verificou-se que a utilização de qualquer uma das estratégias de contratos bilaterais é economicamente mais favorável do que a não utilização das mesmas. No entanto, entre as estratégias de contratos bilaterais, é notoriamente mais vantajoso a utilização da segunda estratégia. Embora no modelo desenvolvido a central hídrica reversível tenha sido considerada como tomadora de preço, os autores efetuaram um estudo que analisa o impacto da operação de uma central hídrica reversível quer no bem-estar social, quer no preço de equilíbrio, quando esta apresenta poder de mercado. Deste estudo é possível concluir que quando a central hídrica reversível compra energia elétrica para realizar bombagem, a procura do mercado vai aumentar levando a um aumento do preço de equilíbrio. Quando a central hídrica reversível opera em modo de geração, as ofertas de venda aumentam a oferta do mercado, diminuindo o preço de equilíbrio. Em ambas as

situações verifica-se que, com a intervenção da central hídrica reversível no mercado, o bem-estar social aumenta. De um modo geral, a central hídrica reversível ao operar transfere a energia quando esta é relativamente mais abundante, sendo por isso o preço mais baixo, para períodos onde ela é relativamente mais escassa, sendo portanto o preço mais elevado, provocando deste modo uma menor oscilação do preço de equilíbrio ao longo do dia.

Tendo em conta o risco e incerteza que uma empresa de geração de energia elétrica enfrenta quando inserida num contexto de mercado liberalizado, Ni *et al.* [22] desenvolveram uma estratégia que otimiza as licitações horárias nos mercados diário e de serviços de sistema com o objetivo de maximizar o seu lucro. Dado o risco e a incerteza, a otimização da estratégia de licitação em ambos os mercados é conseguida através da combinação da relaxação Lagrangiana e programação dinâmica estocástica. Uma empresa apresenta, tipicamente, um variado portefólio de geração que inclui centrais térmicas, centrais hídricas convencionais e ainda centrais hídricas reversíveis, sendo portanto necessário ter em atenção diversos fatores que restringem a operação de cada tipo de central. Devido aos contratos de fornecimento de energia primária, tais como o carvão e o gás, é necessário garantir que as centrais térmicas geram uma quantidade de energia mínima. Outro aspeto a ter em conta é que quando a central hídrica reversível necessita de realizar bombagem, esta terá que fazer uma licitação de compra no mercado diário. Porém se a empresa preferir que essa energia seja proveniente de uma central térmica da qual é proprietária, então esta terá também que realizar uma oferta de venda. O lucro da empresa será a receita obtida pela venda de energia no mercado diário por todas as centrais e pela disponibilidade de reserva no mercado de serviços de sistema menos os custos de operação, que para o caso das centrais hídricas reversíveis, correspondem apenas à compra de energia elétrica para a realização de bombagem. No entanto, para as centrais térmicas os custos de operação envolvem os custos associados ao consumo de combustível e os custos de arranque e paragem. Por forma a diminuir o risco deve estudar-se o comportamento do preço de equilíbrio face a diferentes situações, como por exemplo, os picos de preço ocorrem, tipicamente, em situações extremas de muito calor no verão, muito frio no inverno e ainda devido a falhas na geração ou transmissão. Nestas situações, uma má estratégia de licitação pode resultar em perdas avultadas em poucos dias ou até horas. Dada a dificuldade de previsão do preço de equilíbrio nestas situações, a empresa deve vender

energia elétrica quando as incertezas de mercado são elevadas, para capturar potenciais picos de preço, e comprar energia elétrica quando as incertezas são baixas de modo a evitar correr riscos. Considerando dez centrais térmicas e uma central hídrica com quatro grupos reversíveis, foram realizados três casos de estudo. Ignorando o mercado de serviços de sistema, no primeiro caso de estudo é analisada a influência da gestão do risco na estratégia de licitação das centrais, verificando-se que ao contabilizar a gestão do risco reduz-se as variações do lucro obtido, indicando este facto que o risco da participação da empresa no mercado diário foi minimizado. Considerando agora também o mercado de serviços de sistema, no segundo caso de estudo é avaliada a influência da central hídrica reversível na programação das centrais térmicas. Deste estudo verifica-se que quando a central hídrica reversível realiza bombagem as centrais térmicas têm que realizar ofertas de venda nos períodos de baixo preço, mas por outro lado quando a central hídrica reversível gera energia elétrica as obrigações sobre as centrais térmicas diminuem, havendo, desde modo, uma diminuição da carga das centrais térmicas. Nos casos de estudo anteriores a previsão dos preços de equilíbrio do mercado diário foi efetuada adicionando variações aleatórias sobre o preço atual. No terceiro caso de estudo foi avaliado o uso de redes neuronais para a previsão do preço de equilíbrio, onde se conclui que estes apresentam um desempenho aceitável. Em todos os casos de estudo, a central hídrica reversível foi considerada como uma tomadora de preço, não influenciando assim os preços do mercado diário e nem do mercado de serviços de sistema.

Numa abordagem determinística, Torre *et al.* [23] desenvolveram uma estratégia que, através de programação linear inteira-mista, maximiza o lucro de uma empresa com um variado portefólio de geração. A estratégia desenvolvida aplica-se a empresas definidoras de preço com poder de mercado no mercado diário, tendo assim a capacidade de modificar o preço de equilíbrio deste mercado. Para uma empresa vender energia elétrica no mercado diário tem que realizar ofertas de venda, obtendo no final uma quota de mercado. Quando para uma determinada hora uma empresa exerce o seu poder de mercado, retraindo a geração de energia elétrica, o valor do preço de equilíbrio para essa hora irá aumentar. A curva que expressa o preço de equilíbrio do mercado diário com a alteração da quota de mercado da empresa é denominada de curva de procura residual inversa que tem a característica de ser monótona decrescente em escada. A curva de procura residual inversa pode ser obtida por duas técnicas: a

primeira através de simulação do mercado diário e a segunda através da previsão das licitações das outras empresas produtoras. No entanto, para a modelização do problema nenhuma das técnicas foi aplicada, sendo considerado que a curva de procura residual era conhecida *a priori*. Dado a curva de procura residual inversa ser em escada, a formulação natural do problema de otimização é não linear. Porém, os autores apresentam uma solução alternativa equivalente que utiliza equações lineares, facilitando assim a resolução do problema de otimização. De forma a testar a estratégia desenvolvida, é apresentado um caso de estudo onde se considera uma empresa de geração que possui quarenta centrais térmicas inserida num mercado diário onde existem diversas pequenas empresas que totalizam cento e vinte centrais térmicas. A otimização é realizada num horizonte diário, verificando-se, dos resultados obtidos, que a empresa de geração faz uso do seu poder de mercado para maximizar o lucro, sendo este comportamento mais evidente nos períodos de maior procura.

Baillo *et al.* [24] desenvolveram uma estratégia que, através de programação linear inteira-mista, maximiza o lucro de uma empresa de geração de energia elétrica inserida nos mercados diário, intradiário e serviços de sistema. Para qualquer dos mercados é considerado que estes são constituídos por vinte e quatro leilões, um para cada hora do dia, com as seguintes características: uniformidade de preços, onde todas as ofertas de venda são remuneradas ao mesmo preço de equilíbrio determinado para aquela hora; as empresas podem realizar licitações de compra e ofertas de venda em todos os leilões; e cada vendedor e comprador pode apresentar diversas ofertas de venda e compra, respetivamente. É considerado que a empresa apresenta poder de mercado nos três mercados, tendo assim a capacidade de modificar os respetivos preços de equilíbrio, sendo a empresa, portanto, considerada definidora de preço. A representação do poder de mercado é conseguida através de uma curva de procura residual inversa, onde o preço de equilíbrio é função da quantidade de energia elétrica ofertada pela empresa. Os autores propõem um método para a obtenção da curva de procura residual inversa através de três passos: o primeiro implica em descontar as ofertas de geração da empresa da curva de oferta; no segundo passo é subtraída a curva de oferta obtida no passo anterior à curva de procura, obtendo-se assim uma curva de procura residual, que determina qual a quantidade de energia elétrica a ofertar para se atingir um determinado preço de equilíbrio; o terceiro passo consiste em inverter a curva obtida no segundo passo, obtendo-se assim a curva de procura residual inversa. No entanto, a empresa de

geração não possui acesso às curvas de procura e oferta em antemão, pelo que esta terá que preparar suas ofertas tendo em conta a incerteza das licitações das empresas rivais. A solução proposta pelos autores é a empresa procurar dias onde a procura é semelhante ao do dia em causa. Uma vez identificado um grupo de dias semelhantes, a empresa pode assumir os dados desses dias como prováveis de ocorrer para a sessão de mercado de estudo. As decisões de uma empresa de geração são divididas em três etapas. Na primeira etapa, a empresa realiza ofertas no mercado diário. Após os resultados deste mercado a empresa encontra-se na segunda etapa, onde esta pode corrigir o seu cronograma através do mercado intradiário. Posteriormente, a empresa determina a sua capacidade de reserva, ofertando-a no mercado de serviços de sistema. Geralmente, a quantidade de energia negociada diminui com a proximidade do mercado em relação ao momento da entrega física da energia, pelo que, aparece por ordem decrescente de energia transacionada o mercado diário, o mercado intradiário e o mercado de serviços de sistema. Deste modo, os autores simplificam a representação dos mercados intradiário e de serviços de sistemas, assumindo que a empresa apenas pode realizar uma única oferta em cada um deles. É também considerado que apenas existe incerteza na primeira etapa, isto é, no mercado diário, e que a empresa de geração apresenta como portefólio centrais térmicas, centrais hídricas convencionais e centrais hídricas reversíveis. Para a programação das centrais térmicas é tido em conta os custos de operação e manutenção, os custos associados ao consumo de combustível, o mínimo de geração estável e ainda as rampas de subida e descida. Para as centrais hídricas convencionais e reversíveis é tido em consideração a quantidade de água armazenada no reservatório superior, sendo essa expressa em energia equivalente. Além dos mercados acima referidos é ainda modelizado a utilização de contratos bilaterais, podendo-se destacar dois tipos de contratos: os contratos bilaterais físicos, onde o preço é constante ao longo do contrato, e os contratos bilaterais por diferenças, onde o preço é ajustado pelo preço de equilíbrio dos mercados. De forma a validar a estratégia modelizada, é realizado um caso de estudo, onde se considera uma empresa de geração detentora de centrais térmicas e hídricas, das quais algumas apresentam a capacidade de bombagem. Para este caso de estudo foi considerado apenas os mercados diário e intradiário. Na análise dos resultados constata-se que quando a curva de procura residual inversa é muito plana, a incerteza da geração de energia elétrica aumenta, no entanto, essa incerteza não provoca variações consideráveis no preço de equilíbrio. Por outro lado,

quando a curva de procura residual inversa apresenta um declive mais acentuado a empresa irá reduzir a sua geração de modo a aumentar a diferença entre o preço de equilíbrio do mercado e os custos marginais da empresa, obtendo assim um maior lucro. No entanto, este comportamento pode ser detetado e posteriormente aproveitado pelas empresas concorrentes para obterem uma maior quota de mercado, levando, a longo prazo, a uma perda de posição no mercado, e conseqüentemente a uma perda de poder de mercado da empresa em questão.

Recentemente, Baslis e Bakirtzis [25] propuseram um método de otimização da operação de centrais hídricas convencionais e reversíveis, com o objetivo de maximizar o lucro anual de uma grande empresa de geração de energia elétrica inserida no mercado diário. Neste mercado, as diversas empresas de geração de energia elétrica realizam ofertas de venda para cada hora do dia seguinte, sendo estas posteriormente ordenadas de forma crescente de preço. De seguida, o operador do mercado diário determina, em função da procura, quais as ofertas que casaram, sendo o preço de equilíbrio dado pelo preço da última oferta de venda casada. O método desenvolvido pelos autores é especialmente aplicável a uma empresa com grande capacidade de geração de energia elétrica, pelo que, esta ao exercer o seu poder de mercado será capaz de manipular estrategicamente os preços de equilíbrio horários, sendo, deste modo, uma definidora de preço. A influência da quota da empresa sobre o preço de equilíbrio é modelado através de uma curva de procura residual inversa, semelhante à desenvolvida em [23]. No entanto, a curva desenvolvida nesse trabalho apenas permite que as empresas realizem ofertas de venda, pelo que os autores necessitaram de proceder a alterações na mesma de forma a possibilitar que as empresas realizem licitações de compra. Ora, quando se pretende realizar bombagem com uma central hídrica reversível, a energia a comprar terá que ser licitada, fazendo com que a procura aumente permitindo que ofertas de venda de preço superior casem, e conseqüentemente o preço de equilíbrio seja superior. A curva de procura é considerada, no modelo desenvolvido, rígida, pelo que a curva de procura residual inversa é obtida como um espelho da curva de oferta no ponto de equilíbrio do mercado diário e centrado em zero. Deste modo, ao realizar licitações de compra, isto é, quando a quota da empresa apresenta uma posição líquida compradora, o preço de equilíbrio aumenta. Por outro lado, quando realizar ofertas de venda o preço de equilíbrio diminui, pois a quota da empresa apresenta uma posição líquida vendedora. Para se otimizar a operação das centrais hídricas da empresa de geração para um ano é

necessário proceder a previsões de curto, médio e longo prazo. Dado isto, os autores dividiram o ano em três partes, sendo a primeira correspondente a um mês, em que é admitido que as previsões são precisas e portanto é resolvida de forma determinística. Na segunda e terceira parte, que corresponde a quatro e sete meses respetivamente, as previsões da quantidade de água dos afluentes e da procura de energia elétrica do mercado diário apresentam incerteza, pelo que estas partes serão resolvidas num contexto estocástico em árvore. A vantagem da otimização anual é que se consegue aproveitar as sazonalidades dos afluentes e da procura de energia elétrica, permitindo assim armazenar energia de períodos de menor consumo por forma a aumentar a geração de energia elétrica em períodos de maior procura e, conseqüentemente, maior preço de equilíbrio, o que não é possível na otimização a curto prazo. A resolução do problema de otimização é realizada através de programação linear inteira-mista estocástica. Por forma a validar o modelo desenvolvido, é realizado um caso de estudo de uma empresa com oito centrais hídricas convencionais e duas centrais hídricas reversíveis. Estas centrais encontram-se instaladas em cinco rios da Grécia e totalizam uma capacidade de geração de 2720 MW e uma capacidade de bombagem de 720 MW, representando, deste modo, uma quota significativa da capacidade de potência instalada do país. O início da programação ótima das centrais inicia-se em outubro, pelo que a primeira parte representa o mês de outubro, a segunda parte inclui os quatro meses seguintes e a terceira parte é de março a setembro. Com a inclusão de incerteza o problema de otimização torna-se bastante complexo, apresentando cerca de vinte e três milhões de variáveis e um tempo de simulação cerca de 30 h. Dos resultados obtidos é possível verificar que as centrais hídricas armazenam alguma água das duas primeiras partes, transferindo-a para a terceira parte de otimização de modo a gerar mais energia elétrica nos picos de preço que ocorrem no verão, devido aos picos de procura. Além do mercado diário é também avaliada a utilização de contratos bilaterais. Estes contratos não foram alvo de otimização, sendo considerado um preço fixo para venda de energia elétrica, no entanto para a realização de bombagem o preço é dado pelo preço de equilíbrio do mercado diário. Do estudo realizado verificou-se que a utilização de contratos bilaterais mitiga o poder de mercado da empresa de geração, pois, neste caso, ela provoca diminuições do preço de equilíbrio do mercado diário para realizar bombagem. De notar que a utilização de contratos bilaterais provocou comportamentos inesperados nas centrais hídricas reversíveis, tal como realizar bombagem em horas de

maior preço de equilíbrio e gerar energia elétrica em horas de menor preço de equilíbrio. No entanto, este comportamento apenas se verificou para cenários extremos, principalmente onde a afluência de água era baixa.

1.4. Objetivos e estrutura da dissertação

A presente dissertação tem como principal objetivo estudar o comportamento de uma central hídrica reversível, definidora de preço inserida no mercado diário do mercado ibérico de eletricidade (MIBEL), com diferentes graus de poder de mercado. A central hídrica reversível ao apresentar diferentes graus de poder de mercado varia a sua participação no mercado diário, o que, conseqüentemente levará a perfis de geração e bombagem diferentes. Deste modo é possível avaliar se estes perfis auxiliam, ou por outro lado divergem do objetivo de integrar a geração eólica no sistema elétrico.

A central hídrica reversível pode, no entanto, pertencer a uma empresa de geração que possua outras centrais de tecnologia diferente, tais como térmicas ou eólicas. Deste modo, a operação conjunta de centrais de tecnologias diferentes pode influenciar a operação da central hídrica reversível, sendo o estudo desta influência também objetivo do presente trabalho.

Para atingir estes objetivos, foi desenvolvido um modelo de despacho em ambiente de mercado, por forma a obter o perfil de operação de uma central hídrica reversível que maximiza o lucro semanal de uma empresa de geração. A empresa de geração pode possuir apenas uma central hídrica reversível, ou, além desta, pode possuir uma central térmica ou um parque eólico. Este modelo foi implementado na plataforma informática GAMS (General Algebraic Modeling System), numa abordagem determinística. O poder de mercado é modelado através de uma curva de procura residual inversa com elasticidade variável, de modo a possibilitar a variação da influência da central hídrica reversível no preço de equilíbrio do mercado diário.

A presente dissertação encontra-se estruturada em 5 capítulos, tal como se segue:

O Capítulo 1 visa enquadrar o presente trabalho, efetuando-se uma visão geral sobre as centrais hídricas reversíveis e das diferentes formas de a operar. Neste capítulo são apresentados também as motivações que levaram à realização do mesmo, bem como os principais objetivos que se propõe atingir.

No Capítulo 2 é realizada uma descrição sucinta das motivações e marcos históricos que levaram à formação do MIBEL, bem como este se encontra atualmente estruturado.

No Capítulo 3 é desenvolvido o modelo de despacho de uma central hídrica reversível inserida no mercado diário do MIBEL e estruturada a forma como a esta influencia o preço de equilíbrio do mercado diário. São também apresentadas as condições que determinam as horas e as quantidades de energia de bombagem e geração, bem como a metodologia adotada para a resolução do modelo implementado.

No Capítulo 4 são apresentados três casos de estudo. O primeiro caso de estudo visa avaliar o impacto do grau de poder de mercado no despacho de uma central hídrica reversível pelo que, neste caso, a empresa de geração apresenta diversos graus de poder de mercado e possui apenas uma central hídrica reversível. No segundo e terceiro caso de estudo a empresa de geração possui uma central térmica de base e um parque eólico, respetivamente, permitindo deste modo analisar a influência da geração de energia elétrica por parte de centrais de tecnologia diferente na operação de uma central hídrica reversível.

No Capítulo 5 são enunciadas as principais conclusões obtidas com a realização do presente trabalho, bem como algumas sugestões de desenvolvimento futuro.

Capítulo

2

Mercado Ibérico de Eletricidade

No presente capítulo é descrito, de forma sucinta, as motivações e marcos históricos que levaram à formação do MIBEL, bem como a sua estrutura de funcionamento atual.

2. Mercado Ibérico de Eletricidade

O MIBEL é um mercado regional de eletricidade que integra os países de Portugal e Espanha. Este mercado tem como principal objetivo proporcionar a transação de energia elétrica entre produtores, consumidores e comercializadores do espaço ibérico, num regime de livre concorrência.

Deste modo, o MIBEL apresenta como principais metas [26]:

- Beneficiar os consumidores de energia elétrica, de Portugal e Espanha, através do processo de integração dos respetivos sistemas elétricos;
- Estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização;
- Favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade de ambos os países, com a existência de uma metodologia única e integrada, para toda a península ibérica, de definição dos preços de referência;
- Permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objetividade;
- Favorecer a eficiência económica das empresas do sector eléctrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas.

2.1. Evolução histórica

Com o intuito de criar um mercado ibérico de eletricidade, Portugal e Espanha concertaram esforços, desde 1998, no sentido de integrar ambos os sistemas elétricos, com acesso indistinto por parte de entidades portuguesas e espanholas [27].

O processo de convergência foi formalmente iniciado em novembro de 2001, sendo estabelecida a data de 1 de janeiro de 2003 para o início de funcionamento do MIBEL, sendo esta, no entanto, adiada na XVIII Cimeira Luso-Espanhola, realizada em outubro de 2002 [28].

Após diversos encontros, a 20 de janeiro de 2004, os Governos de ambos os países assinaram o denominado Acordo de Lisboa, que estabeleceu as bases da criação do

MIBEL e apontava o arranque do mesmo a 20 de abril de 2004. No entanto, devido a circunstâncias de carácter político e legal, tal não aconteceu [26].

Neste Acordo foram definidas, na generalidade, as modalidades de contratação autorizadas no âmbito do MIBEL, dispondo no sentido de que a contratação de energia no mercado ibérico pudesse ser realizada em mercado à vista³ (diário e intradiário), em mercado a prazo ou mediante contratação bilateral.

Por forma a permitir a concretização efetiva do mercado único, houve, entretanto, a necessidade de rever o regime jurídico dos mercados de energia elétrica de ambos os países. Neste sentido, foi celebrado a 1 de outubro de 2004 um novo Acordo Ibérico, o Acordo de Santiago de Compostela, que consagrou o quadro jurídico caracterizador do atual modelo de funcionamento do MIBEL [27].

O Acordo de Santiago de Compostela previa o início do funcionamento do MIBEL até 30 de junho de 2005, sendo esta data, no entanto, adiada. Na Cimeira Ibérica em Évora, realizada em novembro de 2005, os Governos de Portugal e Espanha reafirmaram o seu empenho na construção do MIBEL, definindo-se como julho de 2006 a data de arranque do respetivo Mercado de Derivados, o qual ocorre a 3 de julho de 2006 [26].

O mercado diário a nível ibérico tem o seu funcionamento a 1 de julho de 2007, com a aprovação do Plano de Compatibilização Regulatória, assinado pelos Governos de Portugal e Espanha, em março de 2007 [29].

2.2. Fundamentos para a liberalização

Embora a liberalização do sector elétrico seja relativamente recente, tendo iniciado no ano de 1990 com criação da bolsa de energia elétrica de Inglaterra e Gales, esta tem ocorrido um pouco por todo o mundo. As motivações que levaram os sistemas elétricos a liberalizarem-se são distintos de sistema para sistema, no entanto, destacam-se três fundamentos que, de modo geral, motivaram a sua liberalização, sendo estes, o investimento excessivo na geração de energia elétrica, a extinção das condições de monopólio natural e as motivações de carácter político [28].

³ Também denominado de mercado *spot*.

2.2.1. Investimento excessivo na produção

Um aspeto geralmente contestado na estrutura do sector elétrico no período pré-reforma, isto é, antes da liberalização, diz respeito ao nível de investimento efetuado. De facto, tanto nos sistemas baseados em empresas privadas reguladas, como nos sistemas explorados por intermédio de empresas públicas, existiam evidências teóricas e práticas de que o nível de investimento era excessivo.

No caso da regulação económica de uma empresa monopolista privada, quando esta se baseia na taxa de retorno sobre os ativos fixos, verifica-se que a empresa realiza investimentos excessivos por forma a obter um maior lucro, pois a taxa de retorno aumenta com o aumento do investimento, sendo este comportamento denominado de efeito de Averch-Johnson.

Numa empresa pública, a inexistência de um controlo sobre os decisores com o mesmo nível de eficácia que a estrutura acionista tem no caso privado, faz com que os gestores públicos possuam um maior grau de discricionariedade nas suas ações, privilegiando os aspetos de maior visibilidade, que lhes proporcionam maior reputação e bem-estar, em vez daqueles que proporcionam uma melhor eficiência a nível económico [28].

2.2.2. Extinção das condições de monopólio natural

As condições de monopólio natural existem quando uma só empresa conduz à minimização do custo de produção de um determinado bem ou serviço, comparativamente com a existência de várias empresas a operar nesse sector de atividade económica. No sector elétrico, especialmente ao nível da produção de energia elétrica, as condições que o permitiam classificar como um monopólio natural estavam a extinguir-se, sendo esta uma das principais justificações para a sua liberalização.

Esta extinção deve-se não só a evoluções tecnológicas, que proporcionaram uma diminuição da escala mínima eficiente, mas também ao aumento da procura resultante do crescimento do consumo e da integração de mercados. Ambas as situações são ilustradas na Figura 2.1, onde a redução da escala mínima eficiente é representada pela redução dos custos de produção de AC para AC', e a expansão da procura é representada pelo aumento da curva de procura de D para D'.

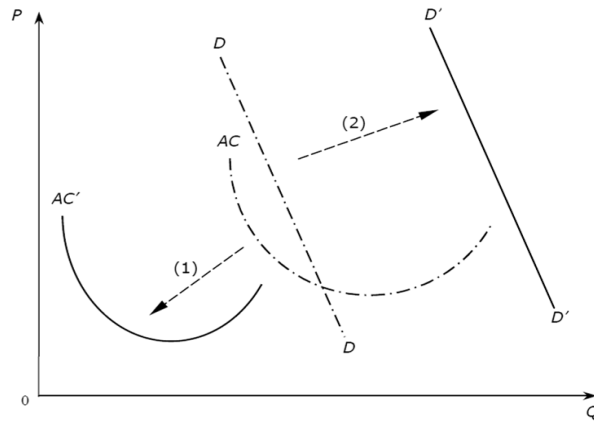


Figura 2.1: Redução da escala mínima eficiente (1) e expansão da procura (2) [28].

Relativamente ao aspeto da diminuição da escala mínima eficiente, o desenvolvimento tecnológico permitiu a construção de centrais de pequena dimensão, mas extremamente competitivas, como é o caso as centrais a gás de ciclo combinado que apresentam rendimentos próximos dos 60%. Esta redução da dimensão das centrais leva a que o seu ponto de eficiência máxima seja reduzido, passando a ser favorável a repartição dos consumidores por diversas centrais.

Além da diminuição da escala mínima eficiente, acresce ainda o aumento da procura, resultante do crescimento do consumo. Este crescimento é justificado quer pelo crescimento da atividade económica, ao nível do consumo empresarial, quer pelo aumento dos níveis de conforto e lazer, no sector doméstico. Mesmo em mercados reduzidos, como é o caso português, a potência máxima do consumo é já várias vezes superior à máxima capacidade de potência instalada em qualquer central, pelo que se pode concluir que, só pelo nível de consumo existente, as condições para monopólio natural na produção não estariam satisfeitas. Para além disso, a tendência para a integração de mercados, faz com que este fenómeno seja ainda mais evidente, contribuindo de forma positiva para a possibilidade de mercados competitivos [28].

2.2.3. Motivações políticas

Os fatores previamente apontados fundamentam as posições de liberalização, no entanto, o tempo no qual estas ocorrem está intimamente relacionado com fatores mais abrangentes, que se podem considerar como de natureza política.

Em primeiro lugar, a queda do bloco soviético e o conseqüente enfraquecimento das posições políticas de cariz ideológico a favor de um Estado interventor, promoveram a

aceleração do processo de globalização no sentido do estabelecimento de modelos tendencialmente mais liberais. Este fenómeno atravessou diversas áreas de atividade, inclusive o sector elétrico.

Na União Europeia, a liberalização foi promovida pela vontade política de aprofundamento do mercado interno, através da sua expansão aos sectores da eletricidade e gás. Este processo foi inicialmente estabelecido através da Diretiva 96/92/CE de 19 de dezembro de 1996, com vista à introdução de maior concorrência nos países da UE, sendo posteriormente revisto no sentido de acelerar a liberalização e integração de mercados, pela Diretiva 2003/54/CE [28]. Com o intuito de consolidar os mercados de forma a funcionem em benefício de todos os consumidores, independentemente da sua dimensão, garantindo ao mesmo tempo um fornecimento de energia mais seguro, competitivo e sustentável, foi criada a Diretiva n.º 2009/73/CE de 13 de julho de 2009 [30].

Em certos países como o Reino Unido, Chile e Argentina a reforma do sector elétrico foi motivada, parcialmente, por programas de privatização das empresas públicas. De facto, em países onde o sector elétrico tinha a configuração de monopólio público verticalmente integrado, a privatização permitiu encaixes financeiros importantes e a diminuição da dimensão do sector público em áreas potencialmente competitivas, onde a intervenção do Estado era frequentemente questionada.

No caso português, este processo iniciou em 1982 com a eliminação das restrições ao capital privado. Em 1989, foi retirada da Constituição a irreversibilidade das nacionalizações e da reforma agrária, tendo sido aberto o caminho para a privatização de diversas empresas públicas, entre as quais a da EDP (Electricidade de Portugal) [28].

2.3. Estrutura do mercado elétrico

Segundo [29], pode-se caracterizar o sistema elétrico em três vertentes fundamentais de uma cadeia vertical de atividades, que são:

- Produção;
- Transporte e distribuição;
- Comercialização.

As atividades de transporte e distribuição estão assentes na existência de redes que veiculam a energia elétrica desde a produção até cada uma das instalações consumidoras. Esta atividade é considerada um monopólio natural, sendo portanto sujeita a regulação, tendo-se consagrado o princípio de acesso livre por terceiros mediante o pagamento de uma tarifa regulada.

A produção e a comercialização de energia elétrica estão abertas à concorrência por forma a introduzir maior eficiência económica na gestão e operação dos recursos afetos a estas atividades. A atividade de produção de energia elétrica em regime de mercado está associada a um mercado grossista, no qual os produtores asseguram a colocação da mesma e os agentes compradores adquirem energia elétrica, quer para satisfazer a carteira de fornecimentos a clientes finais quer para consumo próprio. A comercialização está associada a um mercado retalhista, em que os agentes comercializadores concorrem para assegurar o fornecimento dos clientes finais.

O mercado grossista do MIBEL integra um conjunto de modalidades de contratação que se complementam entre si, existindo assim, atualmente os seguintes mercados [29]:

- Mercado de contratação a prazo - Este mercado é gerido pelo Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Português (OMIP) onde se estabelecem compromissos a futuro de produção e de compra de energia elétrica. Este mercado pode efetuar liquidação física (entrega da energia) ou liquidação financeira (compensação dos valores monetários subjacentes à negociação).
- Mercado de contratação à vista - Este mercado é gerido pelo Operador del Mercado Ibérico de Energia – Pólo Español (OMIE) e apresenta uma componente de contratação diária (mercado diário) e uma componente de ajustes intradiários (mercado intradiário), em que se estabelecem programas de venda e de compra de energia elétrica para o dia seguinte ao da negociação.
- Mercado de serviços de sistema - Este mercado é gerido pelos operadores de sistema de cada país, a REN (Redes Energéticas Nacionais) e a REE (Red Elèctrica de España) para Portugal e Espanha, respetivamente. Funcionando em tempo real, tem por objetivo garantir o equilíbrio entre a potência de produção e a potência de consumo de energia elétrica.

- Mercado de contratação bilateral - É um mercado livre em que os agentes contratam para os diversos horizontes temporais a compra e venda de energia elétrica.

O mercado retalhista assenta na coexistência de duas formas principais de contratação do fornecimento de energia elétrica por parte do consumidor final [29]:

- Contratação em mercado regulado - Fornecimento de energia elétrica por parte de comercializadores de último recurso, onde as tarifas são reguladas.
- Contratação em mercado liberalizado - Fornecimento por parte de comercializadores de eletricidade, onde as condições de negociação da energia elétrica são definidas e acordadas entre as partes.

2.3.1. Mercado diário

O mercado diário tem constituído uma plataforma de encontro da procura e da oferta de energia elétrica, de forma fiável e representativa, desde 1 de janeiro de 1998 para o sistema espanhol e desde 1 de julho de 2007 para o sistema português, sendo este último no âmbito do MIBEL.

Este mercado, gerido pela OMIE, tem por objetivo a transação de energia elétrica para o dia seguinte, mediante a apresentação de ofertas de venda e licitações de compra de energia elétrica dos agentes de mercado. As ofertas de venda e licitações de compra devem ser apresentadas para cada uma das vinte e quatro horas do dia seguinte, até às dez horas do dia anterior à data do fornecimento, hora espanhola [29].

Os agentes do mercado são as empresas habilitadas para atuar no mercado de produção como vendedores e compradores de energia elétrica. Podem atuar como agentes do mercado os produtores, comercializadores de último recurso e comercializadores de eletricidade, assim como os consumidores diretos de energia elétrica e as empresas ou consumidores residentes noutros países externos ao mercado ibérico, que possuam a certificação de comercializadores [31].

As ofertas de venda podem ser simples ou integrar condições complexas. As ofertas simples são ofertas económicas de venda de energia que os vendedores apresentam, para cada período horário e unidade de produção da qual sejam titulares, com expressão de um preço e de uma quantidade de energia. As ofertas que integram condições

complexas de venda são aquelas que, cumprindo com os requisitos exigidos para as ofertas simples, integram além disso, algumas condições técnicas ou económicas. No que diz respeito às licitações de compra, estas não podem integrar condições complexas [29].

Para cada hora, as licitações de compra são ordenadas (agregadas) de forma decrescente de modo que as licitações de preço superior tenham prioridade sobre as licitações de preço inferior, formando-se assim a curva de procura. Por outro lado, as ofertas de venda são ordenadas de forma crescente para que as ofertas de preço inferior tenham prioridade sobre as ofertas de preço superior, formando-se desta forma a curva de oferta.

Na Figura 2.2 encontram-se representadas as curvas de procura e oferta tipo, para uma determinada hora do mercado diário. O cruzamento entre a curva de oferta (linha O) e a curva de procura (linha P) forneceria a quantidade de energia elétrica casada, sendo o preço de equilíbrio determinado pelo bloco de venda casado de valor mais elevado.

No entanto, algumas ofertas de venda contêm condições complexas, pelo que, quando algumas dessas condições não são cumpridas as respetivas ofertas são retiradas, levando a curva de oferta a deslocar-se, tal como representado pela linha O'. Desta forma, o preço de equilíbrio e a quantidade de energia casada do mercado diário são dados por π_0 e E_0 , respetivamente. Este ponto é designado por ponto de equilíbrio.

