



Daniela Alexandra Domingos Rebelo

Licenciada em Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Análise da Influência da Produção Eólica sobre os Preços do Mercado Ibérico de Eletricidade

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Doutor Fernando Jorge Ferreira Lopes, Investigador,
Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG)
Co-orientadora: Doutora Anabela Gonçalves Pronto, Professora
Auxiliar, Faculdade de Ciências e Tecnologia da
Universidade NOVA de Lisboa (FCT/UNL)

Júri

Presidente: Doutor João Carlos da Palma Goes (FCT/UNL)
Arguente: Doutora Isabel Cecília Correia da Silva Praça Gomes Pereira (ISEP/IPP)
Vogal: Doutor Fernando Jorge Ferreira Lopes (LNEG)



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Junho, 2019

Análise da Influência da Produção Eólica sobre os Preços do Mercado Ibérico de Eletricidade

Copyright © Daniela Alexandra Domingos Rebelo, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade NOVA de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade NOVA de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

*"Sê todo em cada coisa. Põe quanto és
No mínimo que fazes."*

– Ricardo Reis.

AGRADECIMENTOS

Quero expressar o meu eterno agradecimento a todos aqueles que contribuíram e que me apoiaram não só para a realização da presente dissertação e para conclusão da minha formação académica, como também para o meu desenvolvimento pessoal ao longo destes anos.

Em primeiro quero deixar uma palavra de reconhecimento ao Doutor Fernando Lopes, pela orientação, disponibilidade, partilha de conhecimento e ajuda prestada e à Professora Anabela Pronto, por todos os conhecimentos transmitidos ao longo deste percurso académico, conselhos e apoio. A ambos agradeço por me terem dado a oportunidade de realizar esta dissertação.

À Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade NOVA de Lisboa agradeço por me ter dado possibilidade de aprender com excelentes profissionais e de conhecer pessoas fantásticas, como também por todas as oportunidades e experiências que me foram proporcionadas.

Ao Laboratório Nacional de Energia e Geologia, pela forma como fui recebida e por me ter disponibilizado todas as ferramentas necessárias ao desenvolvimento desta dissertação.

Aos amigos que a faculdade me deu para vida, e que tornaram este percurso inescusável desde o primeiro dia e com quem partilhei tantas horas de trabalho e tantos momentos de diversão, o meu mais sincero obrigada. Obrigada pela amizade, espírito de grupo e companheirismo. Remeto ainda um agradecimento especial à minha companheira, colega de casa e amiga do coração, Diana Querido. A todos vós desejo-vos a maior sorte do mundo.

Por fim, um sentido obrigada à minha família por ser o meu pilar. Ao meu pai e à minha mãe, por todo o esforço, carinho e apoio incondicional. Aos meus avós, por todo o amor e por serem um verdadeiro exemplo. A vocês devo muito do que consegui alcançar até hoje, porque sempre me fizeram acreditar que com esforço era possível alcançar tudo aquilo que ambiciono. Por isso, esta dissertação também é vossa.

*"Aqueles que passam por nós, não vão sós,
não nos deixam sós. Deixam um pouco de si,
levam um pouco de nós."*

– Antoine de Saint-Exupéry.

RESUMO

A reestruturação do setor elétrico, as metas internacionais e os elevados mecanismos de apoio implementados, contribuíram para o crescimento exponencial da potência instalada das tecnologias renováveis. Como as tecnologias renováveis têm baixos custos marginais, a integração de maiores percentagens de produção renovável nos mercados de energia elétrica tem um impacto inevitável no seu funcionamento e nos preços da bolsa diária de energia.

Como tal, nesta dissertação pretende-se quantificar o impacto da produção de energia eólica nos preços do mercado Ibérico de eletricidade. O efeito em questão denomina-se de “efeito da ordem de mérito” (EOM) e tem como principal consequência uma redução dos preços de mercado. Para calcular esta redução, durante o ano de 2017, recorreu-se a um simulador multi-agente, denominado de MATREM. Com o intuito de estabelecer o número de agentes intervenientes em cada simulação e para auxiliar na definição das propostas dos agentes foi desenvolvido o programa MACREOM. As simulações basearam-se em dados reais do mercado. Os resultados obtidos indicam que a comercialização de energia eólica diminuiu consideravelmente os preços de mercado, estimando-se uma redução média de 10.9 €/MWh em 2017. Considerando o caso específico de Portugal, esta redução correspondeu a um volume financeiro de 2313.8 milhões de euros.

As tarifas *feed-in* tornaram-se no mecanismo de apoio às energias renováveis mais utilizado. Este mecanismo tem originado diversos debates, devido aos elevados custos a que os consumidores estão sujeitos. Porém, a maioria das análises realizadas não incluem as poupanças trazidas pelo EOM. Desta forma, considerando o volume financeiro, o valor de mercado da energia eólica e o montante total dos incentivos pagos aos produtores de energia eólica, estimou-se o custo líquido do mecanismo de apoio em Portugal. Para o período estudado, obteve-se um custo negativo, indicando uma poupança líquida de 1781.5 milhões de euros, um resultado experimental que suporta a adequabilidade e a continuidade da política energética seguida pelo país durante os últimos anos.

Palavras-chave: Mercados de Energia Elétrica, Mercado Ibérico de Eletricidade, Mercado Diário, Energias Renováveis, Energia Eólica, Efeito da Ordem de Mérito, Simulação Multi-Agente, Tarifas *Feed-in*.

ABSTRACT

The restructuring of the electricity sector, the international goals and the numerous support policies implemented, contributed to the exponential growth of the installed power capacity of renewable technologies. Due to the low marginal costs of renewable technologies, the integration of a larger percentage of renewable energy generation into the electricity markets has an inevitable impact on their outcomes, particularly on the day-ahead spot market prices.

Consequently, this thesis has the main goal of quantify the impact of wind power production on the prices of the Iberian electricity market. This effect, known as “merit order effect” (MOE) leads to a reduction of market prices. In order to calculate the price reduction during 2017, a multi-agent simulator called MATREM was used. With the intent of stabilising the number of the intervening agents in each simulation and to help defining the agent’s proposals was developed a program called MACREOM. The simulations were based on real market data. The results pointed out that wind power production has significantly decreased market prices, with an estimated average reduction of 10.9 €/MWh in 2017. For the particular case of Portugal, this reduction corresponds to a financial volume of 2313.8 million euro.

Feed-in tariffs have become the most widely used renewable energy support policy. This policy has led to a number of debates, due to the high costs that consumers normally have to bear. However, the majority of the studies do not include the savings brought by MOE. Therefore, considering the financial volume, the market value of the wind electricity and the total amount of the incentives paid to the wind electricity producers, the net cost of the support policy in Portugal was estimated. For the period under consideration, a negative cost was obtained, indicating a net saving of 1781.5 million euro, an experimental result that supports the adequacy, and naturally the continuity, of the energy policy followed by the country during the last years.

Keywords: Electricity Markets, Iberian Electricity Market, Day-ahead Market, Renewable Energy, Wind Power, Merit Order Effect, Multi-agent Simulation, Feed-in Tariffs.

ÍNDICE

Lista de Figuras	xv
Lista de Tabelas	xvii
Lista de Siglas	xix
1 Introdução	1
1.1 Enquadramento e Motivações	2
1.2 Objetivos	4
1.3 Estrutura da dissertação	5
2 Energias Renováveis: Energia Eólica	7
2.1 Crescimento das energias renováveis	8
2.1.1 Situação mundial	8
2.1.2 Situação em Portugal	11
2.1.2.1 Energia eólica em Portugal	13
2.2 Mecanismos de apoio às energias renováveis: Tarifas <i>feed-in</i>	15
2.2.1 Situação em Portugal	15
3 Mercados de Energia Elétrica	19
3.1 Introdução	20
3.2 Reestruturação do setor elétrico	20
3.3 Modelos de mercado	23
3.3.1 Mercado em bolsa ou <i>Pool</i>	23
3.3.2 Contratos bilaterais	25
3.3.3 Modelo misto	26
3.4 Mercado Ibérico de Eletricidade: Mercado diário	27
3.4.1 Mercado diário	30
4 Impacto da Produção Renovável nos Preços de Mercado: Efeito da Ordem de Mérito	33
4.1 Ordem de mérito	34
4.2 Efeito da ordem de mérito	36
4.2.1 Efeito de volume	38

4.3	Revisão da literatura	39
5	Impacto da Produção Eólica sobre os Preços do Mercado Ibérico de Eletricidade: Caso de Estudo	45
5.1	Considerações gerais	46
5.2	Simulador multi-agente MATREM	47
5.3	Metodologia aplicada: Definição das propostas dos agentes participantes no mercado	51
5.3.1	Agentes produtores e retalhistas	54
5.4	Resultados das simulações: Análise dos resultados	59
6	Conclusão	67
6.1	Síntese conclusiva	68
6.2	Trabalho futuro	70
	Referências Bibliográficas	71
I	Simulador multi-agente MATREM: Interface gráfica	79
II	Resultados das simulações: Caso espanhol	81

LISTA DE FIGURAS

2.1	Evolução da potência instalada das energias renováveis no mundo, entre 2007 e 2017.	9
2.2	Evolução da potência instalada da energia eólica na Europa e no mundo, entre 1992 e 2017.	10
2.3	Evolução da potência instalada do parque electroprodutor português.	11
2.4	Evolução da satisfação do consumo final de energia elétrica desde 2008 até 2017.	12
2.5	Top 10 dos países europeus com maior potência instalada de energia eólica em 2017.	13
2.6	Evolução da potência instalada da energia eólica em Portugal.	14
3.1	Separação das atividades e regime de mercado.	21
3.2	Modelo de <i>Pool</i> simétrico.	24
3.3	Modelo misto de exploração do setor elétrico.	27
3.4	Modelo organizativo dos mercados organizados do MIBEL.	29
3.5	Curvas agregadas de venda e compra de energia elétrica — Hora: 7 do dia 5 de janeiro de 2018.	31
3.6	Horas em que ocorreu <i>market splitting</i> no dia 5 de janeiro de 2017.	32
4.1	Curva da oferta por tecnologia de produção.	35
4.2	Efeito da Ordem de Mérito.	37
5.1	Comunicações entre agentes no sistema MATREM.	48
5.2	Janelas dos diversos menus utilizados para simular o mercado diário – as janelas destinadas aos agentes retalhistas são iguais às ilustradas para os agentes produtores.	50
5.3	Representação da metodologia adotada para o caso da hora 1 do dia 1 de agosto de 2017.	52
5.4	Gráfico ilustrativo da implementação desenvolvida no Excel para o caso da hora 1 do dia 1 de agosto de 2017.	54
5.5	Impacto do EOM nos preços do mercado diário para a hora 4 do dia 22 de fevereiro de 2017.	61

5.6	Impacto do EOM nos preços do mercado diário para a hora 22 do dia 24 de agosto de 2017.	62
5.7	Varição da redução média de preço ao longo dos meses e das estações do ano.	62
5.8	Relação entre o custo direto e o custo líquido ao longo dos meses.	66
I.1	Janela principal do simulador MATREM.	80

LISTA DE TABELAS

2.1	Extensão ao regime remuneratório dos parques eólicos de acordo com o Decreto-Lei nº 35/2013, de 28 de fevereiro.	17
4.1	Estrutura dos custos de produção da energia elétrica.	34
4.2	Resumo das principais características e resultados da revisão da literatura indicada.	44
5.1	Agentes produtores e suas propostas de venda de energia elétrica para uma determinada hora.	55
5.2	Agentes retalhistas e suas propostas de compra de energia elétrica para uma determinada hora.	57
5.3	Resultados das simulações: Reduções médias mensais do preço de mercado.	60
5.4	Indicadores chave do EOM: Volume financeiro e valor específico (caso português).	63
5.5	Custos relacionados com o mecanismo de apoio à energia eólica em Portugal: Custo direto e custo líquido.	64
II.1	Indicadores chave do EOM: Volume financeiro e valor específico (caso espanhol).	82
II.2	Custos relacionados com os mecanismos de apoio à energia eólica em Espanha: Custo direto e custo líquido.	82

LISTA DE SIGLAS

CCGT	<i>Combined Cycle Gas Turbine</i> — Centrais de Ciclo Combinado a Gás Natural.
CELE	Comércio Europeu de Licenças de Emissão.
CMVM	Comissão de Mercados de Valores Mobiliários.
CNE	<i>Comisión Nacional de Energía.</i>
CNMC	<i>Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.</i>
CNMV	<i>Comisión Nacional del Mercado de Valores.</i>
CSP	<i>Concentrating Solar Power</i> — Energia Solar com Concentradores.
EDP	Energias de Portugal.
EOM	Efeito da Ordem de Mérito.
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
FER	Fontes de Energia Renovável.
FIPA	<i>Foundation for Intelligent Physical Agents.</i>
FiT	<i>Feed-in Tariffs</i> — Tarifas <i>feed-in</i> .
GEE	Gases com Efeito de Estufa.
HOE	Hora Legal Espanhola.
JADE	<i>Java Agent Development Framework.</i>
LMP	<i>Local Marginal Pricing</i> — Preço Marginal Local.
LNEG	Laboratório Nacional de Energia e Geologia.
MAN-REM	<i>Multi-Agent Negotiation and Risk Management in Electricity Markets</i> — Negociação Multi-agente e Gestão de Risco em Mercados de Energia Elétrica.

LISTA DE SIGLAS

MATREM	<i>Multi-Agent Trading in Electricity Markets.</i>
MEE	Mercado de Energia Elétrica.
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade.
MIE	Mercado Interno de Eletricidade.
MOE	<i>Merit Order Effect.</i>
OM	Operador de Mercado.
OMI	Operador de Mercado Ibérico.
OMIClear	Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A..
OMIE	Operador de Mercado Ibérico de Energia – Pólo Espanhol, S.A..
OMIP	Operador de Mercado Ibérico de Energia – Pólo Português, S.A..
OS	Operador de Sistema.
OTC	<i>Over-the-Counter.</i>
PNAER	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis.
PRE	Produção em Regime Especial.
PURPA	<i>Public Utility Regulatory Policies Act.</i>
RCLE	Regime Comunitário de Licenças de Emissão.
REE	<i>Red Eléctrica de España.</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais.
SEN	Sistema Elétrico Nacional.
SMA	Sistema Multi-Agente.
SMP	<i>System Marginal Pricing</i> — Preço Marginal Único.

INTRODUÇÃO

A secção 1.1 do presente capítulo apresenta uma breve contextualização do tema abordado ao longo desta dissertação, bem como os elementos de motivação da temática a desenvolver. Subsequentemente, na secção 1.2 são destacados os principais objetivos do estudo. Posto isto, a secção 1.3 contempla a estrutura da dissertação.

1.1 Enquadramento e Motivações

A energia elétrica tem, hoje em dia, um papel preponderante na sociedade, uma vez que é consumida em todos os contextos, tornando-se numa necessidade de primeira ordem. Durante vários anos, a energia elétrica foi gerada a partir da produção centralizada, em centrais elétricas de grande porte, que usavam recursos hídricos e combustíveis fósseis ou nucleares [1]. Em Portugal, grande parte da energia foi ao longo dos anos produzida em centrais térmicas e hídricas.

O aumento acentuado do consumo de energia nas últimas décadas e os efeitos nocivos que a produção centralizada trouxe para o meio ambiente, devido ao aumento das emissões de gases com efeito de estufa provenientes da queima de combustíveis fósseis, bem como as várias crises energéticas — a partir da década de 1970 — e subsequentes crises económicas, destacaram o papel da energia elétrica para a segurança ambiental, nacional e económica. Desde então, por todo o mundo, começou a surgir um grande esforço para introduzir uma mudança de paradigma, com um incentivo especial ao desenvolvimento e à introdução de tecnologias alternativas no setor elétrico, que utilizassem principalmente recursos sustentáveis endógenos e renováveis.

Estes fatores colocaram em causa a organização tradicional do setor elétrico, assente num modelo monopolista. A profunda reestruturação dos sistemas elétricos, à escala global, teve como principal objetivo criar mercados de energia elétrica livres e competitivos, garantindo melhores condições para os consumidores finais de energia [1]. Surgiram então dois grandes mercados: o mercado grossista — associado à atividade de produção de energia elétrica — e o mercado retalhista — relacionado com a atividade de comercialização de energia junto dos consumidores. Estas duas atividades passaram a estar abertas à concorrência, permitindo a entrada de um número cada vez maior de agentes, enquanto o transporte e a distribuição continuaram a ser exercidos em regime de monopólio regulado [2].

Estes novos mercados liberalizados impulsionaram a produção descentralizada, com base em fontes de energia renovável (FER) e cogeração, conduzindo à diversificação do cabaz energético dos sistemas elétricos. Também os objetivos internacionais ambiciosos e os fortes mecanismos de apoio foram elementos chave para o crescimento das tecnologias renováveis, uma vez que apostam na (i) diversificação das fontes de energia, (ii) melhoria da segurança de abastecimento, (iii) descentralização da produção, (iv) redução da dependência energética, e na (v) redução de emissões de gases com efeitos de estufa [3].

Nos países ibéricos, somente com a concretização do mercado Ibérico de eletricidade (MIBEL), e com a conseqüente evolução do mercado grossista, no sentido de uma menor desintegração horizontal, é que foi possível a entrada de um maior número de agentes na produção em regime especial (PRE) [4].

Apesar de todo este panorama favorável ao crescimento da potência instalada destas tecnologias modernas, os incentivos implementados pelo Governo foram os que mais contribuíram, dado que a maioria da produção de energia elétrica a partir de FER passou a ser remunerada pelas tarifas *feed-in* (FiT). Estas tarifas são pagas aos produtores consoante a sua produção, funcionando como um preço mínimo garantido para a venda da energia [5], sendo toda a energia produzida adquirida obrigatoriamente na totalidade. Nos últimos anos, em vários países do mundo, as FiT têm sido alvo de diversas contenções. O principal argumento para os cortes nas FiT são os elevados custos que impõem aos consumidores. Em Portugal, estes custos são introduzidos nas faturas de energia dos consumidores através de tarifas do sistema.