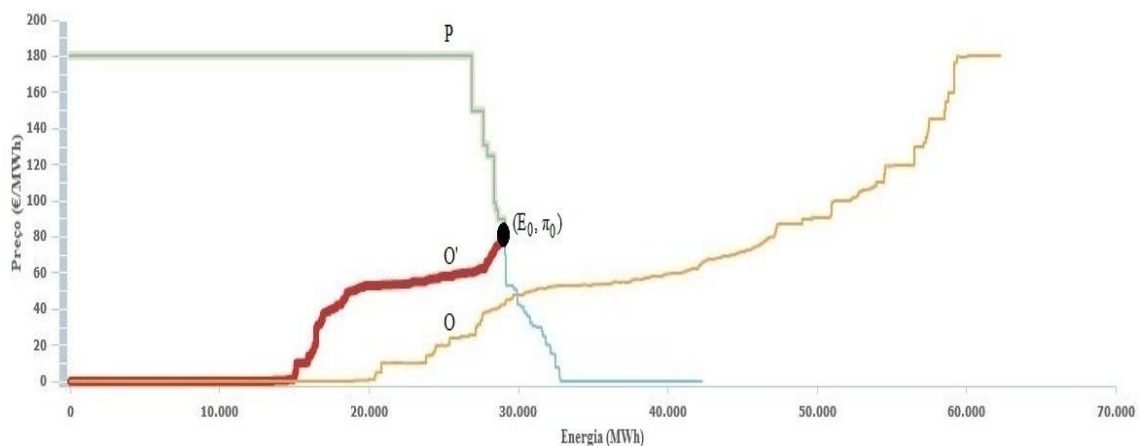


Figura 2.2: Curvas agregadas de oferta e procura. Adaptado de [32].

O modelo em que o mercado diário assenta é o de preço marginal único, pelo que, todos os compradores devem pagar a aquisição de energia elétrica ao mesmo preço e todos os

vendedores devem ser remunerados pela produção da energia elétrica a esse mesmo preço [33].

Neste sentido, o processo de determinação do preço agrega inicialmente as ofertas de venda e as licitações de compra correspondentes a Portugal e Espanha, obtendo-se uma de duas situações [29]:

- Se, do encontro das curvas de oferta e procura resultar um trânsito de energia elétrica, entre os dois países, inferior ou igual à capacidade de interligação disponível nesse sentido, o preço de equilíbrio é único para o sistema ibérico, já que tem viabilidade económica e técnica. Nesta circunstância existe integração de mercado.
- Se, do encontro das curvas de oferta e procura resultar um trânsito de energia elétrica, entre os dois países, superior à capacidade de interligação disponível, a solução inicial de mercado não é exequível, pelo que as duas áreas de mercado são tratadas em separado com curvas agregadas de procura e de oferta específicas de cada área. Contudo, na curva de procura do sistema exportador é colocada uma quantidade correspondente à capacidade comercial na interligação no sentido exportador. Após a determinação do preço de equilíbrio do mercado exportador, é colocada na curva de oferta do sistema importador uma quantidade correspondente à capacidade comercial na interligação no sentido exportador a esse mesmo preço. Deste modo, do encontro das curvas de procura e oferta agregadas de cada um dos sistemas poderão resultar preços distintos em cada uma das áreas de mercado. Nesta situação diz-se que se está em regime de *market splitting* ou separação de mercados.

O processo, anteriormente disposto, para a determinação do preço de equilíbrio do mercado diário para Portugal e Espanha, encontra-se esquematizado na Figura 2.3.

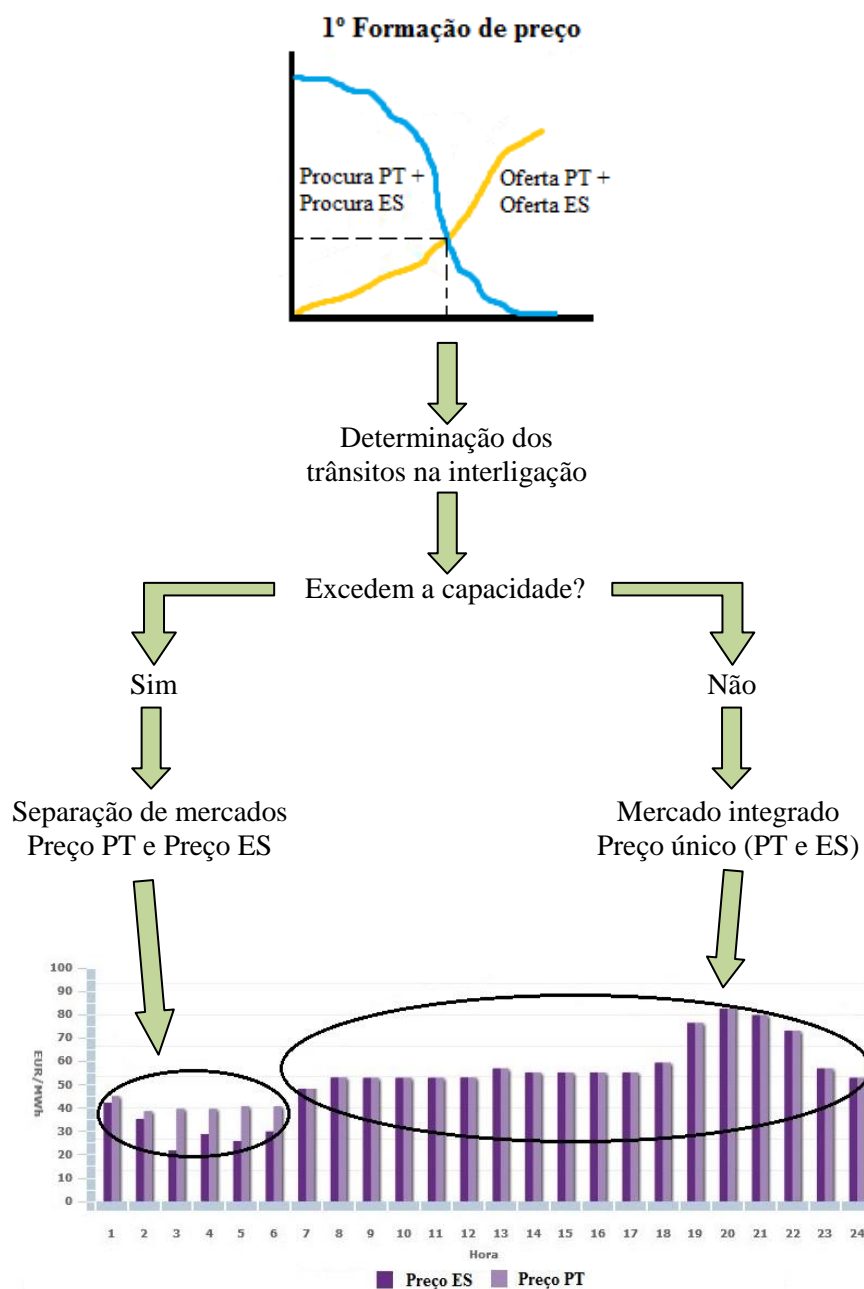


Figura 2.3: Processo de determinação do preço de equilíbrio do mercado diário para Portugal e Espanha. Adaptado de [33].

O mecanismo de separação de mercados no horizonte diário é aplicado desde 1 de julho de 2007 na gestão conjunta da interligação Espanha-Portugal, de forma a permitir o melhor uso possível da capacidade de interligação disponível, sem comprometer a segurança.

Nas situações em que ocorre separação de mercados, a energia exportada é remunerada aos produtores ao preço de equilíbrio do mercado exportador, enquanto a procura

correspondente paga essa energia elétrica ao preço de equilíbrio do mercado importador que é, tipicamente, superior ao preço de equilíbrio do mercado exportador. Deste modo, gera-se um diferencial de preços que, multiplicado pela energia elétrica transacionada entre os dois países, corresponde a uma renda de congestionamento [29].

2.3.2. Mercado intradiário

O mercado ibérico intradiário foi concebido como um mercado de ajustes, com o objetivo de oferecer uma adequação entre a oferta e a procura mais precisa e próxima do tempo real que a permitida pelo mercado diário, resolvendo, desse modo, possíveis desajustes em sucessivas etapas da programação.

À semelhança do mercado diário, o mercado intradiário é também gerido pela OMIE, pelo que podem nele participar todos os agentes que são permitidos para o mercado diário. Com o objetivo de retificar as suas posições anteriores, no mercado intradiário os agentes com uma posição natural de vendedor (produtores) podem também comprar energia, e os agentes com uma posição natural de comprador (comercializadores) podem também vender energia [29].

Porém, os agentes só poderão participar no mercado intradiário para os períodos horários de programação que corresponderem aos incluídos na sessão do mercado diário na qual participaram, ou não o fizeram por estar indisponíveis [31].

Tal como ilustrado na Figura 2.4, o mercado intradiário estrutura-se em seis sessões possibilitando, deste modo, um ajuste das licitações/ofertas realizadas no mercado diário mais próximo da hora de entrega de energia elétrica.

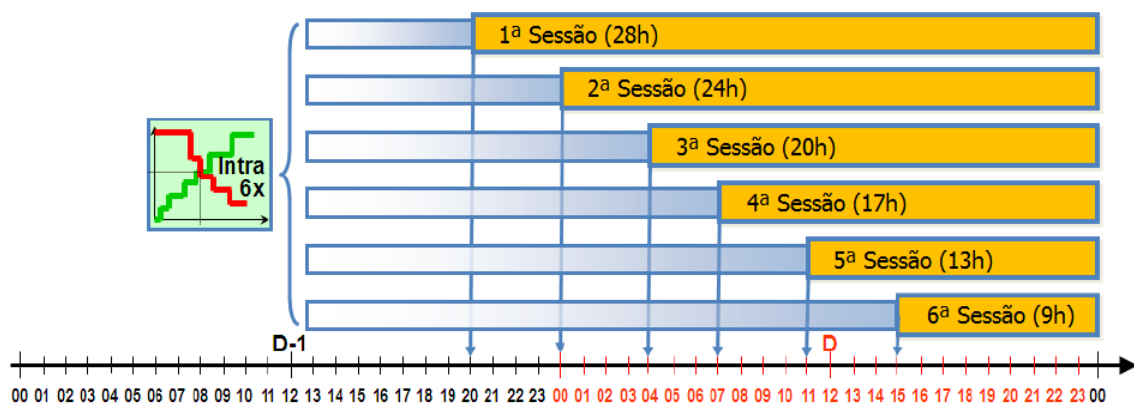


Figura 2.4: Estrutura por sessões do mercado intradiário do MIBEL. Adaptado de [29].

Em cada uma das sessões, tal como no mercado diário, os agentes podem realizar ofertas de venda e licitações de compra para todas as horas abrangidas pelas respetivas sessões. As ofertas de venda podem ser simples ou integrar de condições complexas. No que diz respeito às licitações de compra, os agentes já não estão apenas limitados a realizar licitações de compra simples, sendo permitido também realizar licitações com condições complexas.

Para se determinar, em cada hora de cada sessão, quais as ofertas e licitações casadas e o respetivo preço de equilíbrio, realiza-se o mesmo processo efetuado no mercado diário, cruzando-se as curvas de oferta e procura. O preço de equilíbrio será igual ao preço da última oferta de venda, cuja aceitação tenha sido necessária para atender total ou parcialmente as ofertas de aquisição a um preço igual ou superior a este [31].

2.3.3. Mercado a prazo

O mercado a prazo do MIBEL, com funcionamento em Portugal, iniciou a sua atividade a 3 de julho de 2006, assumindo, atualmente, o estatuto de mercado regulamentado. Este mercado tem como objetivo a transação de blocos de energia com entrega posterior ao dia da contratação, quer de liquidação física (por entrega de energia elétrica), quer meramente financeira.

A entidade responsável pela gestão da plataforma de negociação deste mercado é o OMIP, desempenhando as funções necessárias ao seu regular funcionamento, tais como a admissão dos participantes e a definição, listagem e gestão da negociação dos contratos.

A OMIP é a detentora da totalidade da Sociedade de Compensação de Mercados de Energia (OMIClear) que atua como câmara de compensação de operações a prazo, quer sejam de liquidação física ou financeira, contraparte central e entidade gestora do sistema de liquidação. Deste modo, esta assume-se como compradora comum face a todos os vendedores e como vendedora comum face a todos os compradores, garantindo o bom cumprimento de todas as obrigações inerentes, desde que as mesmas são registadas até à sua liquidação [29].

Os participantes diretos no mercado a prazo são denominados membros negociadores e membros compensadores, os quais assumem as respetivas funções de acordo com a configuração do seu perfil de atuação. Para além destes, há ainda agentes que prestam

serviços complementares de apoio ao registo de operações OTC (*over-the-counter*), à qual pertencem os contratos bilaterais, e de apoio à liquidação, designados de agentes de liquidação.

Os membros negociadores são membros do OMIP, que acedendo diretamente à plataforma de negociação, gerem as ofertas e os negócios relativamente aos contratos abertos à negociação. De acordo com o seu estatuto legal, ou com o seu posicionamento no mercado, um membro negociador pode assumir-se por conta própria, por conta de terceiros ou por conta própria e de terceiros [34].

Os membros compensadores são membros da OMIClear, que asseguram a compensação das operações realizadas, tendo as funções do registo das posições, a constituição de garantias e a liquidação de posições. Os membros compensadores podem ser de dois tipos [29]:

- Membros compensadores gerais - que atuam quer por conta própria quer por conta de terceiros, com quem tenham celebrado um Acordo de Compensação;
- Membros compensadores diretos - que atuam, exclusivamente, por conta própria.

Os agentes de liquidação não são membros do mercado, embora sejam reconhecidos pela OMIClear e pelo OMIP para prestarem serviços de liquidação aos membros do mercado [34]. Existem dois tipos de agentes de liquidação [29]:

- Agentes de liquidação financeira - os quais asseguram a liquidação financeira das posições e a constituição de garantias pelos quais o membro compensador é responsável;
- Agentes de liquidação física - os quais assumem a obrigação de liquidar operações com entrega física por conta do membro negociador titular das contas onde estão inscritas as referidas operações.

De acordo com o previsto no Regulamento de Compensação, a OMIClear assegura apenas a liquidação financeira, na data de vencimento. Havendo lugar a liquidação física, esta é assegurada pelos agentes de liquidação física, sendo a OMIClear apenas responsável pelo envio desta informação para o mercado à vista. Assim, a OMIClear determina diariamente o saldo líquido em cada conta de liquidação física, comprador ou

vendedor, e comunica-o ao OMIE para que o mesmo seja integrado no respetivo mercado à vista.

De acordo com o previsto no Regulamento de Negociação, o OMIP disponibiliza três tipos de contratos: Futuros, *Forwards* e *Swaps*. Os contratos Futuros admitem liquidação financeira e física, enquanto os contratos *Forwards* apenas têm natureza física e os contratos *Swaps* apenas são de natureza financeira. Os contratos do tipo Futuro são negociáveis em mercado, podendo também ser objeto de registo, para efeitos de compensação das operações realizadas fora de mercado (OTC). No caso dos contratos *Forwards* e *Swaps*, introduzidos a 2 de março de 2009, está apenas previsto o registo, para efeitos de compensação das operações OTC.

Os contratos podem ser ainda classificados como Base ou Ponta, sendo que o primeiro pressupõe o fornecimento de energia durante o período de entrega para as vinte e quatro horas do dia, enquanto o segundo pressupõe o fornecimento para o período entre as oito e as vinte horas, hora espanhola. Embora existam estas duas modalidades, atualmente apenas estão admitidos contratos Base.

A negociação dos contratos a prazo realiza-se entre as oito horas e as dezoito horas e trinta minutos, hora espanhola, podendo estas processar-se em contínuo ou em leilão, com horizontes temporais semanais, mensais, trimestrais e anuais. As negociações em leilão são realizadas nas quatro primeiras quartas-feiras de cada mês e apresentam um carácter obrigatório para a compra de energia elétrica por parte dos comercializadores de último recurso.

Considerando o período de julho de 2006 a março de 2009, do total de energia negociada no mercado a prazo do MIBEL, verifica-se que cerca de 74% corresponde à negociação nos designados leilões obrigatórios, sendo esta a principal forma de negociação deste mercado [29].

2.3.4. Mercado de serviços de sistema

Os serviços de sistema são produtos e serviços técnicos que asseguram a operação do sistema elétrico com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço. A gestão dos serviços de sistema é da responsabilidade dos operadores de sistema de cada país, isto é, da REN no caso português e da REE no caso espanhol [35].

A gestão técnica do sistema apresenta diferenças significativas entre Portugal e Espanha, pelo que, no presente documento apenas se dará ênfase à situação portuguesa.

Os serviços de sistema em Portugal dividem-se em obrigatórios ou complementares. Os serviços de carácter obrigatório não são remunerados e englobam a regulação de tensão, a regulação de frequência e a manutenção da estabilidade. Os de carácter complementar são remunerados e engloba a compensação síncrona e estática, a reserva, a regulação secundária, a interruptibilidade rápida, o arranque autónomo e o telearranque. Atualmente, apenas a regulação secundária e a reserva de regulação são remunerados sob a forma de mercado competitivo, enquanto os restantes serviços de sistema podem ser contratualizados bilateralmente.

Adicionalmente existe o processo de resolução das restrições técnicas que tem como objetivo resolver as restrições técnicas que possam surgir em tempo real, bem como as provenientes dos programas resultantes dos mercados de produção.

As restrições técnicas que possam surgir na sequência do mercado diário resolvem-se em duas fases, em que a primeira consiste na modificação do programa de contratação por critérios de segurança e a segunda no reequilíbrio da relação geração-consumo. As restrições técnicas que surjam na sequência das sessões do mercado intradiário são resolvidas através da eliminação das ofertas que as originam. Por último, as restrições técnicas em tempo real são solucionadas mediante a utilização das ofertas de reserva terciária [29].

Do conjunto de produtos e serviços técnicos que garantem a operação do sistema e a qualidade de serviço, os serviços de sistema mais importantes são os associados ao controlo de potência ativa/frequência, ao controlo de potência reativa/tensão e ao arranque autónomo.

O controlo de potência ativa/frequência encontra-se hierarquizado em 3 níveis de controlo da reserva do sistema [35]:

- Controlo de reserva primária - associado à resposta automática das unidades produtoras a variações de frequência.
- Controlo de reserva secundária - da responsabilidade do gestor do sistema, associado a um controlo zonal da frequência e controlo de intercâmbios de potência ativa entre áreas, assistido por telerregulação.

- Controlo de reserva terciária - ativado de forma não automática pelo operador de sistema, através do arranque de grupos produtores, com o objetivo de restabelecer níveis de reserva e de segurança de exploração adequados, ou através de programas de importação.

O controlo potência reativa/tensão tem por objetivo a manutenção do perfil de tensões nos nós da rede e a otimização da exploração do sistema elétrico, nomeadamente a redução de perdas. Os níveis de controlo existentes dividem-se em três [35]:

- Controlo primário - é realizado de forma automática e está associado à atuação dos reguladores automáticos de tensão dos geradores síncronos da rede.
- Controlo secundário - com uma atuação a nível de zona, é realizado também pelos reguladores de tensão dos grupos síncronos a partir de consignas de tensão enviadas pelo operador do sistema, para assim otimizar a gestão do sistema.
- Controlo terciário - é realizado de forma não automática e contribui para a otimização da programação horária de exploração do sistema.

O arranque autónomo consiste no arranque de grupos geradores sem recurso à tensão da rede, o que permite realimentar e restabelecer o serviço na rede elétrica em caso de situações de colapso total ou parcial do sistema [35].

A energia total de regulação (secundária, reserva e restrições técnicas) representou em 2008, em média, cerca de 9% da energia total transacionada em Portugal [29].

Reserva primária

A reserva primária tem como objetivo a regulação da frequência do sistema elétrico. É um serviço de sistema obrigatório, não remunerado, para todos os grupos geradores em serviço, com potência aparente instalada superior a 10 MVA. Consiste no ajustamento automático do nível de produção da central de modo que a produção e o consumo se equilibrem em qualquer instante. Tal é conseguido através de um regulador de velocidade que mede a velocidade de rotação do grupo gerador, compara-a com o valor de referência e atua sobre o sistema de admissão do fluido à máquina de acionamento, permitindo variar a respetiva potência mecânica e, assim, a potência ativa gerada pelo gerador [36].

A variação de potência resultante da sua atuação deverá realizar-se em 15 s perante perturbações que provoquem desvios de frequência inferiores a 100 mHz e linearmente entre 15 s e 30 s para desvios de frequência entre 100 mHz e 200 mHz [29].

Reserva secundária

Quando ocorre uma perturbação considerável no sistema elétrico, o controlo primário de frequência pode evitar grandes variações de frequência. No entanto, esta função de controlo é incapaz, por si só, de repor a frequência no seu valor nominal. Para tal, recorre-se à reserva secundária que, além disso, apresenta também como objetivo manter as trocas de energia elétrica na interligação nos valores programados [36].

A reserva secundária, associada ao serviço de telerregulação dos grupos geradores, é um serviço de sistema remunerado segundo mecanismos de mercado, sendo a valorização composta por duas parcelas [29]:

- Banda de regulação secundária - valorizada de acordo com o máximo dos preços marginais da banda de regulação secundária a descer e a subir em cada hora.
- Energia de regulação secundária - valorizada ao preço da última oferta de energia de reserva de regulação mobilizada em cada hora.

Após finalizado o processo de resolução de restrições técnicas do mercado diário, os agentes de mercado podem realizar ofertas de banda de regulação com o preço correspondente, para todas as horas do dia seguinte. Esta banda tem, no entanto, que cumprir a relação de 2:1 entre a reserva a subir e a reserva a descer [37].

A reserva secundária é assegurada através de [35]:

- Grupos em telerregulação - em que a regulação é efetuada através da ação do regulador central automático sobre os grupos.
- Reserva girante - assegurada através de grupos que se encontram em serviço mas não em telerregulação.
- Reserva rápida - constituída por grupos hídricos e térmicos que possam ser mobilizados num espaço de tempo inferior a 10 min.

O início da atuação da regulação secundária não deverá demorar mais de 30 s e a sua atuação deverá estar concluída e eventualmente completada pela ação da reserva de regulação, o mais tardar em 15 min [29].

Reserva terciária

A reserva terciária, ou reserva de regulação, destina-se a repor a reserva secundária solicitada, de modo a manter o nível de reserva secundária de acordo com o valor estabelecido pelo operador de sistema [35].

Para participar neste mercado, os agentes apresentam, entre as 18 h e as 21 h, as suas ofertas de reserva de regulação a subir e/ou a descer para cada período de programação do dia seguinte. Estas ofertas podem, no entanto, ser alteradas pelos agentes devido a diversos fatores, tais como a participação nas várias sessões do mercado intradiário, indisponibilidades fortuitas, entre outros. O tempo de atuação máximo é de 15 min, podendo esta ser mantida, pelo menos, durante duas horas consecutivas.

Em tempo real, o gestor de sistema recorre às curvas de oferta de reserva de regulação apresentadas pelos agentes para mobilizar ou desmobilizar produção/consumo, sendo os agentes de mercado remunerados pelo preço da última oferta mobilizada para subir ou descer.

Os sobrecustos originados pela utilização de reserva de regulação são distribuídos pelos agentes de mercado que se desviarem do respetivo programa contratado [29].

Atendendo ao período entre abril de 2009 e março de 2010, verifica-se que a reserva de regulação a descer representou 70% do total da energia de reserva de regulação utilizada, tal como representado na Figura 2.5. Desta é possível constatar, por um lado, o grande peso das unidades hídricas, responsáveis por 65% de toda a energia da reserva de regulação e, por outro lado, a reduzida participação das centrais a fuel [36].

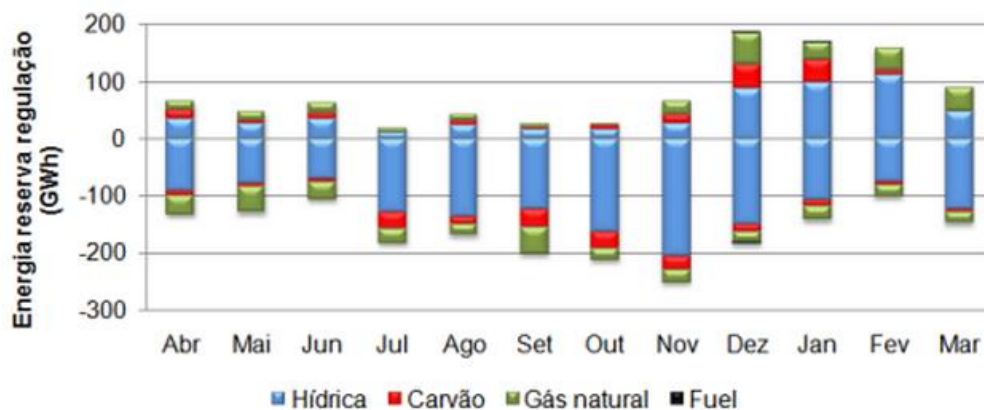


Figura 2.5: Energia de reserva de regulação utilizada pelo sistema a subir e a descer [36].

Capítulo

3

Modelo de Despacho em Ambiente de Mercado

O presente capítulo descreve o modelo de operação ótima de uma central hídrica reversível pertencente a uma empresa de geração de energia elétrica, inserida no mercado diário do MIBEL. São também apresentadas as condições necessárias para a central hídrica reversível operar, bem como a metodologia adotada para a resolução do modelo implementado.

3. Modelo de Despacho em Ambiente de Mercado

O modelo proposto para a otimização da operação de uma central hídrica reversível (CHR), pertencente a uma empresa de geração de energia elétrica, inserida no mercado diário do MIBEL é desenvolvido em duas partes. Numa primeira parte é realizada uma análise do preço de equilíbrio do mercado diário, com o objetivo de modelizar a influência que uma empresa de geração, com diferentes graus de poder de mercado, tem sobre o mesmo. Numa segunda parte, é desenvolvida a formulação matemática do problema de otimização, onde se inclui, além das restrições operacionais, o modelo desenvolvido na primeira parte.

3.1. Preço de equilíbrio do mercado diário

O preço de equilíbrio do mercado diário é determinado pelo bloco de venda casado de valor mais elevado, tal como evidenciado na Subsecção 2.3.1.

Para cada hora do dia seguinte, os agentes de mercado podem realizar, consoante a sua necessidade, diferentes licitações de compra e ofertas de venda no mercado diário. É esta ação que leva à ocorrência de diferentes preços de equilíbrio não só ao longo do dia, mas também entre os diferentes dias. Deste modo, é possível concluir que uma empresa de geração, com poder de mercado, ao intervir no mercado diário pode influenciar o preço de equilíbrio do mesmo.

3.1.1. Influência da central hídrica reversível

Uma central para gerar energia elétrica necessita de realizar ofertas de venda no mercado diário. No entanto, uma CHR para operar necessita de realizar não só ofertas de venda, quando gera energia elétrica, mas também licitações de compra, quando realiza bombagem. Deste modo, a análise da influência de uma empresa de geração sobre o preço de equilíbrio é realizada na ótica da operação de uma CHR, podendo, no entanto, o modelo desenvolvido ser aplicado a centrais de tecnologia diferente.

Se a CHR pertencer a uma empresa de geração com poder de mercado, ao participar no mercado diário, terá a capacidade de alterar o preço de equilíbrio do mesmo. Deste modo, nas horas em que a CHR realizar bombagem, o gestor terá que realizar licitações de compra, provocando uma deslocação da curva de procura para a direita, pelo que, o

preço de equilíbrio subirá em relação ao preço sem a sua intervenção. Por outro lado, nas horas em que a CHR gerar energia elétrica, o gestor terá que realizar ofertas de venda, provocando uma deslocação da curva de oferta para a direita, pelo que, o preço de equilíbrio diminuirá em relação ao preço sem a sua intervenção. Quando a CHR se encontrar parada, o preço de equilíbrio não se alterará.

Para ilustrar este efeito considere a Figura 3.1 a), onde o gestor da CHR realiza uma licitação de compra de ΔE . Deste modo, a curva da procura, representada pela linha P, é deslocada para a direita ficando esta na posição representada pela linha P'. Com esta ação, o cruzamento da curva da procura com a curva da oferta (representada pela linha O) realiza-se num ponto de preço superior, sendo o aumento de preço de $\Delta \pi$.

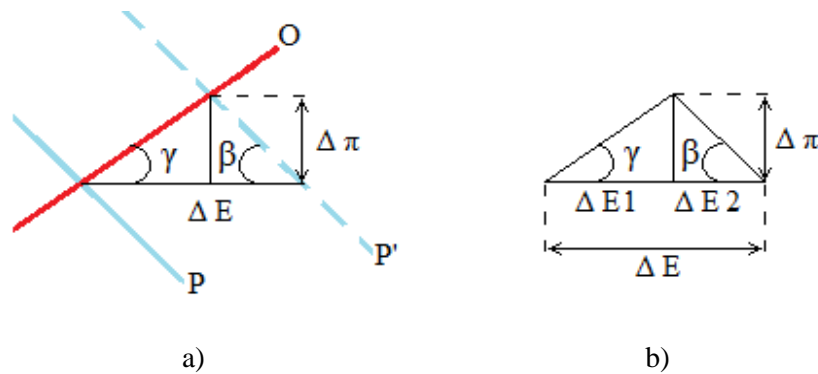


Figura 3.1: Influência da CHR no preço de equilíbrio do mercado diário.

Através da Figura 3.1 a) pode-se constatar que o preço de equilíbrio depende do declive das curvas de oferta e procura, dado por γ e β , respectivamente. Tendo em conta a Figura 3.1 b), os declives das curvas de oferta e procura podem ser expressos através das variações de energia e do preço, obtendo-se assim:

$$\tan |\gamma| = \frac{\Delta \pi}{\Delta E_1} \quad (3.1)$$

$$\tan |\beta| = \frac{\Delta \pi}{\Delta E_2} \quad (3.2)$$

$$\Delta E = \Delta E_1 + \Delta E_2 \quad (3.3)$$

Considerando a convenção de gerador, quando a CHR operar em modo de bombagem a energia licitada no mercado diário será considerada negativa, pelo que $\Delta E < 0$. Por outro lado, em modo de geração a energia ofertada no mercado diário será considerada positiva, isto é $\Delta E > 0$.

Tendo em conta as equações (3.1) a (3.3) e que as licitações de compra provocam um aumento de preço de equilíbrio e as ofertas de venda provocam uma diminuição do mesmo, a relação entre a variação do preço e a variação da energia elétrica licitada/ofertada é dada por:

$$\delta = -\frac{\Delta\pi}{\Delta E} = -\frac{\Delta\pi}{\Delta E1 + \Delta E2} = -\frac{\Delta\pi}{\Delta\pi \left(\frac{1}{\tan |\gamma|} + \frac{1}{\tan |\beta|} \right)} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow \delta = -\frac{\tan |\gamma| \cdot \tan |\beta|}{\tan |\gamma| + \tan |\beta|} \quad (3.4)$$

De modo a analisar-se a influência da operação de uma CHR no preço de equilíbrio, será utilizado uma curva de procura residual inversa, onde o seu declive, junto ao ponto de equilíbrio, é dado pela equação (3.4).

Através do declive da curva de procura residual inversa, dada pela equação (3.4), é possível calcular a elasticidade da procura residual. Em economia, a elasticidade de uma variável X face a uma variável Y corresponde à variação percentual que ocorre em X por cada variação percentual unitária que ocorra em Y [38]. Assim, a elasticidade da procura residual irá determinar qual a variação da energia procurada necessária para uma determinada variação do preço de equilíbrio.

Pelo mesmo motivo apresentado para o declive da curva de procura inversa, a elasticidade da procura residual é negativa, no entanto, por convenção, esta é representada por valores positivos, sendo esta dada pela seguinte expressão:

$$\varepsilon = \left| \frac{\Delta E}{\Delta\pi} \cdot \frac{\pi_0}{E_0} \right| = \left| \frac{1}{\delta} \cdot \frac{\pi_0}{E_0} \right| \quad (3.5)$$

Na qual:

- E_0 Energia elétrica casada no mercado diário sem a participação da empresa de geração, em MWh;
- δ Declive da curva de procura residual inversa no ponto de equilíbrio do mercado diário, em €/MWh²;
- ε Elasticidade da procura residual;

π_0 Preço de equilíbrio do mercado diário sem a participação da empresa de geração, em €/MWh.

Dada a equação (3.5), a elasticidade da procura residual pode apresentar qualquer valor positivo, no entanto, esta pode ser agrupada em três categorias: unitária ($\varepsilon = 1$), inelástica ($\varepsilon < 1$) e elástica ($\varepsilon > 1$).

Na Figura 3.2 encontra-se representado três situações em que, em cada uma delas, a CHR gera E_A , sendo essa energia renumerada a π_A . De seguida a CHR aumenta a geração para E_B , sendo, no entanto, essa energia remunerada a uma preço inferior de π_B . Cada situação corresponde a uma categoria de elasticidade diferente, pelo que este aumento da energia gerada pode apresentar consequências diferentes.

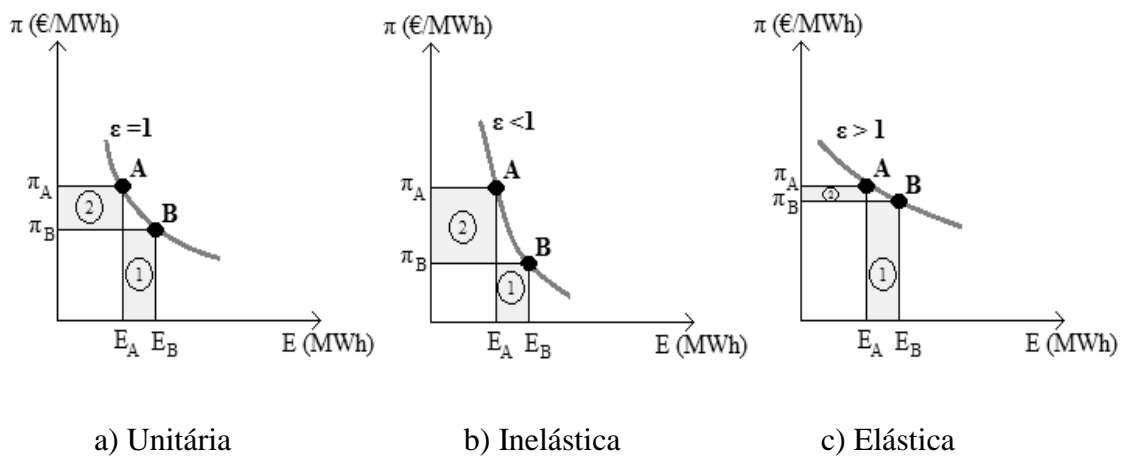


Figura 3.2: Categorias de elasticidade da procura residual.

Se a elasticidade da procura residual for unitária, Figura 3.2 a), o aumento percentual da energia elétrica gerada provoca uma igual variação percentual do preço de equilíbrio. Deste modo, a receita que se perde na área 2 é igual à adicionada pela área 1, pelo que, é igualmente atrativo se a CHR operar no ponto A ou no ponto B.

Se a elasticidade da procura residual for inelástica, Figura 3.2 b), o aumento percentual da energia elétrica gerada provoca uma maior variação percentual do preço de equilíbrio. Deste modo, a receita que se perde na área 2 é maior do que a receita que é adicionada pela área 1, tornando-se prejudicial a CHR mudar o seu funcionamento do ponto A para o ponto B.

Por outro lado, se a elasticidade da procura residual for elástica, Figura 3.2 c), o aumento percentual da energia elétrica gerada provoca uma menor variação percentual do preço de equilíbrio. Deste modo, a receita que se perde na área 2 é menor do que a

receita que é adicionada pela área 1, tornando-se vantajoso a CHR mudar o seu funcionamento do ponto A para o ponto B.

Quanto maior o valor da elasticidade, mais elástica é a procura residual e consequentemente esta apresentará uma forma mais próxima da horizontal, levando a uma menor influência da operação da CHR sobre o preço de equilíbrio. Por outro lado, quanto menor o valor da elasticidade, mais rígida é a procura residual e consequentemente esta apresentará uma forma mais próxima da vertical, levando a uma maior influência da operação da CHR sobre o preço de equilíbrio do mercado diário.

3.1.2. Curva de procura residual inversa

Uma curva de procura residual inversa expressa o preço de equilíbrio em função da quantidade de energia elétrica licitada/ofertada por uma empresa de geração. Dado isto, para uma correta modelização desta curva é necessário ter em atenção não só os estados possíveis de uma CHR, mas também a influência que estes estados têm sobre o preço de equilíbrio do mercado diário, tal como descrito na Subsecção anterior.

Dado que os agentes do mercado diário realizam as suas ofertas de venda e licitações de compra em blocos de energia elétrica a um determinado preço, as curvas de oferta e procura apresentam um comportamento em escada. Deste modo, a CHR ao realizar bombagem ou geração irá deslocar a curva da procura ou da oferta para a direita, respetivamente, pelo que a curva de procura residual inversa também apresenta um comportamento em escada. Sendo o preço de equilíbrio do mercado diário limitado por um valor máximo e zero, a curva de procura residual inversa pode ser aproximada a uma função sigmoide, tal como ilustrado na Figura 3.3.

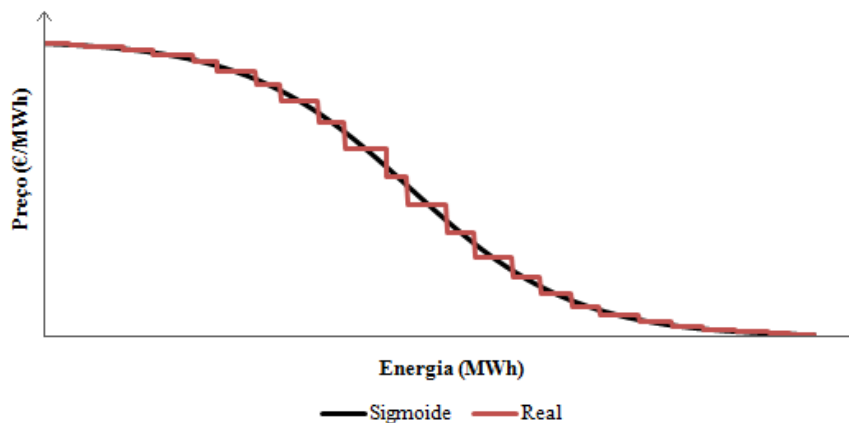


Figura 3.3: Aproximação da curva de procura residual inversa a uma função sigmoide.

A expressão que aproxima a curva de procura residual inversa a uma função sigmoide é dada pela equação (3.6), sendo esta semelhante ao realizado em [28].

$$\pi(E) = \frac{k_0}{1 + e^{\frac{E+E_0-k_1}{k_2}}} \quad (3.6)$$

Na qual:

- E Energia eléctrica licitada/ofertada pela empresa de geração, em MWh;
- $k_0; k_1; k_2$ Parâmetros que modelizam a função sigmoide;
- $\pi(E)$ Preço de equilíbrio após a participação da empresa de geração no mercado diário, em €/MWh.

As licitações e ofertas são realizadas para cada hora do dia seguinte, pelo que, a curva de procura residual inversa terá que ser capaz de apresentar um comportamento diferente em todas as horas. Para que a função sigmoide apresente o comportamento desejado é necessário determinar o valor dos parâmetros que a modelizam, podendo estes serem determinados pelas equações (3.7) a (3.9).

$$\pi'(0) = \alpha \cdot \delta \quad (3.7)$$

$$\pi(0) = \pi_0 \quad (3.8)$$

$$\lim_{E \rightarrow -\infty} \pi(E) = \pi_{max} \quad (3.9)$$

Na qual:

- π_{max} Máximo preço de licitação permitido no mercado diário, em €/MWh;
- α Fator multiplicativo que permite modificar o grau de poder de mercado.

Quando a CHR se encontrar parada, o declive da função sigmoide deve igualar o declive calculado pela equação (3.4), sendo esta condição conseguida através da equação (3.7). A este declive é aplicado um fator multiplicador α que permite, deste modo, modificar o declive da curva de procura residual inversa. Assim, é possível variar a influência da participação da CHR no mercado diário sobre o preço de equilíbrio, isto é, altera-se o grau de poder de mercado da CHR.

A real inclinação da curva de procura residual inversa do MIBEL corresponde a aplicar $\alpha = 1$. Quando $\alpha < 1$, o preço de equilíbrio é menos afectado pela operação da CHR. No caso limite de $\alpha = 0$, as licitações/ofertas pertencentes à CHR não afetarão o preço

de equilíbrio, pelo que, esta comporta-se como uma tomadora de preço. Por outro lado, se $\alpha > 1$ as licitações da CHR irão afetar mais o preço de equilíbrio, o que corresponde a graus crescentes de poder de mercado.

Quando a CHR se encontra parada, esta não influencia o preço de equilíbrio do mercado diário. Deste modo, nas horas em que tal ocorrer, o preço de equilíbrio deve permanecer inalterado, sendo isto conseguido através da equação (3.8).

A equação (3.9) assegura que o valor máximo da função sigmoide é igual ao máximo de preço de equilíbrio possível, correspondendo esse ao valor máximo de licitação permitido. Deste modo, se a CHR bombear uma quantidade de energia muito grande, o preço de equilíbrio nunca será superior a esse valor.

O declive da função sigmoide, para uma determinada energia E , é dado pela sua derivada, calculada através da equação (3.10).

$$\pi'(E) = \frac{\partial}{\partial E} \pi(E) = \frac{\partial}{\partial E} \left(\frac{k_0}{1 + e^{\frac{E+E_0-k_1}{k_2}}} \right) = \frac{-\frac{k_0}{k_2} \cdot e^{\frac{E+E_0-k_1}{k_2}}}{\left(1 + e^{\frac{E+E_0-k_1}{k_2}}\right)^2} \quad (3.10)$$

Tendo em conta as equações (3.6) e (3.10), as equações (3.7) a (3.9) podem ser escritas do seguinte modo:

$$\frac{-\frac{k_0}{k_2} \cdot e^{\frac{E_0-k_1}{k_2}}}{\left(1 + e^{\frac{E_0-k_1}{k_2}}\right)^2} = \alpha \cdot \delta \quad (3.11)$$

$$\frac{k_0}{1 + e^{\frac{E_0-k_1}{k_2}}} = \pi_0 \quad (3.12)$$

$$\lim_{E \rightarrow -\infty} \frac{k_0}{1 + e^{\frac{E+E_0-k_1}{k_2}}} = \pi_{max} \quad (3.13)$$

Através da equação (3.12) pode escrever-se que:

$$e^{\frac{E_0-k_1}{k_2}} = \frac{k_0}{\pi_0} - 1 \Leftrightarrow k_2 = \frac{E_0 - k_1}{\ln\left(\frac{k_0}{\pi_0} - 1\right)} \quad (3.14)$$

Substituindo-se a equação (3.14) na equação (3.11), k_1 pode ser definido por:

$$\begin{aligned}
 & - \frac{k_0}{\left(\frac{E_0 - k_1}{\ln\left(\frac{k_0}{\pi_0} - 1\right)} \right)} \cdot e^{\left(\frac{E_0 - k_1}{\ln\left(\frac{k_0}{\pi_0} - 1\right)} \right)} \\
 & \frac{\left(\frac{E_0 - k_1}{\ln\left(\frac{k_0}{\pi_0} - 1\right)} \right)^2}{\left(1 + e^{\left(\frac{E_0 - k_1}{\ln\left(\frac{k_0}{\pi_0} - 1\right)} \right)} \right)} = \alpha \cdot \delta \Leftrightarrow \\
 & \Leftrightarrow k_1 = E_0 + \frac{\pi_0^2 \cdot \ln\left(\frac{k_0}{\pi_0} - 1\right) \cdot \left(\frac{k_0}{\pi_0} - 1\right)}{\alpha \cdot \delta \cdot k_0} \tag{3.15}
 \end{aligned}$$

Substituindo a equação (3.15) na equação (3.14), k_2 é definido por:

$$\begin{aligned}
 & k_2 = \frac{E_0 - \left(E_0 + \frac{\pi_0^2 \cdot \ln\left(\frac{k_0}{\pi_0} - 1\right) \cdot \left(\frac{k_0}{\pi_0} - 1\right)}{\alpha \cdot \delta \cdot k_0} \right)}{\ln\left(\frac{k_0}{\pi_0} - 1\right)} \Leftrightarrow \\
 & \Leftrightarrow k_2 = - \frac{\pi_0^2 \cdot \left(\frac{k_0}{\pi_0} - 1\right)}{\alpha \cdot \delta \cdot k_0} \tag{3.16}
 \end{aligned}$$

Atendendo à equação (3.13), o parâmetro k_0 pode ser determinado do seguinte modo:

$$\frac{k_0}{1 + e^{-\infty}} = \pi_{max} \Leftrightarrow k_0 = \pi_{max} \tag{3.17}$$

Em suma, o cálculo dos valores dos parâmetros k_0 , k_1 e k_2 que permitem com que a função sigmoide tenha um comportamento semelhante à curva de procura residual inversa, para uma determinada hora, pode ser realizado através das equações (3.18) a (3.20).

$$k_0 = \pi_{max} \tag{3.18}$$

$$k_1 = E_0 + \frac{\pi_0^2 \cdot \ln\left(\frac{k_0}{\pi_0} - 1\right) \cdot \left(\frac{k_0}{\pi_0} - 1\right)}{\alpha \cdot \delta \cdot k_0} \quad (3.19)$$

$$k_2 = -\frac{\pi_0^2 \cdot \left(\frac{k_0}{\pi_0} - 1\right)}{\alpha \cdot \delta \cdot k_0} \quad (3.20)$$

De modo a verificar se o modelo desenvolvido da função sigmoide cumpre as condições exigidas para ser utilizada como aproximação da curva de procura residual inversa, procedeu-se à sua implementação, aplicada ao mercado diário do MIBEL, para a hora 20 do dia 11 de novembro de 2011. Os dados referentes ao mercado diário do MIBEL foram obtidos através da base de dados do OMEL [32].

Os declives das curvas de procura e oferta, no ponto de equilíbrio do mercado diário, foram obtidos através de uma linearização em torno das três últimas licitações/ofertas casadas e das três primeiras licitações/ofertas não casadas. Para tal, recorreu-se à ferramenta *POLYFIT* disponível no programa *MATLAB* [39].

Na Tabela 3.1 encontram-se, resumidamente, os dados do mercado diário do MIBEL utilizados, bem como os declives das curvas de procura e oferta, determinados através da linearização, o declive da curva de procura residual inversa, calculada através da equação (3.4), e ainda a elasticidade da procura residual, calculada através da equação (3.5). De notar que, no mercado diário do MIBEL, o preço máximo de licitação permitido é $\pi_{max} = 180,30$ €/MWh.

Tabela 3.1: Dados do mercado diário relativos à hora 20 do dia 11 de novembro de 2011.

π_0 (€/MWh)	E_0 (MWh)	β (€/MWh ²)	γ (€/MWh ²)	δ (€/MWh ²)	ϵ
79,86	29067,30	-0,0515	0,0018	-0,0017	1,5796

Tendo em conta os dados presentes na Tabela 3.1, e considerando o grau de poder de mercado igual ao dobro do verificado no mercado diário do MIBEL, isto é $\alpha = 2$, calcularam-se os parâmetros k_0 , k_1 e k_2 através das equações (3.18) a (3.20). Deste modo, encontra-se representado na Figura 3.4 a curva de procura residual inversa com aproximação à função sigmoide, para a hora em questão.

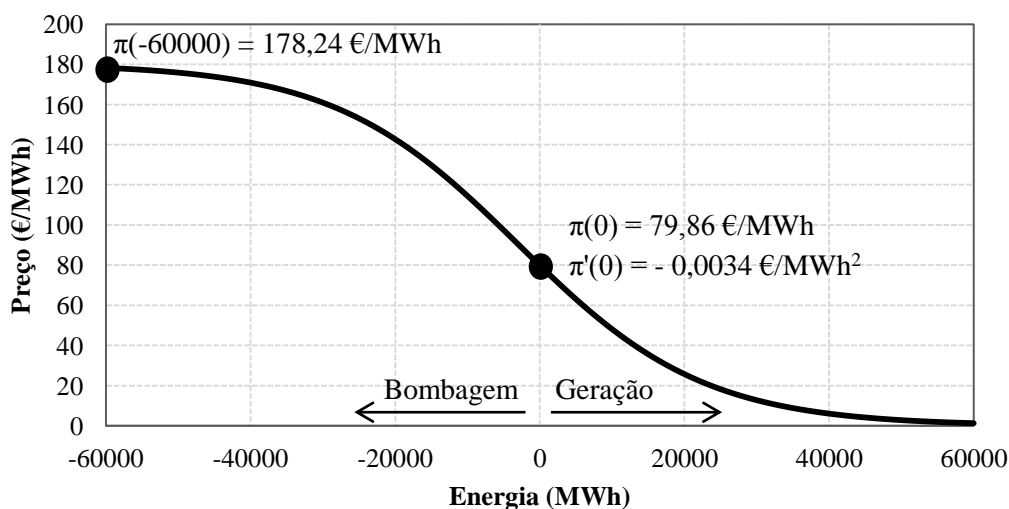


Figura 3.4: Curva de procura residual inversa com aproximação à função sigmoide.

Para que a função sigmoide possa ser utilizada como uma aproximação da curva de procura residual inversa é necessário que esta, além de refletir a influência da operação da CHR sobre o preço de equilíbrio, cumpra as condições descritas pelas equações (3.7) a (3.9).

Em relação à equação (3.7), é possível verificar, através da Figura 3.4, que o declive da função sigmoide, caso a CHR se encontre parada, é igual ao declive da curva de procura residual inversa no ponto de equilíbrio do mercado diário afetado pelo fator α , isto é, $\pi'(0) = \alpha \cdot \delta = -0,0034 \text{ €/MWh}^2$.

Relativamente à equação (3.8) verifica-se que o preço de equilíbrio, caso a CHR se encontre parada, é igual ao preço de equilíbrio do mercado diário sem a intervenção da respetiva empresa de geração, isto é, $\pi(0) = \pi_0 = 79,86 \text{ €/MWh}$.

É possível ainda verificar que se a CHR bombear 60000 MWh de energia elétrica o preço de equilíbrio é de 178,24 €/MWh. O comportamento da função sigmoide sugere que se a CHR bombear uma quantidade de energia a tender para infinito, o preço de equilíbrio não se alterará significativamente, pelo que se pode considerar cumprida a condição descrita pela equação (3.9).

Quanto à influência da operação da CHR sobre o preço de equilíbrio é possível verificar que quando esta realiza bombagem o preço aumenta, quando realiza geração o preço diminui e quando se encontra parada o preço mantém-se igual.

Como a influência da operação da CHR sobre o preço de equilíbrio se encontra corretamente modelizada e as condições descritas pelas equações (3.7) a (3.9) são cumpridas, conclui-se que o modelo desenvolvido da função sigmoide pode ser utilizado como aproximação da curva de procura residual inversa.

Tal como referido anteriormente, implementou-se um fator α com o objetivo de possibilitar a alteração do grau de poder de mercado da empresa de geração.

Por forma a verificar o efeito do fator α na função sigmoide, considere a Figura 3.5 onde esta função é representada para valores crescentes deste fator: $\alpha = 0$; $\alpha = 0,5$; $\alpha = 1$ e $\alpha = 2$.

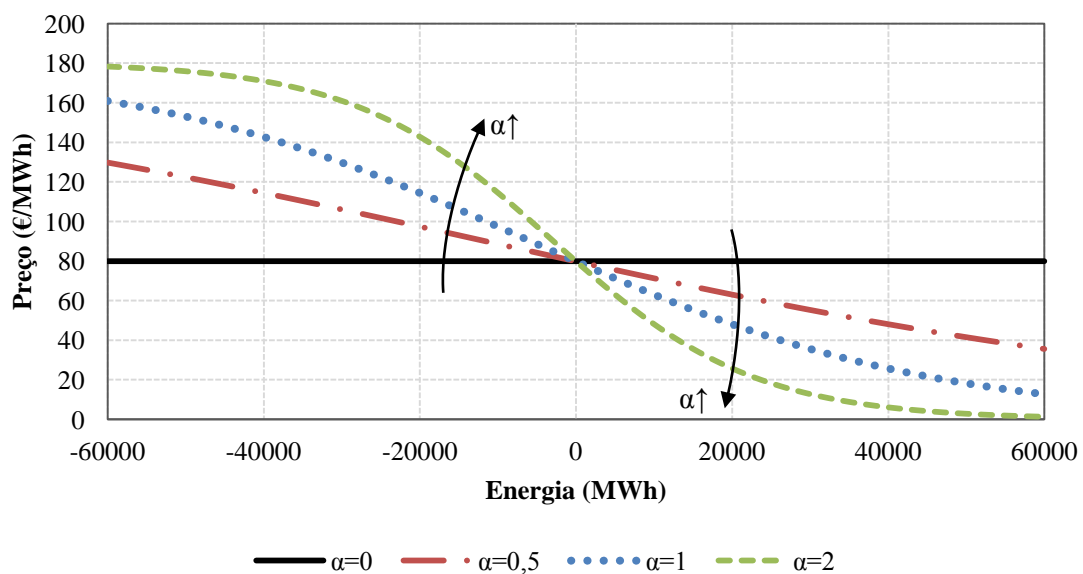


Figura 3.5: Curva de procura residual inversa para diferentes graus de poder de mercado.

Analisando a Figura 3.5 verifica-se que quando $\alpha = 0$ o preço de equilíbrio mantém-se inalterado com a operação da CHR, sendo este comportamento representativo da situação onde a CHR é tomadora de preço.

À medida que o fator α aumenta, o preço de equilíbrio do mercado diário sofre alterações mais significativas quando a CHR realiza bombagem ou geração. Deste modo pode concluir-se que o aumento do fator α representa um aumento do poder de mercado da empresa de geração.

3.2. Formulação matemática

Quando uma empresa de geração de energia elétrica está inserida em ambiente de mercado liberalizado, esta tem como objetivo maximizar o seu lucro durante um período de tempo H . A empresa de geração pode participar nos diversos mercados disponíveis, tais como os mercados diário, intradiário, a prazo e serviços de sistema. No entanto, de modo a cumprir-se os objetivos do presente trabalho, é considerado que esta apenas participa no mercado diário, pois a sua participação nos outros mercados iria influenciar os resultados obtidos e conseqüentemente as conclusões daí resultantes.

Por forma a separar o funcionamento da CHR, a energia elétrica comprada para a bombagem será designada por E_b , enquanto a energia eléctrica vendida proveniente da geração será designada por E_g . De notar que a convenção considerada é a de gerador, pelo que a energia elétrica comprada é representada por um valor negativo, isto é $E_b < 0$, e a energia eléctrica vendida é representada por um valor positivo, isto é $E_g > 0$.

A empresa de geração pode possuir apenas a CHR ou pode apresentar também no seu portefólio de geração tecnologias diferentes, tais como uma central térmica de base (CTB) ou um parque eólico, composto este por várias centrais eólicas.

Em relação à CTB, é considerado que, quando existente, a sua energia gerada é designada por E_t e tem custos de operação nulos. É considerado ainda que as suas ofertas de venda já se encontram previamente casadas no mercado diário e, portanto, já fazem parte da curva de oferta aquando da determinação da curva de procura residual inversa. Deste modo, a geração de energia eléctrica por parte da CTB não irá influenciar o preço de equilíbrio do mercado diário.

Em relação ao parque eólico, é considerado que, quando existente, a sua energia eléctrica gerada é designada por E_e e é vendida no mercado diário, mas ao contrário do que acontece com a CTB, as suas ofertas de venda são apresentadas após a determinação da curva de procura residual inversa. Deste modo, a energia eléctrica gerada pelo parque eólico irá também influenciar o preço de equilíbrio do mercado diário.

Os valores previstos de energia eléctrica gerada pela CTB e pelo parque eólico são conhecidos *a priori*, não sendo, portanto, variáveis de decisão.

O volume de água armazenado no reservatório superior da CHR é representado por energia equivalente. No final do período de otimização H , é requerido um mínimo de

energia armazenada no reservatório superior. Quer a energia mínima requerida no final da otimização (W^{final}), quer a energia inicialmente armazenada ($W^{inicial}$) são conhecidos *a priori*.

Deste modo, o despacho de uma CHR pura pertencente a uma empresa de geração e inserida num mercado diário, é conseguido através da seguinte formulação matemática:

$$\max_{\{E_b^i, E_g^i\}_{i=1}^H} \sum_{i=1}^H \pi^i (E_b^i, E_g^i, E_e^i) \cdot (E_b^i + E_g^i + E_e^i + E_t^i) \quad (3.21)$$

sujeito a:

$$-E_b^{max} \leq E_b^i \leq 0 \quad i = 1 \text{ até } H \quad (3.22)$$

$$0 \leq E_g^i \leq E_g^{max} \quad i = 1 \text{ até } H \quad (3.23)$$

$$W^i = W^{i-1} - \eta_b \cdot E_b^i - \frac{E_g^i}{\eta_g} \quad i = 1 \text{ até } H \quad (3.24)$$

$$W^i = W^{inicial} \quad i = 0 \quad (3.25)$$

$$W^i \geq W^{final} \quad i = H \quad (3.26)$$

$$W^{min} \leq W^i \leq W^{max} \quad i = 1 \text{ até } H \quad (3.27)$$

Na qual:

E_b^i Energia elétrica bombeada pela CHR na hora i , em MWh;

E_b^{max} Máxima energia elétrica que a CHR pode bombear numa hora, em MWh;

E_e^i Energia elétrica gerada pelo parque eólico na hora i , em MWh;

E_g^i Energia elétrica gerada pela CHR na hora i , em MWh;

E_g^{max} Máxima energia elétrica que a CHR pode gerar numa hora, em MWh;

E_t^i Energia elétrica gerada pela CTB na hora i , em MWh;

W^i Energia armazenada no reservatório superior da CHR na hora i , em MWh;

W^{final} Mínimo pretendido de energia armazenada no reservatório superior da CHR

	no final do período de otimização, em MWh;
$W^{inicial}$	Energia inicialmente armazenada no reservatório superior da CHR, em MWh;
W^{min}	Valor mínimo permitido de energia armazenada no reservatório superior da CHR, em MWh;
W^{max}	Valor máximo permitido de energia armazenada no reservatório superior da CHR, em MWh;
η_b	Rendimento da CHR quando bombeia;
η_g	Rendimento da CHR quando gera;

A função objetivo, expressa em (3.21), contém o balanço monetário horário proveniente da compra e venda de energia elétrica no mercado diário, representando, portanto, o lucro da empresa de geração de energia elétrica ao longo do período de tempo H .

As restrições (3.22) e (3.23) representam o limite de bombagem e geração da CHR, respetivamente. De notar que para a CTB e o parque eólico não são impostos limites de operação pois os seus valores são conhecidos *a priori*, assumindo-se, deste modo, que estes respeitam os limites de operação.

A energia armazenada no reservatório superior, para uma determinada hora, depende do funcionamento da CHR nessa mesma hora e da energia armazenada na hora anterior. Deste modo, se a CHR estiver a bombear água, a energia armazenada irá aumentar. No entanto, devido ao rendimento da bombagem (η_b), a energia armazenada é inferior à que é bombeada. Por outro lado, se a CHR estiver a gerar energia elétrica, a energia armazenada irá diminuir, mas devido ao rendimento de geração da CHR (η_g), essa diminuição é superior à energia gerada [40]. Tendo em conta as condições enunciadas, a energia armazenada no reservatório superior é dada pela equação (3.24).

Dado que a energia inicialmente armazenada e a energia mínima final requerida no reservatório superior são conhecidos *a priori*, então as condições (3.25) e (3.26) têm que ser respeitadas.

Os limites de operação do reservatório superior são representados na restrição (3.27).

Devido ao rendimento do ciclo de bombagem (η_{cb}) ser inferior à unidade, bombear água para o reservatório superior ao mesmo tempo que se turбина água para gerar

energia elétrica implicaria um desperdício de energia sem ganhos económicos [41]. Deste modo, este comportamento nunca se irá verificar pelo que não existe necessidade de incluir restrições que imponham esta mesma condição.

Sendo o despacho da CHR um problema de otimização não linear, torna-se importante analisar a sua convexidade. Neste sentido, a função objetivo é uma função pseudocôncava e as restrições, sendo lineares, definem um conjunto convexo de soluções possíveis. Deste modo, as condições de optimalidade, nomeadamente as condições de Karush-Kuhn-Tucker, são não só necessárias, mas também suficientes. Existem conceitos e definições relacionadas com esta temática que não são abordadas no presente trabalho, no entanto, em [42] encontra-se uma explicação detalhada sobre o assunto.

3.3. Operação da central hídrica reversível

Considere as horas m e j , sendo que na hora m o preço de equilíbrio do mercado diário, sem a intervenção da empresa de geração, é inferior ao preço de equilíbrio da hora j , isto é, $\pi_0^m < \pi_0^j$.

Tal como demonstrado na Subsecção 3.1.1, se na hora m a CHR operar em modo de bombagem e comprar ΔE_b^m , o preço de equilíbrio do mercado diário irá aumentar em $\Delta \pi_b^m$. Por outro lado, se na hora j a CHR vender ΔE_g^j , o preço de equilíbrio irá diminuir em $\Delta \pi_g^j$.

Considerando que no final das duas horas em questão, a energia armazenada no reservatório superior da CHR é igual à inicialmente existente ($W^{inicial} = W^{final}$), então após a CHR consumir ΔE_b^m para bombear água, esta apenas conseguirá gerar $\eta_{cb} \cdot \Delta E_b^m$, onde η_{cb} é dado por $\eta_{cb} = \eta_b \cdot \eta_g$. Deste modo, pode afirmar-se que $\Delta E_g^j = \eta_{cb} \cdot \Delta E_b^m$.

Atendendo à expressão do lucro dada em (3.21), pode afirmar-se que em cada hora i , existe um lucro horário da empresa de geração L^i . Realizando uma linearização da curva do lucro horário em torno do ponto de variação, pode dizer-se que a variação do lucro horário com a variação da operação da CHR, para uma hora i , é genericamente dada por $\Delta L^i = L_{mar}^i \cdot \Delta E_h^i$, sendo L_{mar}^i o lucro marginal da hora i e ΔE_h^i a energia bombeada ou

gerada, consoante o funcionamento da CHR nessa mesma hora, isto é, $\Delta E_h^i = \Delta E_b^i + \Delta E_g^i$.

Atendendo à equação (3.21), o lucro marginal de uma hora i é dado por:

$$\begin{aligned}
 L_{mar}^i &= \frac{\partial L^i}{\partial E_h^i} = \frac{\partial}{\partial E_h^i} [\pi^i (E_h^i + E_e^i) \cdot (E_h^i + E_e^i + E_t^i)] \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow L_{mar}^i &= \frac{\partial}{\partial E_h^i} \left[\left(\frac{k_0^i}{1 + e^{\frac{E_h^i + E_e^i + E_0^i - k_1^i}{k_2^i}}} \right) \cdot (E_h^i + E_e^i + E_t^i) \right] \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow L_{mar}^i &= \frac{k_0^i \cdot \left(1 + e^{\frac{E_h^i + E_e^i + E_0^i - k_1^i}{k_2^i}} \right) - (E_h^i + E_e^i + E_t^i) \cdot \frac{k_0^i}{k_2^i} \cdot e^{\frac{E_h^i + E_e^i + E_0^i - k_1^i}{k_2^i}}}{\left(1 + e^{\frac{E_h^i + E_e^i + E_0^i - k_1^i}{k_2^i}} \right)^2}
 \end{aligned} \tag{3.28}$$

Obtida a expressão do lucro marginal para uma hora i , é possível determinar as condições que incentivam a CHR a realizar bombagem e geração, e ainda o critério que determina as quantidades de energia consumidas e geradas pela mesma

3.3.1. Condição para a realização de bombagem e geração

Dado que se pretende determinar qual a condição para a realização de bombagem e geração, logo nesta fase a CHR ainda não realiza bombagem nem geração, pelo que $E_h^i = 0$.

Se a CHR realizar bombagem na hora m , então o lucro nessa hora irá sofrer uma variação de ΔL^m , sendo esse lucro correspondente a um custo. No entanto, com a energia armazenada, a CHR pode gerar energia elétrica na hora j , pelo que, o lucro nessa hora irá sofrer uma variação de ΔL^j , sendo esse lucro correspondente à receita da empresa. Deste modo, pode afirmar-se que apenas é rentável a CHR realizar bombagem e geração se a variação da receita obtida for maior que a variação do custo de aquisição da energia elétrica, sendo, deste modo, a condição para a CHR realizar bombagem e geração a descrita em (3.29).

$$\begin{aligned}
& \Delta L^j > \Delta L^m \Leftrightarrow \\
& \Leftrightarrow L_{mar}^j \cdot \Delta E_g^j > L_{mar}^m \cdot \Delta E_b^m \Leftrightarrow \\
& \Leftrightarrow L_{mar}^j \cdot \eta_{cb} \cdot \Delta E_b^m > L_{mar}^m \cdot \Delta E_b^m \Leftrightarrow \\
& \Leftrightarrow L_{mar}^j \cdot \eta_{cb} > L_{mar}^m \tag{3.29}
\end{aligned}$$

Central hídrica reversível

Tendo em atenção a equação (3.28), se a empresa de geração apenas possuir uma CHR, isto é, não possuir nenhuma CTB ou parque eólico, o lucro marginal é igual ao preço de equilíbrio sem a intervenção da CHR no mercado diário, tal como se pode constatar pela equação (3.30).

$$\begin{aligned}
L_{mar}^i &= \frac{k_0^i \cdot \left(1 + e^{\frac{0+E_0^i-k_1^i}{k_2^i}}\right) - 0 \cdot \frac{k_0^i}{k_2^i} \cdot e^{\frac{0+E_0^i-k_1^i}{k_2^i}}}{\left(1 + e^{\frac{0+E_0^i-k_1^i}{k_2^i}}\right)^2} \Leftrightarrow \\
&\Leftrightarrow L_{mar}^i = \frac{k_0^i}{1 + e^{\frac{E_0^i-k_1^i}{k_2^i}}} = \pi_0^i \tag{3.30}
\end{aligned}$$

Substituindo a equação (3.30) na condição (3.29), tem-se:

$$\pi_0^j \cdot \eta_{cb} > \pi_0^m \tag{3.31}$$

Através da condição (3.31) conclui-se que se a empresa de geração possuir apenas uma CHR, esta realiza bombagem e geração tendo apenas em conta a diferença de preços de equilíbrio sem a intervenção da empresa de geração no mercado diário, independentemente do poder de mercado que esta apresente. Assim, CHR realiza bombagem e geração nas horas onde a relação entre o preço de compra e o preço de venda seja inferior ao rendimento do ciclo de bombagem.