As tecnologias renováveis assumiram na última década um papel incontornável no *mix* energético português, sobretudo devido ao aumento da potência instalada de energia eólica, reduzindo consideravelmente a sua dependência energética externa em combustíveis fósseis. As tecnologias baseadas nos combustíveis fósseis são responsáveis por aumentar bastante os preços de mercado devido ao elevado custo da sua energia primária e ao custo associado às licenças de emissão de CO₂. Visto que as tecnologias renováveis, nomeadamente as que utilizam o recurso eólico, têm baixos custos marginais, comparativamente com as tecnologias convencionais, a sua introdução nos MEEs têm um impacto inevitável no seu funcionamento e nos preços de mercado que se formam na bolsa diária de energia. Geralmente, os períodos com maior penetração de energia eólica, por exemplo, apresentam preços de mercado menores [6].

Desta forma, como qualquer outra energia renovável, a energia eólica tem um impacto não negligenciável nos preços de mercado. O aumento da sua produção e sua elevada integração no mercado levam a uma redução dos preços médios de mercado ao longo do tempo. Para além disso também contribuí para que ocorram com mais frequência períodos em que os preços de mercado são nulos ou perto de zero [7]. Como tal, o impacto que a sua penetração em larga escala traz para o MIBEL é um importante campo de pesquisa.

O trabalho que irá ser executado ao longo desta dissertação tem como principal objetivo quantificar o efeito que a energia eólica tem nos preços do mercado diário no ano de 2017. O efeito provocado nos preços é conhecido como o efeito da ordem de mérito (EOM). Para além disso, a partir da quantificação do EOM e tendo em conta o custo adicional das FiT, pretende-se calcular o sobrecusto que efetivamente é suportado pelos consumidores finais de energia elétrica.

A liberalização dos mercados de energia aumentou a sua complexidade, principalmente devido ao aumento do número de agentes [8]. Desde então, como forma de apoio, começaram a ser desenvolvidos diversos simuladores de mercado com recurso à tecnologia baseada em agentes autónomos e sistemas multi-agente (SMA). Através destes simuladores é possível analisar o comportamento dos agentes que participam no

mercado, aproximando-se o mais possível da realidade. Nesta dissertação, para quantificar o impacto no preço da produção eólica irá recorrer-se ao simulador multi-agente MATREM, desenvolvido no âmbito do projeto MAN-REM ¹ [9].

Nesta fase, é importa referir que a presente dissertação surge no seguimento do trabalho realizado com o simulador MATREM, referente à simulação do mercado Ibérico de eletricidade. Salienta-se o trabalho publicado em [10], que diz respeito a um estudo sobre o efeito da geração eólica sobre os preços do mercado diário do MIBEL. O estudo tem a duração de seis meses (primeiro semestre de 2016). O presente estudo complementa o anterior em vários aspetos, sendo de realçar a duração de 12 meses (ano de 2017), permitindo analisar os efeitos sazonais da produção de energia, bem como a técnica utilizada na simulação dos preços do mercado diário, baseada num deslocamento da curva de oferta (em vez de um deslocamento da curva da procura). Estes aspetos, bem como os resultados obtidos, serão detalhados nos capítulos 4 e 5.

Realça-se, também, que no total serão efetuadas 9289 simulações. Em cada simulação serão utilizados dados reais do mercado diário e da produção de energia eólica em Portugal e Espanha no ano de 2017. Dado que o objetivo é simular o EOM, e como forma de apoio, foi desenvolvido um programa em Excel, com recurso ao Visual Basic. O protótipo denominado de MACREOM permitirá elaborar as novas curvas de mercado, tendo em conta a produção eólica e os dados horários das ofertas de compra e venda de energia. Uma vez que se pretende realizar simulações tão próximas quanto possível da realidade, a partir deste programa é possível selecionar as ofertas que irão ser utilizadas para definir as propostas dos agentes participantes em cada simulação. O modo de funcionamento deste programa será aprofundado no capítulo 5.

1.2 Objetivos

Os principais objetivos da presente dissertação são os seguintes:

- Estudar os fundamentos microeconómicos que regem os mecanismos de mercado, especialmente aqueles que estão relacionados com a bolsa diária de energia;
- Estudar os mercados de energia elétrica, com particular incidência para o MIBEL;
- Estudar o impacto que a produção renovável, em particular a energia eólica, tem nos preços do mercado diário do MIBEL, mais concretamente determinar o efeito da ordem de mérito;

¹O projeto MAN-REM (FCOMP-01-0124-FEDER-020397) foi financiado pelo FEDER através do programa COMPETE – Programa Operacional Temático Fatores de Competitividade, e pela FCT – Fundação para a Ciência e Tecnologia.

<http://www.lneg.pt/iedt/projectos/473/>

- Utilizar o sistema multi-agente MATREM disponibilizado pelo LNEG, que permite simular os MEEs, de forma a quantificar e analisar o efeito que a produção eólica tem sobre os preços do mercado diário;
- Desenvolver um protótipo em Excel para auxiliar na realização das simulações, ao permitir selecionar as ofertas que compõem as novas curvas de mercado, e desta forma estabelecer o número de agentes em cada simulação;
- Estudar o impacto que as tarifas *feed-in* têm nos custos dos consumidores, quando o EOM é tido em conta. Por outras palavras, analisar, de forma efetiva, o custo da política energética nacional relativa à promoção da energia eólica, através de tarifas *feed-in*, e com base nos resultados indicar recomendações sobre a sua continuidade, ou não, por parte das instituições governamentais.

1.3 Estrutura da dissertação

A presente dissertação encontra-se organizada em 6 capítulos. O segundo capítulo começa por analisar a evolução da potência instalada das energias renováveis, tanto a nível mundial como nacional. Posteriormente, apresenta também o crescimento da potência instalada da energia eólica, no Mundo e em Portugal, por ser a energia renovável utilizada para o estudo desenvolvido nesta dissertação. Por fim, numa última parte, são abordados os principais mecanismos de apoio às energias renováveis, particularizando o caso específico das tarifas *feed-in*, implementadas em Portugal.

O terceiro capítulo aborda em maior detalhe os mercados de energia elétrica, focando-se nos modelos de mercado que os alicerçam. Neste capítulo também é feita uma descrição do MIBEL, com base numa visão geral do seu processo de formação, dos principais objetivos e do modelo de funcionamento. É ainda apresentada uma pequena introdução ao funcionamento do mercado diário.

O quarto capítulo é dedicado exclusivamente às consequências e implicações que a produção renovável tem no mercado, mais especificamente ao estudo teórico do efeito da ordem de mérito. Este capítulo é acompanhado de uma revisão literária sucinta de alguns artigos que contemplam o estudo quantitativo do EOM.

O quinto capítulo é dedicado à metodologia desenvolvida, tendo em vista a determinação dos preços que se estabeleceriam no mercado diário, caso a energia eólica fosse retirada das suas licitações. Neste capítulo também é feita uma abordagem geral à ferramenta de simulação utilizada para a resolução do caso de estudo, nomeadamente dos procedimentos que são necessários para realizar uma simulação do mercado diário. O capítulo termina com uma apresentação dos resultados obtidos a partir do caso prático e com uma análise e discussão dos mesmos.

O sexto e último capítulo inclui um resumo do trabalho realizado e uma síntese das principais conclusões extraídas do estudo desenvolvido, bem como as propostas para futuros trabalhos sobre o tema.

ENERGIAS RENOVÁVEIS: ENERGIA EÓLICA

As energias renováveis desempenham um papel cada vez mais importante no *mix* energético do futuro. Neste sentido, este capítulo tem como principal objetivo fornecer ao leitor, através de dados e informações relevantes, aspetos relacionados com o crescimento das tecnologias renováveis. Para esse efeito, em todas as secções do presente capítulo, será tido em conta o panorama internacional, convergindo posteriormente para o caso português. Na secção 2.1, é feito um breve enquadramento do crescimento da potência instalada das energias renováveis ao longo dos últimos anos, focando no caso específico da energia eólica, uma vez que é a FER que está a ser alvo de estudo. Posto isto, a secção 2.2 discute os mecanismos de apoio às energias renováveis, dado que estes assumem um papel preponderante no aumento da penetração da geração renovável nos diversos países.

2.1 Crescimento das energias renováveis

As devastadoras alterações climáticas, o aumento do consumo de energia e a disponibilidade limitada de combustíveis fósseis, foram-se tornando cada vez mais uma preocupação crescente para a maioria dos países e instituições. Há mais de quinze anos que as pessoas reconheciam o potencial das energias renováveis como uma forma de combater a utilização de combustíveis fósseis, e desta forma preservar o meio ambiente. No entanto, a sua implementação em larga escala ainda precisava de ser demonstrada.

As metas ambiciosas e as políticas inovadoras que se espalharam por vários países em todas as regiões do mundo contribuíram para que a evolução das tecnologias renováveis nas últimas décadas tenha ultrapassado todas as expectativas, e ao mesmo tempo contribuíram para a sua rápida instalação, particularmente no setor elétrico. Os níveis de maturidade atuais da maioria das tecnologias renováveis, os seus custos de produção de energia competitivos e a sua elevada potência instalada a nível global, levaram a que estas tecnologias se tenham tornado fortes concorrentes das tecnologias convencionais. Na Figura 2.1 é possível observar o crescimento da potência instalada das energias renováveis desde 2007 até 2017.

Neste sentido, a energia eólica é hoje em dia vista como uma das mais promissoras FER. Atualmente, a energia eólica está instalada em vários países do mundo, tanto nos países desenvolvidos como nos países em desenvolvimento e economias emergentes, e em rápido crescimento. Em poucos anos, a energia eólica tornou-se líder das tecnologias renováveis em termos de potência total instalada, isto deveu-se não só aos mecanismos de apoio, mas também às grandes melhorias tecnológicas. O crescimento observado da potência instalada da energia eólica (ver Figura 2.2) é um exemplo da transição progressiva da era dos combustíveis fósseis para um novo futuro baseado em fontes de energia sustentáveis.

Hoje em dia, as energias renováveis não são vistas somente como uma ferramenta para melhorar a segurança energética e mitigar as alterações climáticas, mas também são reconhecidas como investimentos que podem fornecer vantagens económicas diretas e indiretas, reduzindo a dependência de combustíveis importados, estimulando o desenvolvimento económico e tecnológico, ajudando a diversificar fontes de receita e contribuindo para a criação de emprego [11].

2.1.1 Situação mundial

Há sensivelmente 15 anos, a Europa, os EUA e o Japão eram os principais pioneiros das tecnologias renováveis, tanto ao nível do seu fabrico como da sua instalação. Desde então, tem-se verificado uma expansão constante destas tecnologias por várias regiões do mundo. A China tem aumentado o seu investimento em energias renováveis quase todos os anos, tornando-se um líder mundial em potência instalada, seguido pelos EUA e pela Alemanha [12]. Contudo, nos países em desenvolvimento e emergentes — como em alguns países africanos, da América Latina e do Médio Oriente — somente em meados de

2.1. CRESCIMENTO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS

2014 é que se começou a verificar um crescimento mais acentuado da utilização de FER, em resposta ao crescimento rápido da procura de energia.

Desde 2004 até ao final de 2013, a potência total instalada das energias renováveis (excluindo as grandes hidroelétricas) aumentou cerca de sete vezes, passando de 85 GW para 560 GW. A energia eólica teve um crescimento semelhante, sendo que a sua potência instalada aumentou de 48 GW para 318 GW. Esta não foi a tecnologia que apresentou um maior crescimento em termos de potência instalada, pois a energia solar fotovoltaica (FV) passou de 2.6 GW para 139 GW, aumentando a uma taxa fenomenal de 60 vezes desde 2004 até 2014 [11]. Em 2014, a capacidade mundial de energia eólica, solar fotovoltaica e hídrica aumentaram em conjunto 128 GW em comparação com 2013. Entre os motivos que levaram a este crescimento, encontram-se as 164 metas de energias renováveis criadas em mais de 20 países. Mundialmente a potência total instalada aumentou para 1712 GW [13].

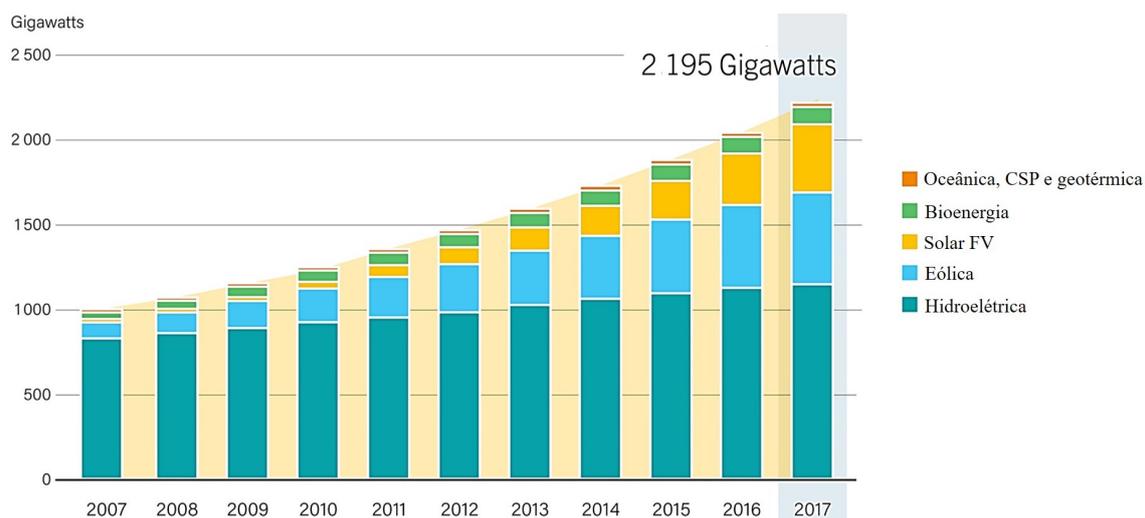


Figura 2.1: Evolução da potência instalada das energias renováveis no mundo, entre 2007 e 2017. (Adaptado de [12]).

Os anos 2015 e 2016 foram dois anos recorde para as tecnologias renováveis. Em 2015, houve um aumento de 17% da potência instalada de energia eólica, mundialmente um número recorde de 63 GW foi adicionado, perfazendo um total de 433 GW. A energia eólica nesse ano foi a principal fonte de nova capacidade de geração na Europa e nos EUA, e a segunda maior na China [14].

Em 2016, a potência total global aumentou em quase 9% em comparação com 2015, para aproximadamente 2017 GW, sendo os acréscimos na potência instalada de 147 GW e 161 GW, respetivamente [7, 15]. Nesse último ano, a energia solar fotovoltaica foi responsável por cerca de 47% da capacidade adicional, seguida pela energia eólica, com 34%, e pela energia hidroelétrica, com 15.5%. As energias renováveis estão a tornar-se na opção de menor custo, em vários países, como na Dinamarca, Índia e México. Nestes países a energia renovável foi fornecida a 0.05 \$/kWh, ou até mesmo a um valor inferior [7].

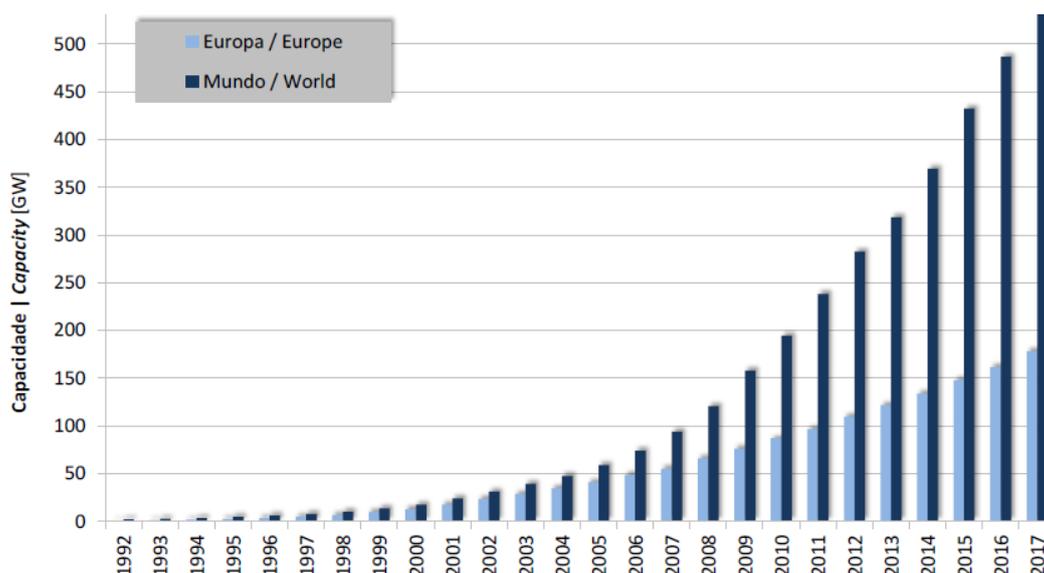


Figura 2.2: Evolução da potência instalada da energia eólica na Europa e no mundo, entre 1992 e 2017 [16].

As novas instalações de energias renováveis totalizaram cerca de 178 GW adicionais em 2017, atingindo 2195 GW de potência instalada no mundo inteiro. A potência instalada adicional de energia solar fotovoltaica foi superior às adições combinadas de carvão, gás natural e energia nuclear [12]. A energia eólica também contribuiu para esse aumento, tendo sido instalados cerca de 52 GW em todo o mundo. O mercado caiu ligeiramente em comparação com 2016, revelando um total de 539.5 GW de potência instalada de energia eólica no final de 2017. Esta diminuição deveu-se à menor potência adicionada na China (19.7% inferior). O segmento *offshore* teve um ano recorde, com 4 GW instalados, elevando o total da potência instalada global para 18 GW. De notar, no entanto, que a energia eólica *offshore* representa ainda apenas cerca de 3.5% da potência instalada de energia eólica, estando previsto que esta cresça rapidamente nos próximos 5 anos [12, 17].

Aparentemente, os países estão a percorrer um bom caminho para um futuro sustentável. Contudo, o aumento da produção das energias renováveis não está a conseguir acompanhar a procura crescente de energia. Pelo que, a partir de 2016, a energia renovável representou cerca de 18.2% do consumo total final de energia a nível global [12]. Desta forma, se todos os países quiserem atingir as metas a que se propõem, então todos os setores — elétrico, transportes, aquecimento e arrefecimento — terão de percorrer o mesmo caminho, uma vez que atualmente o setor elétrico é o que apresenta maiores níveis de transição para as energias renováveis. Para além disso, o investimento continua com o foco nas energias eólica e solar fotovoltaica, mas todas as tecnologias renováveis precisam de ser expandidas para manter o desenvolvimento sustentável.