Central hídrica reversível e central térmica de base

Tendo em atenção a equação (3.28), e considerando que a CTB apresenta uma geração não nula, o lucro marginal pode ser escrito do seguinte modo:

$$L_{mar}^i = \frac{k_0^i \cdot \left(1 + e^{\frac{0+E_0^i-k_1^i}{k_2^i}}\right) - E_t^i \cdot \frac{k_0^i}{k_2^i} \cdot e^{\frac{0+E_0^i-k_1^i}{k_2^i}}}{\left(1 + e^{\frac{0+E_0^i-k_1^i}{k_2^i}}\right)^2} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow L_{mar}^i = \frac{k_0^i}{1 + e^{\frac{E_0^i-k_1^i}{k_2^i}}} - \frac{E_t^i \cdot \frac{k_0^i}{k_2^i} \cdot e^{\frac{E_0^i-k_1^i}{k_2^i}}}{\left(1 + e^{\frac{E_0^i-k_1^i}{k_2^i}}\right)^2} \quad (3.32)$$

Tendo em atenção a equação (3.6), a equação (3.32) pode ser escrita do seguinte modo:

$$L_{mar}^i = \pi_0^i - \pi_0^i \cdot \left(\frac{\frac{E_t^i}{k_2^i} \cdot e^{\frac{E_0^i-k_1^i}{k_2^i}}}{1 + e^{\frac{E_0^i-k_1^i}{k_2^i}}} \right) \quad (3.33)$$

Recorrendo às equações (3.18) a (3.20) verifica-se que:

$$e^{\frac{E_0^i-k_1^i}{k_2^i}} = e^{\ln\left(\frac{\pi_{max}}{\pi_0^i}-1\right)} = \frac{\pi_{max}}{\pi_0^i} - 1 \quad (3.34)$$

Substituindo a equação (3.34) na equação (3.33), tem-se que:

$$L_{mar}^i = \pi_0^i - \pi_0^i \cdot \frac{\frac{E_t^i}{k_2^i} \cdot \left(\frac{\pi_{max}}{\pi_0^i} - 1\right)}{1 + \frac{\pi_{max}}{\pi_0^i} - 1} = \pi_0^i - \pi_0^i \cdot \frac{E_t^i}{k_2^i} \cdot \left(1 - \frac{\pi_0^i}{\pi_{max}}\right) \quad (3.35)$$

O parâmetro k_2 é dado através da equação (3.20), pelo que substituindo esta na equação (3.35), o lucro marginal pode ser determinado pela equação (3.36).

$$L_{mar}^i = \pi_0^i - \pi_0^i \cdot \frac{E_t^i}{\left(\frac{(\pi_0^i)^2 \cdot \left(\frac{\pi_{max}}{\pi_0^i} - 1\right)}{\alpha \cdot \delta^i \cdot \pi_{max}} \right)} \cdot \left(1 - \frac{\pi_0^i}{\pi_{max}}\right) \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow L_{mar}^i = \pi_0^i + \pi_0^i \cdot \frac{E_t^i \cdot \alpha \cdot \delta^i \cdot \pi_{max}}{(\pi_0^i)^2 \cdot \left(\frac{\pi_{max} - \pi_0^i}{\pi_0^i}\right)} \cdot \left(\frac{\pi_{max} - \pi_0^i}{\pi_{max}}\right) \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow L_{mar}^i = \pi_0^i + E_t^i \cdot \alpha \cdot \delta^i \quad (3.36)$$

Substituindo a equação (3.36) na condição (3.29), tem-se a condição que determina quando a CHR realiza bombagem e geração, estando esta presente em (3.37).

$$(\pi_0^j + E_t^j \cdot \alpha \cdot \delta^j) \cdot \eta_{cb} > \pi_0^m + E_t^m \cdot \alpha \cdot \delta^m \quad (3.37)$$

Através da condição (3.37) é possível concluir que as horas em que a CHR deve operar dependem, não só do preço de equilíbrio sem a intervenção da empresa de geração no mercado diário, mas também do poder de mercado, do declive da curva de procura residual inversa e da energia elétrica gerada pela CTB.

No entanto, se a empresa de geração for tomadora de preço, isto é, $\alpha = 0$, a CHR apenas irá operar tendo em conta os preços de equilíbrio do mercado diário sem a sua intervenção, tal como se a empresa de geração apenas possuísse a CHR.

Central hídrica reversível e parque eólico

Tendo em atenção a equação (3.28), e considerando que o parque eólico apresenta geração não nula, o lucro marginal pode ser escrito como na equação (3.38).

$$L_{marg}^i = \frac{k_0^i \cdot \left(1 + e^{\frac{E_e^i + E_0^i - k_1^i}{k_2^i}}\right) - E_e^i \cdot \frac{k_0^i}{k_2^i} \cdot e^{\frac{E_e^i + E_0^i - k_1^i}{k_2^i}}}{\left(1 + e^{\frac{E_e^i + E_0^i - k_1^i}{k_2^i}}\right)^2} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow L_{marg}^i = \frac{k_0^i}{1 + e^{\frac{E_e^i + E_0^i - k_1^i}{k_2^i}}} - \frac{E_e^i \cdot \frac{k_0^i}{k_2^i} \cdot e^{\frac{E_e^i + E_0^i - k_1^i}{k_2^i}}}{\left(1 + e^{\frac{E_e^i + E_0^i - k_1^i}{k_2^i}}\right)^2} \Leftrightarrow \quad (3.38)$$

Tendo em atenção a equação (3.6), a equação (3.38) pode ser escrita tal como presente na equação (3.39).

$$L_{marg}^i = \pi^i(E_e^i) \cdot \left(1 - \frac{\frac{E_e^i}{k_2^i} \cdot e^{\frac{E_e^i + E_0^i - k_1^i}{k_2^i}}}{1 + e^{\frac{E_e^i + E_0^i - k_1^i}{k_2^i}}} \right) \quad (3.39)$$

Em contraste com a situação da CHR e CTB, a substituição das equações (3.18) a (3.20) na expressão do lucro marginal, equação (3.39), não representa uma simplificação da mesma, pelo que, tal não é desenvolvida no presente trabalho.

Deste modo, substituindo a equação (3.39) na condição (3.29), tem-se a condição que determina quando a CHR realiza bombagem e geração, estando esta presente em (3.40).

$$\left[\pi^j(E_e^j) \cdot \left(1 - \frac{\frac{E_e^j}{k_2^j} \cdot e^{\frac{E_e^j + E_0^j - k_1^j}{k_2^j}}}{1 + e^{\frac{E_e^j + E_0^j - k_1^j}{k_2^j}}} \right) \right] \cdot \eta_{cb} > \pi^m(E_e^m) \cdot \left(1 - \frac{\frac{E_e^m}{k_2^m} \cdot e^{\frac{E_e^m + E_0^m - k_1^m}{k_2^m}}}{1 + e^{\frac{E_e^m + E_0^m - k_1^m}{k_2^m}}} \right) \quad (3.40)$$

Através da condição (3.40) verifica-se que as horas em que a CHR deve operar dependem do preço de equilíbrio do mercado diário influenciado pela geração do parque eólico, do poder de mercado, incluído nos parâmetros que modelizam a função sigmoide (k_1 e k_2), e da quantidade energia elétrica vendida pelo parque eólico.

3.3.2. Quantidade de energia bombeada e gerada

As condições anteriores determinam quais as horas em que a CHR deve realizar bombagem e geração. No entanto, com essas condições não é possível determinar a quantidade de energia que a CHR deve bombear ou gerar em cada hora, sendo esse o objetivo da presente Subsecção.

A empresa de geração é definidora de preço

Enquanto o incremento da receita (ΔL^j) for superior ao incremento do custo (ΔL^m), ou seja, enquanto o lucro marginal da geração, afetado pelo rendimento do ciclo de bombagem, for superior ao lucro marginal da bombagem, então a CHR terá incentivo em aumentar a quantidade de energia elétrica bombeada e gerada.

No entanto, analisando a equação (3.28), verifica-se que com o aumento da energia bombeada o lucro marginal dessa hora aumenta, por outro lado, com o aumento da energia gerada o lucro marginal dessa hora diminui.

Deste modo, quando o incremento da receita igualar o incremento do custo, a CHR perde o incentivo de bombear e gerar mais energia elétrica, estando deste modo na condição de maximização do lucro. Assim, a condição que determina as quantidades de energia bombeada e gerada é a dada pela equação (3.41).

$$\Delta L^j = \Delta L^m \Leftrightarrow L_{mar}^j \cdot \eta_{cb} = L_{marg}^m \quad (3.41)$$

Este critério verifica-se apenas quando a CHR realiza bombagem e geração com níveis inferiores aos máximos permitidos. Se a CHR realizar bombagem ou geração no seu limite máximo, quer dizer que ela tinha incentivo para aumentar a energia bombeada ou gerada, mas apenas não o faz porque não é possível. Deste modo, a equação (3.41) não chega a verificar-se, pelo que $L_{mar}^j \cdot \eta_{cb} > L_{marg}^m$.

Se houver mais do que uma hora em que a CHR realize bombagem, os lucros marginais dessas horas serão iguais entre si, exceto nas horas onde a CHR esteja a operar no seu limite máximo de bombagem. O mesmo se aplica para as horas em que a CHR realiza geração de energia elétrica.

A empresa de geração é tomadora de preço

Para se simular o cenário em que a empresa de geração é tomadora de preço, impõe-se a condição $\alpha = 0$. Atendendo à equação (3.20), verifica-se que α ao tender para zero, faz com que k_2 tenda para infinito. Deste modo, $\frac{k_0}{k_2}$ tenderá para zero, pelo que a equação (3.28) pode ser escrita da seguinte forma:

$$L_{marg}^i = \frac{k_0^i \cdot \left(1 + e^{\frac{E_h^i + E_e^i + E_0^i - k_1^i}{k_2^i}} \right) - (E_h^i + E_e^i + E_t^i) \cdot 0 \cdot e^{\frac{E_h^i + E_e^i + E_0^i - k_1^i}{k_2^i}}}{\left(1 + e^{\frac{E_h^i + E_e^i + E_0^i - k_1^i}{k_2^i}} \right)^2} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow L_{marg}^i = \frac{k_0^i \cdot \left(1 + e^{\frac{E_h^i + E_e^i + E_0^i - k_1^i}{k_2^i}}\right)}{\left(1 + e^{\frac{E_h^i + E_e^i + E_0^i - k_1^i}{k_2^i}}\right)^2} = \frac{k_0^i}{1 + e^{\frac{E_h^i + E_e^i + E_0^i - k_1^i}{k_2^i}}} \Leftrightarrow$$

$$\Leftrightarrow L_{marg}^i = \pi^i(E_h^i + E_e^i) \quad (3.42)$$

Como a empresa de geração é tomadora de preço, a operação da CHR e do parque eólico não influenciará o preço de equilíbrio do mercado diário. Deste modo, o lucro marginal também se mantém inalterado e igual ao preço de equilíbrio sem a intervenção da empresa de geração, isto é, $L_{marg}^i = \pi^i(E_h^i + E_e^i) = \pi_0^i$.

Como o lucro marginal não se altera com a alteração da operação das centrais pertencentes à empresa de geração, nas horas em que a CHR realizar bombagem e geração, esta terá sempre incentivo a fazê-lo no seu limite máximo, verificando-se que $L_{mar}^j \cdot \eta_{cb} > L_{marg}^m$.

3.4. Algoritmo de resolução

No presente Capítulo foi desenvolvido o modelo de otimiza a operação de uma CHR pertencente a uma empresa de geração de energia elétrica inserida no mercado diário. Para a implementação deste modelo é necessário realizar uma sequência de processos, sendo esta sequência esquematizada, de forma simplificada, pelo diagrama de blocos da Figura 3.6.

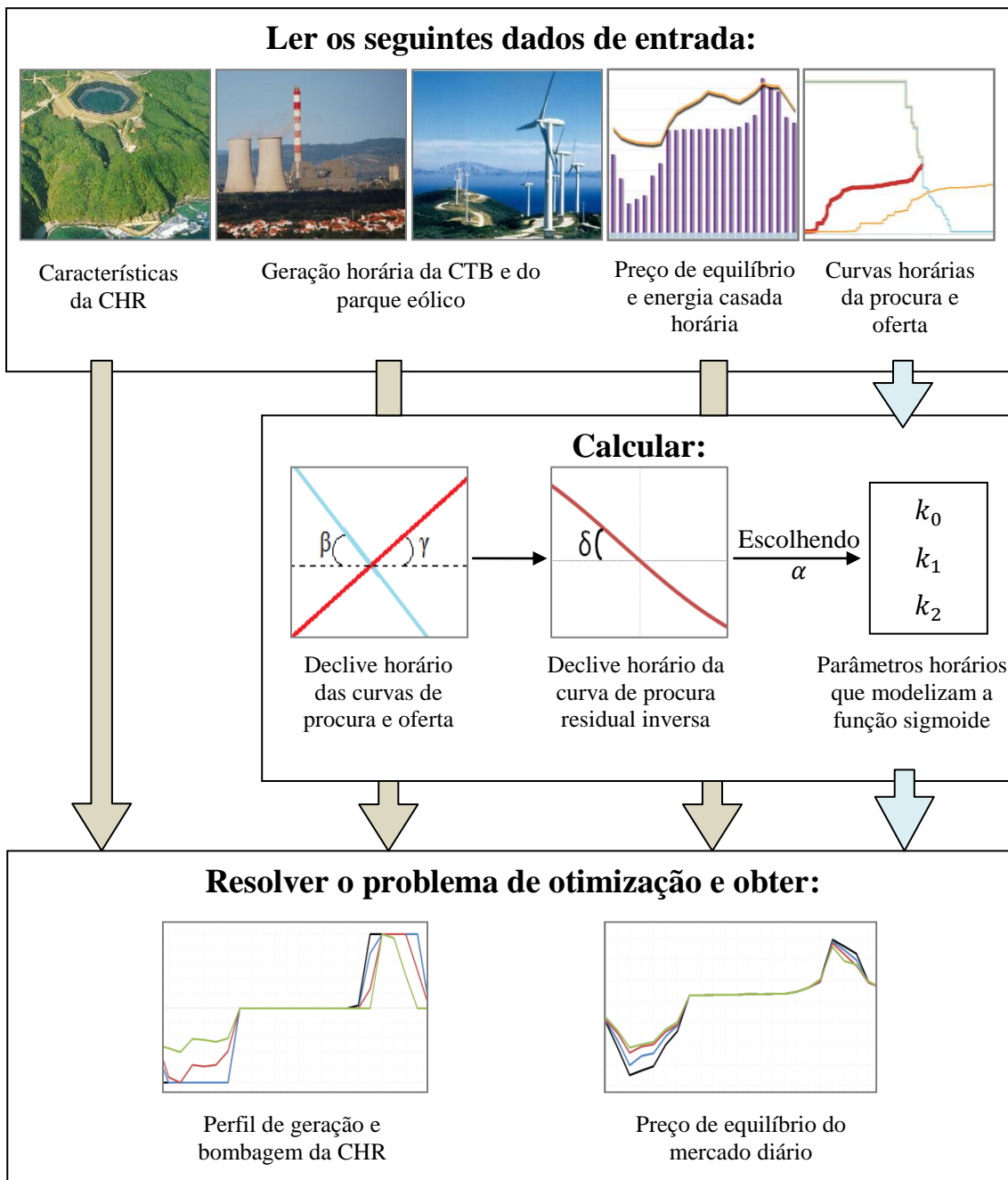


Figura 3.6: Diagrama de blocos simplificado para a determinação do perfil ótimo de geração e bombagem da CHR.

Para a resolução do problema de otimização utiliza-se o pacote de otimização *MINOS*, através da linguagem de programação GAMS. Este pacote de otimização, desenvolvido por B. Murtaugh e M. Saunders, resolve problemas lineares e não lineares, tendo sido, no entanto, especialmente desenhado para resolver problemas não lineares de grande escala [43].

Para a determinação do declive das curvas de procura e oferta, utiliza-se uma aproximação linear junto ao ponto de equilíbrio de cada hora, recorrendo-se para tal à ferramenta *POLYFIT* disponibilizada pelo programa *MATLAB* [39].

De uma forma mais detalhada, o algoritmo desenvolvido para determinar o perfil ótimo de geração e bombagem da CHR, pertencente a uma empresa de geração inserida no mercado diário, é o que se segue:

- 1) Ler os seguintes dados de entrada:
 - a) Rendimento de bombagem e geração da CHR;
 - b) Nível mínimo, máximo, inicial e final de energia armazenada no reservatório superior da CHR;
 - c) Máximo consumo e geração de energia elétrica que a CHR pode realizar;
 - d) Geração horária de energia elétrica por parte da CTB, caso exista;
 - e) Geração horária de energia elétrica por parte do parque eólico, caso exista;
 - f) Valores horários de preço de equilíbrio e energia casada do mercado diário, sem a intervenção da empresa de geração;
 - g) Curvas horárias da procura e oferta do mercado diário;
- 2) Determinar o declive horário das curvas da procura e oferta com aproximação linear, através da ferramenta *POLYFIT*;
- 3) Calcular o declive horário da curva de procura residual inversa, com recurso à equação (3.4);
- 4) Escolher o grau de poder de mercado através do fator α ;
- 5) Calcular, para cada hora, os parâmetros que modelizam a função sigmoide, através das equações (3.18) a (3.20);
- 6) Resolver o problema de otimização, descrito pelas equações (3.21) a (3.27), utilizando o pacote de otimização *MINOS*, e guardar os resultados obtidos;
- 7) Para obter mais resultados com um diferente grau de poder de mercado ir para o passo 4 e modificar o valor de α ; caso contrário parar.

Capítulo

4

Casos de Estudo

Neste capítulo são apresentados três casos de estudo por forma a avaliar a resposta da central hídrica reversível face a diferentes cenários. O primeiro caso de estudo visa avaliar o impacto do grau de poder de mercado no despacho de uma central hídrica reversível. No segundo e terceiro caso de estudo a empresa de geração possui também uma central térmica e um parque eólico, respetivamente, permitindo deste modo analisar a influência da geração de energia elétrica por parte de centrais de tecnologia diferente na operação de uma central hídrica reversível.

4. Casos de Estudo

Com o objetivo de avaliar o impacto da variação do grau de poder de mercado no despacho de uma CHR, no primeiro caso de estudo é considerado que a empresa de geração apenas possui uma CHR, sendo as suas características iguais nos restantes casos de estudo. Para atingir o objetivo proposto, a compra e venda de energia elétrica é efetuada no mercado diário podendo influenciar, deste modo, o preço de equilíbrio do mesmo.

O segundo caso de estudo tem por objetivo analisar a influência da geração de energia elétrica de uma CTB na operação da CHR. Neste caso de estudo é considerado que a energia gerada pela CTB é constante ao longo do tempo e que esta já se encontra ofertada no mercado diário aquando da obtenção da curva de oferta, isto é, a venda de energia elétrica da CTB não influencia o preço de equilíbrio do mercado diário.

O terceiro caso de estudo tem por objetivo analisar a influência da geração de energia elétrica de um parque eólico na operação da CHR. Para este caso de estudo é considerado que o parque eólico encontra-se instalado em Portugal sendo, portanto, considerado que o seu perfil de geração é semelhante ao verificado em Portugal. A geração eólica poderá, à semelhança da CHR, influenciar o preço de equilíbrio do mercado diário.

De acordo com Kanakasabapathy e Swarup [44], é economicamente mais vantajoso planear a operação de uma CHR num horizonte de uma semana do que para apenas um dia, pois permite uma melhor exploração da capacidade de armazenamento do seu reservatório superior. Deste modo, a otimização da operação da CHR, nos três casos de estudo, é realizada para uma semana.

4.1. Dados de entrada

Para determinar o perfil ótimo de geração e bombagem da CHR é necessário ler alguns dados de entrada, sendo estes descritos na presente Secção.

Central hídrica reversível

Considere uma CHR pura em que os limites mínimo (W^{min}) e máximo (W^{max}) de energia armazenada no reservatório superior seja de 500 MWh e 70000 MWh, respetivamente.

Quando a CHR realiza bombagem o seu rendimento (η_b) é de 80%, por outro lado, quando esta opera em modo de geração apresenta um rendimento (η_g) de 90%, tal como utilizado em [40]. Através dos rendimentos de bombagem e geração é possível determinar o rendimento do ciclo de bombagem, que apresenta o valor de: $\eta_{cb} = \eta_b \cdot \eta_g = 0,8 \cdot 0,9 = 0,72$.

Devido a restrições dos componentes que constituem a CHR, o máximo de energia que esta pode bombear (E_b^{max}) e gerar (E_g^{max}) em cada hora é de 1000 MWh, para ambas as situações. É considerado que a CHR é capaz de mudar de estado instantaneamente, significando que esta é capaz de funcionar em qualquer estado em qualquer hora.

A operação semanal começa à meia-noite de segunda-feira, com uma energia inicialmente armazenada no reservatório superior ($W^{inicial}$) de 50000 MWh, e termina à meia-noite da segunda-feira da semana seguinte com pelo menos 50000 MWh de energia armazenada no reservatório superior (W^{final}).

Mercado diário do MIBEL

No mercado diário do MIBEL as licitações de compra e as ofertas de venda são realizadas para cada hora do dia, sendo este, assim, dividido em vinte e quatro períodos iguais. Como uma semana apresenta sete dias, logo $H = 7 \cdot 24 = 168$.

Os dados considerados para o mercado diário do MIBEL foram obtidos através da base de dados do OMEL [32], para a semana de 7 a 13 de novembro de 2011. Nas horas em que ocorreram mecanismos de separação de mercados (*market splitting*) foi considerado os dados referentes ao mercado espanhol, pois este apresenta um volume de mercado consideravelmente superior ao português e, portanto, mais semelhante do mercado diário antes da aplicação deste mecanismo. De notar que, no mercado diário do MIBEL, o preço máximo de licitação permitido é $\pi_{max} = 180,30 \text{ €/MWh}$.

Na Figura 4.1 são representados o preço de equilíbrio (barras) e a energia casada (linha) do mercado diário para a semana em questão, sem a intervenção da empresa de geração.

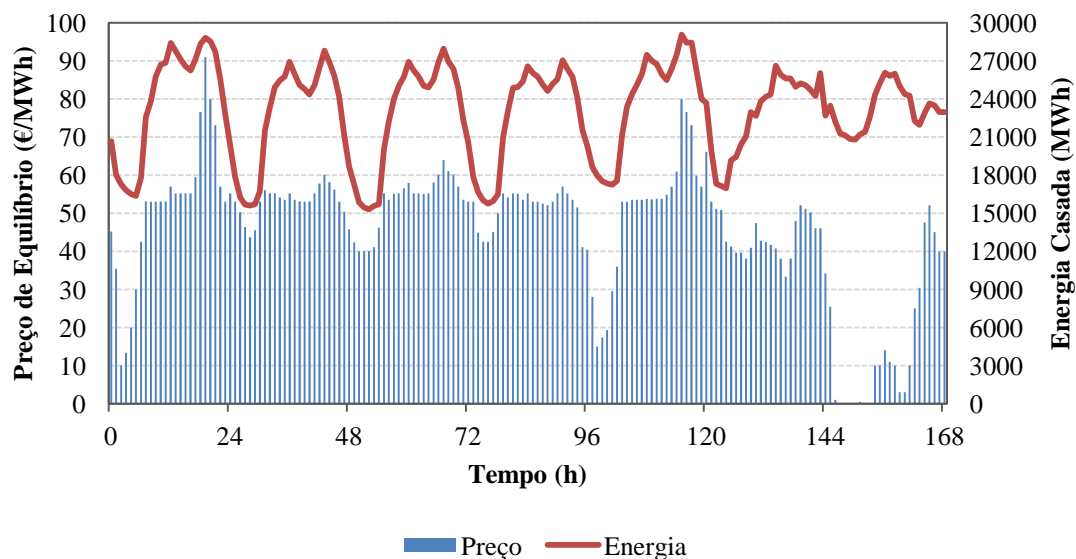


Figura 4.1: Preço de equilíbrio e energia casada sem a intervenção da empresa de geração – 7 a 13 de novembro de 2011.

Os declives horários das curvas de procura e oferta, determinados pela linearização em torno do ponto de equilíbrio do mercado diário, são ilustrados na Figura 4.2. Nesta mesma figura encontra-se também representado o declive da curva de procura residual inversa, calculado pela equação (3.4).

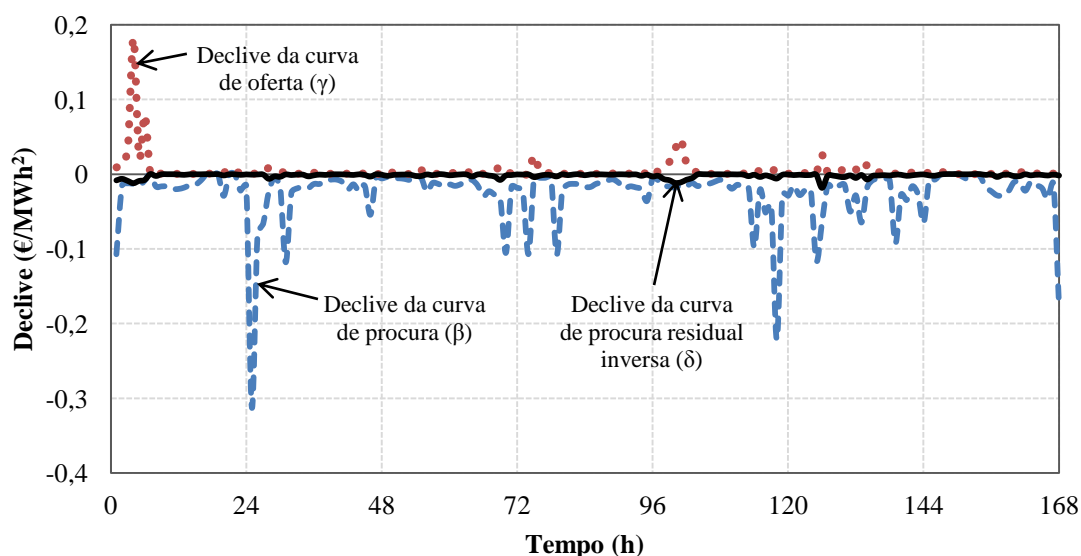


Figura 4.2: Declive das curvas de oferta, procura e procura residual inversa – 7 a 13 de novembro de 2011.

Analisando a Figura 4.2 pode verificar-se que o declive da curva de procura apresenta, no geral, maior variação do que o declive da curva de oferta. Verifica-se ainda que o declive da curva de oferta apresenta normalmente valores mais baixos, em valor absoluto, do que o declive da curva de procura, levando o declive da curva de procura residual inversa a apresentar valores baixos, em valor absoluto.

Por forma a obter-se uma melhor perceção da variação do declive da curva de procura residual inversa, na Figura 4.3 encontra-se representado um pormenor da mesma.

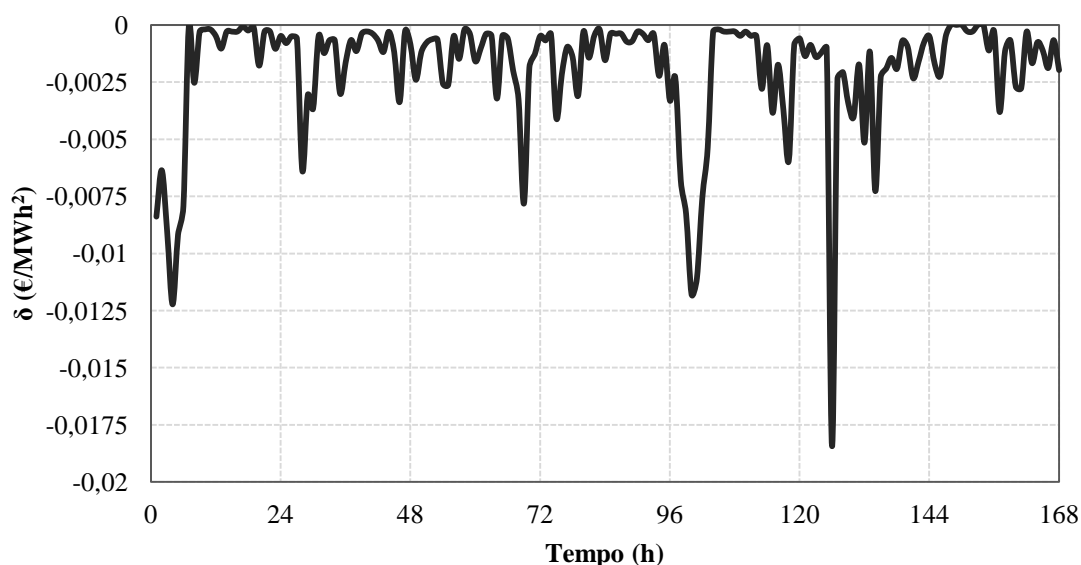


Figura 4.3: Declive da curva de procura residual inversa (δ) – 7 a 13 de novembro de 2011.

Através da Figura 4.3 é possível constatar que o declive da curva de procura residual inversa apresenta variações consideráveis, devendo-se isto ao facto de as curvas de oferta e procura apresentarem um comportamento diferente para todas as horas.

Obtido o declive horário da curva da procura residual inversa no ponto de equilíbrio do mercado diário, é possível calcular a elasticidade da procura residual através da equação (3.5), sendo esta representada na Figura 4.4.

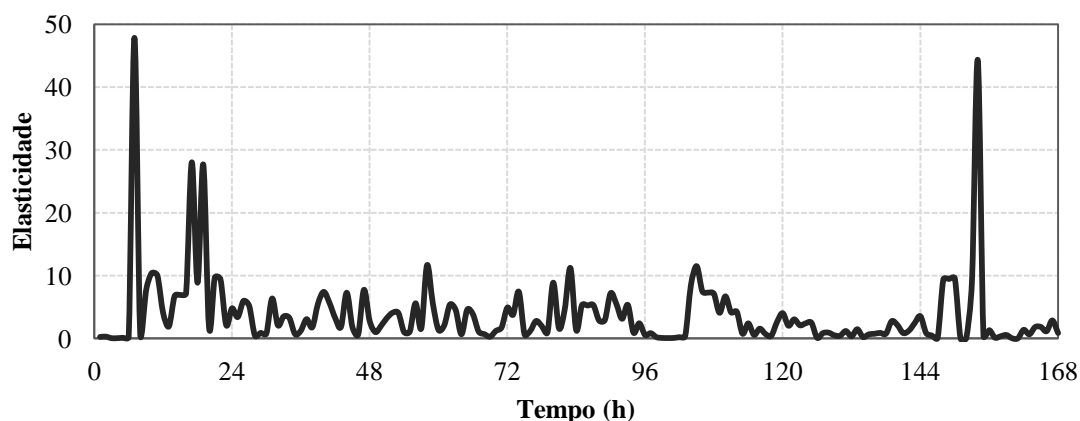


Figura 4.4: Elasticidade da procura residual – 7 a 13 de novembro de 2011.

Tendo em conta a Figura 4.4, pode constatar-se que a elasticidade da procura residual apresenta variações ao longo da semana, sendo em algumas horas rígida (valor inferior à unidade) e outras horas elástica (valor superior à unidade). Dado isto, a empresa de geração ao intervir no mercado diário não alterará o preço de equilíbrio de igual modo em todas as horas, podendo este facto influenciar a operação da CHR.

Por forma a obter análises esclarecedoras dos resultados obtidos, será, por vezes, necessário ilustrá-los apenas para um dia da semana em questão. De notar que apenas se está a pormenorizar os resultados desse dia, pelo que a otimização continua a ser semanal. Para este propósito é considerado o dia 11 de novembro de 2011, onde o preço de equilíbrio (barras) e a energia casada (linha) do mercado diário, sem a intervenção da empresa de geração, são representados na Figura 4.5.

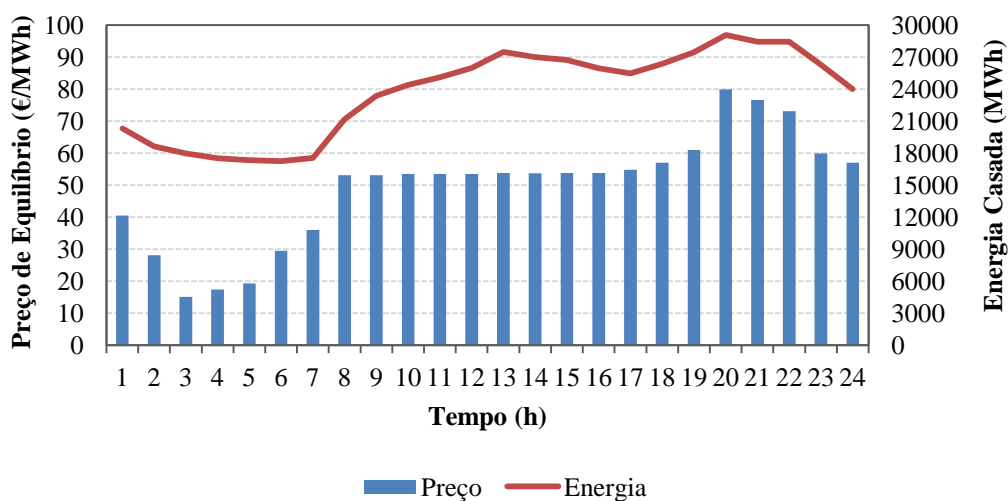


Figura 4.5: Preço de equilíbrio e energia casada sem a intervenção da empresa de geração – 11 de novembro de 2011.

Para o dia 11 de novembro de 2011, a elasticidade da procura residual é a representada na Figura 4.6.

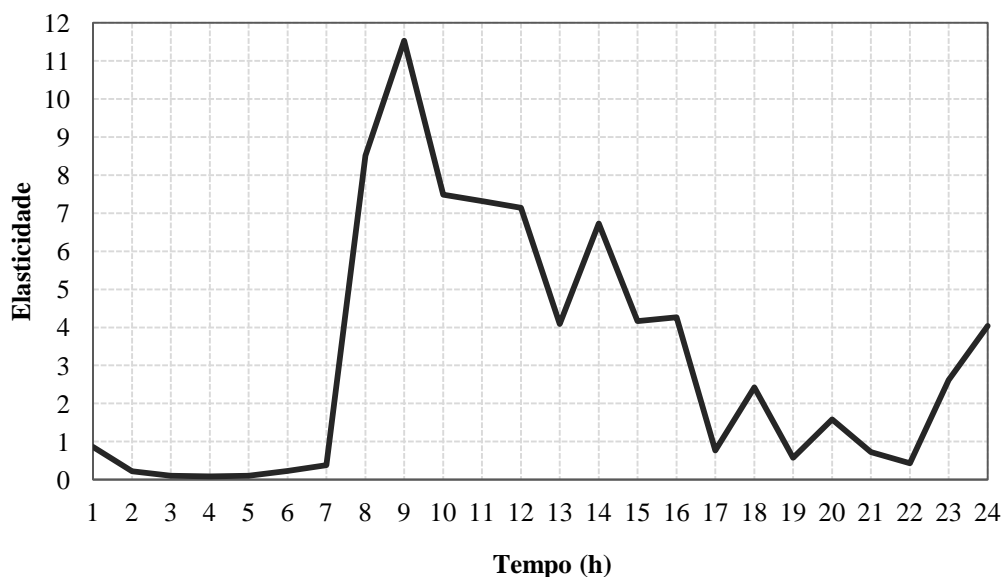


Figura 4.6: Elasticidade da procura residual – 11 de novembro de 2011.

Através da Figura 4.6 e da Figura 4.5 é possível verificar que a procura residual é mais rígida nas horas de menor e maior preço de equilíbrio sem a intervenção da empresa de geração. Nestas horas é espetável que a CHR realize bombagem e geração, pelo que, tal operação alterará o preço de equilíbrio consideravelmente.

Geração eólica em Portugal

Para o terceiro caso de estudo é considerado que a empresa de geração possui um parque eólico instalado em Portugal. Para determinar o perfil de geração de energia elétrica do parque eólico, para a semana de 7 a 13 de novembro de 2011, considerou-se que este apresenta um perfil de geração semelhante ao verificado em Portugal, para o mesmo período de tempo.

Por forma a verificar como a geração eólica influencia o preço de equilíbrio do mercado diário, estes encontram-se representados na Figura 4.7.

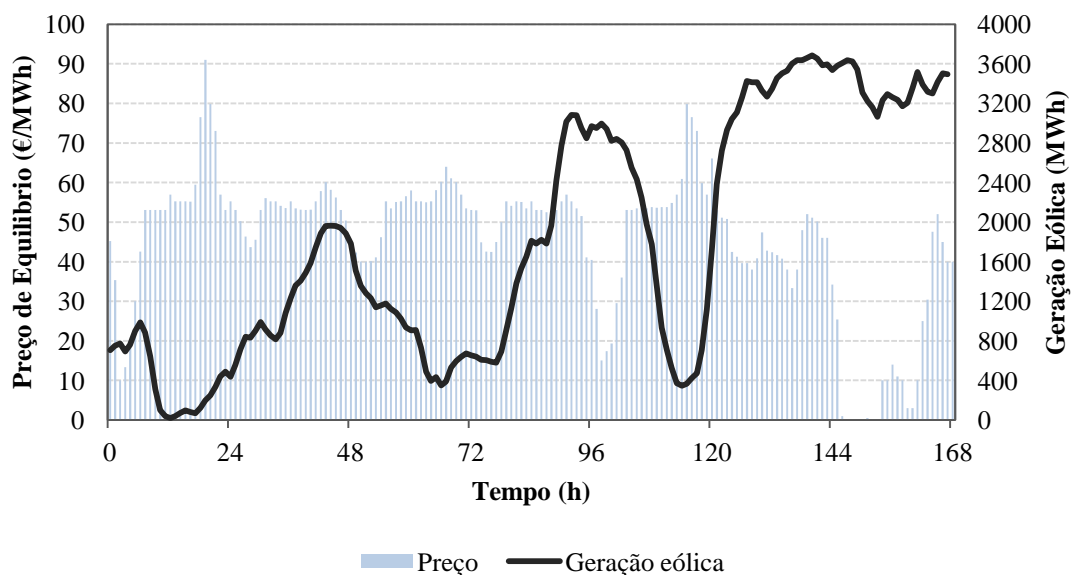


Figura 4.7: Preço de equilíbrio do mercado diário e geração eólica em Portugal – 7 a 13 de novembro de 2011.

Os dados referentes à geração eólica foram obtidos através da concessionária da rede de transporte portuguesa, a REN [45]. Embora os dados facultados apresentem uma periodicidade de 15 min em 15 min, aquando da implementação no modelo desenvolvido apenas foi considerado a sua média horária.

Através da Figura 4.7 é possível constatar que, regra geral, quando a geração eólica é mais elevada, o preço de equilíbrio do mercado diário tende a ser mais baixo.

Este efeito resulta essencialmente devido a dois fatores: o primeiro deve-se por as centrais eólicas espanholas realizem as suas ofertas de venda, tipicamente, a um preço muito baixo; o segundo fator deve-se às centrais eólicas portuguesas, que embora não transacionem a sua energia gerada em mercado, vendem-na ao comercializador de último recurso, tendo este a responsabilidade de integrar a respetiva geração nas suas licitações de aquisição, reduzindo assim a necessidade de procura [29].

Deste modo, embora o parque eólico considerado esteja instalado em Portugal, e portanto não transaciona a sua energia em mercado, a sua geração fará diminuir as licitações de compra, influenciando o preço de equilíbrio do mercado diário. A influência da diminuição das licitações de compra do comercializador de último recurso, que são realizadas a preço instrumental de 180,3 €/MWh, sobre o preço de equilíbrio do mercado diário é muito semelhante à influência do aumento das ofertas de venda a preço muito reduzido sobre o mesmo.

Deste modo, e no contexto do presente estudo, é válido considerar que a energia elétrica gerada pelo parque eólico é vendida no mercado diário, tal como considerado no problema de otimização.

A geração eólica em Portugal e o preço de equilíbrio do mercado diário, para o dia 11 de novembro de 2011, encontram-se representados na Figura 4.8.

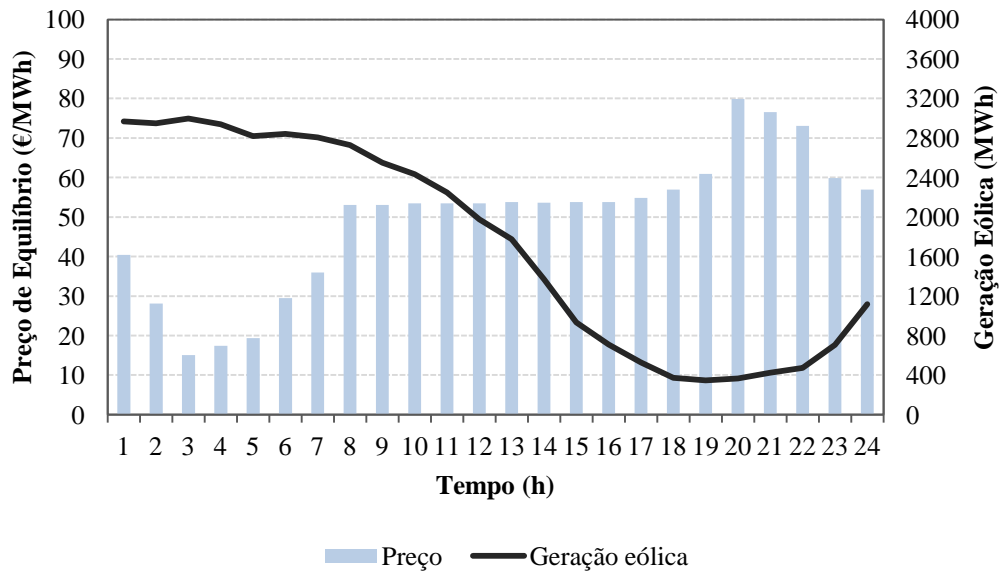


Figura 4.8: Preço de equilíbrio do mercado diário e geração eólica em Portugal – 11 de novembro de 2011.

Os dados de entrada apresentados nas respetivas figuras encontram-se disponíveis para consulta no Apêndice A.

4.2. Central hídrica reversível

A presente Secção tem por objetivo avaliar o impacto da variação do grau de poder de mercado no despacho de uma CHR. Para tal, considerou-se que a empresa de geração não possuía nenhuma CTB nem nenhum parque eólico, pelo que $E_t^i = 0$ e $E_e^i = 0$, $i = 1$ a H .

Por forma a simular diferentes graus de poder de mercado, o algoritmo desenvolvido na Secção 3.4 foi aplicado para três cenários diferentes de crescente poder de mercado: $\alpha = 0$, $\alpha = 1$ e $\alpha = 2$.

Os resultados obtidos, respeitantes aos cenários extremos ($\alpha = 0$ e $\alpha = 2$), do perfil de bombagem e geração da CHR para a semana de 7 a 13 de novembro de 2011, são representados na Figura 4.9.

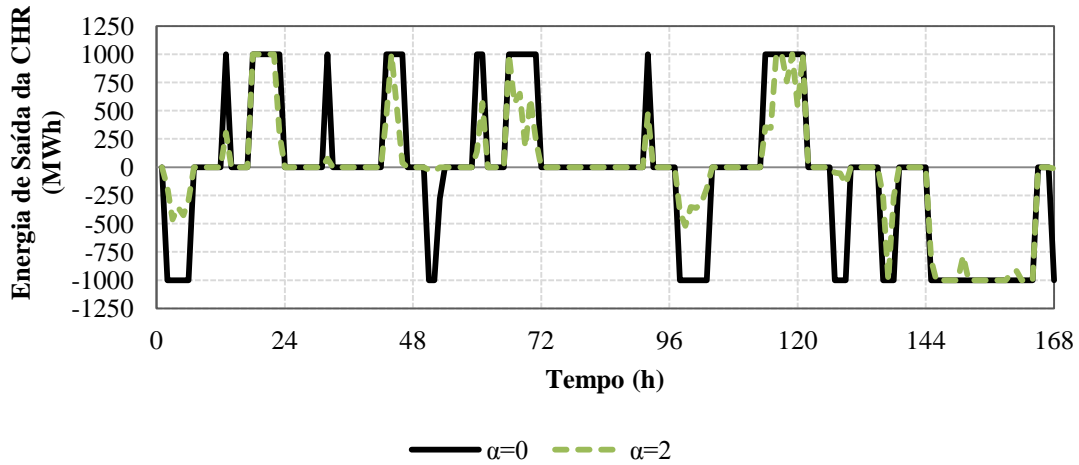


Figura 4.9: Energia bombeada e gerada pela CHR para diferentes graus de poder de mercado – 7 a 13 de novembro de 2011.

Analisando o preço de equilíbrio sem a intervenção da empresa de geração, Figura 4.1, e o perfil de bombagem e geração da CHR, Figura 4.9, verifica-se que quando o preço de equilíbrio é mais baixo a CHR opera em modo de bombagem, quando o preço de equilíbrio é mais alto a CHR gera energia elétrica e quando o preço apresenta valores intermédios a CHR encontra-se parada, qualquer que seja o grau de poder de mercado.

Sendo a CHR do tipo pura, a sua operação provoca variações da energia armazenada no reservatório superior, tal como representado na Figura 4.10.

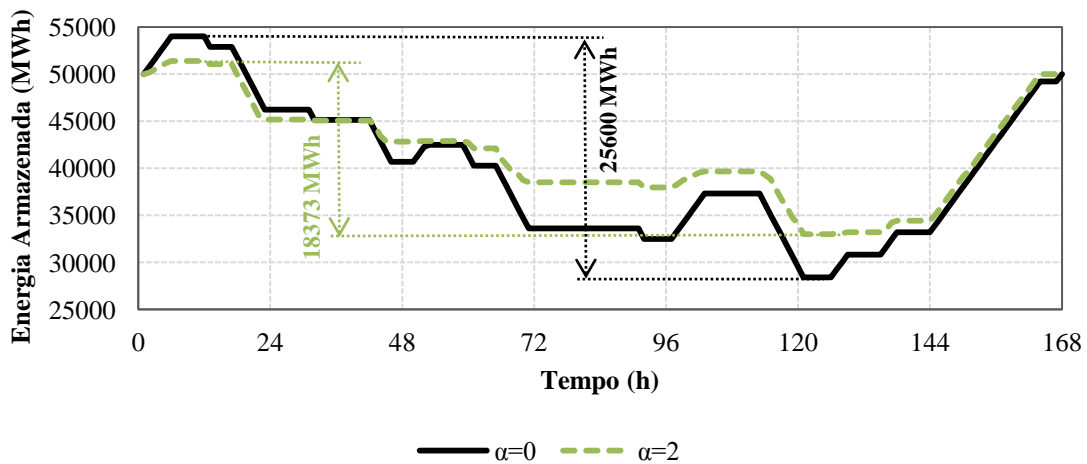


Figura 4.10: Energia armazenada no reservatório superior da CHR para diferentes graus de poder de mercado – 7 a 13 de novembro de 2011.

Da Figura 4.10 é possível verificar que a energia armazenada no reservatório superior, regra geral, diminui ao longo dos dias de semana e aumenta durante o fim de semana. Isto acontece pois a CHR aproveita os preços de equilíbrio mais elevados, praticados durante os dias de semana, para realizar geração de forma mais intensa e os baixos preços, praticados no fim de semana, para realizar bombagem e assim repor a energia gasta durante a semana.

Para qualquer dos cenários, a energia armazenada no final do período de otimização é igual ao mínimo requerido, pois bombear apresenta um custo associado à compra de energia elétrica, pelo que, a CHR apenas tem incentivo a bombear a quantidade de energia necessária para a geração.

No entanto, verifica-se que aumentando o grau de poder de mercado o reservatório superior apresenta uma menor utilização, isto é, a amplitude entre o mínimo e o máximo atingidos durante o período de otimização é menor.

Para uma análise mais detalhada acerca da influência do poder de mercado na operação da CHR, considere a Figura 4.11 onde é representado o perfil de bombagem e geração da CHR, para os cenários de $\alpha = 0$, $\alpha = 1$ e $\alpha = 2$, para o dia 11 de novembro de 2011.

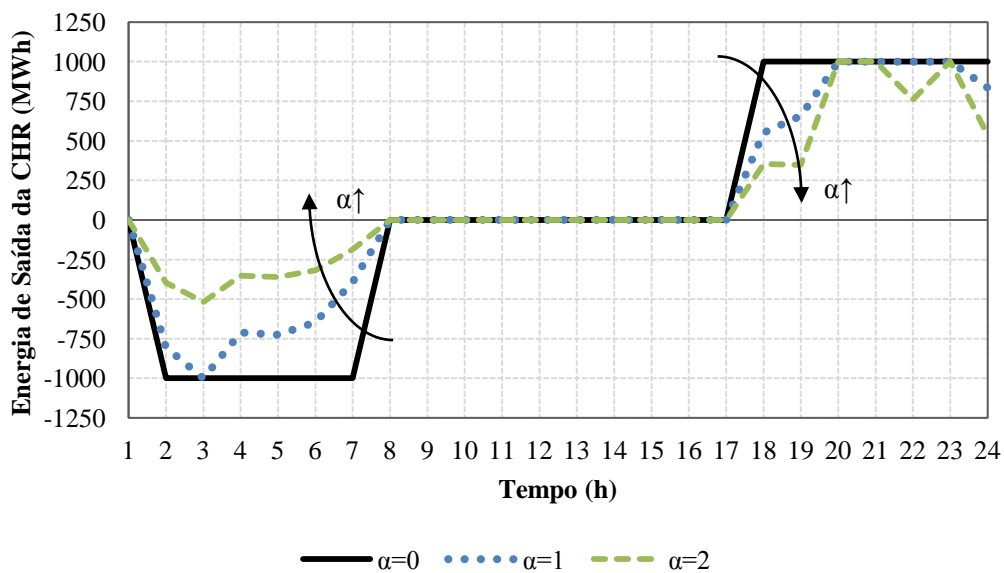


Figura 4.11: Energia bombeada e gerada pela CHR para diferentes graus de poder de mercado – 11 de novembro de 2011.

Através da Figura 4.11 é possível verificar que, no cenário onde a empresa de geração é tomadora de preço ($\alpha = 0$), a CHR realiza bombagem e geração de elevadas quantidades de energia elétrica. Contudo, com o aumento do poder de mercado a CHR

reduz as quantidades de energia bombeada e gerada em cada hora, devendo-se este comportamento ao facto de, nesta situação, a operação da CHR influenciar o preço de equilíbrio do mercado diário, tal como se pode verificar na Figura 4.12.

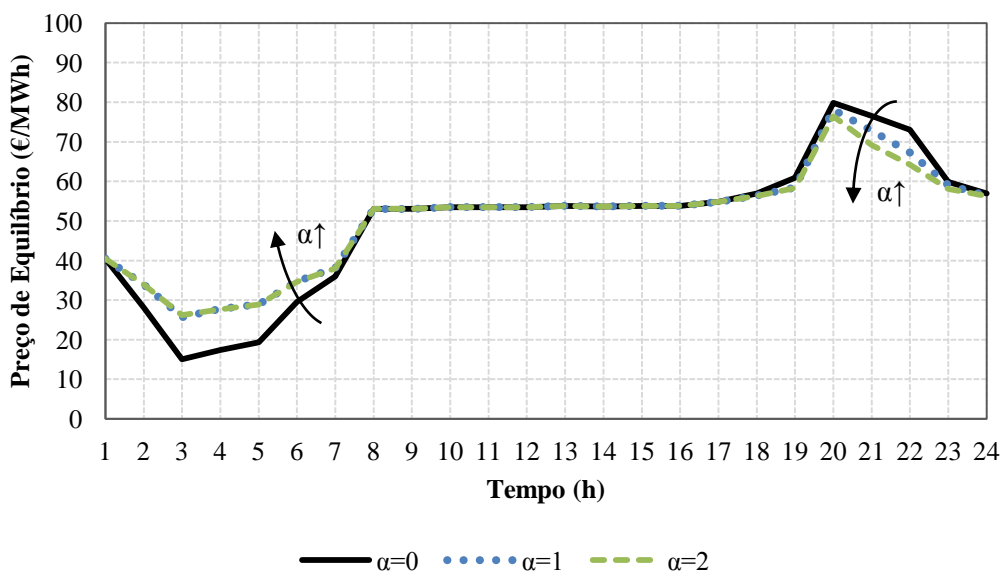


Figura 4.12: Preço de equilíbrio para diferentes graus de poder de mercado, após intervenção da CHR – 11 de novembro de 2011.

Da análise da Figura 4.12 é possível constatar que com o aumento do grau de poder de mercado da empresa de geração, a participação da CHR no mercado diário tem uma maior influência sobre o preço de equilíbrio, fazendo-o subir quando realiza bombagem e descer quando gera energia elétrica. Este efeito sobre o preço de equilíbrio não é favorável para a CHR, pois esta ao comprar energia elétrica aumenta o preço de equilíbrio, aumentando assim o custo de bombagem, e ao vender energia elétrica o preço desce, levando a uma diminuição da receita.

Dado isto, pode concluir-se que quanto maior o grau de poder de mercado da empresa de geração, maior será a influência da operação da CHR sobre o preço de equilíbrio do mercado diário, tornando-se menos atrativo licitar e ofertar grandes quantidades de energia elétrica. Esta diminuição leva a uma redução da quantidade total de energia bombeada, e conseqüentemente gerada, tal como se pode verificar na Figura 4.13.

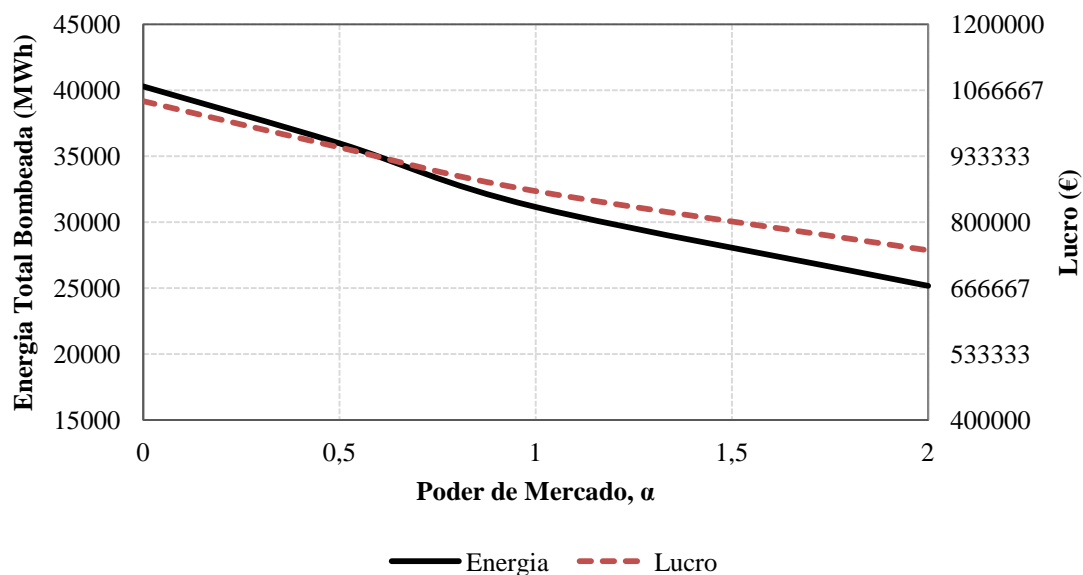


Figura 4.13: Energia total bombeada e lucro obtido para diferentes graus de poder de mercado.

Dado que, em alguns momentos, a energia armazenada pela CHR possa ser proveniente do excesso de geração renovável, nomeadamente geração eólica, o facto de a empresa de geração apresentar poder de mercado pode levar a uma menor integração deste tipo de geração, quando comparado com o caso de esta ser tomadora de preço.

Na Figura 4.13 encontra-se também representado o lucro obtido pela empresa de geração, onde é possível constatar que com o aumento do poder de mercado o lucro diminui. Isto deve-se ao facto de ao aumentar o poder de mercado, a operação da CHR irá influenciar mais o preço de equilíbrio, levando a que a energia seja comprada a um preço superior e vendida a um preço inferior, o que provoca uma diminuição do lucro.

Tendo em atenção que a energia armazenada no final do período de otimização é igual à inicial, a energia total vendida pela CHR apresenta o mesmo comportamento da energia total bombeada com o aumento do grau de poder de mercado. Como a diminuição da energia total vendida é mais acentuada que a diminuição do lucro com o aumento do poder de mercado, o lucro médio da energia vendida aumenta com o aumento do poder de mercado, tal como pode ser constatado pela Figura 4.14.

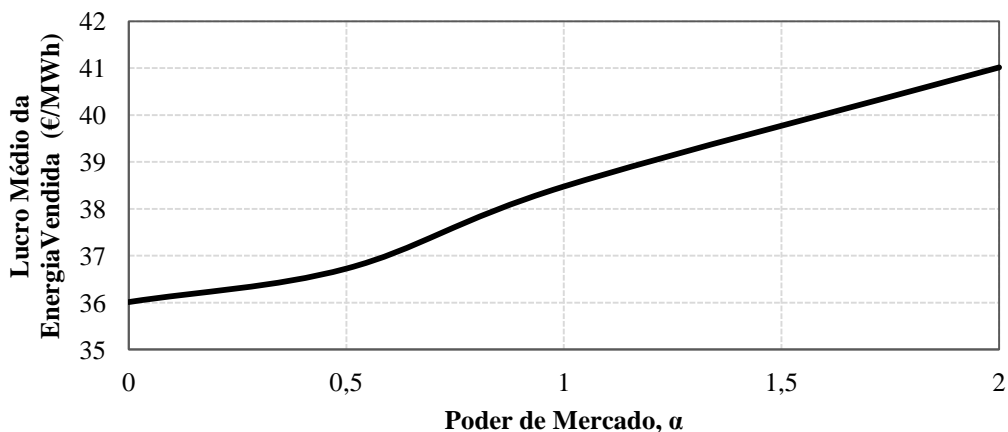


Figura 4.14: Lucro médio da energia vendida pela empresa de geração para diferentes graus de poder de mercado.

O que provoca o lucro médio da energia vendida a aumentar com o aumento do poder de mercado é facto da CHR reduzir a energia bombeada e gerada em cada hora, conseguindo posicionar-se no mercado diário de forma a obter uma melhor valorização da sua energia vendida.

Na Subsecção 3.3.1 é demonstrado que qualquer que seja o grau de poder de mercado, a CHR realiza bombagem e geração para as mesmas horas, sendo apenas necessário que a relação entre o preço de compra e o preço de venda seja inferior ao rendimento do ciclo de bombagem. Neste sentido, na Figura 4.15 é representado o preço de equilíbrio, sem a intervenção da empresa de geração, ordenado de forma crescente, bem como o preço máximo e mínimo para os quais a CHR realizou bombagem e geração, respetivamente.

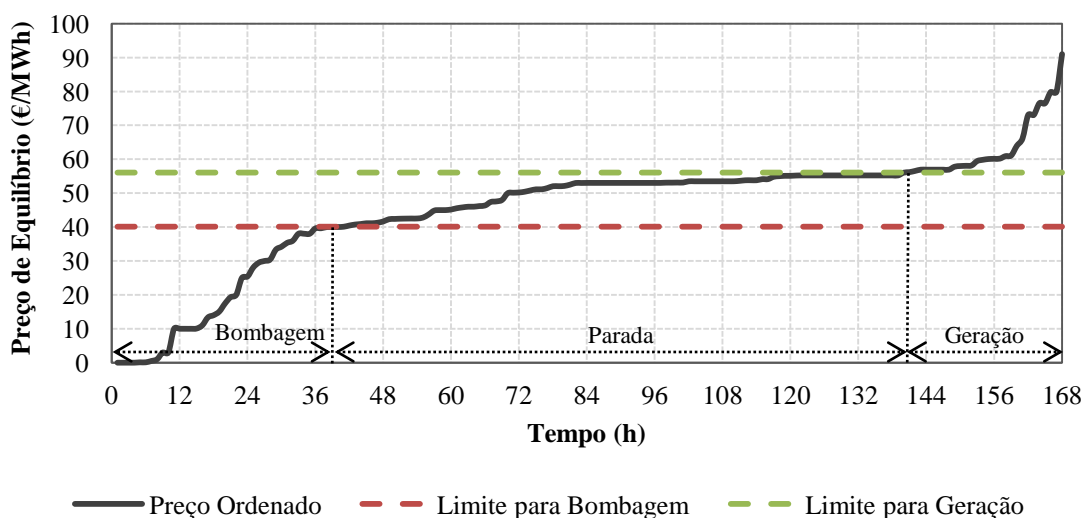


Figura 4.15: Curva ordenada dos preços de equilíbrio.

Dos resultados obtidos verifica-se que quando o preço de equilíbrio apresenta valores não superiores a 40,1 €/MWh a CHR realiza bombagem, correspondendo isso a 41 h. Por outro lado, quando o preço de equilíbrio é não inferior a 56,05 €/MWh a CHR opera em modo de geração, sendo isso correspondente a 29 h. Nas restantes 98 h da semana a CHR encontra-se parada.

A relação entre o limite máximo de bombagem e o limite mínimo de geração é igual a 0,715 sendo, portanto, ligeiramente inferior ao rendimento do ciclo de bombagem que é de 0,72, indo assim de encontro ao esperado.

4.3. Central hídrica reversível e central térmica

A presente Secção tem por objetivo analisar a influência da geração de energia elétrica por parte de uma CTB na operação da CHR.

Esta análise é realizada considerando que a empresa de geração tem o grau de poder de mercado igual ao verificado no mercado diário do MIBEL, pelo que o algoritmo desenvolvido na Secção 3.4 é aplicado para $\alpha = 1$. Por forma a avaliar a influência do aumento da potência nominal da CTB na operação da CHR, considere três cenários de crescente potência da CTB, sendo estes: $P_t = 0$, $P_t = 3150$ MW e $P_t = 6300$ MW.

A escolha das potências nominais dos diferentes cenários tem por base a série de Renard R10, sendo esta uma progressão geométrica utilizada na normalização de alguns produtos [46]. Os valores de potência escolhidos são consideravelmente elevados com o intuito de evidenciar a mudança de comportamento da CHR com o aumento da potência nominal da CTB.

Neste caso de estudo é considerado que a CTB realiza geração em todas as horas à sua potência nominal e que esta já se encontra ofertada no mercado diário aquando da obtenção da curva de oferta, isto é, a venda de energia elétrica da CTB não influencia o preço de equilíbrio. É considerado também que a empresa de geração não possui nenhum parque eólico, pelo que $E_e^i = 0$, $i = 1$ a H .

Os resultados obtidos, respeitantes aos cenários extremos ($P_t = 0$ MW e $P_t = 6300$ MW), do perfil de bombagem e geração da CHR para a semana de 7 a 13 de novembro de 2011, são representados na Figura 4.16.

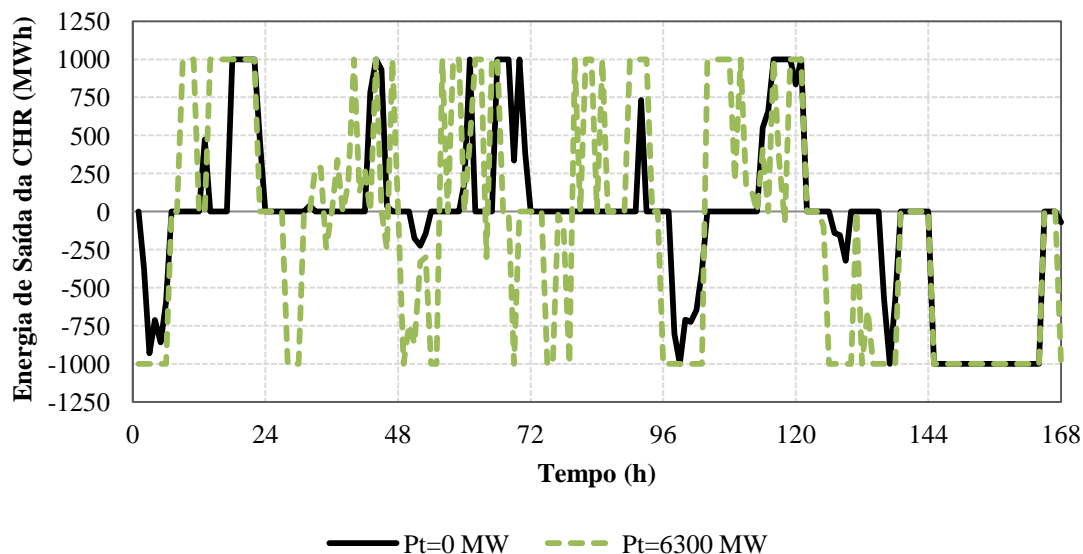


Figura 4.16: Energia bombeada e gerada pela CHR para diferente potência nominal da CTB – 7 a 13 de novembro de 2011.

Através da Figura 4.16 é possível verificar que, com o aumento da potência nominal da CTB, a CHR modifica a sua operação de forma significativa, modificando não só as quantidades de energia elétrica bombeada e gerada, mas também o seu estado de funcionamento.

Esta mudança de operação pode ser verificada em detalhe na Figura 4.17, onde é representado o perfil de bombagem e geração da CHR, para todos os cenários propostos, para o dia 11 de novembro de 2011.

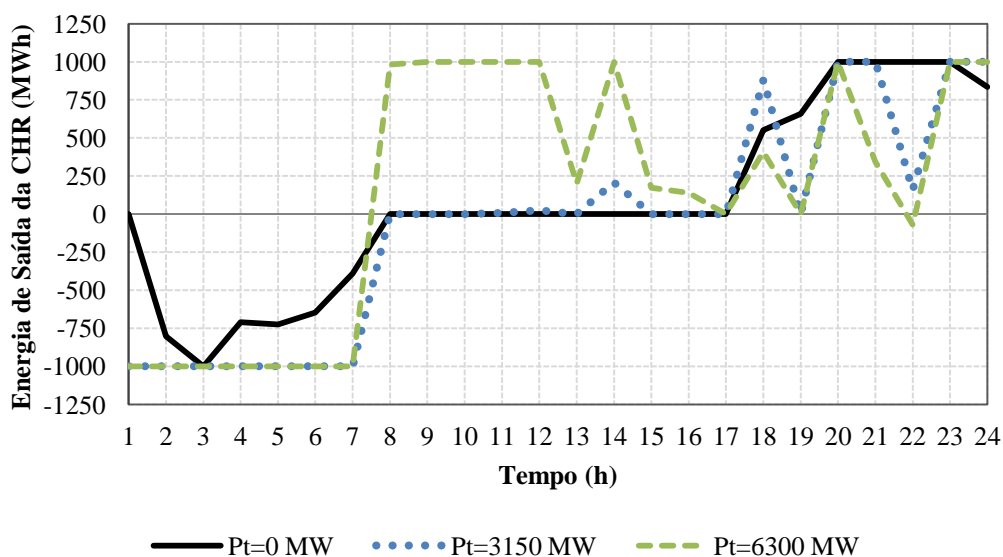


Figura 4.17: Energia bombeada e gerada pela CHR para diferente potência nominal da CTB – 11 de novembro de 2011.

Tendo em conta o preço de equilíbrio sem a intervenção da empresa de geração, Figura 4.5, e o perfil de bombagem e geração da CHR para o cenário de $P_t = 6300$ MW, Figura 4.17, é possível constatar que a CHR realiza bombagem numa hora de preço de equilíbrio relativamente elevado (hora 22), onde seria espectável que esta realizasse geração de energia elétrica. Por outro lado, a CHR gera energia elétrica em horas de preço intermédio (horas 8 a 16), onde seria de esperar que esta permanecesse parada.

Relativamente à hora 22, a CHR altera o seu estado de funcionamento com o aumento da potência nominal da CTB pois a procura residual é, nesta hora, inelástica, tal como se pode verificar pela Figura 4.6. Assim, a CHR ao realizar bombagem aumenta significativamente o preço de equilíbrio, valorizando a energia vendida pela CTB.

Relativamente às horas 8 a 16, a CHR altera o seu estado de funcionamento de parada para geração, pois nestas horas o valor de elasticidade da procura residual é maior, tal como se pode constatar pela Figura 4.6. Assim, a CHR ao gerar energia elétrica não influencia significativamente o preço de equilíbrio.

Da análise anterior é possível constatar que, com o aumento da potência nominal da CTB, a CHR toma menos em consideração o preço de equilíbrio sem a intervenção da empresa de geração e passa a responder de forma mais significativa à elasticidade da procura residual.

Esta transição de importância, com o aumento da potência nominal da CTB, tem como objetivo alterar o preço de equilíbrio, sendo este representado na Figura 4.18.

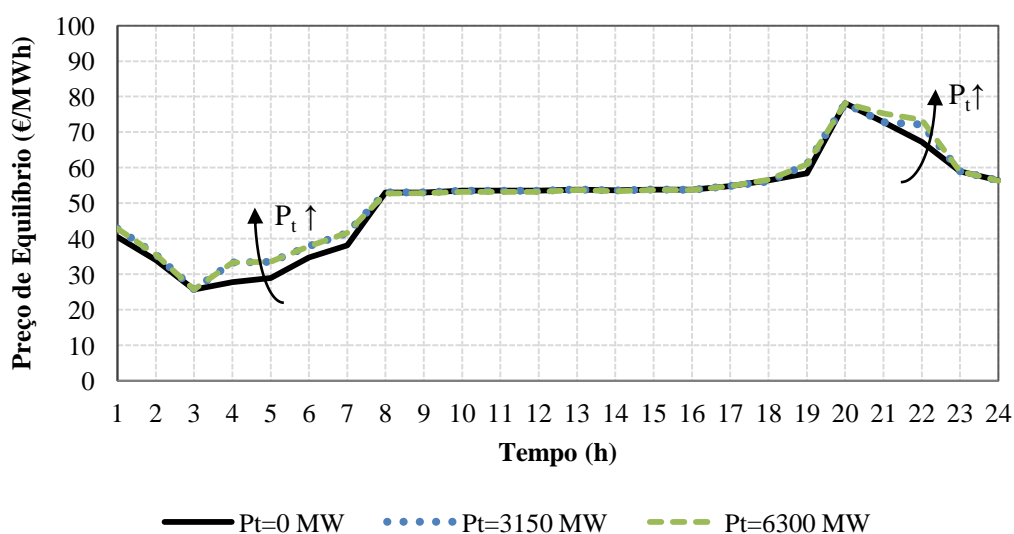


Figura 4.18: Preço de equilíbrio para diferente potência nominal da CTB – 11 de novembro de 2011.