2.1.2 Situação em Portugal

Portugal não tem recursos fósseis, pelo que é necessário recorrer à sua importação para abastecer o consumo de energia elétrica do país. A necessidade de independência energética e de diversificação das fontes de energia, e a melhoria da segurança de abastecimento, tornaram-se o foco da estratégia energética nacional, ao culminar também com outros objetivos internacionais relacionados com a redução do impacto ambiental do setor elétrico.

Hoje em dia, Portugal é um dos países mais entusiastas no que diz respeito às energias renováveis, tendo aumentado gradualmente a produção de energia elétrica renovável por forma a alcançar uma descarbonização progressiva da economia. A partir de 2005, verificou-se um acréscimo gradual da potência instalada, com um crescimento médio anual que ronda os 7%. Por outro lado, a potência fóssil tem vindo a registar uma redução desde 2011 [18]. Em Portugal continental, a produção de energia renovável concentra-se nas regiões Norte e Centro do país. Entre 2000 e 2017, a potência instalada de origem renovável aumentou de 3.9 GW para 13.7 GW. Esta evolução está ilustrada na Figura 2.3. O maior aumento ocorreu entre 2015 e 2016, com cerca de 1000 MW adicionados aos centros electroprodutores renováveis [19]. O acréscimo de potência renovável é especialmente notório entre 2004 e 2011, com a entrada em operação de vários parques eólicos.

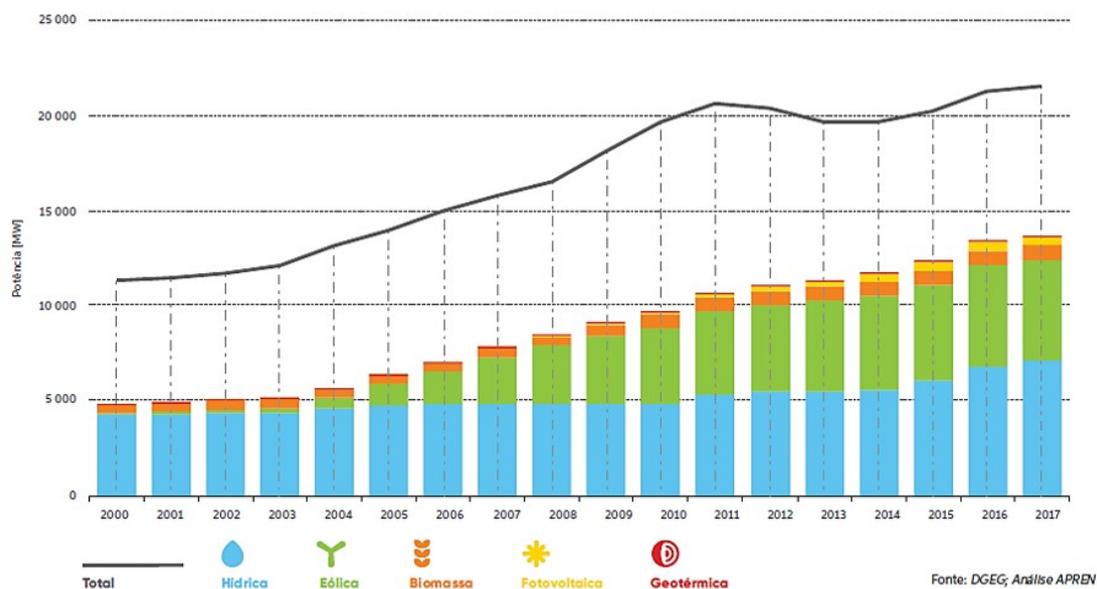


Figura 2.3: Evolução da potência instalada do parque electroprodutor português [20].

As energias renováveis têm desempenhado um papel cada vez mais importante na satisfação do consumo de energia elétrica (ver Figura 2.4). A potência total instalada no país, tendo em conta os combustíveis fósseis e as FER, no final de 2015, perfazia um total de 20160 MW, dos quais 12292 MW eram renováveis. Pela primeira vez as energias renováveis assumiram a liderança como principal fonte para a produção. No geral, as energias

renováveis contribuíram com 48.2% para atender o consumo verificado, sendo que 47.3% foram provenientes dos combustíveis fósseis e os 4.5% restantes corresponderam ao saldo importador [21].

Até à data, 2016 foi o ano com maior produção renovável, representando uma produção anual de 32.2 TWh, sendo responsável por satisfazer 64% do consumo de energia elétrica. Um dos acontecimentos com maior repercussão internacional ocorreu entre o dia 7 e o dia 11 de maio de 2016, em que se verificou um período de 107 horas consecutivas no qual a produção renovável excedeu o consumo elétrico de Portugal continental [3].

Em 2017, o consumo de energia elétrica totalizou 49.6 TWh, sendo o mais elevado desde 2011, ficando apenas 5% abaixo do máximo histórico registado em 2010 [22]. Para além deste cenário, 2017 também não foi um bom ano do ponto de vista da produção de energia elétrica renovável, pois foi um dos quatro anos mais quentes e secos desde 1931 [23]. Tal levou a que a produção renovável abastecesse apenas 40% do consumo de energia, o valor mais baixo desde 2012 [22], o que veio a demonstrar a importância e a necessidade de um *mix* energético diversificado. A produção anual de todas as energias renováveis correspondeu a 23.5 TWh, o que equivale a uma quota de 42% no total da produção elétrica nacional, sendo a energia eólica a tecnologia que mais contribuiu, seguida da hídrica e posteriormente da biomassa [19, 24]. Apesar de todo este panorama, em 2017 houve um conjunto de 122 horas, não consecutivas, em que as energias renováveis foram suficientes para abastecer o consumo elétrico de Portugal continental [23].

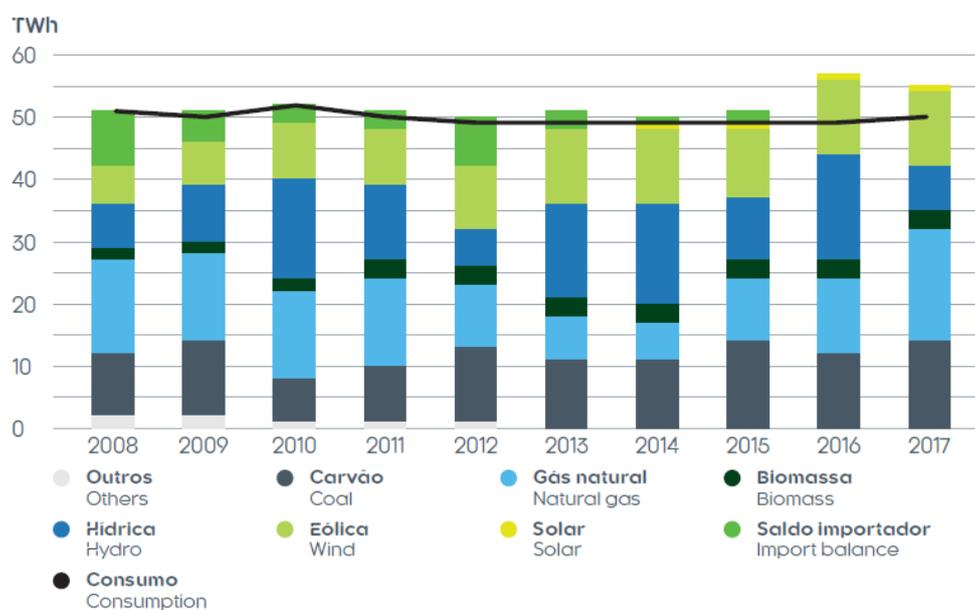


Figura 2.4: Evolução da satisfação do consumo final de energia elétrica desde 2008 até 2017 [22].

De forma a cumprir as metas da União Europeia, Portugal terá até 2020 de atingir uma taxa de penetração das energias renováveis no consumo elétrico nacional de 60%, com o objetivo de mitigar as alterações climáticas. Porém, a percentagem atual tem-se

distanciado cada vez mais da meta, o que demonstra a necessidade de uma política mais ambiciosa no setor renovável. No final de 2017, foi anunciada a adesão de Portugal à *Powering Past Coal Alliance*, aliança criada na COP23, em que todos os seus subscritores se comprometeram a encerrar as suas centrais térmicas a carvão até 2030. Para além disso, o Primeiro-Ministro e o Ministro do Ambiente Português anunciaram o objetivo de alcançar a neutralidade carbónica em 2050. Isto leva a que os próximos anos sejam marcados por novas ações e medidas concretas com maior ambição climática [18, 20]. Estas medidas devem estar em concordância com o pacote legislativo “Energia Limpa para todos os Europeus” (*Clean energy for all Europeans package*) para 2030, que pretende, entre outros objetivos, colocar a Europa como líder do setor renovável, onde Portugal se posiciona na defesa de metas mais ambiciosas [25].

2.1.2.1 Energia eólica em Portugal

Portugal alcançou uma posição de referência a nível europeu no que diz respeito ao aumento da potência instalada de energia eólica, tal como é possível observar na Figura 2.5. Desde o ano 2000 que se tem assistido a uma evolução contínua da energia eólica em Portugal, como pode ser visualizado na Figura 2.6. Em 2000, apenas 100 MW tinham sido instalados em Portugal, mas dez anos depois o país contava com uma potência eólica quarenta vezes superior. Esta evolução tem sido motivada por uma aposta estratégica da política nacional nos recursos endógenos e renováveis existentes no país. Em 2010, Portugal já era um dos países líderes na Europa em termos de penetração de energia eólica, com 17.1% da procura nacional coberta por aproximadamente 3.7 GW de potência instalada [26]. No final de 2015, a potência total instalada de energia eólica alcançou 5 GW, distribuídos por 255 parques eólicos, com um total de 2590 geradores eólicos [21].

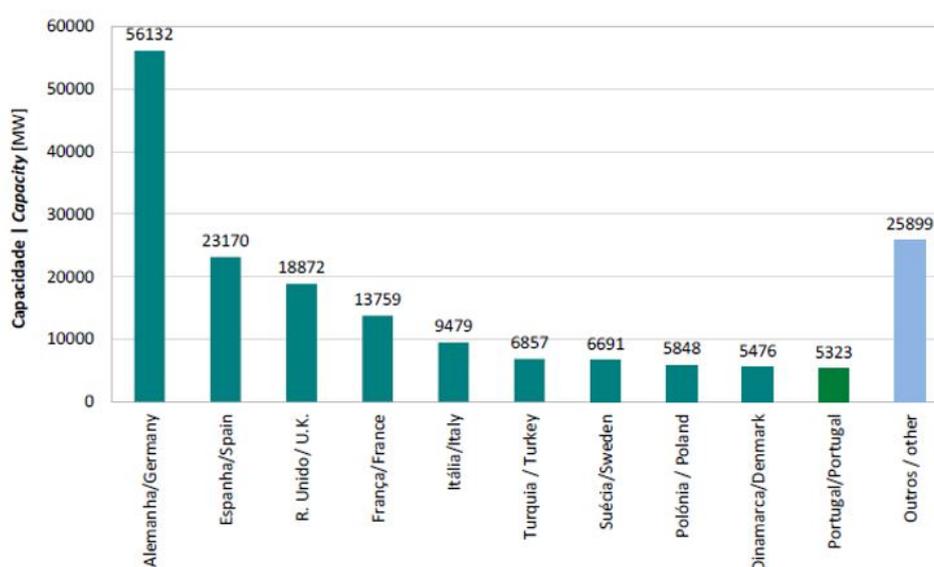


Figura 2.5: Top 10 dos países europeus com maior potência instalada de energia eólica em 2017 [16].

O Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER), em conformidade com a diretiva de 2009/28/CE sobre a promoção da utilização de energia proveniente de fontes de energia renovável, apresentado em 2010 à Comissão Europeia, indicava uma meta para 2020 de 6875 MW para a potência instalada de energia eólica, dos quais apenas 75 MW correspondia à potência eólica *offshore* [27]. Contudo, este foi revisto em 2012, conduzindo a uma diminuição da potência eólica prevista em 2020 para 5300 MW, o que corresponde à potência restante concedida no concurso que existira em 2005 e também proveniente de alguns projetos de equipamentos [21].

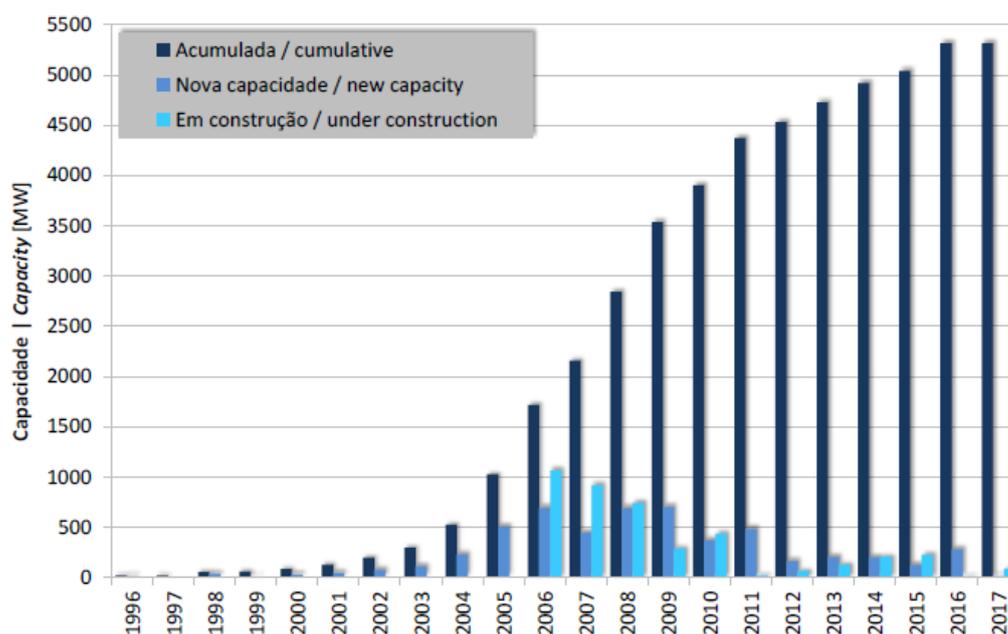


Figura 2.6: Evolução da potência instalada da energia eólica em Portugal [16].

Portugal instalou um acréscimo residual (0.6 MW) à potência instalada de energia eólica em 2017, face a 2016, permanecendo com uma potência instalada de cerca de 5.3 GW [16, 17]. Esta variação resultou do descomissionamento de 23 geradores eólicos que se encontravam em operação desde 1998, e a sua substituição por apenas 4 geradores eólicos, com uma tecnologia mais eficiente e capaz de entregar energia elétrica a custo inferior [16]. A energia eólica, desde 2013, é responsável por uma produção anual de aproximadamente 12 TWh. A maioria dos geradores eólicos atualmente existentes foram instalados entre 2005 e 2012. Desde 2016, existem 257 parques eólicos espalhados pelo país, estando principalmente concentrados nas regiões Norte e Centro. Atualmente, a região Centro é responsável por cerca de 50% da produção eólica nacional, que em conjunto com a região Norte aumenta este valor para 86% [19].

Hoje em dia, a energia eólica desempenha um papel incontornável no setor elétrico português. Em 2017, a produção de energia eólica suprimiu quase um quarto da procura do país, estimando-se mais concretamente que contribuiu com 24.1% para o consumo de energia, tendo sido uma das maiores percentagens atingidas nos últimos anos [16].

2.2 Mecanismos de apoio às energias renováveis: Tarifas *feed-in*

Historicamente, existe nos vários mercados nacionais uma ampla variedade de metas de energias renováveis, bem como várias combinações de mecanismos de apoio, que foram essenciais para remover barreiras, promover o desenvolvimento e impulsionar o crescimento das energias renováveis. Os EUA foi o primeiro país do mundo a implementar um mecanismo de apoio às energias renováveis, em 1978, seguido por Portugal em 1988, proliferando progressivamente para outros países. Entre 2004 e 2014, o número de países que promoveram as energias renováveis através do apoio direto de mecanismos praticamente triplicou, passando de 48 para mais de 140 países [11]. Estes números continuaram a crescer nos anos seguintes, principalmente nos países em desenvolvimento e nas economias emergentes. Em particular, até ao final do ano de 2017, pelo menos 179 países tinham metas de energia renovável e estima-se que mais de 149 países tivessem mecanismos de apoio às energias renováveis [12].

O principal impulsionador do crescimento da potência instalada das energias renováveis na maioria dos países foi as políticas *feed-in*¹ (tarifas *feed-in* e *feed-in premiums*), tendo-se tornado o mecanismo de apoio às energias renováveis mais utilizado até aos dias de hoje. Desde 2004, o número de países que contavam com políticas *feed-in* aumentou, sendo que os 34 países iniciais cresceram para 113 países no final de 2017 [11, 12]. No entanto, começaram a surgir alterações significativas nestas políticas nos últimos anos, principalmente nos países com mercados de energia renovável mais desenvolvidos. Em particular, surgiram cortes nas FiT, com maiores reduções ao nível da energia eólica e solar fotovoltaica. Para além disso, os concursos públicos (*tender schemes*) para a energia renovável, também conhecidos por licitações competitivas ou leilões, tornaram-se num mecanismo de apoio que se está a expandir rapidamente no desenvolvimento de projetos de energia renovável, e que têm vindo a ser a ferramenta política preferida para o suporte ao desenvolvimento de projetos de larga escala, enquanto os projetos de menor escala continuam a ser apoiados por políticas *feed-in*. Até ao final de 2017, cerca de 29 países tinham realizado licitações de energia renovável [12].

2.2.1 Situação em Portugal

No que diz respeito a Portugal, a 27 de maio de 1988 surge o Decreto-Lei n.º 189/88, onde foi definido pela primeira vez um regime tarifário específico para a produção em regime especial (PRE)², estabelecendo uma remuneração ligada às tarifas de consumo [29]. Inicialmente, os preços do regime tarifário *feed-in* variavam entre 40 a 50 €/MWh.

¹As tarifas *feed-in* garantem aos produtores de energia renovável um pagamento específico durante um período fixo, estruturado como um preço mínimo garantido. Nos *feed-in premiums* o pagamento envolve a adição de um valor indexado ao preço do mercado em bolsa, limitado a um valor máximo [10].

²A produção em regime especial engloba a produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, de tecnologias de produção combinada de calor e de eletricidade (cogeração) e de produção distribuída [28].

Este quadro legislativo sofreu uma nova alteração em 1999³, que levou ao aumento das FiT, que mais tarde, em 2001, veio a sofrer um novo aumento para um preço médio de 80 €/MWh. Desta forma, as FiT funcionam como um preço garantido de venda para os produtores de energia renovável. O valor da remuneração obtida depende de diferentes categorias de custos que são evitadas, entre as quais [5]:

1. Custos de investimento em novas centrais de produção convencionais;
2. Custos de transporte, operação e manutenção, incluindo o combustível evitado nas centrais convencionais;
3. Custos ambientais, associados aos benefícios ambientais provenientes do uso de FER no centro produtor.

Para além dos produtores de energia renovável beneficiarem de uma remuneração garantida, no âmbito do enquadramento legal que existe em Portugal, também toda a produção em regime especial é obrigatoriamente adquirida na sua totalidade pelo comercializador de último recurso⁴ (EDP Serviço Universal) [30].

Até 2001, o sistema de remuneração das tecnologias renováveis baseava-se nos custos evitados pelo sistema elétrico. Com a aprovação do Decreto-Lei 339-C/2001, de 29 de dezembro, foi introduzido um coeficiente Z à fórmula da remuneração. O valor deste coeficiente varia de acordo com a tecnologia renovável, sendo introduzido um novo fator que tem em conta os custos diferenciados de acordo com as tecnologias. Desta forma estabeleceu-se uma remuneração diferenciada por tecnologia [31].

Em 2005, o Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro, atualizou a remuneração garantida, definindo um prazo para a sua aplicabilidade, tanto para as novas instalações como para as instalações existentes [32]. A duração deste prazo seria suficiente para que os produtores recuperassem os investimentos realizados e obtivessem um retorno económico mínimo. Sendo assim, as tarifas *feed-in* aplicadas aos parques eólicos ficaram limitadas aos primeiros 33 GWh entregues à rede, por cada megawatt de potência de injeção na rede atribuído, até ao limite máximo dos primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de energia elétrica à rede [26].

A partir de 2005, as FiT para as novas instalações foram reduzidas, mas as instalações anteriores não foram afetadas por essa redução [5]. Os parques eólicos licenciados antes de 2005 recebiam uma remuneração de aproximadamente 94 €/MWh, enquanto que as tarifas médias indicativas das novas instalações de energia eólica rondavam os 73 €/MWh. Este novo preço teve por base o concurso realizado em 2005, onde 1800 MW de potência eólica foram licitados em 3 fases [26, 27].

³Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de maio.

⁴É considerado comercializador de último recurso aquele que estiver sujeito às obrigações de serviço público universal previstas no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro e no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, com as alterações introduzidas pelos Decretos-Lei n.º 215-A/2012 e n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, e demais legislação aplicável.

2.2. MECANISMOS DE APOIO ÀS ENERGIAS RENOVÁVEIS: TARIFAS *FEED-IN*

Contudo, os custos associados à política energética adotada pelo país são excessivamente elevados, tornando-se incomportáveis, principalmente porque são incluídos na fatura de energia que é paga por todos os consumidores finais, ao invés de serem suportados pelo governo. Desta forma, de modo a criar um regime regulatório que transmita confiança aos produtores e ao mesmo tempo reduza os custos para os consumidores, foram introduzidas novas alterações aos regimes remuneratórios. Em 2012⁵, o governo português introduziu um sistema de remuneração geral (ou regime geral). Neste novo modelo de remuneração, os produtores de energia renovável ficam autorizados a realizar as suas atividades e a vender a sua energia elétrica de acordo com o regime de mercado convencional, isto é, por meio de mercados organizados ou contratos bilaterais. Desta forma, os produtores de energia renovável têm a possibilidade de exercer a sua atividade num mercado livre, equiparando-se aos produtores das restantes tecnologias [33].

Após a expiração do período garantido de remuneração, e como alternativa à remuneração a partir do mercado livre, surgiu um novo decreto-lei, em 2013, com vista ao prolongamento do enquadramento remuneratório aplicável aos centros electroprodutores não hídricos. Deste modo, o Decreto-Lei nº 35/2013, de 28 de fevereiro, introduziu a possibilidade dos produtores de energia eólica aderirem a um de entre quatro regimes remuneratórios alternativos, por um período adicional de cinco ou sete anos, após o decurso dos períodos iniciais de remuneração garantida (ver Tabela 2.1). A adesão a esta remuneração alternativa implica um pagamento de uma compensação anual destinada a contribuir para a sustentabilidade do Sistema Elétrico Nacional (SEN) [34]. Esta medida foi extremamente importante, porque terminados os referidos períodos de remuneração, a energia elétrica produzida a partir de FER é entregue à rede e passa a ser remunerada pelos preços de mercado [33].

Tabela 2.1: Extensão ao regime remuneratório dos parques eólicos de acordo com o Decreto-Lei nº 35/2013, de 28 de fevereiro. (Adaptado de [5]).

Opção	Tarifa	Duração da Tarifa Regulada	Compensação Anual
1	Mínima: 74 €/MWh Máxima: 98 €/MWh	5 anos	5000 €/MW
2	Mínima: 60 €/MWh	5 anos	5000 €/MW
3	Mínima: 74 €/MWh Máxima: 98 €/MWh	7 anos	5800 €/MW
4	Mínima: 60 €/MWh	7 anos	5800 €/MW

⁵Decreto-Lei nº 215-B/2012, de 8 de outubro.

Atualmente, tanto o regime geral como o regime especial estão em vigor. No contexto da PRE, foram atribuídas legalmente à ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) algumas competências, nomeadamente no âmbito do seguinte: (i) dos custos induzidos nas tarifas, (ii) da influência na formação dos preços nos mercados, (iii) do impacto no planeamento e exploração das redes elétricas, e (iv) da rotulagem de energia elétrica. Para além disso, é responsável por publicar mensalmente as informações relativas à produção em regime especial e os valores médios das tarifas *feed-in*. Em 2017, a tarifa da energia eólica teve um valor médio de 95.28 €/MWh, tendo um comportamento ligeiramente instável ao longo do ano, variando entre 85.57 €/MWh e 98.74 €/MWh [28].

MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Os mercados de energia elétrica (MEEs) são mais complexos do que os outros mercados, devido às características do bem indiferenciado (*commodity*) que transacionam. Nas últimas décadas, a organização tradicional do setor elétrico tem vindo a sofrer alterações sucessivas com o objetivo de criar mercados competitivos. De modo a compreender os motivos que levaram ao desenvolvimento destes mercados, serão introduzidos na secção 3.2 do presente capítulo alguns conhecimentos gerais relativos ao processo de reestruturação e liberalização do setor elétrico, particularizando o caso específico de Portugal. Posto isto, para uma melhor compreensão dos principais mecanismos destes mercados, na secção 3.3 serão abordados os principais modelos de mercado que surgiram com a reestruturação do setor elétrico. Por último, mas não menos importante, na secção 3.4 será dado especial ênfase ao Mercado Ibérico de Eletricidade, tendo em conta o seu processo de criação, os principais objetivos da sua implementação e a sua organização. Esta secção termina com uma descrição do mercado diário, uma vez que o trabalho realizado ao longo desta dissertação se insere neste mercado.

3.1 Introdução

Um mercado é um mecanismo que surgiu há muitos anos e que pode ser encontrado em todas as civilizações. Este permite a interação entre produtores e consumidores, a troca de um produto específico e ainda a determinação de preços. Um produto é um bem económico, que tem um custo e um valor associado [35]. O valor do bem traduzido em termos monetários é conhecido por preço. Ele é responsável por fornecer indicações aos produtores e consumidores de alterações que ocorram na procura e na oferta de um dado mercado. A procura é a quantidade de um determinado produto que os consumidores estão dispostos a comprar, por um determinado preço. Do lado oposto, a oferta determina a quantidade de um dado produto que os produtores estão dispostos a vender a um preço específico. O principal objetivo de qualquer mercado é atingir o equilíbrio entre a oferta e a procura, de forma a satisfazer os interesses de todos os seus intervenientes [36].

Apesar dos MEEs estarem assentes em mecanismos microeconómicos comuns a todos os mercados, estes apresentam algumas peculiaridades devido ao bem que transacionam. Ao contrário de muitos outros bens, não existem meios tecnológicos economicamente rentáveis capazes de armazenar energia elétrica suficiente para abastecer todo o consumo exigido, pelo que após a sua produção deve ser consumida num décimo de segundo. Sendo assim, a produção em cada instante de tempo deve ser igual ao consumo e às perdas na rede, dado que caso a oferta e a procura não sejam constantemente balanceadas, o sistema físico colapsa. Para além disso, não possui uma individualidade própria, ou seja, a energia produzida por um gerador específico não pode ser dirigida a um determinado consumidor, dado que toda a energia elétrica que foi produzida é entregue à rede e posteriormente dirigida a todos os consumidores [1].

Em virtude da energia elétrica ser um bem essencial ao funcionamento e bem-estar da sociedade moderna, é de extrema importância conhecer o funcionamento dos mercados de energia e a forma como se processam as interações entre os diversos participantes no mercado.

3.2 Reestruturação do setor elétrico

Quando a primeira instalação de produção de energia elétrica entrou em operação em 1882, defendia-se que a melhor forma de servir as necessidades dos consumidores era através da produção de eletricidade perto dos locais de consumo. Contudo, o desenvolvimento contínuo das centrais elétricas e das redes de distribuição, e principalmente com a construção da rede de transporte que ligava todos os centros produtores, começou a surgir a instalação de grandes centrais afastadas dos centros de consumo. Neste sentido, a alternativa mais eficiente para operar o setor elétrico era a partir de um monopólio natural, em que todas as atividades do setor estavam integradas verticalmente (ver Figura 3.1) [1].

Neste modelo organizacional não existia praticamente concorrência, detendo uma única empresa o exclusivo de todas as atividades, desde a produção até à comercialização da energia elétrica. Esta concessão monopolista era então responsável por financiar, construir e explorar o sistema. A ausência de competição deste modelo levou a que os consumidores não pudessem escolher o seu fornecedor, estando impedidos de procurarem a oferta que lhes era mais vantajosa. Para além disso, estavam sujeitos à regulação tarifária exercida pela entidade concessionária, que determinava o preço final da energia elétrica, contribuindo para um setor elétrico que apresentava, por vezes, o papel de elemento amortecedor em períodos de maior crise económica [37].

Durante vários anos, na maioria dos países do mundo, inclusive em Portugal, prevaleceu no setor elétrico este modelo monopolista. No ano de 1973, teve início a crise petrolífera, que afetou gravemente a economia a uma escala mundial. Foi na sequência deste primeiro choque petrolífero que este modelo organizacional começou a ser posto em causa nos EUA, através da publicação em 1978 da PURPA (*Public Utility Regulatory Polices Act*), que criou a figura do produtor independente, e estipulou que as empresas integradas tradicionais fossem obrigadas a adquirir a energia elétrica produzida por esta entidade [1].

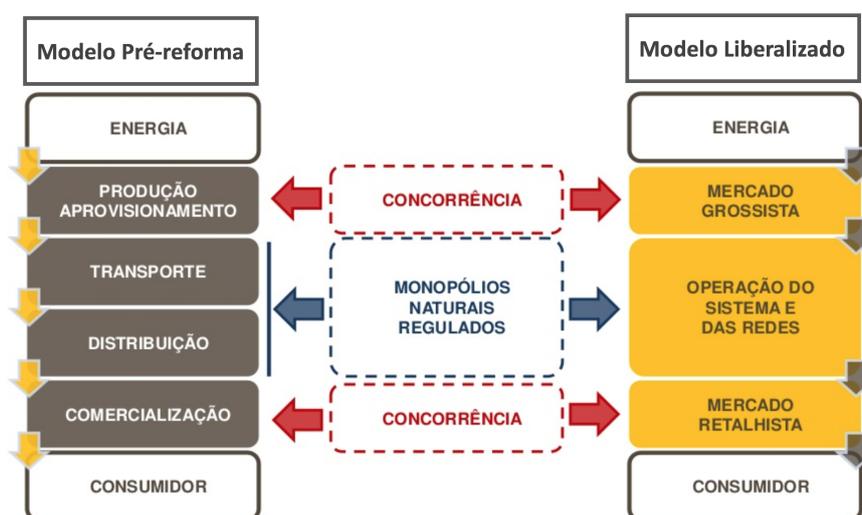


Figura 3.1: Separação das atividades e regime de mercado [38].

A partir da década de 80 do século XX, múltiplos setores de carácter socioeconómico sofreram alterações profundas em virtude de um processo de globalização, nomeadamente a indústria aérea, as telecomunicações, o gás natural e o caminho de ferro, que contribuíram para a sua reestruturação e liberalização à escala global [37]. Desta forma, estas mudanças permitiram a entrada de novos agentes nestes setores, o que possibilitou aos seus clientes a escolha do seu fornecedor e, conseqüentemente, um aumento da concorrência. Nesta conjuntura de grandes mudanças, o modelo organizacional do setor elétrico também veio a sofrer uma reforma, principalmente no ano de 1990, a partir do qual se assistiu a um incentivo ao processo de reestruturação e liberalização deste setor

por todo o mundo, verificando-se em muitos países o fim da organização em monopólio. Esta reforma, embora com diferenças entre os vários sistemas elétricos, consistia essencialmente na separação e liberalização das atividades potencialmente competitivas (produção e comercialização), através da implementação de um mercado grossista e de um mercado retalhista, das atividades consideradas como monopólios naturais (transporte e distribuição) [2]. Na Figura 3.1 estão esquematizadas as diferenças entre o modelo adotado no período de pré-reforma e a estrutura do setor elétrico liberalizado.

A reestruturação do setor elétrico teve início no Chile no final da década de 70 do século XX. Na Europa, o movimento de liberalização iniciou-se na Grã-Bretanha, com a *Energy Act* de 1983, e progrediu através da reprivatização das empresas elétricas e da entrada em atividade de um mercado grossista obrigatório (*Pool*) em 1990. Anos mais tarde, este modelo foi alterado, permitindo a relação direta entre consumidores e produtores, através de contratos bilaterais [1]. Estes momentos contribuíram para a sua expansão a outros países Europeus, da América do Norte e do Sul e à Austrália [37]. Na União Europeia, um passo decisivo para a reestruturação foi dado pela publicação da Diretiva 96/92/CE da Comissão Europeia, de 19 de dezembro, que estabelecia regras comuns com vista à criação de um mercado único europeu - mercado interno de eletricidade (MIE) [1, 37]. O principal objetivo deste mercado era integrar os vários mercados regionais, constituídos pelos mercados de energia elétrica de dois ou mais países, e desta forma estabelecer um modelo renovado para o setor elétrico, que visava acelerar a sua liberalização. O primeiro mercado transnacional a surgir foi o *NordPool*, em 1996, integrando num primeiro momento os setores elétricos da Noruega e Suécia, e posteriormente os setores da Finlândia, Dinamarca, Estónia, Letónia, Lituânia, Reino Unido e Alemanha [39].

Em Portugal, os primeiros sinais de mudança no setor elétrico deram-se em 1988, com a publicação do Decreto-Lei n.º 189/88, que permitiu a produção independente a qualquer entidade (pública, privada ou particular) através de fontes renováveis ou da cogeração [29]. Em 1995, foi publicado um pacote legislativo que, em conjunto com a aplicação da Diretiva 96/92/CE, conduziu à primeira reforma do setor elétrico, dando origem a um novo modelo organizacional, que permitia a existência de relações comerciais livres, em paralelo com um mercado regulado. Outro passo significativo foi a criação do mercado Ibérico de eletricidade, que resultou da integração dos sistemas elétricos de Portugal e Espanha, tendo sido o segundo mercado regional a ser criado na Europa [40].

Na maioria dos países, o processo de liberalização dos sistemas elétricos foi ocorrendo por etapas, tendo em primeiro lugar abrangido os clientes de maior consumo e níveis de tensão mais elevados. Em Portugal, seguiu-se uma metodologia idêntica. A abertura do mercado iniciou-se em 1995 para os grandes consumidores, sendo progressivamente estendida aos restantes consumidores [41].

Sendo assim, com a transição de um modelo monopolista para um modelo que permite a competição ao nível das atividades de produção e comercialização e a liberdade

de escolha para os consumidores do seu fornecedor, foi possível aumentar a eficiência económica do setor elétrico, pois os agentes destes mercados a médio e longo prazo foram levados a tomar melhores decisões de investimento. Isto teve como consequência, repercussões ao nível da qualidade de serviço, contribuindo para o aumento da satisfação dos consumidores de energia elétrica [2, 41].

3.3 Modelos de mercado

Ao longo do processo de reestruturação do setor elétrico surgiu a necessidade de alterar alguns procedimentos técnicos, assim como adotar mecanismos de mercado de forma a reformular o relacionamento entre as entidades intervenientes nos sistemas elétricos — produtores, comercializadores/retalhistas e consumidores. Deste modo, surgiram vários modelos de mercado, sendo apresentados de seguida três desses modelos: o modelo em bolsa, o modelo de contratos bilaterais e o modelo misto.

3.3.1 Mercado em bolsa ou *Pool*

O modelo em bolsa de energia elétrica corresponde a uma aproximação ao modelo de mercado adotado pelos mercados *spot*, mas com algumas limitações, devido às características da energia elétrica, principalmente porque não é economicamente viável o seu armazenamento em larga escala, pelo que a sua produção é realizada em tempo real. Para além disso, ao contrário do que acontece com a maioria dos outros mercados, a *commodity* negociada não pode ser transacionada para entrega imediata.

No mercado em bolsa, a energia é previamente contratada, ou seja, as transações (compra e venda) são realizadas algum tempo antes da entrega física. Neste mercado, pretende-se otimizar o funcionamento do sistema a curto prazo através da interação entre vendedores e compradores. O seu principal objetivo é atingir o equilíbrio entre a produção e o consumo, com base nas propostas de venda efetuadas pelos produtores, e nas propostas de compra apresentadas pelos comercializadores ou consumidores elegíveis para tal. Visto que a estes mercados está associado um horizonte temporal de curto prazo, os preços das ofertas de venda tendem a refletir os custos marginais de produção das centrais associadas [37].