Através da Figura 4.18 é possível constatar que com o aumento da potência nominal da CTB o preço de equilíbrio do mercado diário tende a aumentar, por forma a valorizar a energia vendida pela CTB.

Deste modo, é possível concluir que a geração de energia elétrica por parte da CTB incentiva a CHR a aumentar os preços de equilíbrio do mercado diário. Para que tal seja conseguido, a CHR realiza bombagem preferencialmente nas horas de maior influência sobre o preço de equilíbrio, onde a procura residual é mais rígida, e geração nas horas de menor influência, onde a procura residual é mais elástica.

Assim, se a CTB possuir uma potência nominal considerável, a CHR opera tendo em consideração a elasticidade da procura residual e não só os preços de equilíbrio sem a intervenção da empresa de geração no mercado diário.

Sendo a CHR do tipo pura, a sua operação provoca variações da energia armazenada no reservatório superior, tal como se representado na Figura 4.19.

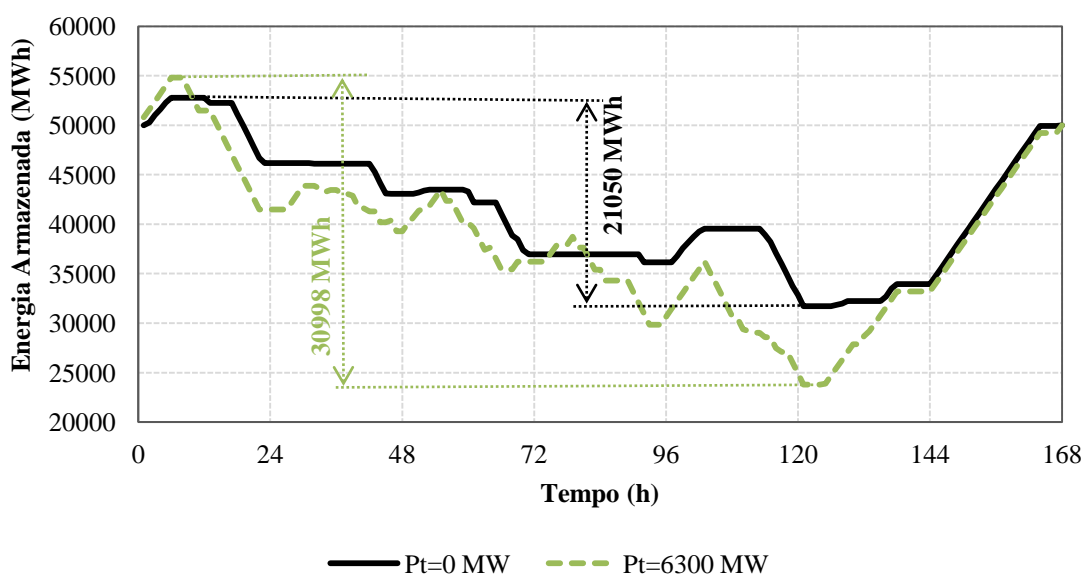


Figura 4.19: Energia armazenada no reservatório superior para diferente potência nominal da CTB – 7 a 13 de novembro de 2011.

Da Figura 4.19 é possível verificar que, para qualquer dos cenários representados, o valor de energia armazenada no reservatório superior, no final do período de otimização, é igual ao mínimo requerido. Deste modo, conclui-se que embora haja incentivo para a CHR fazer subir o preço de equilíbrio do mercado diário, conseguido através de bombagem, este incentivo não é suficiente para a CHR armazenar mais energia do que aquela que é necessária para realizar geração.

É também possível verificar que com uma maior potência nominal da CTB, o reservatório superior apresenta uma melhor exploração, pois atinge um valor máximo mais elevado e um valor mínimo mais baixo, o que sugere que a CHR bombeia uma maior quantidade de energia ao longo da semana.

Por forma a verificar se a CHR bombeia, de facto, mais energia com o aumento da potência nominal da CTB, considere a Figura 4.20, onde é representado o total de energia bombeada não só para diferente potência nominal da CTB, mas também para diferentes graus de poder de mercado.

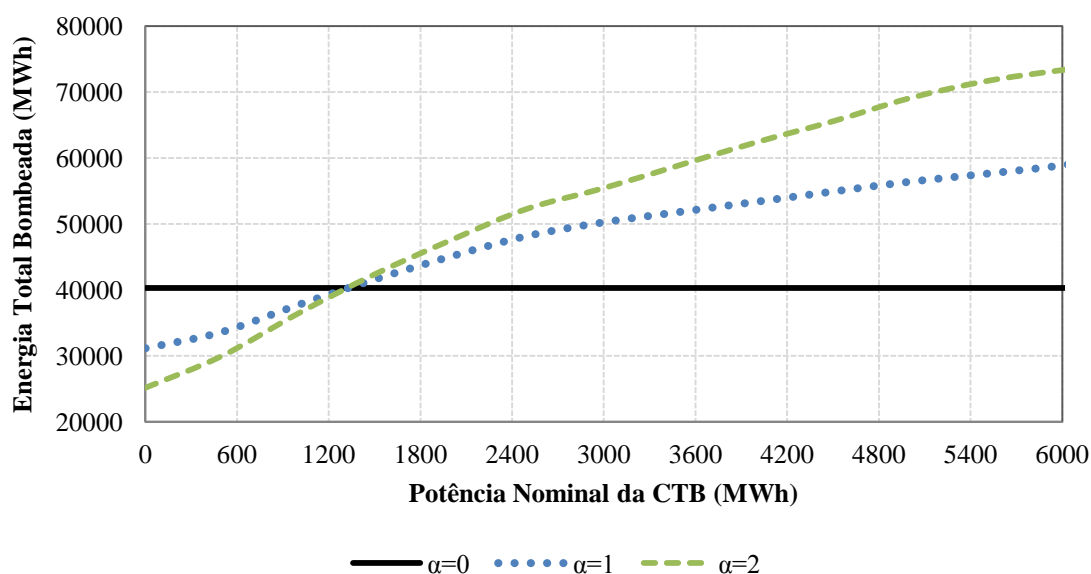


Figura 4.20: Energia total bombeada para diferentes graus de poder de mercado e diferente potência nominal da CTB.

Através dos resultados obtidos constata-se que, no cenário em que a CHR é tomadora de preço ($\alpha = 0$), a energia bombeada é igual para qualquer valor de potência nominal da CTB, pois neste cenário a CHR não possui a capacidade de modificar o preço de equilíbrio, pelo que não tem incentivo em alterar a sua operação.

Quando a empresa de geração apresenta capacidade de influenciar o preço de equilíbrio verifica-se que, qualquer que seja o grau de poder de mercado, aumentando a potência nominal da CBT a CHR bombeia mais energia.

No entanto, quando a potência nominal da CTB é baixa, o aumento do poder de mercado provoca uma diminuição do total de energia bombeada por parte da CHR. Quando a potência nominal da CTB é mais elevada esta situação inverte-se, havendo por isso mais energia bombeada com o aumento do poder de mercado, sendo essa

energia também superior ao cenário de tomador de preço ($\alpha = 0$). O ponto de inversão ocorre quando a potência nominal da CTB é cerca de 130% da quantidade máxima de bombagem e geração da CHR.

O aumento da potência nominal da CTB faz com que a energia total vendida pela empresa de geração seja superior, não só pelo aumento da energia vendida pela CTB, mas também pelo aumento da energia vendida pela CHR. Deste modo, é interessante analisar o comportamento do lucro médio da energia vendida, sendo este representado na Figura 4.21.

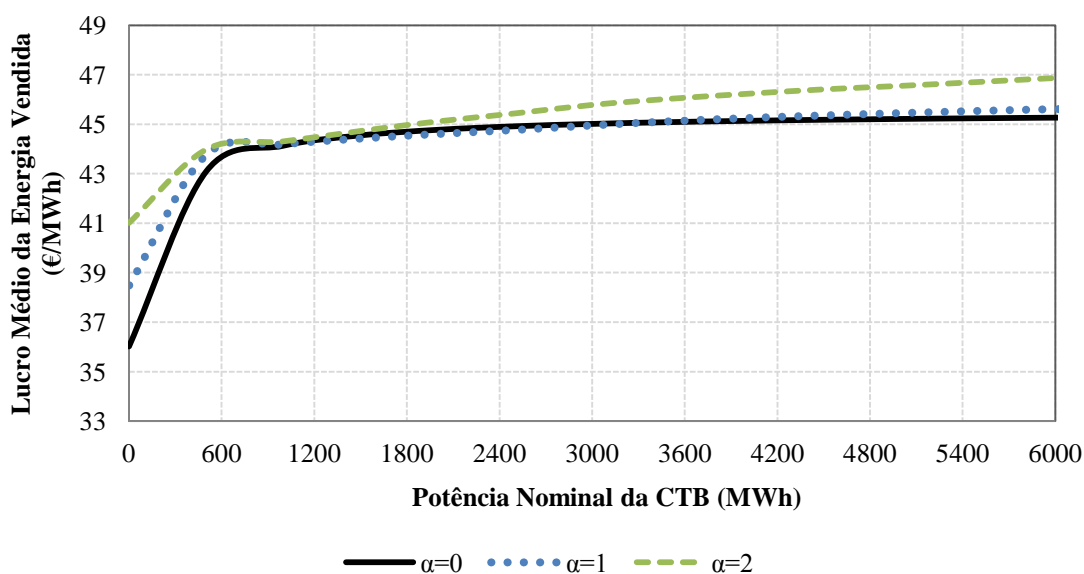


Figura 4.21: Lucro médio da energia vendida pela empresa de geração para diferentes graus de poder de mercado e diferente potência instalada da CTB.

Da Figura 4.21 verifica-se que, com o aumento da potência nominal da CTB, o lucro médio da energia vendida tende a aumentar. Tal acontece por dois motivos, o primeiro deve-se ao facto de a CTB gerar energia elétrica com custos de operação nulos, o que não acontece com a CHR que necessita de comprar energia elétrica. Assim, o aumento da potência nominal da CTB provoca um aumento da energia vendida com custos de operação nulos, levando o lucro médio da energia vendida a aumentar, mesmo quando a empresa de geração é tomadora de preço ($\alpha = 0$).

O segundo motivo deve-se ao facto da CHR alterar a sua operação com o aumento da potência nominal da CTB, aumentando o preço de equilíbrio do mercado diário por forma a valorizar a energia vendida proveniente da CTB.

Associado ao segundo motivo, prende-se a capacidade de a CHR modificar o preço de equilíbrio. Deste modo, quanto maior o grau de poder de mercado da empresa de geração maior é a influência da operação da CHR sobre o preço de equilíbrio e, conseqüentemente, maior será a valorização da energia vendida pela CTB. Assim, pode-se concluir que, regra geral, quanto maior o poder de mercado da empresa de geração maior será o lucro médio da energia vendida, podendo isto ser constatado através da Figura 4.21.

Atendendo aos resultados obtidos, é possível concluir que se a empresa de geração possuir poder de mercado e uma CTB de potência nominal consideravelmente elevada, a energia bombeada aumenta significativamente, em relação ao caso em que a empresa de geração é tomadora de preço. Assim, se em alguns períodos, essa energia bombeada for proveniente do excesso de energia gerada por centrais renováveis, a capacidade de integração deste tipo de geração poderá superar a expectativa.

A juntar a isto, verifica-se ainda que a empresa de geração consegue uma melhor valorização da sua energia vendida, pelo que este pode ser um cenário favorável, quer para a empresa de geração, quer para o sistema elétrico.

4.4. Central hídrica reversível e parque eólico

A presente Secção tem por objetivo analisar a influência da geração de energia elétrica de um parque eólico na operação da CHR.

Esta análise é realizada considerando que a empresa de geração tem o grau de poder de mercado igual ao verificado no mercado diário do MIBEL, pelo que o algoritmo desenvolvido na Secção 3.4 foi aplicado para $\alpha = 1$.

Por forma a avaliar a influência do aumento de geração eólica na operação da CHR, considere três cenários de crescente potência instalada do parque eólico. Estes cenários aparecem em percentagem da potência instalada em Portugal, tendo por base a série de Renard R10 [46], sendo estes: 0%, 8% e 12,5%. Deste modo, a geração eólica apresenta um perfil de geração igual ao verificado em Portugal, Figura 4.7, mas em percentagem correspondente ao cenário.

De acordo com a Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG) [47], no mês de novembro de 2011 Portugal apresentava um total de potência eólica instalada de

4291 MW, pelo que, os cenários considerados correspondem às potências instaladas de $P_e = 0$, $P_e = 343,3$ MW e $P_e = 536,4$ MW, respetivamente.

Neste caso de estudo é considerado que a energia elétrica vendida correspondente ao parque eólico influencia o preço de equilíbrio do mercado diário, tal como a CHR. É considerado também que a empresa de geração não possui nenhuma CTB, pelo que $E_t^i = 0$, $i = 1$ a H .

Os resultados obtidos, respeitantes aos cenários extremos ($P_e = 0$ MW e $P_e = 536,4$ MW), do perfil de bombagem e geração da CHR para a semana de 7 a 13 de novembro de 2011, são representados na Figura 4.22.

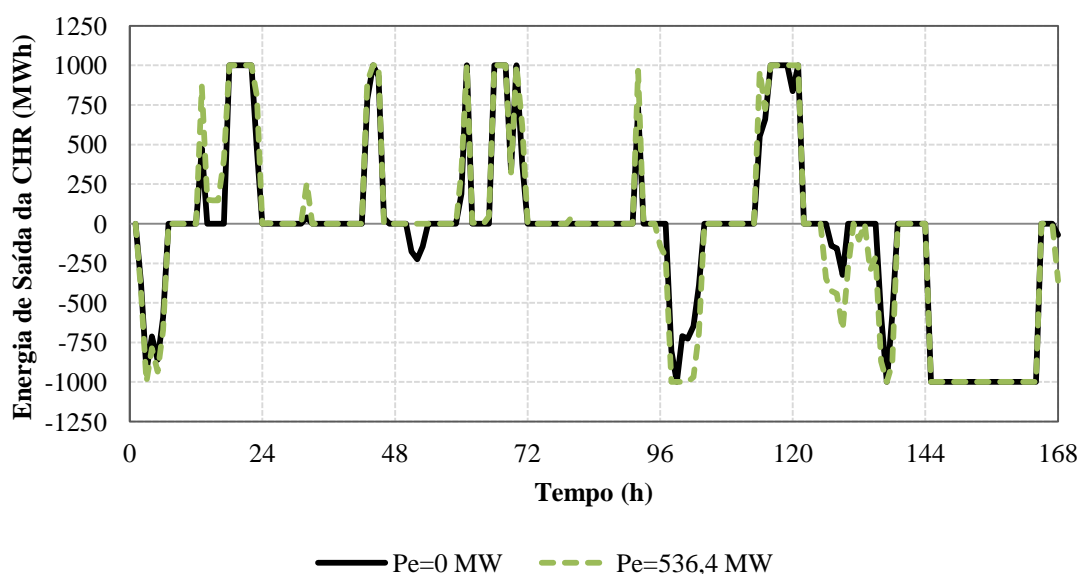


Figura 4.22: Energia bombeada e gerada pela CHR para diferente potência instalada do parque eólico – 7 a 13 de novembro de 2011.

Através da Figura 4.22 é possível verificar que o aumento da potência instalada do parque eólico modifica a operação da CHR. No entanto, estas modificações refletem-se principalmente nas quantidades de energia bombeada e gerada em cada hora e não tanto em alterações do seu estado de funcionamento.

As mudanças de operação podem ser verificadas em detalhe na Figura 4.23, onde é representado o perfil de bombagem e geração da CHR, para todos os cenários propostos, para o dia 11 de novembro de 2011.

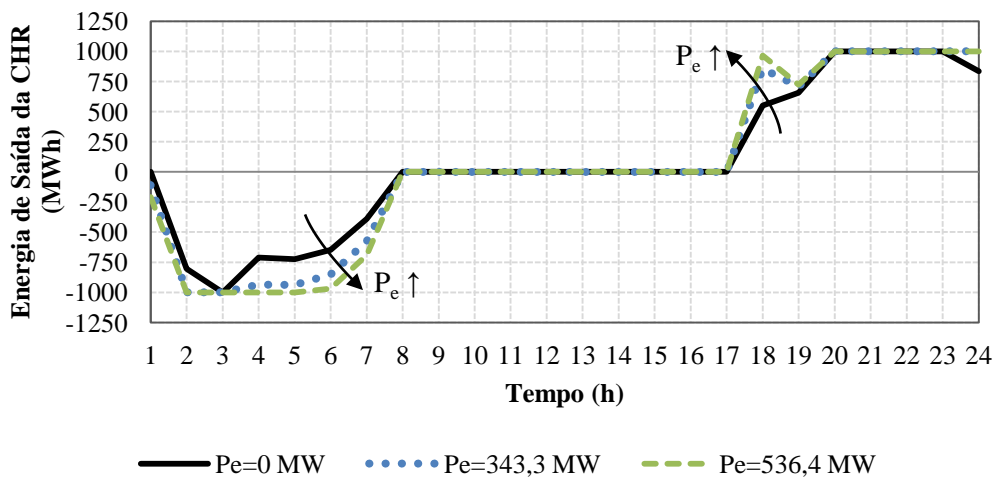


Figura 4.23: Energia bombeada e gerada pela CHR para diferente potência instalada do parque eólico – 11 de novembro de 2011.

Através da Figura 4.23 é possível constatar que a CHR aumenta a energia bombeada e gerada com o aumento da potência instalada do parque eólico.

Isto acontece devido ao facto de, regra geral, nas horas de menor preço de equilíbrio a geração eólica ser mais elevada e nas horas de maior preço de equilíbrio a geração eólica ser menor, tal como se pode verificar na Figura 4.7 e na Figura 4.8. Deste modo, a geração eólica tem uma influência mais significativa sobre o preço de equilíbrio nas horas de menor preço, fazendo-o baixar ainda mais.

Como é nas horas de menor preço de equilíbrio que a CHR realiza bombagem, devido à geração eólica o preço não será tão elevado do que na situação em que a empresa de geração apenas possui a CHR, tal como se pode constatar pela Figura 4.24.

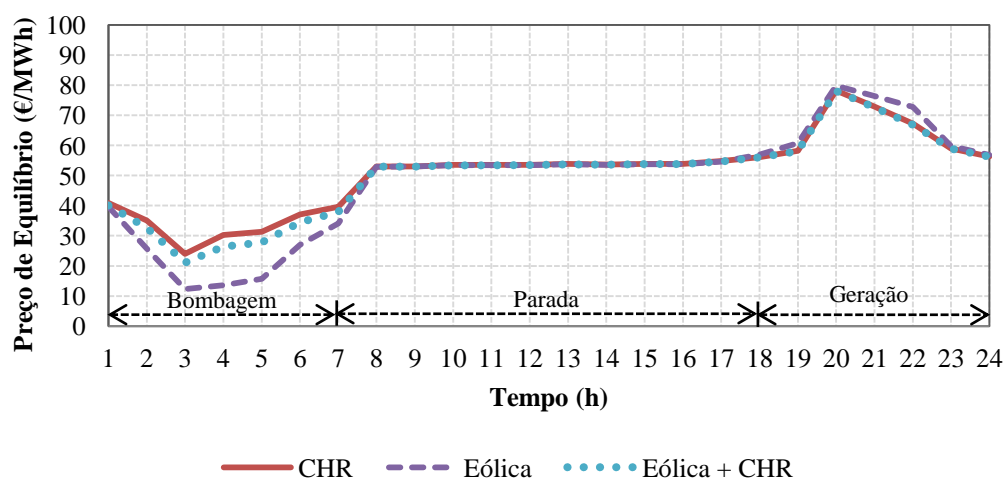


Figura 4.24: Efeito da geração eólica e da operação da CHR no preço de equilíbrio.

Pela Figura 4.24 pode-se constatar que nas horas onde a CHR realiza geração o preço de equilíbrio do mercado diário é muito semelhante para os casos em que a empresa apenas possui a CHR e também possui o parque eólico, devendo-se isto à baixa geração eólica verificada nestas horas.

Deste modo, pode concluir-se que a geração eólica faz baixar o preço de compra da energia elétrica, o que incentiva a CHR a aumentar a energia bombeada nessas horas. Dado que a CHR possui mais energia armazenada no seu reservatório, esta utiliza-a para aumentar a geração de energia elétrica nas horas de maior preço de equilíbrio, que, regra geral, não são significativamente influenciados pela geração eólica.

O preço de equilíbrio do mercado diário, após a participação do parque eólico e da CHR, encontra-se representado na Figura 4.25.

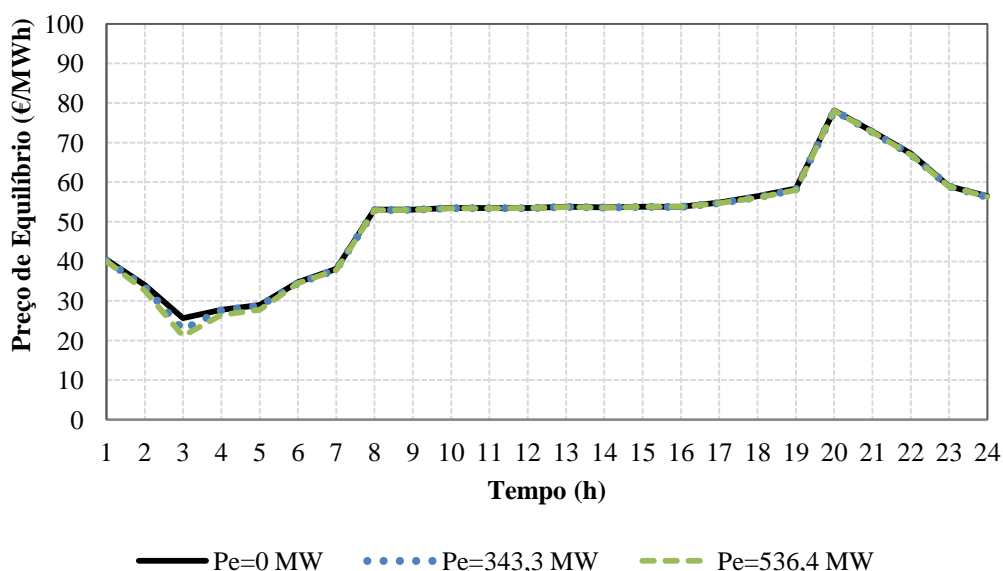


Figura 4.25: Preço de equilíbrio para diferente potência instalada do parque eólico – 11 de novembro de 2011.

Através da Figura 4.25 é possível constatar que o preço de equilíbrio do mercado diário não sofre modificações significativas com o aumento da potência instalada do parque eólico. Isto deve-se ao facto de o aumento da geração eólica ser compensado com o aumento da energia bombeada pela CHR, equilibrando a balança negocial.

Tal como referido anteriormente, com o aumento da potência instalada do parque eólico a energia elétrica gerada pela CHR é superior. No entanto, através da Figura 4.6 e da Figura 4.23 é possível verificar que o aumento de geração da CHR ocorre

preferencialmente em horas de maior elasticidade da procura residual (horas 18 e 24), não afetando significativamente o preço de equilíbrio.

Sendo a CHR do tipo pura, a sua operação provoca variações da energia armazenada no reservatório superior, tal como representado na Figura 4.26.

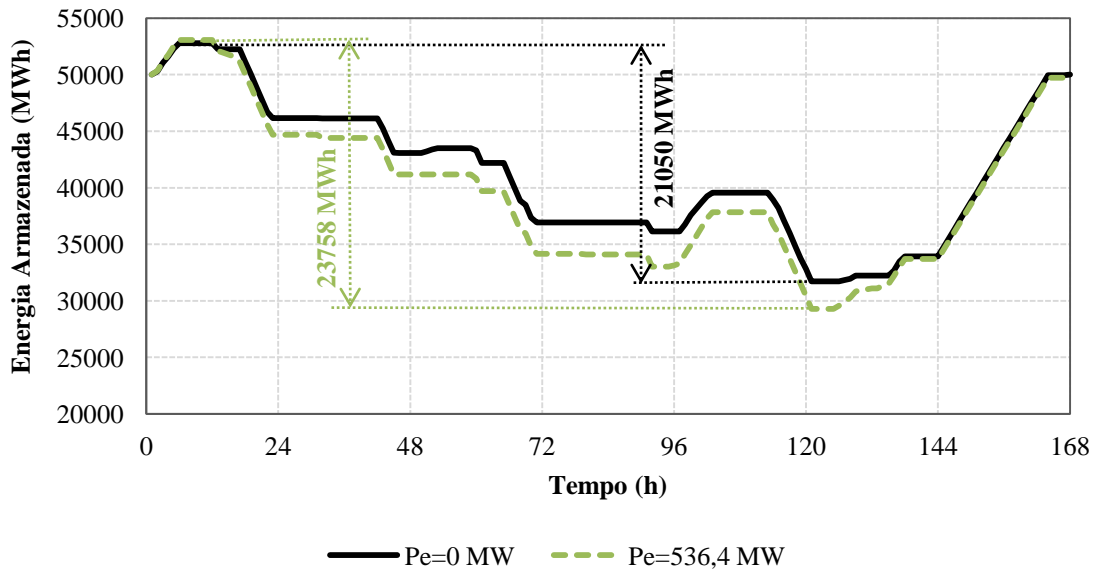


Figura 4.26: Energia armazenada no reservatório superior para diferente potência instalada do parque eólico – 7 a 13 de novembro de 2011.

Da Figura 4.26 é possível verificar que, para qualquer dos cenários representados, o valor de energia armazenada no reservatório superior, no final do período de otimização, é igual ao mínimo requerido. Deste modo, conclui-se que embora a geração eólica incentive a CHR a realizar mais bombagem, este incentivo não é suficiente para a CHR armazenar mais energia do que aquela que é necessária para realizar geração.

É também possível verificar que com uma maior potência instalada do parque eólico, o reservatório superior apresenta uma melhor exploração, pois atinge um valor máximo mais elevado e um valor mínimo mais baixo, o que sugere que a CHR bombeia uma maior quantidade de energia ao longo da semana.

Por forma a verificar se a CHR bombeia, de facto, mais energia com o aumento da potência instalada do parque eólico, considere a Figura 4.27, onde é representado o total de energia bombeada não só para diferente potência instalada do parque eólico, mas também para diferentes graus de poder de mercado.

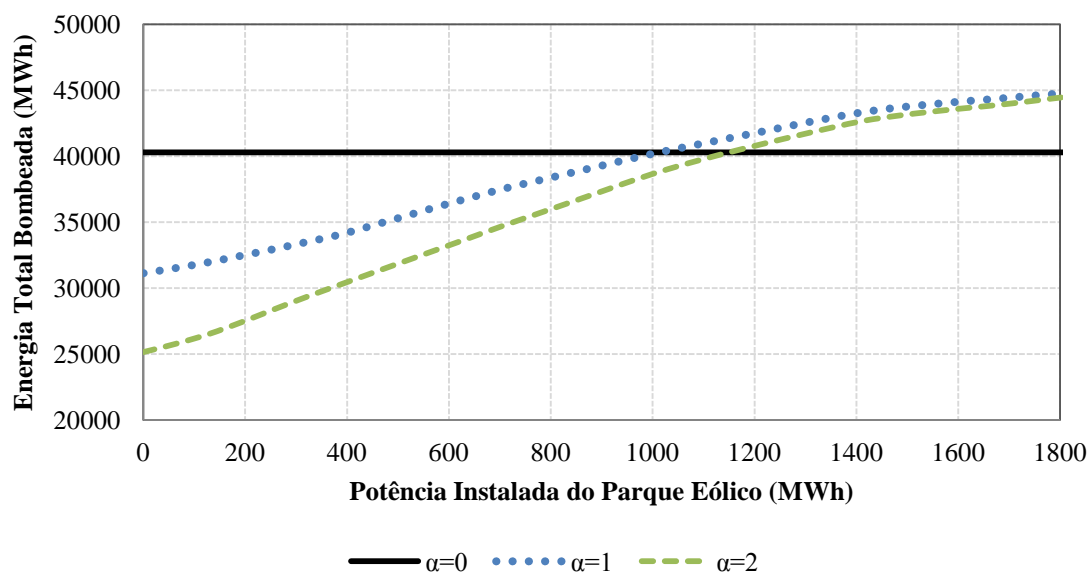


Figura 4.27: Energia total bombeada para diferentes graus de poder de mercado e diferente potência instalada do parque eólico.

Através dos resultados obtidos constata-se que, no cenário em que a CHR é tomadora de preço ($\alpha = 0$), a energia bombeada é igual para qualquer valor de potência instalada do parque eólico, pois neste cenário a CHR não possui a capacidade de modificar o preço de equilíbrio, pelo que não tem incentivo em alterar a sua operação.

Quando a empresa de geração apresenta capacidade de influenciar o preço de equilíbrio verifica-se que, qualquer que seja o grau de poder de mercado, aumentando a potência instalada do parque eólico a CHR bombeia mais energia.

No entanto, quando a potência instalada do parque eólico é baixa, o aumento do poder de mercado provoca uma diminuição do total de energia bombeada por parte da CHR. Quando a potência instalada do parque eólico é mais elevada a CHR bombeia mais energia se a empresa de geração possuir poder de mercado do que se esta for tomadora de preço ($\alpha = 0$). O ponto de inversão ocorre quando a potência instalada do parque eólico é cerca de 100% a 115% da quantidade máxima de bombagem e geração da CHR, correspondendo estes valores a $\alpha = 1$ e $\alpha = 2$, respetivamente

Comparando os resultados obtidos na Figura 4.27 com os obtidos na Figura 4.20, é possível verificar que se a empresa de geração possuir uma CHR e um parque eólico, este ponto de inversão ocorre para valores inferiores aos verificados quando a empresa é detentora de uma CTB.

Assim, pode concluir-se que o incentivo da geração eólica é superior ao incentivo da CTB para a realização de bombagem, devendo-se isto, principalmente, ao facto de a geração eólica influenciar os preços de equilíbrio do mercado diário.

A juntar a isto, como o incentivo do aumento de bombagem é proveniente do aumento da geração eólica, então, em caso de excesso de geração, os resultados obtidos sugerem que a CHR responderá de forma mais eficaz na situação da empresa ser possuidora de um parque eólico do que de uma CTB, podendo proporcionar, deste modo, uma melhor integração de geração eólica no sistema elétrico.

À semelhança do caso de estudo anterior, o aumento da potência instalada do parque eólico faz com que a energia total vendida pela empresa de geração seja superior, não só pelo aumento da energia vendida pelo parque eólico, mas também pelo aumento da energia vendida pela CHR. Deste modo, é interessante analisar o comportamento do lucro médio da energia vendida, sendo este representado na Figura 4.28.

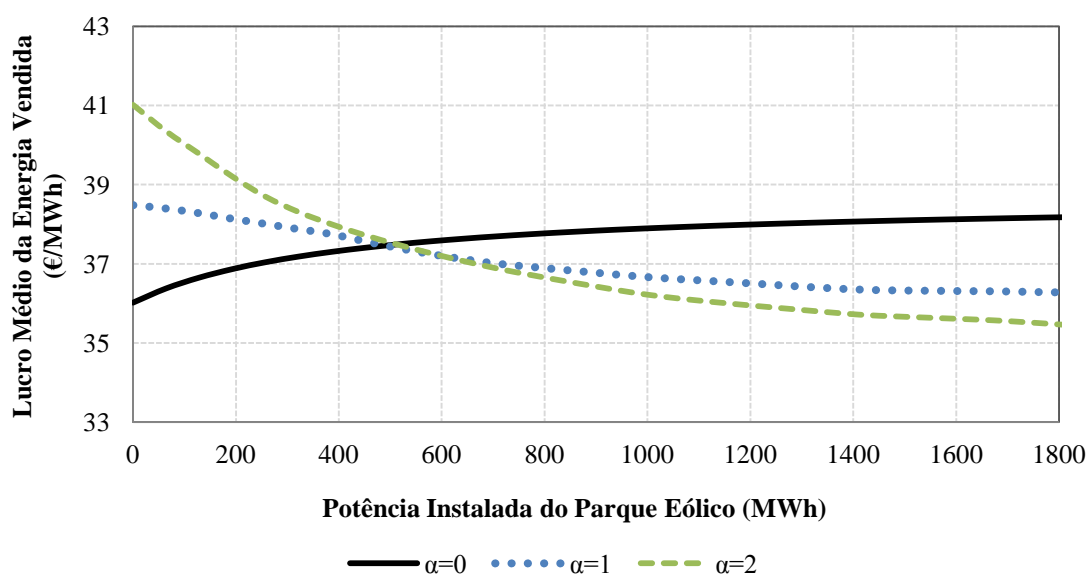


Figura 4.28: Lucro médio da energia vendida para diferentes graus de poder de mercado e diferente potência instalada do parque eólico.

Da Figura 4.28 verifica-se que, com o aumento da potência instalada do parque eólico, o lucro médio da energia vendida aumenta para o cenário da empresa de geração ser tomadora de preço ($\alpha = 0$). Isto acontece devido ao facto de o parque eólico apresentar custos de operação nulos, tal como no caso de estudo anterior.

Embora os custos de operação continuem nulos, quando a empresa de geração possui poder de mercado, o lucro médio da energia vendida diminui com o aumento da

potência instalada do parque eólico. Isto deve-se ao facto de a geração eólica provocar uma diminuição dos preços de equilíbrio pelo que, quanto maior a potência instalada do parque eólico, maior será essa diminuição, levando a uma menor valorização da energia elétrica é vendida.

Deste modo, embora seja favorável para o sistema elétrico que a empresa de geração possua uma CHR e um parque eólico, para uma melhor integração de energia renovável, esta situação pode não ser tão favorável para a própria empresa caso esta possua poder de mercado.

Capítulo

5

Conclusões e Desenvolvimento Futuro

Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões obtidas com a realização do presente trabalho, bem como algumas direções em que podem ser desenvolvidos futuros trabalhos.

5. Conclusões e Desenvolvimento Futuro

5.1. Conclusões

A crescente preocupação ambiental, bem como o aumento do custo dos combustíveis fósseis, tem impulsionado fortemente a instalação de centrais renováveis, que possibilitam a geração de energia elétrica sem emissões diretas de gases com efeito de estufa.