Este mercado também é conhecido na literatura inglesa por *Day-Ahead Market*, uma vez que o processo de comercialização se realiza para o dia seguinte, ou seja, no dia D será implementado o resultado da negociação realizada no dia D-1 [42]. Este mercado é tipicamente constituído por centrais de energia que comportam custos marginais diferentes entre si. Para além disso, ao longo do dia o diagrama de carga varia, o que torna difícil a previsão da carga diária. Devido a estes fatores, e de forma a permitir o funcionamento eficiente destes mercados, o dia que está a ser alvo de negociações é normalmente dividido em intervalos de uma hora (24 intervalos) ou de meia hora (48 intervalos) [37]. Os agentes que intervêm no mercado deverão apresentar as suas propostas de compra

ou venda de energia para cada um desses intervalos, obtendo-se no final do período de negociação 24 ou 48 despachos económicos para o dia seguinte.

A coordenação da exploração do sistema é realizada por duas entidades independentes: o operador de mercado (OM) e o operador de sistema (OS). O OM é responsável por receber e organizar as propostas de compra e venda de energia elétrica, bem como pela obtenção dos respetivos despachos ótimos para cada intervalo de negociação. Para além disso, também garante a competitividade do mercado e procura manter a estabilidade do mesmo, assegurando a transparência das transações realizadas no mercado. O OS é responsável por aceitar ou rejeitar os despachos provisórios enviados pelo OM, com base numa análise técnica, tendo em conta, por exemplo, a viabilidade dos volumes de carga em função do risco de congestionamento e as limitações físicas que a rede elétrica poderá assumir [43]. Caso se verifique uma situação de congestionamento, é necessária a interação entre o OM e o OS, de forma a resolver a situação e garantir a operação do sistema.

Dentro do modelo em bolsa, existem duas variantes: o *pool* simétrico e *pool* assimétrico. Os mercados em bolsa consideram normalmente mecanismos simétricos, dado que permitem tanto a receção de propostas de compra como de venda de energia para cada intervalo de tempo do dia seguinte.

Na vertente simétrica, para cada intervalo de negociação, ordena-se por ordem crescente em preço as ofertas de venda, construindo-se a curva agregada de ofertas de venda. Enquanto isso, as ofertas de compra são organizadas por ordem decrescente em preço, dando origem à curva agregada de ofertas de compra [44]. A partir do cruzamento entre estas duas curvas é determinado o preço de mercado (*market clearing price*), bem como a respetiva quantidade de energia a ser negociada (*market clearing quantity*). O ponto de intersecção entre as duas curvas indica o equilíbrio entre a oferta e a procura, e define as ofertas que irão integrar o despacho para um determinado intervalo [42]. Este ponto está ilustrado a vermelho na Figura 3.2.

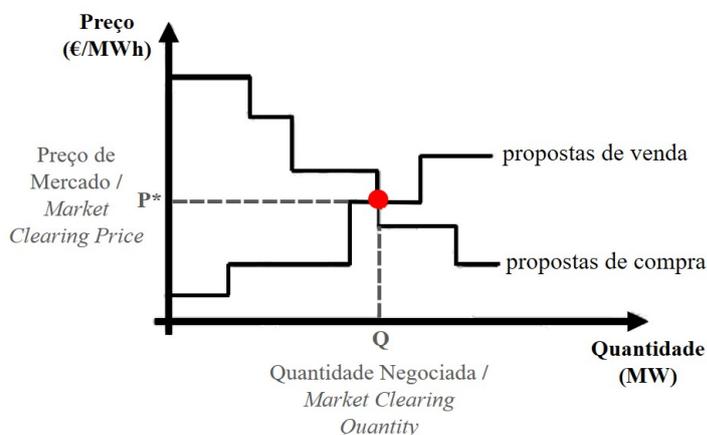


Figura 3.2: Modelo de *Pool* simétrico. (Adaptado de [37]).

Normalmente, a última oferta de venda a entrar para o despacho é responsável por definir o preço de mercado, e por isso todos os produtores cujas propostas foram validadas (ofertas à esquerda do ponto de equilíbrio) receberão uma remuneração igual ao preço de mercado, enquanto que os comercializadores/consumidores irão pagar esse preço, mediante o volume de energia transacionado [42]. Visto que o preço de mercado habitualmente supera os custos marginais de produção das centrais elétricas que foram despachadas, com exceção da última, isto significa que todos os produtores (com exceção do último) recebem uma remuneração atrativa. Este preço de mercado pode sofrer alterações caso ocorram situações de congestionamento.

Por outro lado, o *pool* assimétrico apenas permite a apresentação de ofertas de venda de energia elétrica. No lado da procura, os comercializadores/consumidores são apenas responsáveis por comunicar ao OM as suas previsões de carga para cada intervalo de tempo de negociação [37]. Este funcionamento de mercado torna-se pouco vantajoso para os agentes da procura, porque o preço a que serão remunerados os produtores será o mais elevado possível de forma a cobrir a carga prevista. Isto acontece porque ao não serem submetidas ofertas de compra, implicitamente os agentes da procura estão dispostos a pagar qualquer preço determinado no mercado. Nesta variante os preços de mercado também estão sujeitos a alterações quando se registarem congestionamentos.

3.3.2 Contratos bilaterais

Os mercados em bolsa, apesar de serem bastante transparentes, não deixam de ser condicionados por alguns agentes que detêm maior poder sobre o mercado e que levam ao aumento dos preços, induzindo um maior grau de volatilidade nos preços que se formam. Para além disso, os produtores e consumidores não conseguem identificar com quem estabelecem as relações comerciais, porque todas as propostas são enviadas para a *pool*, e cabe aos operadores realizarem os respetivos despachos. Desta forma, surgiu a necessidade de se criar um modelo alternativo que permitisse o relacionamento livre e direto entre os agentes de mercado — o modelo de contratos bilaterais.

Estes mecanismos contratuais têm como principal objetivo reduzir os riscos que advêm do funcionamento dos mercados a curto prazo e conceder aos agentes de mercado a capacidade de eleger com que agentes se pretendem relacionar para celebrar um contrato bilateral. No fundo, são contratos concebidos entre duas entidades (uma vendedora e uma compradora) que negociam livremente o preço, bem como os outros termos e condições do contrato, de forma a estabelecerem as condições mais atrativas e potenciadoras de ganhos para ambas as entidades [45].

Nestes contratos nem sempre existe necessariamente a entrega física de energia, podendo assumir um carácter essencialmente financeiro. Sendo assim, consoante o tipo de liquidação dos contratos, estes podem ser divididos em contratos bilaterais físicos ou contratos bilaterais de índole financeira.

Nos contratos bilaterais físicos é estabelecido um compromisso entre ambas as partes, sendo que uma parte se compromete a fornecer uma determinada quantidade de energia numa determinada data acordada e a outra parte compromete-se a pagar e receber essa mesma energia. Apesar das condições e termos acordados dizerem apenas respeito às entidades participantes, estes contratos devem ser avaliados pelo OS. Esta entidade não tem a capacidade de apurar o preço negociado no contrato, mas tem autoridade para avaliar algumas considerações do contrato, de forma a que não viole as restrições técnicas da rede. Existindo assim a possibilidade de ajustar os contratos de forma a manter a segurança da rede elétrica, tentando sempre salvaguardar os interesses de ambas as partes intervenientes no contrato. A utilização destes contratos permite estabilizar os preços de mercado, uma vez que o preço acordado é fixado por um longo período de tempo [45].

Relativamente aos contratos bilaterais de tipo financeiro, estes são geralmente livres de qualquer envolvimento ou interferência de terceiros. Nestes contratos, os agentes participantes procuram salvaguardar as suas posições face ao risco financeiro existente nos mercados a curto prazo, contrariando as variações da oferta/procura. Por forma a garantir a segurança face às variações de preços, podem utilizar-se diversos instrumentos, como por exemplo, contratos a prazo, opções financeiras e contratos por diferenças [45].

3.3.3 Modelo misto

No modelo misto (ou híbrido), tal como o nome sugere, funcionam em simultâneo o modelo em bolsa e o modelo de contratos bilaterais. Na maioria dos países onde tem ocorrido a reestruturação do setor elétrico, tem sido adotada esta estrutura mista, como é o caso de Portugal e Espanha, e dos países que integram o *NordPool*. O funcionamento deste modelo está ilustrado na Figura 3.3.

Este tipo de modelo é vantajoso para os agentes de mercado, pois aumenta as suas opções de compra e venda de energia elétrica, precavendo-se de comportamentos menos favoráveis dos preços obtidos nos mercados a curto prazo. Neste modelo, o recurso ao mercado em bolsa de energia elétrica é um ato voluntário, dado que um agente pode optar por adquirir a energia que pretende na bolsa, onde paga o preço estabelecido no mercado, tendo também a possibilidade de estabelecer um contrato bilateral com um produtor, dependendo das suas necessidades individuais e da opção que considerar mais vantajosa. É de notar que as negociações dos contratos bilaterais têm como referência o preço da energia elétrica obtido no mercado em bolsa [46].

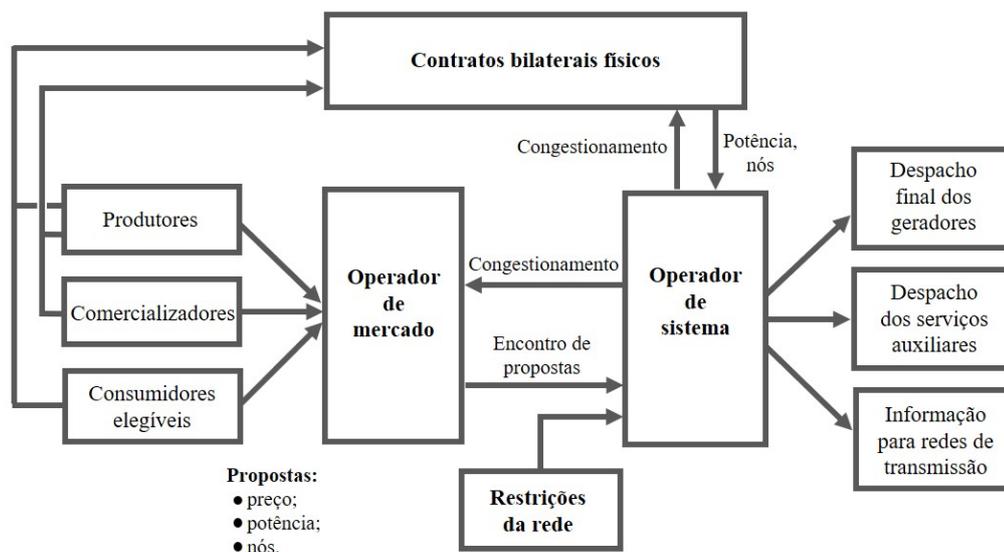


Figura 3.3: Modelo misto de exploração do setor elétrico [37].

Neste modelo, o OM continua responsável pelas transações de energia na bolsa e o OS continua responsável por assegurar a viabilidade técnica, tanto do despacho provisório resultante da negociação em bolsa, como dos contratos bilaterais físicos. Caso não se verifique a inviabilidade técnica da rede, o OS comunica o despacho final aos agentes produtores, contrata ainda os serviços de sistema necessários e transmite a informação acerca dos trânsitos de potência previstos aos proprietários da rede de transporte. Por outro lado, caso se verifiquem situações de congestionamento, o OS terá de informar os intervenientes, podendo ativar o mercado de ajustes, onde receberá propostas de incremento/decremento de potência de forma aliviar os congestionamentos [37].

3.4 Mercado Ibérico de Eletricidade: Mercado diário

O Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) adveio de uma iniciativa conjunta tomada pelos governos de Portugal e Espanha, com o objetivo principal de promoverem a integração dos sistemas elétricos de ambos os países.

O processo de união e coordenação dos sistemas elétricos dos dois países iniciou-se em 1998, tendo sido celebrado um Memorando de Acordo a 29 de julho [47]. Contudo, somente a 14 de novembro de 2001 foi oficializado o compromisso, através da assinatura de um Protocolo de Colaboração entre os dois Governos, para a criação do MIBEL. Neste protocolo ficou estabelecido que o MIBEL entraria em funcionamento a 1 de janeiro de 2003, mas esta data acabou por não ser cumprida. Ao longo de vários anos, foram-se destacando alguns momentos cruciais que, gradualmente, foram alicerçando a sua construção e o seu desenvolvimento. Finalmente, em 1 de julho de 2007, o MIBEL arrancou em toda a sua plenitude à escala Ibérica, após a convergência de vários aspetos: físicos,

económicos, legais e reguladores dos dois países [48]. As principais metas e objetivos da criação do MIBEL visam [49]:

- Beneficiar o acesso dos consumidores de energia elétrica dos dois países, através da integração dos respetivos sistemas elétricos;
- Estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização;
- Promover a existência de uma metodologia única e integrada no mercado, que permita construir um preço de referência único para toda a Península Ibérica;
- Facultar a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e de obrigações, transparência e objetividade;
- Promover a eficiência económica das empresas do setor elétrico, estimulando a livre concorrência entre as mesmas.

A criação de uma plataforma Ibérica comum para as transações de energia elétrica entre os países estabeleceu não só uma oportunidade para ambos os agentes Ibéricos e para as suas economias, como também teve repercussões à escala europeia, pois consistiu num passo significativo para a construção do mercado interno de energia da União Europeia. Em maio de 2014, o MIBEL foi integrado nos restantes mercados europeus de eletricidade [50].

No acordo de Santiago de Compostela, celebrado entre os governos a 1 de outubro de 2004, foi estabelecido o quadro jurídico que caracteriza o atual modelo de funcionamento do mercado Ibérico. Este modelo assenta na coexistência de duas vertentes de mercado distintas, os mercados organizados e os mercados não organizados.

Nos mercados organizados inserem-se as seguintes modalidades de contratação de energia elétrica [4, 47]:

- Mercado de contratação à vista (mercado em bolsa), em que se estabelecem programas de venda e compra de energia elétrica para o dia seguinte ao da negociação, integrando uma componente de contratação diária (mercado diário) e outra de ajustes intradiários (mercado intradiário);
- Mercado de contratação a prazo, onde são estipulados compromissos futuros de produção e compra de energia elétrica, de liquidação tanto por entrega física da energia, como financeira (compensação dos valores monetários subjacentes à negociação).

Por outro lado, no mercado não organizado, processam-se as transações de energia elétrica conhecidas como *Over-the-Counter* (OTC), onde os agentes têm a possibilidade de contrair contratos bilaterais, negociando instrumentos de liquidação tanto por entrega física como financeira fora do mercado. Para além destes mercados, existe ainda o mercado de serviços de sistema que funciona em tempo real e é responsável por manter o equilíbrio entre a produção e o consumo de energia elétrica [4, 47].

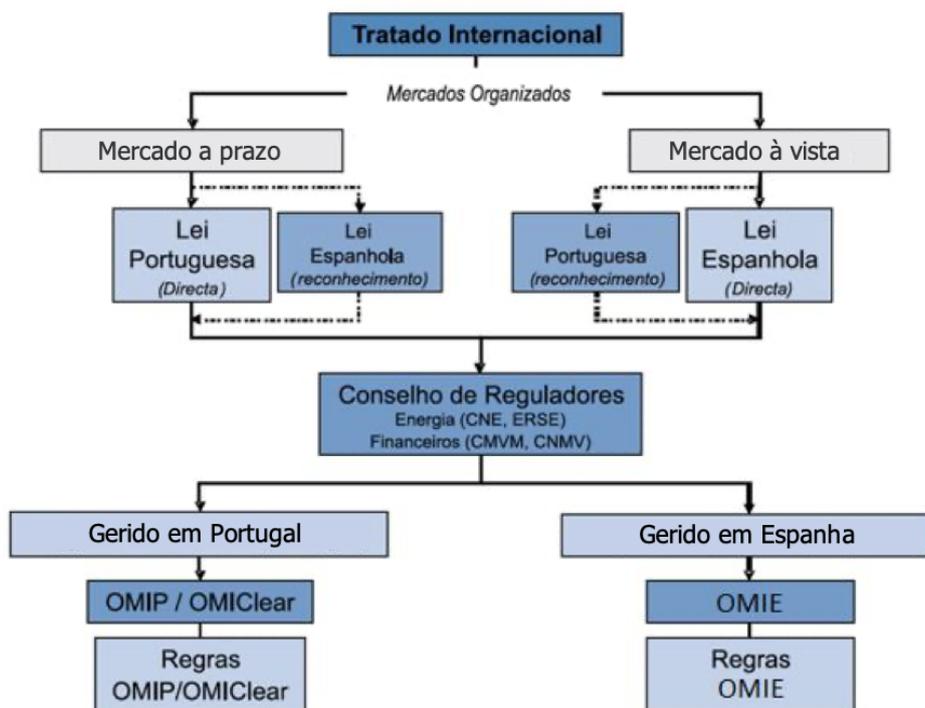


Figura 3.4: Modelo organizativo dos mercados organizados do MIBEL. (Adaptado de [51]).

Atualmente, o MIBEL conta com várias entidades que regulam, supervisionam e gerem o sistema de mercado económico e o sistema físico de transação de energia elétrica.

Os mercados organizados do MIBEL são geridos pelo operador de mercado ibérico (OMI). Este é constituído por dois pólos: o Português (OMIP) e o Espanhol (OMIE). Na Figura 3.4 está apresentado um esquema do modelo organizativo dos mercados organizados do MIBEL, estando indicadas as entidades intervenientes em cada um dos mercados.

O OMIE é responsável pela gestão do mercado diário e do mercado intradiário. Para além disso, é a entidade responsável por realizar a liquidação dos programas resultantes dos processos de cassação de ambos os mercados. O OMIE iniciou a sua atividade em 1998 para o mercado espanhol, estendendo-se a nível Ibérico quando foi estabelecido o MIBEL, em 2007. Atualmente, este mercado é responsável por mais de 80% do consumo elétrico de Portugal e Espanha [52].

Por outro lado, o OMIP é a entidade gestora do mercado de contratação a prazo. O OMIP garante o funcionamento normal deste mercado em conjunto com uma sociedade, a OMIClear — Sociedade de Compensação de Energia S.A.. A OMIClear funciona como câmara de compensação e assume a posição de contraparte central, controlando as operações desde o momento em que são registadas até à sua liquidação física ou financeira. Para além disso, também é responsável pela liquidação das operações a prazo e pela gestão de risco e de garantias, assim como pela compensação de alguns contratos bilaterais OTC [53].

Quanto à regulação e supervisão, Portugal e Espanha têm entidades reguladoras próprias, que asseguram as regras de operação do sistema, assim como a uniformidade das tarifas praticadas nos dois países. No lado português, atua a CMVM — Comissão de Mercados de Valores Mobiliários em coordenação com a ERSE — Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, e no lado Espanhol, a CNMV — *Comisión Nacional del Mercado de Valores* e a CNE — *Comisión Nacional de Energía*, atualmente *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC). Estas quatro entidades são membros do conselho de reguladores do MIBEL [54].

Por fim, a validação dos programas de produção e a gestão dos serviços de ajustes do sistema e dos desvios dos programas contratados ficam ao encargo dos operadores de sistema. Estes operadores são os proprietários da rede de transporte de cada um dos países, sendo eles: a REN — Redes Energéticas Nacionais, em Portugal, e a REE — *Red Eléctrica de España*, em Espanha [1].

Tanto os operadores de sistema como os de mercado são sociedades comerciais que intervêm nas transações económicas do mercado. Uma vez que os operadores do mercado são responsáveis pela gestão económica do sistema e os operadores do sistema pela gestão técnica do mesmo.

3.4.1 Mercado diário

No MIBEL, o mercado diário tem por base os mecanismos inerentes ao modelo de mercado em bolsa (descritos na secção 3.3.1). Neste mercado é transacionada a energia elétrica para entrega no dia seguinte ao da negociação. A partir de uma plataforma informática podem participar neste mercado todos os compradores e vendedores que queiram operar nele, mediante adesão às regras de funcionamento do mercado. Este mercado funciona 365 ou 366 dias por ano e forma um preço para cada hora de cada dia.

Desta forma, cada sessão de negociação é composta por 24 períodos horários de programação consecutivos, onde são estabelecidos o preço e o volume contratados para cada hora do dia seguinte, consoante as ofertas de venda e de compra de energia elétrica apresentadas pelos agentes do mercado.

Nos dias em que ocorre mudança de hora, o número de períodos é modificado para 23 ou 25. As ofertas de compra/venda de energia são recebidas até às 12:00h do dia da negociação, hora de fecho da receção das ofertas, sendo esta hora determinada pela hora legal espanhola (HOE) [55, 56].

Neste mercado são admitidos dois tipos de ofertas de venda de energia elétrica: ofertas simples e ofertas complexas. As ofertas simples incluem apenas o dia e a hora a que se reportam, bem como o preço e o volume de energia a ser transacionado. Porém, as ofertas complexas englobam informações adicionais relacionadas com condições técnicas ou económicas [57].

Uma vez submetidas as ofertas de venda e compra de energia elétrica, o operador de mercado procede ao despacho para cada hora do dia seguinte tendo em conta o preço e o volume de todas as ofertas. Sendo assim, ordena as ofertas de venda por ordem crescente em preço e as ofertas de compra por ordem decrescente, elaborando a respetiva curva agregada da oferta (linha laranja) e a curva agregada da procura (linha azul). Como se pode observar na Figura 3.5, o cruzamento entre estas duas curvas fornece o preço de equilíbrio de mercado.

Neste caso, o resultado obtido ainda não tem em conta as condições complexas de algumas ofertas de venda. Desta forma, numa segunda fase, o OM procede à concertação das ofertas tendo em conta essas características. Em resultado desse procedimento, algumas ofertas podem ser eliminadas do processo de encontro inicial, o que provoca um deslocamento do preço de equilíbrio final do mercado. De acordo com a Figura 3.5, no dia 5 de janeiro (hora 7) todo este processo levou ao preço de mercado dado pelo cruzamento entre a linha bege e a linha vermelha [4, 58].

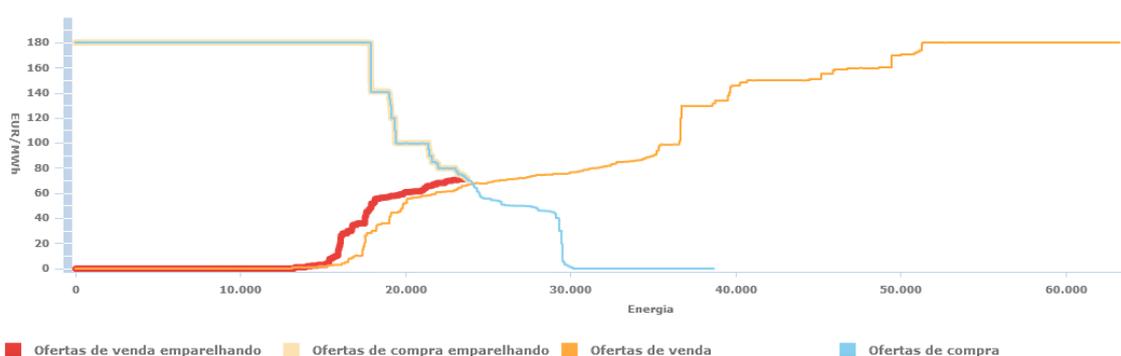


Figura 3.5: Curvas agregadas de venda e compra de energia elétrica — Hora: 7 do dia 5 de janeiro de 2018 [59].

O funcionamento deste mercado segue o mecanismo de preço marginal único, em inglês, *system marginal pricing* (SMP), o que implica que o preço de mercado seja igual para todos os participantes — o preço que todos os vendedores recebem e o preço que todos os compradores pagam é igual ao preço de mercado, independentemente do preço das suas ofertas originais [56].

Adicionalmente, como este mercado envolve relacionamentos transfronteiriços entre Portugal e Espanha, se numa determinada hora do dia a capacidade da interligação entre os dois países for suficiente para permitir o fluxo de energia estabelecido no despacho, o preço de mercado nessa hora será o mesmo para ambos os países.

Se pelo contrário, nessa hora ocorrer uma situação de congestionamento, dá-se a separação do mercado em duas áreas de mercado, correspondentes a Portugal e Espanha. Desta forma, as duas áreas são tratadas em separado formando-se novos preços para cada país.

Normalmente, esta separação origina um *spread* de preços entre as duas áreas. Esta situação pode ser observada na Figura 3.6, onde as horas circunscritas a verde mostram a diferença típica de preços entre as duas zonas. Este mecanismo de separação de mercados é conhecido como *market splitting* [4, 56].

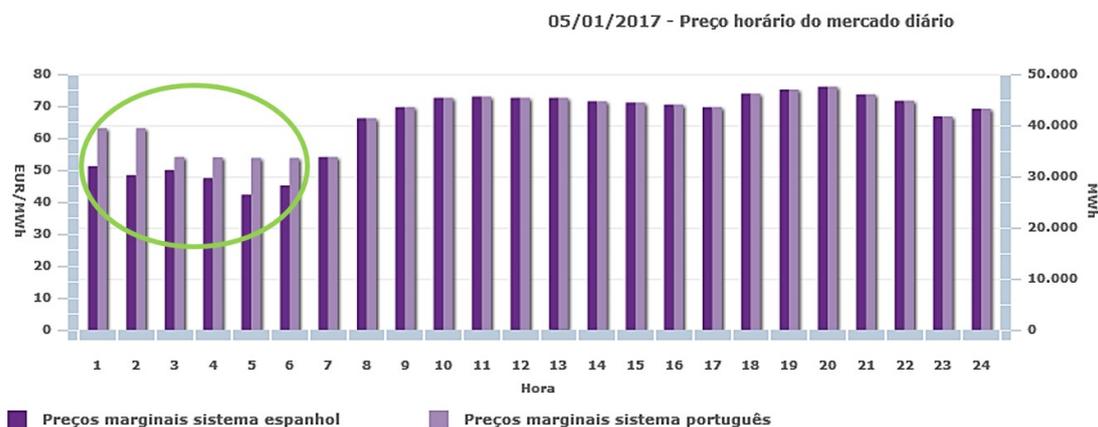


Figura 3.6: Horas em que ocorreu *market splitting* no dia 5 de janeiro de 2017 [59].

Apesar da divisão do mercado, verifica-se à mesma uma necessidade de um fluxo de energia de um país para o outro, diz-se que o trânsito de energia ocorre da zona que tem um preço mais baixo para aquela que tem um preço mais elevado, uma vez que a última não consegue produzir energia suficiente afim de cobrir o seu consumo interno [60].

Os resultados obtidos a partir do mercado diário são a solução mais eficiente do ponto de vista económico. Contudo, este também deve ser viável do ponto de vista físico, pelo que cabe ao operador de sistema validar o despacho elaborado considerando as restrições técnicas do sistema elétrico. Por vezes, os resultados do mercado diário sofrem pequenas variações, da ordem dos 4 ou 5% de energia, dando origem a um programa diário viável [52].

IMPACTO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL NOS PREÇOS DE MERCADO: EFEITO DA ORDEM DE MÉRITO

As energias renováveis apresentam características únicas que influenciam o desempenho e os resultados dos mercados. A secção 4.1 do presente capítulo, apresenta alguns aspetos e conceitos fundamentais ligados aos custos das tecnologias de produção, que são úteis para o que será abordado na secção subsequente. Sendo assim, a secção 4.2 vai primeiramente fornecer uma explicação mais detalhada das consequências e implicações que a elevada penetração de energia renovável causa nos mercados de energia elétrica, devido ao efeito da ordem de mérito. Esta secção termina com uma descrição de dois indicadores chave que serão posteriormente utilizados para analisar os resultados obtidos na presente dissertação (subsecção 4.2.1). Posto isto, na secção 4.3 serão mencionados alguns estudos científicos que quantificam o EOM, sendo detalhados apenas aqueles que consideram o impacto da energia eólica em Portugal e Espanha.

4.1 Ordem de mérito

Para uma determinada central elétrica com uma potência instalada P , em MW, o seu custo total de funcionamento (C_T), em €, pode ser dado pela Equação 4.1.

$$C_T = C_F + C_V = P \times C + c \times W \quad (4.1)$$

onde:

- C_F é o total dos custos fixos¹, em €;
- C_V é o total dos custos variáveis², em €;
- C é o custo fixo por MW instalado, em €/MW;
- c é o custo variável por unidade de energia produzida, em €/MWh;
- W é a energia produzida, em MWh.

No curto prazo, cada produtor no momento de delinear a sua oferta deve pelo menos ter em conta os custos variáveis de produção de uma determinada central, que estão diretamente associados aos custos da energia primária utilizada [44]. Por outro lado no longo prazo, ambos os custos de produção devem ser recuperados através da venda da energia elétrica [35]. Na Tabela 4.1 é possível observar os custos fixos associados à remuneração e amortização do investimento e à operação e manutenção da central, bem como os custos variáveis de acordo com algumas fontes de energia. Normalmente, custos fixos elevados estão associados a custos variáveis reduzidos, e vice-versa. Desta forma, para minimizar o custo total e garantir a integridade do mercado, de modo a satisfazer um diagrama de carga que flutua ao longo do dia e do ano, o sistema elétrico deve ser composto por um conjunto diversificado de tecnologias nos meios de produção [60].

Tabela 4.1: Estrutura dos custos de produção da energia elétrica. (Adaptado de [60]).

	Gás	Carvão	Nuclear	Vento
Investimento	15-20 %	40-50 %	50-60 %	80-85 %
Operação & Manutenção	5-10 %	15-25 %	30-35 %	10-15 %
Combustível	70-80 %	35-40 %	15-20 %	0 %

A partir do custo total de uma central também é possível determinar o custo médio e o custo marginal. Estes custos unitários são então calculados através da Equação 4.2 e Equação 4.3, respetivamente.

¹Custos fixos: custos que são invariantes do nível de produção, isto é, não depende da quantidade produzida. Este custos existem sempre, mesmo quando a empresa não produz nada [61].

²Custos variáveis: custos que variam com o nível de produção, isto é, dependem da quantidade produzida [61].

$$\bar{C}_{médio} = \frac{C_T}{W} \quad (4.2)$$

$$C_{marginal} = \frac{\partial C_T}{\partial W} = c \quad (4.3)$$

Desta forma, de modo a introduzir uma afetação ótima de recursos que permita alcançar a máxima eficiência económica do setor elétrico e ao mesmo tempo manter a sustentabilidade económica das centrais no curto prazo, as ofertas de venda do mercado devem refletir os custos marginais de produção associados a uma dada central [44, 62] — isto é, o preço de uma determinada oferta de venda deve ter em conta o custo de produção de uma unidade adicional de energia elétrica [61].

No caso das tecnologias renováveis, nomeadamente a eólica, como não tem custos de combustível e tem baixos custos de operação e manutenção, os seus custos marginais serão próximos de zero (ou mesmo zero). Por outro lado, as centrais alimentadas através de combustíveis fósseis têm custos marginais elevados, que são predominantemente o custo do combustível.

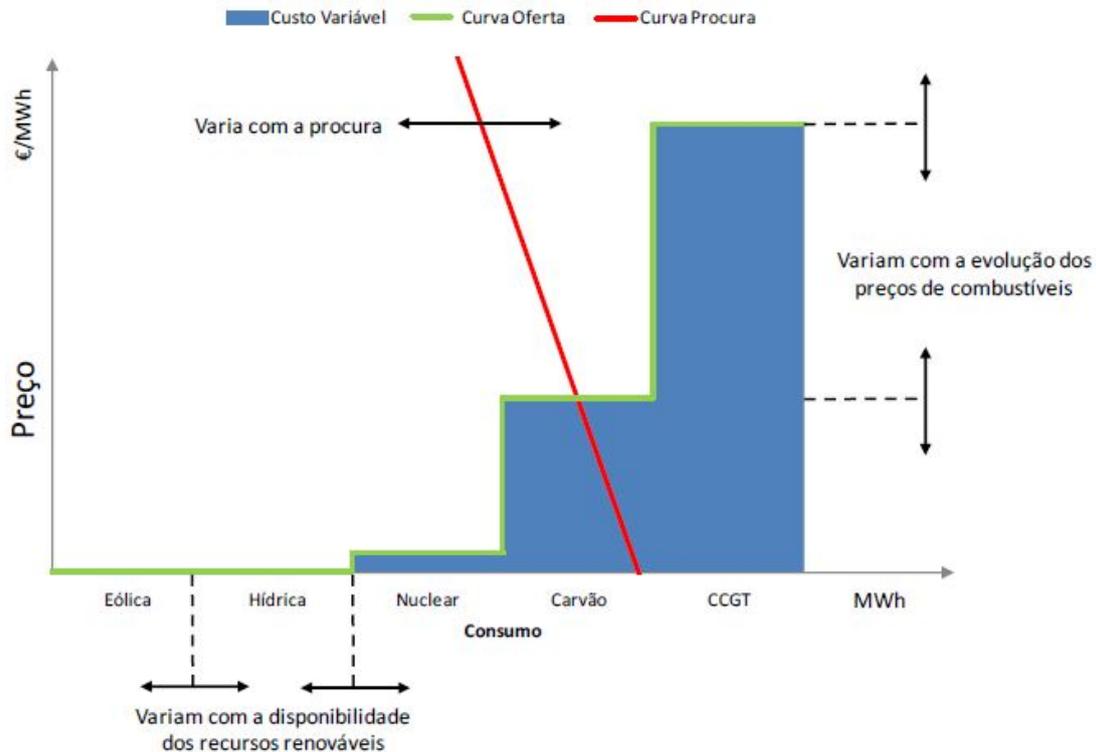


Figura 4.1: Curva da oferta por tecnologia de produção [62].

Desta forma, os custos marginais de produção são responsáveis por definir a ordem de mérito das centrais na curva das ofertas de venda, sendo que esta curva também é conhecida como curva da ordem de mérito [6]. Tal como foi explicado na secção 3.4.1, a curva das ofertas de venda (curva verde da Figura 4.1) é organizada por ordem crescente de preços. Desta forma, na parte inferior da curva encontram-se as tecnologias de produção com custos marginais mais baixos, sendo seguidas por tecnologias cada vez mais caras à medida que o preço das ofertas aumenta. Para atender a toda a procura, essas centrais são solicitadas de acordo com a ordem de mérito estabelecida para uma dada hora, sendo despachadas aquelas que tiverem menores custos marginais.

Sendo assim, as ofertas de venda dos produtores de energia renovável entram na zona inferior da curva da oferta, devido aos seus baixos custos marginais, sendo seguidas pelas centrais nucleares e pelas centrais térmicas a carvão, enquanto que as centrais a gás são as que têm maiores custos marginais (ver Figura 4.1). É de notar que as grandes centrais hidroelétricas não são mencionadas explicitamente, já que as suas licitações são normalmente consideradas estratégicas e dependem da quantidade de precipitação e do nível de água nos reservatórios. Como consequência, esta tecnologia não apresenta uma posição definida na curva de ordem de mérito [6].

É de salientar também, que à medida que a carga aumenta existe a necessidade de satisfazer essa procura através de centrais com custos marginais mais elevados, pelo que as ofertas de venda estarão associadas a preços mais elevados. Isso significa que os preços de mercado irão aumentar progressivamente desde os períodos de vazio até aos períodos de ponta.

4.2 Efeito da ordem de mérito

Uma vez que a energia elétrica não tem substitutos diretos, a curva de procura é considerada inelástica³ numa perspetiva de curto prazo [36], ou seja, permanece praticamente inalterada quando ocorre uma variação percentual no preço de mercado. Graficamente, esta característica deduz-se pelo declive acentuado da curva da procura (ver curva a vermelho, na Figura 4.2). Como a procura é quase independente do preço de mercado no curto prazo, pequenas alterações na oferta podem resultar em grandes variações no preço.

³A elasticidade da procura é a razão entre a variação proporcional da quantidade e a variação proporcional do preço que deu origem a essa variação da quantidade. Desta forma, o conceito de elasticidade-preço da procura é uma forma de analisar a sensibilidade da procura do consumidor às variações do preço de um produto. Esta sensibilidade depende em grande parte da disponibilidade de substitutos, quantos mais substitutos existirem maior a sua elasticidade, e vice-versa. A elasticidade também pode variar significativamente do curto prazo para o longo prazo, visto que habitualmente no curto prazo, os consumidores têm menos alternativas disponíveis [36, 44, 61].