Porém, a maioria das tecnologias renováveis dependem das condições atmosféricas para realizarem geração de energia elétrica, tornando-se esta geração incerta e pouco controlável. Deste modo, podem ocorrer problemas em relação ao balanço de potências, principalmente quando o consumo é baixo e, por exemplo, a energia eólica disponível é elevada, ocorrendo assim excesso de geração.

Quando este excesso de geração é verificado, uma das soluções que pode ser tomada é o corte da geração eólica. No entanto, esta medida implica o desperdício de um recurso renovável e ainda um aumento do consumo dos combustíveis fósseis, pelo que esta opção deve ser evitada sempre que possível. Uma das possíveis soluções para evitar o corte de geração é armazenar a energia gerada em excesso, para que esta possa ser utilizada quando mais conveniente.

Neste sentido, o elevado rendimento e a grande capacidade de armazenamento das centrais hídricas reversíveis têm levado esta tecnologia de a ser considerada como uma das principais soluções para maximizar a integração de geração renovável.

Esta solução parte do princípio de que as centrais hídricas reversíveis vão estar predispostas a armazenar o excesso de geração, quando esta ocorrer. Porém, num contexto de mercado liberalizado, o controlo destas centrais é realizado pelas empresas de geração às quais estas pertencem, tendo por objetivo a maximização do seu lucro.

Considerando que as centrais hídricas reversíveis são tomadoras de preço, isto é, não possuem capacidade de influenciar o preço de equilíbrio, nos períodos de baixo consumo e elevada geração eólica, o baixo preço resultante dará incentivo para que estas realizem bombagem, promovendo a integração da geração eólica no sistema elétrico. Porém, se algumas centrais hídricas reversíveis apresentarem poder de mercado, tendo assim capacidade de influenciar o preço de equilíbrio, estas poderão

adotar perfis de bombagem e geração que diverjam do objetivo do sistema elétrico de maximizar a integração da geração eólica.

Deste modo, a presente dissertação centra-se no estudo de uma central hídrica reversível, inserida no mercado diário do MIBEL, com diferentes graus de poder de mercado, por forma a verificar até que ponto o seu perfil de bombagem e geração contribui para a integração energia renovável não despachável.

Quando a central hídrica reversível tem poder de mercado, a compra e venda de energia elétrica no mercado diário influencia o preço de equilíbrio. Do estudo realizado no presente trabalho é possível concluir que quando a central compra energia elétrica para realizar bombagem, o preço de equilíbrio sobe em relação ao preço de equilíbrio sem a sua intervenção. Por outro lado, quando a central vende energia elétrica, o preço de equilíbrio diminui. Esta influência da operação da central hídrica reversível sobre o preço de equilíbrio foi representada através de uma curva de procura residual inversa com aproximação a uma função sigmoide.

Por forma a representar diferentes graus de poder de mercado, foi proposta a inclusão de um fator multiplicativo que altera o declive da curva de procura residual inversa. Caso este fator seja unitário, o declive da curva de procura residual inversa é igual à verificada no mercado diário do MIBEL. Diminuindo o valor deste fator, o declive da curva de procura residual inversa diminui o que leva a uma diminuição da influência da operação da central hídrica reversível sobre o preço de equilíbrio, isto é, o poder de mercado diminui. Por outro lado, aumentando o valor deste fator, o declive da curva de procura residual inversa aumenta o que leva a um aumento da influência da operação da central hídrica reversível sobre o preço de equilíbrio, isto é, o poder de mercado aumenta. Desta forma, pode concluir-se que a alteração proposta representa o poder de mercado da empresa de geração.

De modo a avaliar a resposta da central hídrica reversível face a diferentes cenários, na presente dissertação realizaram-se três casos de estudo. O primeiro caso de estudo visou avaliar o impacto do grau de poder de mercado no despacho de uma central hídrica reversível. No segundo e terceiro casos de estudo a empresa de geração possuía também uma central térmica e um parque eólico, respetivamente, permitindo deste modo analisar a influência da geração de energia elétrica por parte de centrais com diferente tecnologia na operação de uma central hídrica reversível.

Em relação ao primeiro caso de estudo, considerou-se que a empresa de geração apenas possuía uma central hídrica reversível. Ao modificar o grau de poder de mercado verificou-se que a central hídrica reversível realiza bombagem e geração para as mesmas horas. Isto acontece porque, neste caso, o estado de funcionamento da central hídrica reversível é independente do grau de poder de mercado, dependendo apenas da relação entre os preços de compra e venda de energia elétrica, sendo esta ligeiramente inferior ao rendimento do ciclo de bombagem.

Quando a empresa de geração possui poder de mercado, se a central hídrica reversível bombear energia o preço de equilíbrio aumenta, tornando-se mais dispendiosa a aquisição da mesma. Por outro lado, quando a central realiza geração o preço de venda diminui o que leva a uma diminuição da receita. Deste modo, o aumento do grau de poder de mercado incentiva a central hídrica reversível a diminuir substancialmente a energia bombeada, e conseqüentemente gerada.

Dado que, em alguns momentos, a energia armazenada pela central hídrica reversível possa ser proveniente do excesso de geração renovável, nomeadamente geração eólica, é possível concluir que se a empresa de geração possuir poder de mercado a integração deste tipo de geração possa ser inferior à esperável.

O segundo caso de estudo teve como objetivo analisar a influência da geração de energia elétrica de uma central térmica de base no comportamento de uma central hídrica reversível. Neste caso de estudo foi considerado que as ofertas de venda da central térmica já se encontravam previamente incluídas na curva de oferta, pelo que, não influencia o preço de equilíbrio do mercado diário.

Dos resultados obtidos verificou-se que o aumento da potência nominal da central térmica de base incentiva a central hídrica reversível a aumentar, de modo geral, o preço de equilíbrio por forma a valorizar a energia vendida pela central térmica. Para que este aumento seja conseguido a central hídrica reversível bombeia nas horas de maior influência sobre o preço de equilíbrio, onde a procura residual é mais rígida, aumentando-o de forma significativa. Como gerar energia elétrica aumenta a receita obtida, a central hídrica reversível procura fazê-lo nos momentos onde a sua influência sobre o preço de equilíbrio é menor, quando a procura residual é mais elástica, por forma a minimizar a redução do preço de equilíbrio.

Desta forma, é possível concluir que o aumento da potência nominal da central térmica de base leva a central hídrica reversível a responder mais significativamente à elasticidade da procura residual do que ao preço de equilíbrio sem a intervenção da empresa de geração.

Quando a empresa de geração apresenta capacidade de influenciar o preço de equilíbrio, verifica-se que, qualquer que seja o grau de poder de mercado, aumentando a potência nominal da central térmica de base a central hídrica reversível bombeia mais energia, pois esta é incentivada a aumentar os preços de equilíbrio.

Assim, se em alguns períodos, essa energia bombeada for proveniente do excesso de energia gerada por centrais renováveis, a capacidade de integração deste tipo de geração poderá superar a expectativa.

A juntar a isto, verifica-se ainda que a empresa de geração consegue uma melhor valorização da sua energia vendida, pelo que este pode ser um cenário favorável, quer para a empresa de geração, quer para o sistema elétrico.

O terceiro caso de estudo teve como objetivo analisar a influência da geração de energia elétrica de um parque eólico no comportamento de uma central hídrica reversível. Neste caso de estudo foi considerado que ambas as tecnologias de geração influenciam o preço de equilíbrio do mercado diário.

A geração eólica depende, em cada instante, da velocidade do vento, pelo que, ao longo da semana esta não é constante, sendo, inclusive, a sua média horária diferente de hora para hora.

Comparando a geração eólica com os preços de equilíbrio do mercado diário, verifica-se que, regra geral, quando a geração eólica é superior o preço de equilíbrio tende a ser inferior. Isto deve-se ao facto da geração eólica espanhola ser ofertada a baixo preço e a geração eólica portuguesa ser diretamente comprada pelo comercializador de último recurso, o que provoca uma redução da procura.

Deste modo, o parque eólico pertencente à empresa de geração irá influenciar de forma mais significativa os preços de equilíbrio quando estes são inferiores, pois é nessas horas que a geração eólica é, regra geral, superior. Assim, quanto maior for a potência instalada do parque eólico, maior será essa influência levando os preços de equilíbrio a diminuírem significativamente.

Esta diminuição dos preços de equilíbrio leva a um menor custo da aquisição de energia elétrica para a realização de bombagem, o que incentiva a central hídrica reversível a aumentar a quantidade de energia elétrica bombeada.

Desta forma, quando a empresa de geração apresenta capacidade de influenciar o preço de equilíbrio, verifica-se que, qualquer que seja o grau de poder de mercado, aumentando a potência instalada do parque eólico a central hídrica reversível bombeia mais energia.

Assim, se em alguns períodos, essa energia bombeada for proveniente do excesso de energia gerada por centrais renováveis, a capacidade de integração deste tipo de geração poderá superar a expectativa.

Embora a geração de energia elétrica proveniente de uma central térmica de base ou de um parque eólico incentive a central hídrica reversível a aumentar a energia total bombeada, comparando os resultados obtidos no segundo e terceiro casos de estudo, pode concluir-se que o incentivo da geração eólica é superior, devendo-se isto, principalmente, ao facto de a geração eólica influenciar os preços de equilíbrio do mercado diário.

A juntar a isto, como o incentivo do aumento de bombagem é proveniente do aumento da geração eólica, então, em caso de excesso de geração, os resultados obtidos sugerem que a central hídrica reversível responderá de forma mais eficaz na situação da empresa ser possuidora de um parque eólico do que de uma central térmica de base, podendo proporcionar, deste modo, uma melhor integração de geração eólica no sistema elétrico.

5.2. Desenvolvimento futuro

Ao longo da realização da presente dissertação foram surgindo alguns tópicos de interesse para desenvolvimento de trabalhos futuros.

O trabalho desenvolvido contempla uma empresa de geração inserida apenas no mercado diário. No entanto, a capacidade de bombagem e o rápido tempo de resposta faz com que as centrais hídricas reversíveis desempenhem uma ação importante na manutenção da estabilidade do sistema elétrico. Deste modo, seria interessante estudar o impacto do poder de mercado no despacho de uma central hídrica reversível inserida, não só no mercado diário, mas também no mercado de serviços de sistema.

Além dos mercados regulados, a compra e venda de energia pode ser efetuada por contratos bilaterais. A utilização destes contratos estabelece obrigações de compra e venda de energia elétrica, o que pode levar à mitigação do poder de mercado, sendo este tópico de interesse para estudo.

No trabalho realizado foi considerado que a compra e venda de energia elétrica no mercado diário implicava deslocar a curva de procura e a curva de oferta para a direita, respetivamente. No entanto, os agentes de mercado podem realizar diversas licitações/ofertas, pelo que são capazes de modificar o declive das curvas de procura e oferta, permitindo, deste modo, variar o grau de influência do preço de equilíbrio. Para a modelização deste comportamento será necessário implementar a curva de procura residual inversa através de uma função diferente, como por exemplo, uma função em escada.

O modelo utilizado na presente dissertação pode também ser utilizado para o planeamento da operação de uma central hídrica reversível pertencente a uma empresa de geração. No entanto, a previsão da geração eólica, bem como dos dados do mercado diário, podem acarretar alguma incerteza, pelo que, deve ser utilizada uma abordagem estocástica.

Bibliografia

Bibliografia

- [1] Infopédia, “Recursos renováveis,” acessido a 23 de maio de 2012, em: [www.infopedia.pt/\\$recursos-renovaveis](http://www.infopedia.pt/$recursos-renovaveis).
- [2] Rede Eléctrica Nacional (REN), “Caracterização da Rede Nacional de Transporte para efeitos de acesso à rede em 31 de Dezembro de 2011,” março de 2012. Acessido a 23 de maio de 2012, em: www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/CaracterizacaoRNT/Caracteriza%C3%A7%C3%A3o%20da%20RNT%2031-12-2011.pdf.
- [3] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), “Renewables 2011 - Global Status Report,” 2011. Acessido a 18 de julho de 2012, em: www.ren21.net/Portals/97/documents/GSR/REN21_GSR2011.pdf.
- [4] Électricité de France (EDF) e Observ'ER, “Worldwide electricity production from renewable energy sources - Edition 2011,” acessido a 04 de maio de 2012, em: www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/Eng/methode.asp.
- [5] Instituto da água, Direcção geral de energia e geologia, Redes Energéticas Nacionais (REN), “Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH),” acessido a 6 de março de 2012, em: http://pnbeph.inag.pt/np4/np4/?newsId=4&fileName=pnbeph_memoria.pdf.
- [6] S. Faias, J. de Sousa e R. Castro, “Strategies for the integration of wind energy into the grid: An application to the Portuguese power system,” em *7th International Conference on the European Energy Market – EEM 2010*, 2010.
- [7] P. Breeze, *Power Generation Technologies*, Burlington: Newnes, 2005.
- [8] M. Black, V. Silva e G. Strbac, “The role of storage in integrating wind energy,” em *International Conference on Future Power Systems*, 2005.
- [9] D. Brooks, T. Key e L. Felton, “Increasing the value of wind generation through integration with hydroelectric generation,” em *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2005.

- [10] Agência para a Energia (ADENE), “Energia da água,” acessado a 1 de dezembro de 2011, em: www.renewable.pt/pt/RE/Paginas/agua.aspx.
- [11] B. J. Davidson, I. Glendenning, R. D. Harman, A. B. Hart, B. J. Maddock, R. D. Moffitt, V. G. Newman, T. F. Smith, P. J. Worthington e J. K. Wright, “Large-scale electrical energy storage,” *IEE Proceedings A Physical Science, Measurement and Instrumentation, Management and Education -Reviews*, vol. 127, n.º 6, pp. 345-385, julho de 1980.
- [12] C. Yang, “Pumped hydroelectric storage,” acessado a 20 de fevereiro de 2012, em: www.duke.edu/~cy42/PHS.pdf.
- [13] C. Madureira e V. Baptista, *Hidroelectricidade em Portugal - memória e desafio*, Lisboa: REN - Rede Eléctrica Nacional S.A., 2002.
- [14] T. Fujihara, H. Imano e K. Oshima, “Development of pump turbine for seawater pumped-storage power plant,” *Hitachi Review*, vol. 47, n.º 5, pp. 199-202, 1998.
- [15] Empresa de Desenvolvimento de Infra-estruturas do Alqueva (EDIA), Rede Portuguesa de Museus (RPM) e Universidade de Évora, “Museu da Luz,” acessado a 7 de dezembro de 2011, em: www.museudaluz.org.pt/index.htm?no=1010001.
- [16] J. B. Pinto, “Valorização da produção hídrica reversível num contexto de crescente integração de energia eólica no sistema electroprodutor,” Dissertação de mestrado, Universidade Nova de Lisboa - Faculdade de Ciências e Tecnologia, Lisboa, 2011.
- [17] Comissão Europeia - Strategic Energy Technologiess Information System (SETIS), “Electricity storage in the power sector,” acessado a 24 de maio de 2012, em: <http://setis.ec.europa.eu/newsroom-items-folder/electricity-storage-in-the-power-sector>.
- [18] C. Yang e R. B. Jackson, “Opportunities and barriers to pumped-hydro energy storage in the United States,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, n.º 1, p. 839–844, 2011.
- [19] A. J. Wood e B. F. Wollenberg, *Power Generation Operation and Control*, Nova Iorque: Wiley, 1996.

- [20] N. Lu, J. H. Chow e A. A. Desrochers, “Pumped-storage hydro-turbine bidding strategies in a competitive electricity market,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, n.º 2, pp. 834-841, maio de 2004.
- [21] P. Kanakasabapathy e K. S. Swarup, “Pumped storage bidding and its impacts in combined pool-bilateral market,” em *International Conference on Power Systems ICPS '09*, Kharagpur, Índia, dezembro de 2009.
- [22] E. Ni, P. B. Luh e S. Rourke, “Optimal integrated generation bidding and scheduling with risk management under a deregulated power market,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, n.º 1, pp. 600-609, fevereiro de 2004.
- [23] S. de la Torre, J. M. Arroyo, A. J. Conejo e J. Contreras, “Price maker self-scheduling in a pool-based electricity market: a mixed-integer LP approach,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, n.º 4, pp. 1037-1042, novembro de 2002.
- [24] A. Baillo, M. Ventosa, M. Rivier e A. Ramos, “Optimal offering strategies for generation companies operating in electricity spot markets,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, n.º 2, pp. 745-753, maio de 2004.
- [25] C. G. Baslis e A. G. Bakirtzis, “Mid-term stochastic scheduling of a price-maker hydro producer with pumped storage,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, n.º 4, pp. 1856-1865, novembro de 2011.
- [26] Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Português (OMIP), “MIBEL,” acessado a 16 de abril de 2012, em: www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx.
- [27] A. P. da Costa e S. Lage, “MIBEL - Mercado a Prazo: Caracterização e implicações fiscais,” *Cadernos do mercado de valores mobiliários número 25*, pp. 8-26, dezembro de 2006.
- [28] J. de Sousa, “Integração de mercados liberalizados de energia eléctrica com aplicações ao MIBEL,” Tese de doutoramento, Universidade Nova de Lisboa - Faculdade de Economia, Lisboa, 2005.

- [29] Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM), Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) e Comisión Nacional de Energia (CNE), “Descrição do funcionamento do MIBEL,” novembro de 2009. Acedido a 16 de abril de 2012, em: www.cmvm.pt/CMVM/Cooperacao%20Internacional/Conselho%20Reguladores%20Mibel/Documents/Estudo_MIBEL_PT.PDF.
- [30] “Decreto-Lei n.º 77/2011 de 20 de Junho,” *Diário da República, 1.ª série — N.º 117*, pp. 3323-3352, 20 de junho de 2011.
- [31] Operador del Mercado Ibérico de Energia – Pólo Español (OMIE), “Mercado da electricidade,” acedido a 18 de abril de 2012, em: www.omie.es/pt/principal/mercados-e-productos.
- [32] Operador del Mercado Ibérico de Energia – Pólo Español (OMIE), “Resultados de mercado,” acedido a 18 de novembro de 2011, em: www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf.
- [33] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), “Mercado diário,” acedido a 18 de abril de 2012, em: www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx.
- [34] Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Português (OMIP), “Tipos de membros,” acedido a 19 de abril de 2012, em: www.omip.pt/Members/TiposdeMembros/tabid/89/language/pt-PT/Default.aspx.
- [35] Comisión Nacional de Energia (CNE) e Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, “Breve comparação dos sistemas eléctricos de Espanha e Portugal,” fevereiro de 2002. Acedido a 19 de abril de 2012, em: www.erse.pt/pt/espacoconhecimento/DocumentoseapresentacoesPapersBoletins/KB/Attachments/338/res0BC159C517F74A6299412146D7935E23.pdf.
- [36] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), “Serviços de sistema,” acedido a 23 de abril de 2012, em: www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/Servicosdesistema.aspx.

- [37] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), “Discussão dos comentários à 33.^a consulta pública da ERSE relativa à proposta de regulamento de operação das redes,” dezembro de 2010. Acedido a 20 de abril de 2012, em: www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/operacaodasredes/Documents/Discuss%C3%A3o%20dos%20Coment%C3%A1rios%20%20%20Consulta%20P%C3%ABblica%20do%20ROR%20Dezembro%202010.pdf.
- [38] Infopédia, “Elasticidade (economia),” acedido a 25 de fevereiro de 2012, em: [www.infopedia.pt/\\$elasticidade-\(economia\)](http://www.infopedia.pt/$elasticidade-(economia)).
- [39] Mathworks, “Matlab,” acedido a 20 de novembro de 2011, em: <http://mathworks.com/>.
- [40] D. K. Khatod, V. Pant e J. Sharma, “Optimized daily scheduling of wind-pumped hydro plants for a day-ahead electricity market system,” em *International Conference on Power Systems ICPS '09*, Kharagpur, Índia, dezembro de 2009.
- [41] C. Crampes e M. Moreaux, “Pumping water to compete in electricity markets,” *Working Papers 08.13.257, LERNA*, Toulouse, França: Universidade de Toulouse, 2008.
- [42] H. W. Kunh e A. W. Tucker, “Nonlinear programing,” *Proceedings of the second Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability*, pp. 481-492, 1951.
- [43] B. McCarl, “McCarl GAMS user guide version 22.6,” 2008. Acedido a 4 de novembro de 2011, em: www.gams.com/dd/docs/bigdocs/gams2002/mccarlgamsuserguide.pdf.
- [44] P. Kanakasabapathy e K. S. Swarup, “Bidding strategy for pumped-storage plant in pool-based electricity market,” *Energy Conversion and Magagement*, vol. 51, n.º 3, pp. 572-579, 2010.
- [45] Redes Energéticas Nacionais (REN), “Estatística diária - SEN,” acedido a 13 de março de 2012, em: www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiariaDiagrama.aspx.

- [46] ABB sace division, “The “strange” numbers of circuit-breaker rated currents,”
acedido a 03 de junho de 2012, em: [www02.abb.com/global/ilabb/ilabb012.nsf/0/8d9c6e730f0dd3f6c1257935002aac2/\\$file/The+strange+numbers+of+circuit-breaker+rated+current.pdf](http://www02.abb.com/global/ilabb/ilabb012.nsf/0/8d9c6e730f0dd3f6c1257935002aac2/$file/The+strange+numbers+of+circuit-breaker+rated+current.pdf).
- [47] Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG), “Estatísticas rápidas - Renováveis,” novembro de 2011. Acedido a 13 de março de 2012, em: www.dgeg.pt

Apêndices

Apêndices

A. Dados de entrada

Tabela A.1: Dados relativos ao dia 7 de novembro de 2011.

Tempo (h)	π_0 (€/MWh)	E_0 (MWh)	β (€/MWh ²)	γ (€/MWh ²)	δ (€/MWh ²)	ε	E_{eP} (MWh)
1	45,18	20674,70	-0,1072	0,0091	-0,0084	0,2604	704,58
2	35,35	18011,50	-0,0151	0,0110	-0,0064	0,3084	750,00
3	10,07	17275,20	-0,0123	0,0347	-0,0091	0,0642	773,13
4	13,36	16809,90	-0,0131	0,1823	-0,0122	0,0650	692,88
5	20,01	16502,30	-0,0155	0,0225	-0,0092	0,1321	761,48
6	30,00	16346,50	-0,0088	0,0798	-0,0079	0,2315	900,13
7	42,53	17782,40	-0,0001	0,0001	-0,0001	47,833	987,88
8	53,10	22566,20	-0,0164	0,0030	-0,0025	0,9278	884,80
9	53,03	23833,50	-0,0163	0,0003	-0,0003	7,5532	644,23
10	53,03	25762,10	-0,0166	0,0002	-0,0002	10,416	309,48
11	53,03	26718,80	-0,0198	0,0002	-0,0002	10,024	98,93
12	53,10	26844,80	-0,0198	0,0005	-0,0005	4,0560	38,85
13	56,93	28408,00	-0,0180	0,0011	-0,0010	1,9332	20,00
14	55,23	27763,00	-0,0150	0,0003	-0,0003	6,7637	38,18
15	55,23	27103,30	-0,0142	0,0003	-0,0003	6,9360	72,18
16	55,23	26565,60	-0,0082	0,0003	-0,0003	7,1835	96,05
17	55,20	26246,80	-0,0001	0,0003	-0,0001	28,041	80,40
18	59,48	27109,30	-0,0003	0,0014	-0,0002	8,8808	67,05
19	76,53	28330,80	-0,0001	0,0041	-0,0001	27,671	124,13
20	91,01	28808,90	-0,0291	0,0019	-0,0018	1,7712	196,63
21	79,86	28542,10	-0,0003	0,0081	-0,0003	9,6720	249,13
22	73,06	27713,50	-0,0003	0,0043	-0,0003	9,4006	335,55
23	56,93	25469,50	-0,0221	0,0011	-0,0010	2,1331	440,10
24	53,03	22808,90	-0,0151	0,0005	-0,0005	4,8039	489,18

Tabela A.2: Dados relativos ao dia 8 de novembro de 2011.

Tempo (h)	π_0 (€/MWh)	E_0 (MWh)	β (€/MWh²)	γ (€/MWh²)	δ (€/MWh²)	ϵ	E_{eP} (MWh)
1	55,23	20259,20	-0,3125	0,0008	-0,0008	3,4161	435,70
2	53,03	17832,70	-0,0817	0,0005	-0,0005	5,9838	556,30
3	50,20	16239,00	-0,0666	0,0006	-0,0006	5,1986	716,40
4	46,37	15666,70	-0,0233	0,0088	-0,0064	0,4633	842,40
5	43,70	15603,00	-0,0050	0,0080	-0,0031	0,9102	832,78
6	45,56	15707,80	-0,0164	0,0047	-0,0037	0,7940	902,88
7	53,03	16703,20	-0,1180	0,0005	-0,0005	6,3765	991,75
8	56,05	21490,10	-0,0249	0,0013	-0,0012	2,1110	916,05
9	55,23	23279,40	-0,0191	0,0007	-0,0007	3,5135	854,68
10	55,23	24931,90	-0,0182	0,0007	-0,0007	3,2863	815,20
11	54,13	25430,60	-0,0185	0,0036	-0,0030	0,7063	879,55
12	53,51	25769,80	-0,0131	0,0019	-0,0017	1,2514	1080,23
13	55,23	26927,10	-0,0131	0,0007	-0,0007	3,0867	1232,05
14	53,50	25967,20	-0,0097	0,0013	-0,0011	1,7972	1357,78
15	53,13	25100,90	-0,0074	0,0004	-0,0004	5,5777	1406,78
16	53,03	24765,20	-0,0073	0,0003	-0,0003	7,4310	1487,58
17	53,13	24352,50	-0,0104	0,0004	-0,0004	5,6640	1584,00
18	55,23	25081,30	-0,0204	0,0007	-0,0007	3,2537	1744,58
19	57,80	26421,20	-0,0136	0,0013	-0,0012	1,8436	1885,98
20	60,07	27793,80	-0,0227	0,0003	-0,0003	7,2994	1961,55
21	58,17	26916,10	-0,0156	0,0013	-0,0012	1,8010	1963,55
22	56,20	25818,60	-0,0544	0,0036	-0,0034	0,6446	1960,13
23	53,03	24173,70	-0,0050	0,0003	-0,0003	7,7511	1941,85
24	50,42	21106,70	-0,0058	0,0010	-0,0009	2,8007	1885,38

Tabela A.3: Dados relativos ao dia 9 de novembro de 2011.

Tempo (h)	π_0 (€/MWh)	E_0 (MWh)	β (€/MWh²)	γ (€/MWh²)	δ (€/MWh²)	ϵ	E_{eP} (MWh)
1	45,80	18677,10	-0,0040	0,0060	-0,0024	1,0217	1783,90
2	42,32	17242,50	-0,0061	0,0015	-0,0012	2,0386	1511,83
3	40,01	15857,60	-0,0055	0,0009	-0,0008	3,2622	1354,95
4	40,00	15459,70	-0,0063	0,0007	-0,0006	4,1069	1281,98
5	40,10	15290,50	-0,0076	0,0007	-0,0006	4,0916	1233,43
6	41,12	15578,00	-0,0038	0,0079	-0,0026	1,0288	1138,40
7	46,20	15704,60	-0,0050	0,0055	-0,0026	1,1232	1159,03
8	55,23	20066,80	-0,0234	0,0005	-0,0005	5,6222	1176,50
9	53,50	22211,30	-0,0119	0,0017	-0,0015	1,6193	1121,35
10	55,11	23990,20	-0,0130	0,0002	-0,0002	11,662	1088,60
11	55,23	25000,30	-0,0163	0,0004	-0,0004	5,6585	1025,23
12	56,55	25737,00	-0,0137	0,0018	-0,0016	1,3811	933,73
13	58,00	26906,00	-0,0157	0,0011	-0,0010	2,0970	907,60
14	55,23	26232,10	-0,0134	0,0004	-0,0004	5,4207	908,83
15	55,23	25757,90	-0,0088	0,0005	-0,0005	4,5320	730,63
16	55,00	25033,30	-0,0078	0,0055	-0,0032	0,6811	488,23
17	55,23	24904,80	-0,0151	0,0005	-0,0005	4,5821	394,45
18	58,07	25535,00	-0,0292	0,0006	-0,0006	3,8681	435,25
19	60,18	26861,90	-0,0229	0,0022	-0,0020	1,1162	350,85
20	63,96	27945,50	-0,0276	0,0037	-0,0033	0,7015	387,75
21	61,10	26939,50	-0,0334	0,0102	-0,0078	0,2902	531,43
22	60,13	26359,30	-0,1054	0,0019	-0,0019	1,2222	596,18
23	56,93	24843,40	-0,0169	0,0014	-0,0013	1,7724	638,30
24	53,50	22330,80	-0,0184	0,0005	-0,0005	4,9218	672,35

Tabela A.4: Dados relativos ao dia 10 de novembro de 2011.

Tempo (h)	π_0 (€/MWh)	E_0 (MWh)	β (€/MWh²)	γ (€/MWh²)	δ (€/MWh²)	ϵ	E_{eP} (MWh)
1	53,03	20589,80	-0,0225	0,0007	-0,0007	3,7938	652,88
2	53,00	17853,30	-0,1070	0,0004	-0,0004	7,4492	639,28
3	44,86	16661,70	-0,0049	0,0250	-0,0041	0,6571	606,90
4	42,52	15994,90	-0,0049	0,0039	-0,0022	1,2241	605,93
5	42,47	15762,00	-0,0049	0,0012	-0,0010	2,7953	588,73
6	45,00	15960,40	-0,0043	0,0021	-0,0014	1,9983	578,10
7	50,00	16495,90	-0,1075	0,0032	-0,0031	0,9753	691,75
8	55,23	20980,20	-0,0218	0,0003	-0,0003	8,8957	902,78
9	54,13	23017,10	-0,0140	0,0016	-0,0014	1,6378	1129,00
10	55,23	24870,30	-0,0130	0,0005	-0,0005	4,6123	1383,20
11	55,11	24915,50	-0,0137	0,0002	-0,0002	11,220	1531,03
12	53,50	25377,80	-0,0171	0,0017	-0,0015	1,3634	1649,10
13	55,23	26561,60	-0,0171	0,0004	-0,0004	5,3199	1810,95
14	53,03	26036,60	-0,0129	0,0004	-0,0004	5,2497	1784,08
15	53,03	25768,00	-0,0115	0,0004	-0,0004	5,3239	1821,15
16	52,50	25129,90	-0,0084	0,0008	-0,0007	2,8601	1783,90
17	52,13	24618,30	-0,0070	0,0008	-0,0007	2,9494	1963,68
18	53,03	25180,20	-0,0116	0,0003	-0,0003	7,2016	2421,93
19	55,23	25564,50	-0,0190	0,0004	-0,0004	5,5147	2777,15
20	56,93	27045,10	-0,0163	0,0007	-0,0007	3,1363	3016,38
21	55,23	26369,90	-0,0177	0,0004	-0,0004	5,3544	3082,20
22	53,50	25721,40	-0,0207	0,0025	-0,0022	0,9325	3079,18
23	51,50	24100,90	-0,0360	0,0009	-0,0009	2,4336	2949,55
24	41,12	21551,50	-0,0056	0,0081	-0,0033	0,5763	2847,63

Tabela A.5: Dados relativos ao dia 11 de novembro de 2011.

Tempo (h)	π_0 (€/MWh)	E_0 (MWh)	β (€/MWh²)	γ (€/MWh²)	δ (€/MWh²)	ϵ	E_{eP} (MWh)
1	40,45	20315,30	-0,0084	0,0032	-0,0023	0,8593	2969,75
2	28,07	18628,00	-0,0154	0,0121	-0,0068	0,2224	2950,20
3	15,07	17958,10	-0,0165	0,0166	-0,0083	0,1014	2997,35
4	17,42	17507,90	-0,0181	0,0338	-0,0118	0,0844	2939,83
5	19,32	17334,30	-0,0145	0,0471	-0,0111	0,1005	2820,28
6	29,51	17230,20	-0,0158	0,0145	-0,0076	0,2265	2840,43
7	35,96	17538,70	-0,0118	0,0098	-0,0054	0,3830	2805,30
8	53,03	21172,70	-0,0160	0,0003	-0,0003	8,5053	2728,43
9	53,03	23372,80	-0,0127	0,0002	-0,0002	11,523	2550,58
10	53,50	24378,20	-0,0128	0,0003	-0,0003	7,4867	2432,65
11	53,50	25104,60	-0,0101	0,0003	-0,0003	7,3146	2248,95
12	53,50	25968,80	-0,0076	0,0003	-0,0003	7,1383	1975,48
13	53,81	27472,70	-0,0114	0,0005	-0,0005	4,0891	1774,78
14	53,63	26996,30	-0,0195	0,0003	-0,0003	6,7238	1369,53
15	53,81	26729,00	-0,0142	0,0005	-0,0005	4,1681	933,38
16	53,80	25946,40	-0,0176	0,0005	-0,0005	4,2648	710,13
17	54,82	25471,80	-0,0184	0,0033	-0,0028	0,7691	528,13
18	56,93	26375,60	-0,0981	0,0009	-0,0009	2,4202	372,78
19	60,93	27444,50	-0,0211	0,0047	-0,0038	0,5776	345,93
20	79,86	29067,30	-0,0515	0,0018	-0,0017	1,5796	365,10
21	76,53	28417,90	-0,0409	0,0041	-0,0037	0,7226	423,65
22	73,07	28434,20	-0,2212	0,0061	-0,0059	0,4327	472,00
23	59,84	26255,90	-0,0264	0,0009	-0,0009	2,6186	704,68
24	56,93	23985,50	-0,0290	0,0006	-0,0006	4,0377	1118,13

Tabela A.6: Dados relativos ao dia 12 de novembro de 2011.