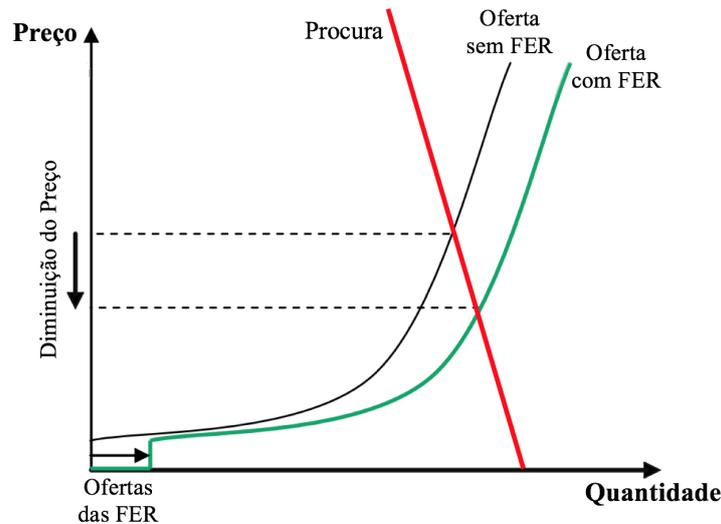


Figura 4.2: Efeito da Ordem de Mérito. (Adaptado de [63]).

Segundo a metodologia aplicada para realizar o despacho nos mercados em bolsa, as ofertas de venda são organizadas por ordem crescente de preço. Sendo assim, quando um determinado produtor submete uma oferta com uma certa quantidade de energia a um preço muito baixo, o operador de mercado insere essa proposta na parte inferior da curva da ordem de mérito.

Como foi mencionado anteriormente, as tecnologias renováveis têm baixos custos marginais. Desta forma, as ofertas de venda com base em fontes de energia renovável são licitadas no mercado com preços muito baixos, por vezes nulos. Portanto, a integração de uma quantidade cada vez maior de geração renovável no mercado irá deslocar progressivamente a curva das ofertas de venda para a direita. Ao mesmo tempo, as centrais convencionais com propostas mais elevadas também são deslocadas, inclusive aquela que teria definido o preço de mercado.

Este deslocamento irá refletir-se numa redução do preço de mercado. Este fenómeno é denominado de efeito da ordem de mérito (EOM), que na literatura inglesa se designa por *merit order effect* (MOE) [6]. Tal como está ilustrado na Figura 4.2, a curva de oferta à esquerda (curva preta) sofre um deslocamento ao ser introduzida uma certa quantidade de energia elétrica no mercado que provém de FER, dando origem à curva de oferta à direita (curva verde), e provocando uma pressão descendente no preço de mercado.

Um dos principais problemas associados a este fenómeno é o facto de ao longo do dia existirem horas de maior consumo (ponta) e horas de menor consumo (vazio), pelo que o aumento da penetração de energia renovável no mercado tem vindo a condicionar o número de horas de funcionamento das tecnologias convencionais, como é o caso das centrais de ciclo combinado, conduzindo a uma subutilização das mesmas.

Habitualmente, nas horas de menor procura, as centrais térmicas a carvão eram responsáveis por marcar o preço de mercado. Porém, devido aos seus custos marginais elevados, ficaram vulneráveis a serem afastadas do mercado, uma vez que a produção de energia renovável veio substituir essas centrais durante essas horas, bem como as centrais a gás durante as horas de maior procura [6]. É de salientar que, caso a produção renovável consiga suprimir praticamente toda a procura, o preço do mercado em bolsa pode alcançar preços de 0 €/MWh, ou muito próximos de zero.

Este efeito direto provocado pela produção renovável, muitas vezes na literatura relacionada com o EOM, é discutido como tendo por base dois efeitos distintos [10]: (i) o efeito de preço, que é simplesmente o valor do EOM por megawatt hora, e (ii) o efeito de volume (ver subsecção 4.2.1), que se refere à poupança provocada pela penetração de energia renovável no mercado durante um determinado período de tempo.

Para além do efeito direto, a produção a partir de FER pode também provocar um efeito indireto no mercado, relacionado com a política climática e com o regime comunitário de licenças de emissão (RCLE) da União Europeia. De facto, o aumento da produção renovável reduz a procura da energia elétrica produzida a partir de centrais alimentadas por combustíveis fósseis, provocando conseqüentemente uma redução da procura de licenças de emissão de GEE no comércio europeu de licenças de emissão (CELE)⁴. Isto origina uma redução do preço das licenças, criando poupanças significativas para diferentes entidades participantes no CELE. Desta forma, o preço destas licenças acaba por se repercutir nos custos de produção das centrais convencionais, e conseqüentemente no preço das ofertas de venda destas centrais [10, 64]. Embora digno de menção, este efeito não será tido em conta no estudo elaborado ao longo desta dissertação.

Conclui-se assim que, para um determinado nível de procura, é expectável que quanto maior for a produção renovável menor será o preço do mercado em bolsa. Contudo, nas horas de pico de procura, como o preço de mercado é definido numa parte mais íngreme da curva de oferta, a introdução de propostas provenientes de energias renováveis no mercado terá um impacto maior no preço, comparativamente com as horas de vazio, em que a variação de preço é mais ligeira, pois o preço é definido numa zona menos acentuada da curva.

4.2.1 Efeito de volume

O efeito de volume é dado matematicamente pela Equação 4.4 [65]:

$$V = \sum_{h=1}^t (x_h - p_h) \times d_h \quad (4.4)$$

⁴EU Emissions Trading System (EU ETS)

https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en

onde:

- V é o volume financeiro do EOM para o período t , em €;
- t é o período de tempo em consideração, em horas ($t=8760h$ para um período de um ano);
- x_h é o preço por hora do mercado em bolsa excluindo a produção de energia renovável do portefólio energético, €/MWh;
- p_h é o preço por hora do mercado em bolsa quando a energia renovável faz parte do portefólio energético, €/MWh;
- d_h é a procura total de energia elétrica, em MWh.⁵

Do ponto de vista do consumidor, existe outro indicador que é muitas vezes utilizado para fazer uma análise preliminar dos potenciais custos reais dos mecanismos de apoio às energias renováveis. Este indicador é expresso pela seguinte equação [65]:

$$S = \frac{V}{R} \quad (4.5)$$

onde:

- S é o valor específico do EOM, em €/MWh;
- V é o volume financeiro do EOM, em €;
- R é a energia total produzida pelas FER no período t , em MWh.

Desta forma, a partir do valor específico do EOM é possível realizar uma comparação com a tarifa média da energia renovável e avaliar se num determinado período de tempo os custos dos mecanismos de apoio contribuirão para um aumento ou uma diminuição dos encargos monetários dos consumidores finais de energia elétrica.

4.3 Revisão da literatura

Dado que as energias renováveis tem apresentado um crescimento acentuado nos últimos anos, estas têm vindo a ser alvo de diversos estudos por parte da comunidade científica, tendo como principal objetivo quantificar o impacto que a sua introdução no *mix* energético trouxe para os diversos mercados de energia elétrica. A maioria dos estudos concentra-se nos impactos provados por duas tecnologias em particular, a energia eólica e a energia solar fotovoltaica. Para além disto, alguns destes estudos também abordam aspetos relacionados com os custos que advêm da implementação dos mecanismos de apoio, essencialmente das tarifas *feed-in*, do ponto de vista do consumidor.

⁵A Equação 4.4 considera que a procura total de energia é negociada no mercado em bolsa.

O cálculo do EOM tem sido a forma mais utilizada para quantificar esses impactos. Atualmente, existe uma quantidade significativa de estudos científicos que analisam o EOM em diversos países.⁶ Os estudos diferem entre si, uma vez que têm em conta diferentes (i) países ou regiões, (ii) tecnologias renováveis em estudo, (iii) períodos temporais de estudo, (iv) tipos de estudo (estudos empíricos ou estudos baseados em simulações⁷), (v) conjuntos de simplificações, e (vi) resultados. Visto que o estudo realizado ao longo desta dissertação irá focar-se no impacto que a energia eólica tem sobre os preços do mercado Ibérico, optou-se por efetuar uma revisão da literatura que resuma apenas os principais artigos que quantificam o EOM da energia eólica em Portugal e Espanha.

Miera *et al.* [64] analisaram o caso da energia eólica na Espanha. O período de tempo estudado teve a duração de 29 meses, compreendidos entre o dia 1 de janeiro de 2005 e o dia 31 de maio de 2007. Os autores tinham como objetivo analisar o impacto dos mecanismos de apoio à energia eólica no preço final da energia elétrica que é pago pelos consumidores. Para isso, recorreram primeiramente a simulações para quantificar o efeito direto provocado pela integração de produção eólica no mercado em bolsa. Estas simulações basearam-se em dados reais e permitiam simular o despacho do mercado, e o seu respetivo preço, na presença e na ausência da produção eólica. Os resultados indicam que a redução de preço é considerável, sendo de 7.08 €/MWh em 2005, 4.75 €/MWh em 2006 e 12.44 €/MWh em 2007 (janeiro — maio). Isto correspondeu a uma poupança total em cada ano de 1756 M€, 1200 M€ e 1348 M€, respetivamente. Por fim, compararam a poupanças mencionadas anteriormente com os custos das FiT — 805 M€ em 2005, 895 M€ em 2006 e 450 M€ em 2007. Os autores concluíram que o custo líquido das FiT é negativo, ou seja, estas não implicaram custos adicionais para os consumidores, havendo pelo contrário uma poupança significativa de mais de 2000 M€ durante o período estudado.

Anos mais tarde, Gil *et al.* [67] realizaram um novo estudo para Espanha, onde a partir de técnicas econométricas calcularam a influência de níveis elevados de energia eólica sobre os preços do mercado em bolsa, entre o dia 1 de abril de 2007 e o dia 31 de dezembro de 2010. Desta forma, através dos modelos de regressão implementados, determinaram o preço médio do mercado com e sem energia eólica, utilizando como parâmetros de entrada dados reais da previsão da energia eólica e do preço da energia elétrica por hora.

⁶Para uma revisão mais exaustiva da literatura referente ao impacto da energia eólica nos preços de mercado até 2009 consultar o estudo [6]. Wurzburg *et al.* [66] também realizaram um vasto levantamento bibliográfico de vários artigos, que quantificam o efeito de preço em diferentes países, e procederam a uma análise comparativa dos resultados obtidos nesses estudos. Por último, o estudo apresentado em [10] também contempla uma revisão de 9 artigos científicos referentes a três países europeus (Espanha, Alemanha e Dinamarca).

⁷Nos estudos empíricos normalmente são utilizados modelos econométricos que têm como objetivo estimar, a partir de dados reais do mercado, a relação entre os preços de mercado e a produção renovável. Por outro lado, os estudos baseados em simulações utilizam modelos de simulação e *software* próprios, baseados em representações realistas dos mercados de energia e dos seus processos. Nestes estudos tanto são utilizados dados reais, como também dados hipotéticos [66].

Concluíram que a redução no preço de mercado é maior quanto maior for a penetração de energia eólica no mercado. Os resultados indicaram que nos 45 meses estudados a energia eólica permitiu uma redução de 9.72 €/MWh. Este valor correspondeu a uma poupança total (isto é, a um volume financeiro) de 7840 M€. Tendo em conta este valor e o montante total dos incentivos pagos pelos consumidores finais em Espanha (contabilizados em 5720 M€) durante o período analisado, estimou-se uma poupança líquida final de 2120 M€, demonstrando um benefício económico para todos os consumidores de energia elétrica.

Os últimos dois estudos referentes a Espanha foram realizados por Azofra *et al.* [68, 69]. Num primeiro estudo, os autores estudaram a influência de diferentes níveis de produção de energia eólica no mercado em bolsa em 2012. Para simular os preços de mercado, os autores utilizaram um modelo baseado em técnicas de inteligência artificial e dados horários hipotéticos. No estudo foram tidos em conta 111 cenários: um cenário real, que corresponde à produção nacional de energia eólica efetivamente observada em 2012 (referido como o cenário de 100%), e 110 cenários hipotéticos, que vão desde 0% a 110% da produção eólica real. Concluíram que, caso as produções de energia eólica fossem de 90% ou de 110% da real, os preços de mercado reduziriam 7.42 €/MWh e 10.94 €/MWh, respetivamente. Do ponto de vista dos consumidores, descontando das FiT recebidas a poupança gerada no mercado em bolsa pela produção eólica, as reduções anteriormente mencionadas permitiram uma poupança líquida de 128.2 M€ no caso do cenário de 90% e 697.8 M€ no caso do cenário de 110%. Os resultados obtidos também indicam que a energia eólica permite uma poupança no sistema elétrico desde que o seu nível de produção fosse igual ou superior a 83% da produção real, pois a partir desse valor as poupanças obtidas no mercado em bolsa pela energia eólica são superiores aos subsídios recebidos por ela [68].

Por último, o segundo estudo realizado por Azofra *et al.* difere do primeiro na forma como é quantificado o efeito de preço e nas fontes de energia que foram consideradas. Neste artigo, os autores calculam tanto o impacto da energia eólica, como da energia solar fotovoltaica. Para isso, também utilizaram um modelo para simular o preço de mercado, primeiramente na ausência de energia eólica (cenário A), e posteriormente na ausência apenas de energia solar fotovoltaica (cenário B). A partir dos resultados obtidos, determinaram que a energia eólica reduziu os preços do mercado em bolsa em 9.1 €/MWh, produzindo um volume financeiro de 2401 M€. Por outro lado, a energia solar fotovoltaica reduziu os preços de mercado em 2.18 €/MWh, o que equivale a 576.6 M€ em poupanças. Segundo informações reais apresentadas, a energia eólica e solar fotovoltaica receberam subsídios que totalizaram 2037.0 M€ e 2610.7 M€, respetivamente, em 2012. Desta forma, a energia eólica permitiu uma poupança de 364 M€ para os consumidores durante o período de tempo estudado, enquanto a energia solar resultou num custo adicional de 2034.1 M€ nesse mesmo período [69].

Por outro lado, considerando agora apenas o caso específico de Portugal, Lopes *et al.* [10] estudaram o EOM da energia eólica nos preços do mercado em bolsa no primeiro semestre de 2016 (1 janeiro — 30 de junho). Os autores, para simular os preços de mercado utilizaram uma ferramenta de simulação multi-agente, o simulador MATREM [9]. Para as simulações foram utilizados dados reais das ofertas de compra/venda de energia elétrica, submetidas no mercado em bolsa durante o período analisado, bem como dados reais da produção eólica em Portugal. Deste modo, as simulações foram realizadas para dois cenários distintos para cada hora: no cenário A, as curvas de oferta de venda e compra foram construídas a partir dos dados reais das ofertas; e no cenário B a curva de oferta de venda foi construída da mesma forma que no cenário A. No entanto, o volume da procura foi aumentado por uma quantidade igual à respetiva produção eólica. A partir do cenário B foi então determinado o novo preço de mercado na ausência da produção eólica. Os resultados obtidos nos dois cenários permitiram quantificar a redução no preço do mercado em bolsa alcançada pela energia eólica (devido ao EOM). Estes valores indicaram que a redução de preço foi de 17 €/MWh durante o período estudado, e o volume financeiro alcançado foi de 391 M€. Tendo em conta o volume financeiro, o valor de mercado da energia eólica e o custo das FiT pagas aos produtores de energia eólica em Portugal (contabilizado em 460 M€ para os primeiros seis meses de 2016), estimou-se que o custo líquido relativo à promoção da energia eólica foi de 69 M€. A partir destes valores os autores concluíram que os encargos monetários dos consumidores, provenientes da política energética nacional relativa à promoção da energia eólica, diminuem consideravelmente caso as poupanças trazidas pelo EOM e o valor de mercado da energia eólica forem levados em consideração.

Ao contrário dos estudos anteriormente mencionados, que consideram Portugal e Espanha em separado, o último estudo apresentado nesta revisão da literatura considera o caso da Península Ibérica (mercado Ibérico). Este estudo foi realizado por Figueiredo e Silva [70]. Os autores estimam o valor do EOM proveniente da produção eólica no MIBEL, no período compreendido entre o dia 1 de janeiro de 2008 e o dia 31 de outubro de 2016. Neste estudo, foi implementado um algoritmo simplificado, não tendo sido seguido o algoritmo usado no OMIE, pelo que não foram obtidos preços de mercado iguais aos reais, apesar de terem sido utilizados dados reais das ofertas e da produção de energia eólica. Este algoritmo foi aplicado para recalculer os preços do mercado em bolsa na presença da produção eólica, e posteriormente para determinar os novos preços de mercado na ausência da mesma. Figueiredo e Silva não quantificaram o efeito de preço do EOM, apenas calcularam o efeito de volume, estimado em 26100 M€. Este valor foi posteriormente comparado com os custos diretos dos mecanismos de apoio, que corresponderam a um total de 23900 M€ durante o período analisado, demonstrando desta forma que as poupanças obtidas no mercado em bolsa são superiores aos incentivos financeiros da energia eólica.

A Tabela 4.2 sintetiza as principais características e resultados extraídos dos artigos mencionados anteriormente. Embora cada artigo trabalhe com conjuntos de pressupostos distintos, essencialmente todos chegam à mesma conclusão, isto é, que a integração de produção renovável nos MEEs leva a uma diminuição do preço do mercado em bolsa. Para além disso, conforme indicado nesta revisão da literatura, a integração de energia eólica em Espanha e na Península Ibérica tem sido benéfica (do ponto de vista económico) para os consumidores, uma vez que as poupanças produzidas no mercado em bolsa são superiores aos apoios (FiT) pagos aos produtores de energia eólica. Estes artigos contradizem o argumento habitual de que a produção renovável aumenta os encargos dos consumidores. No entanto, no estudo realizado para Portugal, o mesmo não se verifica, uma vez que a poupança obtida pela penetração de energia eólica no mercado é inferior ao custo adicional decorrente do apoio à energia eólica, suportado pelos consumidores. Apesar deste estudo concluir que os mecanismos de apoio impõem encargos financeiros aos consumidores finais de energia elétrica, caso o EOM seja tido em conta, esses encargos são substancialmente reduzidos.

Tabela 4.2: Resumo das principais características e resultados da revisão da literatura indicada.