Tempo (h)	π_0 (€/MWh)	E_0 (MWh)	β (€/MWh²)	γ (€/MWh²)	δ (€/MWh²)	ε	E_{eP} (MWh)
1	66,10	23686,60	-0,0153	0,0015	-0,0014	2,0428	1734,48
2	53,00	19864,80	-0,0280	0,0009	-0,0009	3,0597	2384,78
3	51,13	17305,70	-0,0216	0,0015	-0,0014	2,1064	2725,55
4	50,80	17138,70	-0,0205	0,0013	-0,0012	2,4246	2930,10
5	42,50	16972,70	-0,1160	0,0010	-0,0010	2,5255	3040,08
6	41,29	19167,00	-0,0645	0,0258	-0,0184	0,1168	3109,55
7	39,62	19433,10	-0,0149	0,0028	-0,0024	0,8650	3262,63
8	39,64	20394,60	-0,0201	0,0023	-0,0021	0,9418	3426,78
9	38,03	21041,90	-0,0155	0,0044	-0,0034	0,5274	3411,95
10	40,89	22956,00	-0,0143	0,0056	-0,0040	0,4426	3414,60
11	47,40	22648,20	-0,0500	0,0018	-0,0017	1,2045	3329,03
12	42,80	23786,60	-0,0283	0,0063	-0,0052	0,3492	3268,68
13	42,40	24159,20	-0,0647	0,0012	-0,0012	1,4896	3349,88
14	41,66	24335,60	-0,0180	0,0122	-0,0073	0,2354	3456,40
15	40,74	26604,30	-0,0080	0,0032	-0,0023	0,6700	3503,05
16	38,03	25905,10	-0,0067	0,0027	-0,0019	0,7628	3528,50
17	33,32	25604,60	-0,0060	0,0019	-0,0014	0,9018	3599,93
18	38,03	25609,40	-0,0083	0,0025	-0,0019	0,7729	3635,78
19	48,00	24957,80	-0,0923	0,0007	-0,0007	2,7683	3636,68
20	52,05	25220,90	-0,0275	0,0010	-0,0010	2,1388	3660,65
21	51,13	25066,30	-0,0347	0,0025	-0,0023	0,8747	3685,78
22	50,13	24733,60	-0,0161	0,0018	-0,0016	1,2519	3651,40
23	46,00	24227,10	-0,0269	0,0008	-0,0008	2,4439	3583,25
24	46,01	26037,10	-0,0652	0,0005	-0,0005	3,5613	3595,35

Tabela A.7: Dados relativos ao dia 13 de novembro de 2011.

Tempo (h)	π_0 (€/MWh)	E_0 (MWh)	β (€/MWh²)	γ (€/MWh²)	δ (€/MWh²)	ε	E_{eP} (MWh)
1	34,20	22684,80	-0,0078	0,0022	-0,0017	0,8786	3535,43
2	25,42	23467,10	-0,0074	0,0032	-0,0022	0,4849	3582,45
3	1,00	22191,60	-0,0006	0,0047	-0,0005	0,0847	3607,68
4	0,00	21262,30	0,0000	0,0000	0,0000	9,4063	3637,53
5	0,00	21109,80	0,0000	0,0000	0,0000	9,4743	3622,93
6	0,00	20855,00	0,0000	0,0000	0,0000	9,5900	3543,90
7	0,10	20786,30	-0,0039	0,0003	-0,0003	0,0173	3309,48
8	0,50	21206,20	-0,0068	0,0003	-0,0003	0,0821	3223,95
9	0,00	21407,10	0,0000	0,0000	0,0000	9,3427	3162,25
10	0,10	22573,50	-0,0029	0,0000	0,0000	44,301	3064,53
11	10,00	24323,60	-0,0170	0,0012	-0,0011	0,3668	3233,43
12	10,00	25219,40	-0,0230	0,0003	-0,0003	1,3390	3293,68
13	14,00	26055,70	-0,0284	0,0044	-0,0038	0,1410	3262,00
14	11,01	25809,10	-0,0285	0,0012	-0,0012	0,3705	3234,15
15	10,00	25987,30	-0,0232	0,0007	-0,0007	0,5663	3170,95
16	3,00	24999,60	-0,0109	0,0036	-0,0027	0,0443	3206,75
17	3,00	24369,60	-0,0109	0,0037	-0,0028	0,0446	3358,05
18	10,00	24248,20	-0,0222	0,0003	-0,0003	1,3932	3516,13
19	25,00	22259,00	-0,0103	0,0020	-0,0017	0,6706	3389,48
20	30,42	21950,60	-0,0147	0,0008	-0,0008	1,8266	3316,98
21	47,57	22873,00	-0,0190	0,0012	-0,0011	1,8426	3298,80
22	52,05	23628,50	-0,0331	0,0020	-0,0019	1,1679	3416,90
23	45,00	23497,10	-0,0131	0,0007	-0,0007	2,8821	3505,40
24	40,00	22947,70	-0,1780	0,0020	-0,0020	0,8812	3493,18

B. Artigo científico publicado na *9th International Conference on the European Energy Market – EEM12*

How Market Power Affects the Behavior of a Pumped Storage Hydro Unit in the Day-Ahead Electricity Market?

Fábio Teixeira, Jorge de Sousa, *Member, IEEE*, and Sérgio Faias, *Member, IEEE*

Abstract-- The integration of large amounts of wind energy in power systems raises important operation issues such as the balance between power demand and generation. The pumped storage hydro (PSH) units are seen as one solution for this issue, avoiding the need for wind power curtailments. However, the behavior of a PSH unit might differ considerably when it operates in a liberalized market with some degree of market power. In this regard, a new approach for the optimal daily scheduling of a PSH unit in the day-ahead electricity market was developed and presented in this paper, in which the market power is modeled by a residual inverse demand function with a variable elasticity. The results obtained show that increasing degrees of market power of the PSH unit correspond to decreasing levels of storage and, therefore, the capacity to integrate wind power is considerably reduced under these circumstances.

Index Terms-- Day-ahead electricity market, market power, price-maker, pumped storage hydro unit, wind integration.

I. INTRODUCTION

THE growing environmental concerns related to the greenhouse gases emissions and the increasing prices of the fossil fuels led to a strong growth of renewable generation in several power systems around the world. However, most of the renewable generation, such as wind energy, derives energy from natural sources that vary their availability over different timescales. Consequently, the integration of larger amounts of renewable energy into the power systems raises important operation issues, such as the balance between the demand and generation, which is increasingly important in periods with lower demand and higher wind availability, resulting in the potential occurrence of over-generation [1]. Due to the strong correlation between wind and hydro power availability, this problem may occur more frequently on years, or periods of the year, with higher rainfall [2].

A potential solution for this problem is to store the excess of generation for the periods in which it can be used with

benefit for the system, through the use of technologies such as the pumped storage hydro (PSH) used since the beginning of the twentieth century [3]. In generating mode a PSH unit converts gravitational potential energy of water into electrical energy. When it operates in pumping mode, the electrical energy is converted into gravitational potential energy by pumping water from a lower reservoir to an upper reservoir. Considering the high efficiency of this pumping cycle and its important storage capacity, the PSH unit is increasingly seen as a solution to integrate potential over-generations, avoiding the need for wind power curtailment [1], [4], [5].

In a context of centralized dispatch of generation in power systems, a hydrothermal coordination problem is solved in order to minimize the total cost of the electrical energy generation. In this case, the PSH unit generates in peak load periods, when the marginal cost of the thermal units are higher, and pumps water back into the upper reservoir in the off-peak load periods, when the marginal cost of the thermal units are lower [6].

In most liberalized electricity markets the electrical energy is traded through the day-ahead electricity market. In this context, the PSH unit pursues a profit maximization strategy by generating when the market clearing price (MCP) is high and pumping when the MCP is low, taking into account the difference between high and low prices and the pumping cycle efficiency. As a market participant, the PSH unit submits purchase bids to pump and submits sale offers to generate.

Considering that the PSH unit is a price taker, in periods with lower demand and higher wind availability, the low MCP will give the incentive for the PSH unit to pump water, leading to an adequate integration of wind power into the system. However, when a PSH unit has market power, its profit maximization strategy can lead to a pumping and generation profile that differs from the system objective of maximizing the wind power integration.

Regarding the study of the optimal PSH unit operation strategy in liberalized markets there is some relevant research performed by several authors. This is the case of Lu et al. [7] that developed an algorithm to determine the optimal bidding strategy for day-ahead and ancillary services markets. The ancillary services market can complement the value of the PSH unit when it commits some capacity to improve the spinning reserve of the system [8], [9].

In addition to the day-ahead and ancillary services markets, bilateral contracts are also taken into account in order to reach

F. Teixeira is with ISEL - Lisbon Engineering Superior Institute, Rua Conselheiro Emídio Navarro, 1, 1950-062 Lisboa, Portugal, (e-mail: mrfert@hotmail.com).

J. Sousa and S. Faias are with ISEL - Lisbon Engineering Superior Institute, Rua Conselheiro Emídio Navarro, 1, 1950-062 Lisboa, Portugal, and with Cie3 - Center for Innovation in Electrical and Energy Engineering, Av. Rovisco Pais, 1, 1049-001 Lisboa, Portugal, (e-mail: jsousa@deea.isel.ipl.pt; sfaias@deea.isel.ipl.pt).

the bidding strategies that maximize the profit as studied by Kanakasabapathy and Swarup [10]. To achieve this goal, a mixed-integer programming model and multi-looping sequential optimization approach was used. The approach used in [7] and [10] is deterministic and considers the PSH unit as a price taker, in spite of the impact of the market power in the MCP being introduced in [10].

Ni et al. [11] take uncertainty into account in an integrated bidding and scheduling algorithm for risk management using a stochastic approach. The problem was formulated considering a price taker generation company with hydro, thermal and PSH units.

Torre et al. [12], in a deterministic context, Flach et al. [13] and Baillo et al. [14], using a stochastic approach, consider the effect of market power in the optimization of the power plants operation strategy.

More recently, the scheduling of a price-maker PSH was studied by Baslis and Bakirtzis [15]. In this work, a compact stochastic mixed integer linear programming was performed in order to reach the maximum yearly profit, and considers a deterministic first stage of one month and a stochastic approach for the other months. The market was modeled by a residual demand curve assuming an inelastic load demand.

The present paper studies the behavior of a PSH unit in the day-ahead electricity market, with different degrees of market power, in order to evaluate how its behavior differs from the power system objective of integrating wind power. To achieve this goal, a scheduling of a PSH unit was performed to reach the daily profit maximization, using a deterministic approach. The different degrees of market power are modeled by a residual inverse demand function with a variable elasticity.

The remainder of this paper is organized as follows. In Section II the MCP of day-ahead electricity market is analyzed. The mathematical formulation of a PSH unit included in this market is held in Section III. Section IV presents the solution methodology to solve the developed optimization problem. Section V presents a case study applied to the Iberian Electricity Market (MIBEL) with a PSH unit that operates with different degrees of market power. Finally, the conclusions obtained are drawn in Section VI.

II. MARKET CLEARING PRICE

In most day-ahead electricity markets, such as the MIBEL, market participants submit hourly electrical energy supply offers and demand bids for the entire following day.

For each hour of the day, supply offers are sorted from the lowest price to the highest price, forming the supply curve, and demand bids are sorted from the highest price to the lowest price, forming the demand curve.

Fig. 1 illustrates the supply and demand curves in day-ahead electricity market of the MIBEL, for 20th hour of November 11, 2011.

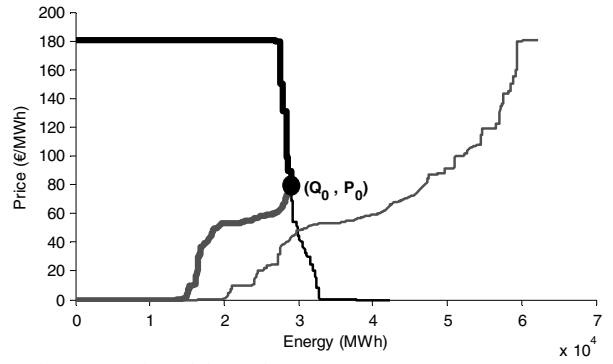


Fig. 1. Supply and demand curves.

The last eligible offer block dispatched by the market operator sets the MCP for that hour, which takes into account the intersection of the supply curve with the demand curve. It should be noted that there are complex offers that imposes constraints which implies that some merit offers are disregarded when these conditions are not met. In this case the resulting supply curve is changed accordingly and the MCP and market clearing quantity (MCQ) are set in P_0 and Q_0 , respectively, as shown in Fig. 1.

A. Influence of the PSH unit in the MCP

The influence of the PSH unit in the MCP is twofold. On one hand, when the PSH unit pumps, it submits purchase bids which shifts the demand curve to the right and, therefore, increases the MCP. On the other hand, when the PSH unit generates, it submits sale offers which shifts the supply curve to the right and, therefore, decreases the MCP.

To illustrate this effect, consider Fig. 2 a) where the PSH unit makes a purchase bid of ΔQ that shifts the demand curve to the right and leads to a rise in price of ΔP .

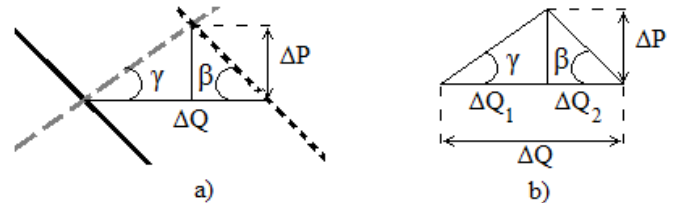


Fig. 2. Influence of the PSH unit on the MCP.

This change in price depends on the slope of the supply and the demand curves, given by γ and β respectively. Taking into account Fig. 2 b) the slopes can be expressed in terms of the changes in quantities and prices given by:

$$\tan \gamma = \frac{\Delta P}{\Delta Q_1} \quad (1)$$

$$\tan \beta = \frac{\Delta P}{\Delta Q_2} \quad (2)$$

$$\Delta Q = \Delta Q_1 + \Delta Q_2 \quad (3)$$

The relationship between the changes in price and the changes in quantity, taking into account (1)-(3), is given by:

$$\varepsilon = \frac{\Delta P}{\Delta Q} = -\frac{\tan |\gamma| \cdot \tan |\beta|}{\tan |\gamma| + \tan |\beta|} \quad (4)$$

In order to analyze the influence of the PSH unit in the MCP it was considered a residual inverse demand function with a slope given by (4).

B. Residual Inverse Demand Function

The operational states of the PSH unit are the pumping mode, the generation mode and off-line. In the periods of pumping, the PSH unit will consume electrical energy and, therefore, the MCP will rise. On the other hand, when PSH unit generates electrical energy the MCP decreases. When the PSH unit stays off-line, the MCP remains unchanged.

Since the MCP is limited by a maximum and minimum value (P_{\max} and zero, respectively), the residual inverse demand function is well modeled by an approximated sigmoid function [16], given by:

$$P(Q) = \frac{k_0}{1 + e^{\left(\frac{Q+Q_0-k_1}{k_2}\right)}} \quad (5)$$

where $P(Q)$ is the MCP with the influence of the PSH unit operation; Q is the electrical energy consumed or generated by PSH unit; k_0 , k_1 and k_2 are parameters of the sigmoid function; Q_0 is the MCQ without the intervention of the PSH unit.

The parameters k_0 , k_1 and k_2 are calculated in order to meet the following conditions:

$$P'(0) = \alpha \cdot \varepsilon \quad (6)$$

$$P(0) = P_0 \quad (7)$$

$$\lim_{Q \rightarrow -\infty} P(Q) = P_{\max} \quad (8)$$

From (6), if the PSH unit is off-line, the slope of the residual inverse demand function must be equal to the slope of the day-ahead electricity market given by (4). A multiplier factor (α) was implemented in order to modify the slope of the day-ahead electricity market, thus modifying the influence of PSH unit on the MCP, i.e., changing the degree of market power of the PSH unit.

The real MIBEL residual inverse demand slope corresponds to $\alpha=1$. When $\alpha < 1$, the MCP is less affected by the PSH unit operation. In the limit case of $\alpha=0$, the bids of the PSH unit will not affect the hourly MCP, which represents that the PSH unit behaves in a perfectly competitive way. On the other hand, if $\alpha > 1$ the bids of the PSH unit will affect more the hourly MCP, which corresponds to increasing degrees of market power.

From (7), if PSH unit is off-line, the MCP of the residual inverse demand function remains equal to the MCP of the day-ahead electricity market without the PSH unit operation (P_0).

Condition (8) assures that the sigmoid function has a maximum value of P_{\max} .

Thus, the parameters that model the sigmoid function are computed according to the following equations:

$$k_0 = P_{\max} \quad (9)$$

$$k_1 = Q_0 + \frac{P_0^2 \cdot \ln\left(\frac{k_0}{P_0} - 1\right) \cdot \left(\frac{k_0}{P_0} - 1\right)}{\alpha \cdot \varepsilon \cdot k_0} \quad (10)$$

$$k_2 = -\frac{P_0^2 \cdot \left(\frac{k_0}{P_0} - 1\right)}{\alpha \cdot \varepsilon \cdot k_0} \quad (11)$$

III. PROBLEM FORMULATION

To formulate the problem, the following assumptions are made:

1. The PSH unit may either generate electrical energy using stored water in the upper reservoir or consume electrical energy to pump water to the reservoir;
2. The volume of water stored in the upper reservoir is represented by an equivalent energy level;
3. The initial and final energy levels of the upper reservoir are known *a priori*;
4. The electrical energy generated by the PSH unit is named Q_h , while the electrical energy consumed for pumping is designated by Q_p . The convention considered is the generator, so Q_p will have negative values since it represents a consumption.

The aim of the PSH unit in the market is to maximize its profit in a given period of time subjected to operational constraints, as expressed in the following optimization problem:

$$\max \sum_{i=1}^H P^i(Q^i) \cdot Q^i \quad (12)$$

Subject to:

$$Q^i = Q_h^i + Q_p^i \quad i = 1 \text{ to } H \quad (13)$$

$$-Q_p^{\max} \leq Q_p^i \leq 0 \quad i = 1 \text{ to } H \quad (14)$$

$$0 \leq Q_h^i \leq Q_h^{\max} \quad i = 1 \text{ to } H \quad (15)$$

$$W^i = W^{i-1} - \eta_p \cdot Q_p^i - \frac{Q_h^i}{\eta_h} \quad i = 1 \text{ to } H \quad (16)$$

$$W^i = \begin{cases} W^0 & \text{for } i = 0 \\ W^H & \text{for } i = H \end{cases} \quad (17)$$

$$W^{\min} \leq W^i \leq W^{\max} \quad i = 1 \text{ to } H \quad (18)$$

where Q is the hourly electrical energy pumped or generated by the PSH unit; Q_p is the hourly electrical energy pumped by the PSH unit; Q_h is the hourly electrical energy generated by PSH unit; W denotes the hourly energy storage level in the reservoir; $P(Q)$ is the hourly MCP given by (5).

Parameters η_p and η_h are the efficiencies associated with the pumping and generation of the PSH unit, respectively; W^0 and W^H are initial and final energy levels of the upper reservoir, respectively; Minimum and maximum energy levels of the upper reservoir are W^{\min} and W^{\max} , respectively; Q_p^{\max} and Q_h^{\max} are the maximum pumped and generated energy by PSH unit, respectively. Superscript i is the time index.

The objective function given in (12) is the profit of PSH unit, which counts the hourly cash flow of purchase and sale electrical energy in the day-ahead electricity market.

The operation limits of the PSH unit are represented in (14) and (15). When PSH unit generates energy this is represented by positive values. However, when the PSH unit pumps water this is represented by a negative value, as in (14).

The energy stored in the upper reservoir, for a specific hour, depends on the operation of the PSH unit in that hour, and the energy stored in the previous hour. Thus, if the PSH unit pumps water, the stored energy will increase, however due to the pumping efficiency (η_p) the stored energy is less than pumped energy. On the other hand, if the PSH unit generates electrical energy the stored energy will decrease, but due to generation efficiency (η_h) the energy stored used is higher than the energy generated [17]. Thus, the energy stored in the upper reservoir is given by (16).

Since initial and final energy levels of the upper reservoir are known *a priori*, the conditions in (17) must be met.

The operation limit of the upper reservoir is represented in (18).

Due to the efficiency of pumping and generation are less than unity, pumping water and at the same time generating electricity is a waste of energy without economic gains [18]. So this behavior will never happen.

Since the problem is nonlinear, it is important to analyze its convexity. In this regard, the objective function is pseudo concave and the constraints, being linear, define a convex set of feasible solutions. Therefore, the optimality conditions are not only necessary but also sufficient.

IV. SOLUTION METHODOLOGY

The optimization problem (12)-(18) presented in the previous section is a non linear problem and was modeled and solved using the *MINOS* solver of the *GAMS* programming language [19].

To determine the slope of the demand and supply curves, a linear approach was carried out in the neighborhood of the MCP for each hour. The algorithm used to solve this problem is as follows:

1. Read the following data:
 - a. Pumping and generating efficiencies of PSH unit;
 - b. Maximum, minimum, initial and final energy levels of the upper reservoir;

- c. Maximum consumption and generation of electrical energy that PSH unit can perform;
- d. Hourly forecasted MCP and MCQ without the PSH unit operation;
- e. Hourly forecasted demand and supply curves;
2. Compute the hourly slope of the demand and supply curves with a linear approach;
3. Compute the hourly slope of the residual inverse demand function, as in Section II-A;
4. Choose the multiplier factor (α) that allows modify the degree of market power;
5. Compute the hourly parameters that model the sigmoid function, as in Section II-B;
6. Solve the optimization problem, given by (12)-(18), using the *MINOS* optimization package available in *GAMS*, and save the obtained results;
7. To get more results with other degrees of market power go to step 4 and change the value of α ; otherwise stop.

V. CASE STUDY

As an illustration, consider a PSH unit with the follow characteristics: $Q_p^{\max}=Q_h^{\max}=1000$ MWh, $W^{\min}=500$ MWh, $W^{\max}=10000$ MWh, $\eta_p=80\%$ and $\eta_h=90\%$. In the day-ahead electricity market, the purchase bids and sale offers are made for each hour of a day, therefore $H=24$. The daily operating starts from midnight with $W^{\text{Initial}}=1000$ MWh and ends at midnight the following day with $W^{\text{Final}}=1000$ MWh.

The data considered for the day-ahead electricity market are obtained from the market operator of the MIBEL website [20], for the November 11, 2011. The maximum price that can be bid or offer (P_{\max}) in the day-ahead electricity market of MIBEL is 180.3 €/MWh.

Fig. 3 presents the MCP (bars) and MCQ (line) of that day, without the influence of the PSH unit.



Fig. 3. MCQ and MCP without PSH unit.

Fig. 4 illustrates the hourly slope of the residual inverse demand function calculated by (4), considering the hourly supply and demand curves, as represented in Fig. 1.

In order to simulate different degrees of market power, the algorithm developed in Section IV was applied in four different cases of increasing market power: $\alpha=0$, $\alpha=0.5$, $\alpha=1$, and $\alpha=2$.

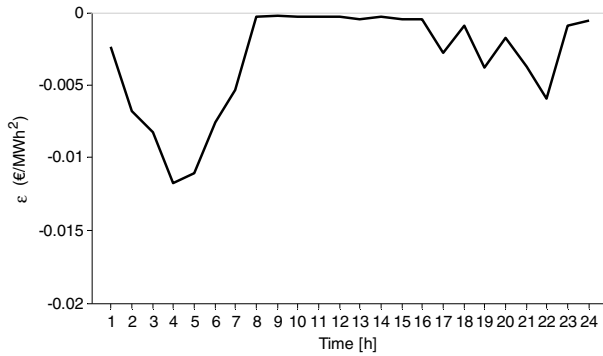


Fig. 4. Slope of the residual inverse demand function.

The results obtained for the hourly PSH unit pumping and generating profile, for these different degrees of market power, are presented in Fig. 5.

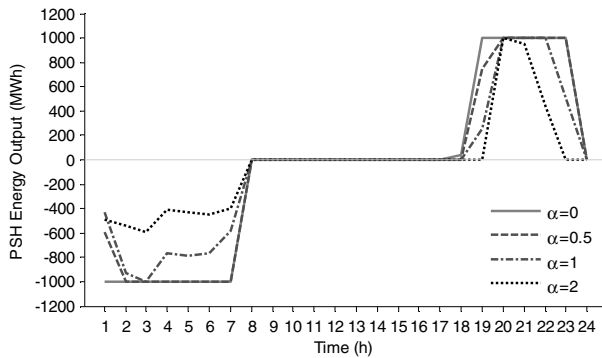


Fig. 5. Pumped and generated energy by the PSH unit for different degrees of market power.

From Fig. 5 we can conclude that when the MCP is low the PSH unit pumps water into the upper reservoir, when the MCP is high the PSH unit generates electrical energy to the power system, and when the MCP has an intermediate value, the PSH unit is off-line.

Also from Fig. 5, it can be seen that when the PSH unit behaves in a perfectly competitive way ($\alpha=0$), it pumps and generates at very high levels.

However, with the increase of market power it is observed a decrease in pumping and in generation of electrical energy.

This can be seen in Fig. 6 where the total pumped energy by the PSH decreases with the increase of the degree of market power.

The influence of the PSH unit in the MCP is also computed and the results are shown in Fig. 7.

When $\alpha=0$, the PSH unit does not influence the MCP which is equal to the hourly MCP without its operation.

However, for increasing degrees of market power corresponding to increasing values of α , the influence of the PSH unit in the MCP increases.

In this regard, when the PSH unit pumps water to upper reservoir the MCP will rise and when PSH unit generates electrical energy the MCP will decrease, in comparison to the MCP that would result in the absence of the PSH unit operation.

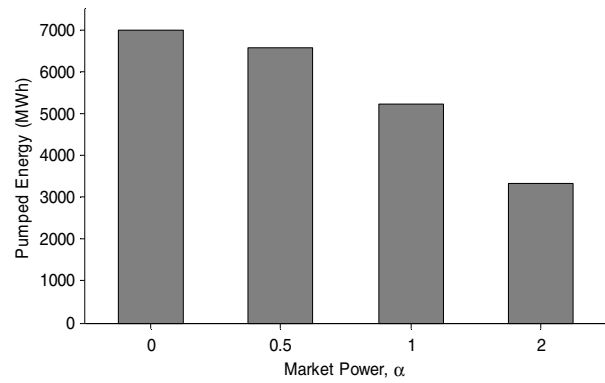


Fig. 6. Total pumped energy by the PSH unit for different degrees of market power.

As a result, with higher values of α , the influence of the PSH unit on the MCP is greater, becoming less attractive to bid large amounts of energy and therefore the pumped and generated electrical energy reduces. Note that the influence of the PSH unit on the MCP is not equal in all hours, because the slope of the residual inverse demand function is different in every hour, as shown in Fig. 4.

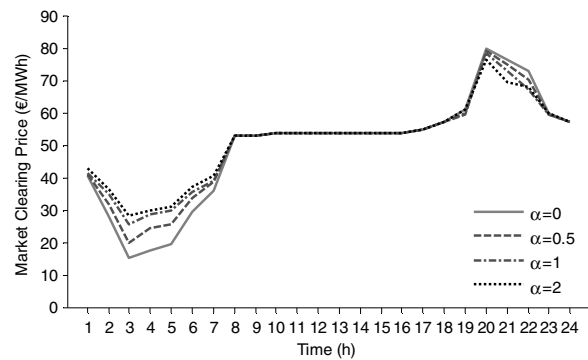


Fig. 7. Influence of the PSH unit on the MCP for different degrees of market power.

Fig. 8 presents the total pumped energy by the PSH unit for a wide range of α with incremental steps of 0.25.

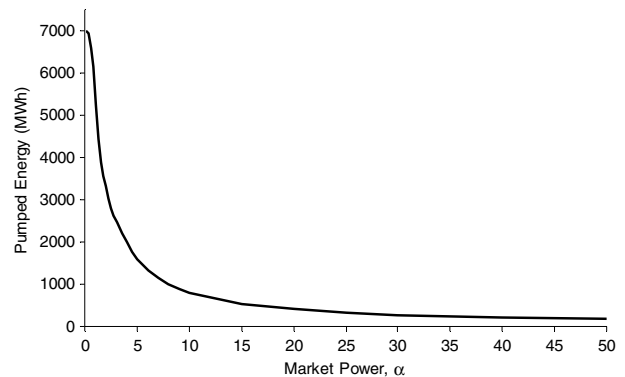


Fig. 8. Total pumped energy for different degrees of market power.

From the results we can conclude that the total energy pumped (and, therefore, generated) by the PSH decreases considerably for increasing degrees of market power.

This is due to the fact that with market power the influence of the PSH unit in the MCP reduces the incentive to pump, because pumping increases prices, and reduces the incentive to generate, because generating decreases prices.

Therefore, when compared to a price taker situation, the energy stored by the PSH unit can be significantly reduced. As this stored energy could result from an excess of wind power in some periods, the ability to integrate wind power could be much lower than usually expected by most of the studies made in this respect.

VI. CONCLUSIONS

This paper presents a non linear optimization model for the daily scheduling of a price-maker PSH unit that participates in the day-ahead electricity market.

This model was used to evaluate the behavior of the PSH unit with different degrees of market power, modeled by a residual inverse demand function with a variable elasticity that depends on the slopes of the demand and supply curves.

The results obtained show that increasing degrees of market power of the PSH unit correspond to decreasing levels of storage and, therefore, the capacity to integrate wind power is considerably reduced when compared to a price-taker situation.

It is intended to expand this study to a case study of a power producer with a generation portfolio of a base load thermal power unit and a PSH unit.

VII. REFERENCES

- [1] S. Faias, J. Sousa, and R. Castro, "Strategies for the integration of wind energy into the grid: an application to the Portuguese power system," in *Proc. 7th International Conference on the European Energy Market – EEM 2010*, pp. 1-7.
- [2] S. Faias, J. Sousa, and R. Castro, "Integration of renewable generation into the Portuguese power system: the impact of different hydrological regimes," *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'10)*, Granada, Mar. 2010.
- [3] P. Breeze, *Power Generation Technologies*, Burlington: Newnes, 2005.
- [4] M. Black, V. Silva, and G. Strbac, "The role of storage in integrating wind energy," in *Proc. 2005 International Conference on Future Power Systems*, pp. 1-6.
- [5] D. Brooks, T. Key, and L. Felton, "Increasing the value of wind generation through integration with hydroelectric generation," in *Proc. 2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1923–1925.
- [6] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power Generation Operation and Control*, New York: Wiley, 1996.
- [7] N. Lu, J. H. Chow, and A. A. Desrochers, "Pumped-storage hydro-turbine bidding strategies in a competitive electricity market," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 2, pp. 834-841, May 2004.
- [8] C. Wu, W. Lee, C. Cheng, and H. Lan, "Role and value of pumped storage units in an ancillary services market for isolated power systems—simulation in the Taiwan power system," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 44, no. 6, pp. 1924–1929, Nov.-Dec. 2008.
- [9] J. Pinto, J. Sousa, and M. V. Neves, "The value of a pumping-hydro generator in a system with increasing integration of wind power," in *Proc. 8th International Conference on the European Energy Market – EEM 2011*, pp. 306 - 311.
- [10] P. Kanakasabapathy and K. S. Swarup, "Pumped storage bidding and its impacts in combined pool-bilateral market," in *Proc. 2009 International Conference on Power Systems ICPS '09*, pp. 1-6.
- [11] E. Ni, P. B. Luh, and S. Rourke, "Optimal integrated generation bidding and scheduling with risk management under a deregulated power

market," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 1, pp. 600–609, Feb. 2004.

- [12] S. de la Torre, J. M. Arroyo, A. J. Conejo, and C. Contreras, "Price maker self-scheduling in a pool-based electricity market: a mixed-integer LP approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 4, pp. 1037–1042, Nov. 2002.
- [13] B. C. Flach, L. A. Barroso, and M. V. F. Pereira, "Long-term optimal allocation of hydro generation for a price-maker company in a competitive market: latest developments and a stochastic dual dynamic programming approach," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 4, pp. 299–314, Feb. 2010.
- [14] A. Baíllo, M. Ventosa, M. Rivier and A. Ramos, "Optimal offering strategies for generation companies operating in electricity spot markets", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 2, pp. 745-753, May 2004.
- [15] C. G. Baslis and A. G. Bakirtzis, "Mid-term stochastic scheduling of a price-maker hydro producer with pumped storage," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 4, pp. 1856-1865, Nov. 2011.
- [16] J. Sousa, "Integração de mercados liberalizados de energia eléctrica com aplicações ao MIBEL," Ph.D. dissertation, Faculty of Economics, New University at Lisbon, Lisbon, 2005.
- [17] D. K. Khatod, V. Pant, and J. Sharma, "Optimized daily scheduling of wind-pumped hydro plants for a day-ahead electricity market system," in *Proc. 2009 International Conference on Power Systems ICPS '09*, pp. 1–6.
- [18] C. Crampes and M. Moreaux, "Pumping water to compete in electricity markets," in *Working Papers 08.13.257, LERNA*. Toulouse, France: University of Toulouse, 2008.
- [19] B. A. McCarl, "McCarl GAMS User Guide – version 22.0", developed in cooperation with GAMS Development Corporation, Mar.2006.
- [20] Operator of the Iberian energy market (OMIE) website. [Online]. Available: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>

VIII. BIOGRAPHIES



Fábio Teixeira was born in Faro, Portugal, in 1988. He received the B.Sc. degree in electric and electronic engineering from Algarve University, Faro, Portugal. He is currently working toward the M.Sc. degree in electrical engineering in Lisbon Engineering Superior Institute (ISEL), Lisbon, Portugal. His research interests are power systems, energy market and pumped storage hydro technology.



Jorge de Sousa (M'2007) received the undergraduate (5 year) and Master degrees in Electrical Engineering and Computer Science from the Technical University of Lisbon, and the PhD degree in Economics from the New University at Lisbon. He is Coordinator Professor at the Lisbon Engineering Superior Institute (ISEL) and the Head of the Energy Systems Division. He is researcher at Center for Innovation in Electrical and Energy Engineering (Cie3) of the Technical University of Lisbon. His topics of research include power systems economics, electricity markets modeling and simulation, renewable energies, risk management, emissions trading, and sustainable mobility.



Sérgio Faias (M'2009) received the undergraduate (5 year) degree in Electromechanical Engineering from the Polytechnic Institute of Setúbal (2001), Master degree in Mechanical Engineering (2006) and PhD in Electrical Engineering and Computer Science (2011) at Technical University of Lisbon. He is Professor at the Lisbon Engineering Superior Institute (ISEL) since 2001. He is researcher at Center for Innovation in Electrical and Energy Engineering (Cie3). His topics of research include energy and environmental analysis of power systems, renewable energies, energy storage systems, electric and hybrid vehicle modeling and simulation.