País em Estudo	Autores do Artigo	Período de Tempo Estudado	Tecnologias Renováveis Consideradas	Tipo de Estudo	Efeito de Preço (€/MWh)	Efeito de Volume (milhões de €)	Custo Direto das FiT (milhões de €)	Custo Líquido das FiT (milhões de €)
Espanha	Miera <i>et al.</i>	2005-2007	Eólica	Baseado em simulações	8.1*	4304.0	2150.0	-2154.0
	Gil <i>et al.</i>	2007-2010	Eólica	Empírico	9.7	7840.0	5720.0	-2120.0
	Azofra <i>et al.</i>	2012	Eólica	Baseado em simulações	10.9**	-	-	-697.8
	Azofra <i>et al.</i>	2012	Eólica e Solar	Baseado em simulações	9.1 (Eólica) 2.2 (Solar)	2401.0 (Eólica) 576.6 (Solar)	2037.0 (Eólica) 2610.7 (Solar)	-364.0 (Eólica) 2034.1(Solar)
Portugal	Lopes <i>et al.</i>	2016	Eólica	Baseado em simulações	17.0	391.0	460.0	69.0
Península Ibérica	Figueiredo e Silva	2008-2016	Eólica	Empírico	-	26100.0	23900.0	-2200.0

*Média aritmética dos valores obtidos no período 2005 - 2007.

**O efeito de preço indicado foi calculado a partir de uma produção de energia eólica superior a 10% da produção real.

IMPACTO DA PRODUÇÃO EÓLICA SOBRE OS PREÇOS DO MERCADO IBÉRICO DE ELETRICIDADE: CASO DE ESTUDO

O presente capítulo expõe com maior detalhe o caso de estudo desenvolvido. Primeiramente, na secção 5.1, é realizado um enquadramento dos objetivos do caso prático e apresentadas algumas considerações gerais a ter em conta durante todo o estudo. Após uma breve introdução, na secção 5.2, é efetuada uma abordagem resumida ao simulador multi-agente MATREM, utilizado na presente dissertação. É dado um especial destaque ao módulo do simulador que permite simular o funcionamento do mercado diário, nomeadamente através do algoritmo de preço marginal único implementado.

Posto isto, a secção 5.3 é dedicada à metodologia desenvolvida e adotada ao longo do estudo, realçando as regras utilizadas para a definição das propostas dos agentes computacionais que irão integrar cada simulação. Por fim, o capítulo apresenta os resultados experimentais obtidos, seguindo-se uma análise detalhada desses mesmos resultados, por forma a evidenciar o impacto da energia eólica sobre os preços de mercado do MIBEL, assim como o impacto das tarifas *feed-in* nos custos dos consumidores (secção 5.4).

5.1 Considerações gerais

Nos últimos anos, sobretudo devido aos fortes mecanismos de apoio, tem-se verificado um crescimento acentuado da potência instalada de origem renovável. As consequências da implementação destes mecanismos de apoio nos diversos mercados de energia, principalmente das tarifas *feed-in*, têm sido alvo de diversos debates políticos e estudos científicos, uma vez que acrescentam custos adicionais às faturas de energia elétrica dos consumidores finais.

Contudo, algumas das comparações realizadas em alguns estudos não têm em conta o efeito direto ou indireto que as energias renováveis introduzem nos preços dos mercados de energia elétrica. Tal como foi detalhado no capítulo 4, e de acordo com os vários estudos apresentados (ver secção 4.3), a licitação de energia renovável nos MEEs origina uma redução nos preços de mercado. Deste modo, a partir da quantificação do efeito da ordem de mérito, e tendo em conta os respetivos custos dos mecanismos de apoio às energias renováveis, é possível calcular de forma mais exata o verdadeiro custo que os mecanismos de apoio impõem aos consumidores.

Perante esta contextualização, o caso de estudo realizado ao longo desta dissertação centra-se no cálculo do EOM resultante da penetração de energia eólica no mercado diário do MIBEL. Paralelamente, também será analisado o sobrecusto das FiT suportado pelo consumidor final, quando o EOM é considerado na análise.

Para estimar o impacto da energia eólica sobre os preços de mercado, recorreu-se a um sistema de simulação multi-agente, o simulador MATREM [9], devido às potencialidades que a tecnologia baseada em agentes computacionais assume no contexto dos MEEs. Através desta ferramenta de simulação é possível recriar as diversas modalidades de contratação que existem no MIBEL. Relativamente ao mercado diário, esta ferramenta tem a capacidade de simular a participação dos seus agentes (compradores e vendedores de energia elétrica) e de atuar como operador de mercado (ver secção 3.4.1), permitindo: agregar as ofertas dos agentes participantes, determinar o preço de mercado e notificar todos os agentes dos resultados do mercado.

Para o estudo desenvolvido, considerou-se o período compreendido entre o dia 1 de janeiro de 2017 e o dia 31 de dezembro de 2017. Optou-se por simular doze meses de forma a ter em consideração fatores como a sazonalidade. Cada simulação envolve a utilização de dados reais referentes a estes meses, sendo extraídos a partir das seguintes entidades: OMIE, REN e REE.

Com base no período temporal escolhido, e dado que no mercado diário se forma um preço para cada uma das 24 horas de cada dia e para cada um dos 365 dias do ano, seriam executadas no total 8760 simulações. Contudo, no caso de ocorrer uma situação de

market splitting (ver secção 3.4.1), as regras atuais do mercado determinam que se separem as duas áreas de mercado correspondentes a Portugal e Espanha, e que se encontre um preço específico para cada uma das respetivas áreas. Devido à separação de mercados, o número de simulações aumentou para um total de 9289.

5.2 Simulador multi-agente MATREM

Nesta secção é descrito o *software* de simulação MATREM utilizado na presente dissertação, com vista a simular o mercado diário do MIBEL. A estrutura da janela principal da interface gráfica do simulador encontra-se ilustrada na Figura I.1 dos Anexos.

O MATREM (*Multi-Agent Trading in Electricity Markets*) foi desenvolvido por uma equipa do Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG). É um simulador multi-agente¹ desenvolvido a partir da plataforma JADE² e com recurso à linguagem de programação JAVA [9].

O simulador permite recriar os processos de negociação entre agentes através de contratos bilaterais de energia, assim como o mercado em bolsa (diário e intradiário) de energia elétrica. Esta ferramenta possibilita a análise do mercado em bolsa tendo em conta dois algoritmos de cálculo de preços: o modelo de preço marginal único (SMP) e o modelo de preço marginal local (LMP).

O SMP é o mecanismo utilizado no MIBEL, tal como foi referido na secção 3.4.1, e no presente caso de estudo. Este modelo está assente na teoria de preços marginais, em que as ofertas de venda são agregadas na curva de ordem de mérito e o preço de mercado é determinado pela interseção das curvas agregadas de venda e compra de energia elétrica. Neste algoritmo as ofertas têm uma estrutura simples, ou seja, contêm a seguinte informação: hora a que se reporta cada oferta, o preço de compra/venda e o volume de energia a transacionar para a hora em questão. Ao contrário do algoritmo LMP, o SMP não permite verificar a existência de problemas de congestionamento da rede, pois não contempla especificações sobre a mesma [43].

¹Os sistemas multi-agente (SMA) são ideais para a resolução de problemas em que participam várias entidades e onde existam múltiplos métodos para os resolver [71]. Estes sistemas são compostos por vários agentes computacionais que revelam um comportamento autónomo e flexível, e simultaneamente uma componente social, comunicando entre si por forma a solucionarem um problema específico ou atingirem determinados objetivos. Os SMA recorrem a protocolos de interação social inspirados no comportamento humano. A utilização destes protocolos permite que a negociação entre agentes tenha em conta a intenção de cada agente em atingir os seus objetivos pré-determinados, à semelhança do que ocorre entre agentes reais [72].

²O JADE (*Java Agent Development Framework*) é uma plataforma computacional implementada com recurso à linguagem JAVA, que simplifica a implementação de SMA. Esta plataforma caracteriza-se como sendo uma ferramenta *open-source*, disponibilizando o código fonte a qualquer utilizador, e encontra-se em conformidade com as especificações FIPA (*Foundation for Intelligent Physical Agents*) [73]. A FIPA é uma fundação que tem como objetivo definir um conjunto de normas padrão para o desenvolvimento de *software*.

A Figura 5.1 apresenta uma visão geral da arquitetura do sistema. Este é composto por vários agentes que comunicam entre si para simular o mercado em bolsa [74–76]:

- Assistente pessoal (*Personal Assistant*): agente responsável pela ligação entre o utilizador e a interface gráfica do simulador, e por estabelecer a comunicação com os agentes participantes nas simulações e também com o operador de mercado;
- Operador de mercado: agente responsável por executar os algoritmos de cálculo de preços;
- Agentes produtores (*GenCos*): agentes que atuam como vendedores ou produtores de energia elétrica;
- Agentes retalhistas (*RetailCos*): agentes que operam como compradores de energia elétrica.

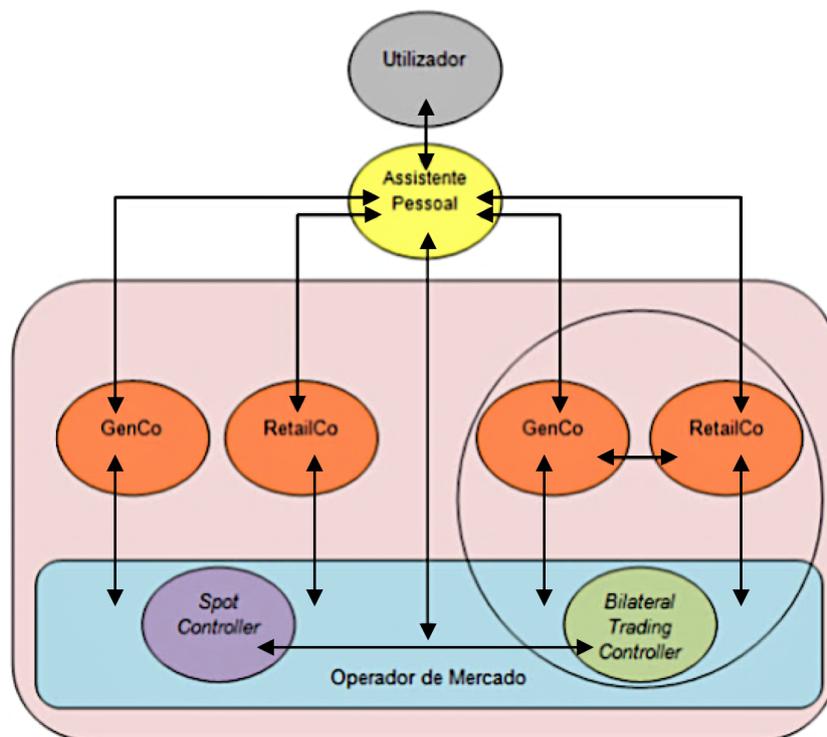
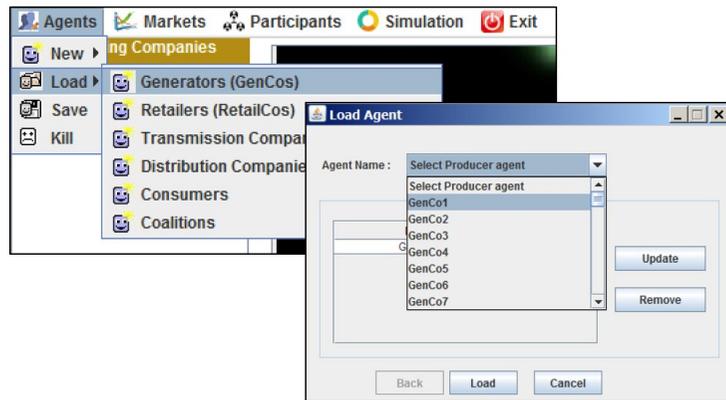


Figura 5.1: Comunicações entre agentes no sistema MATREM. (Adaptado de: [77]).

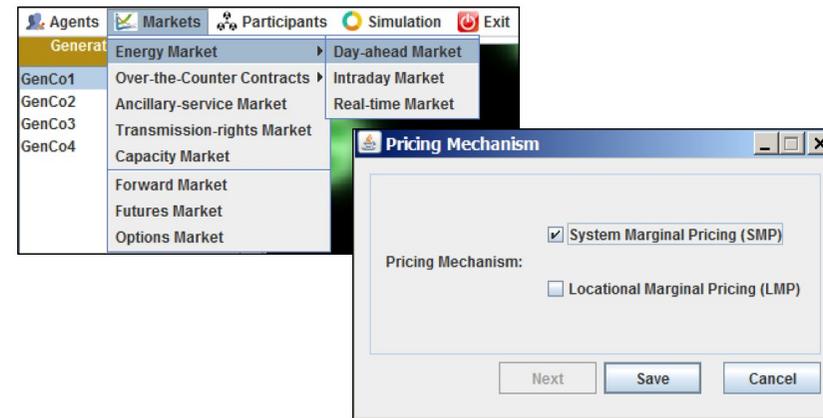
Deste modo, para executar uma simulação do mercado diário e consequente obtenção de resultados é necessário que o utilizador realize uma sequência de procedimentos, através da interação com o assistente pessoal. Neste sentido, o utilizador necessita de: adicionar agentes (produtores e retalhista) ao sistema (I), escolher o modelo de mercado a estudar (II), escolher o algoritmo de cálculo de preços (III), e por fim, selecionar os agentes participantes e inserir os dados associados à oferta a enviar para o mercado por parte desses agentes (IV). No fim do processo, o assistente pessoal comunica com os vários agentes participantes na simulação, para que estes apresentem as suas ofertas ao operador de mercado.

Por último, efetua-se a seleção da simulação por parte do utilizador (V). Depois de realizada a simulação, o assistente pessoal é responsável por mostrar os resultados (provenientes do OM) ao utilizador, através da interface gráfica. Estes resultados incluem os preços de mercado para as 24 horas da simulação. Na Figura 5.2 estão ilustrados os diferentes menus que são selecionados pelo utilizador para realizar uma simulação do mercado.

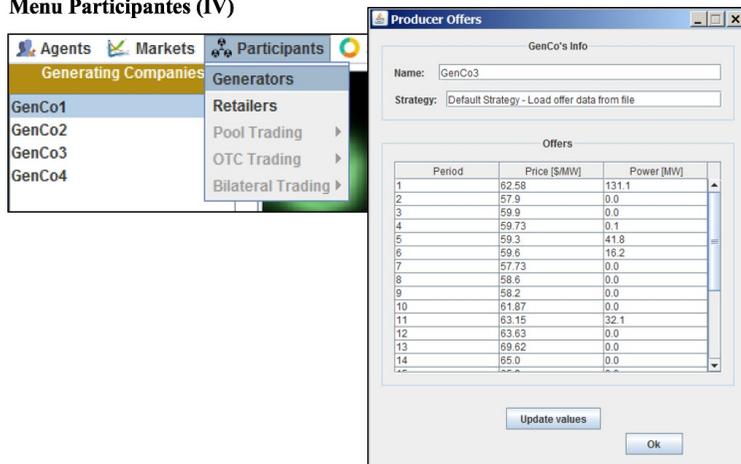
Menu Agentes (I)



Menu Mercados (II e III)



Menu Participantes (IV)



Menu Simulação (V)

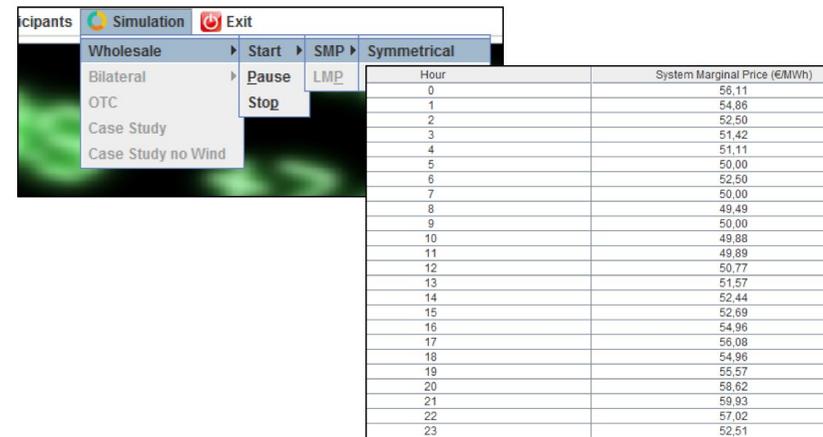


Figura 5.2: Janelas dos diversos menus utilizados para simular o mercado diário – as janelas destinadas aos agentes retalhistas são iguais às ilustradas para os agentes produtores.

5.3 Metodologia aplicada: Definição das propostas dos agentes participantes no mercado

A presente secção expõe com maior detalhe a metodologia aplicada no caso de estudo e os principais aspetos presentes na definição das propostas dos agentes computacionais. Ademais, importa destacar que as simulações permitem determinar o preço de mercado que se formaria para cada hora caso as ofertas de venda correspondentes à energia eólica não entrassem nas licitações do mercado diário.

Desta forma, é fundamental definir o cenário base que servirá de apoio às simulações e que posteriormente será utilizado para a quantificar o EOM. O cenário base está assente nas informações disponibilizadas na plataforma *online* da entidade gestora do mercado diário. Na Figura 5.3 (A), encontram-se ilustradas as curvas agregadas de venda e compra de energia elétrica extraídas da plataforma OMIE e que são ilustrativas do cenário base.

Relativamente ao cenário simulado, para cada hora do ano, os dados utilizados para as simulações incluem:

- O preço de mercado e o volume de energia elétrica comercializada no mercado diário, acessíveis a partir de [59];
- A quantidade de energia elétrica produzida a partir da energia eólica, em Portugal e Espanha, sendo os valores obtidos dos sites da REN [78] e da REE, respetivamente [79];
- O preço e a respetiva quantidade de energia elétrica das ofertas de compra e venda submetidas pelos agentes no mercado diário, publicadas *online* pelo OMIE [59].

As ofertas de compra e venda de energia elétrica são disponibilizadas em ficheiros Excel separados para cada hora do dia. Em cada ficheiro, as ofertas são classificadas como sendo do tipo C (Compra) ou V (Venda). Por outro lado, também são classificadas como C (Casada) ou O (Submetida), designando se a oferta entrou ou não no despacho final, respetivamente.

Tendo presente o conceito de efeito da ordem de mérito apresentado no capítulo 4, o efeito de preço da penetração de energia eólica será calculado a partir da diferença entre os preços de mercado do cenário base e do cenário simulado.

Sendo assim, para ajudar na definição das propostas dos agentes computacionais que entrarão no cálculo do preço de mercado aquando da inexistência de produção eólica, foi implementada primeiramente uma solução gráfica, a partir do Excel e com recurso ao *software* de programação Visual Basic. O programa final, denominado MACREOM, tem como finalidade construir as duas curvas de mercado representadas na Figura 5.3 (D). Estas curvas são ilustrativas do cenário simulado, sendo possível após a sua construção aplicar

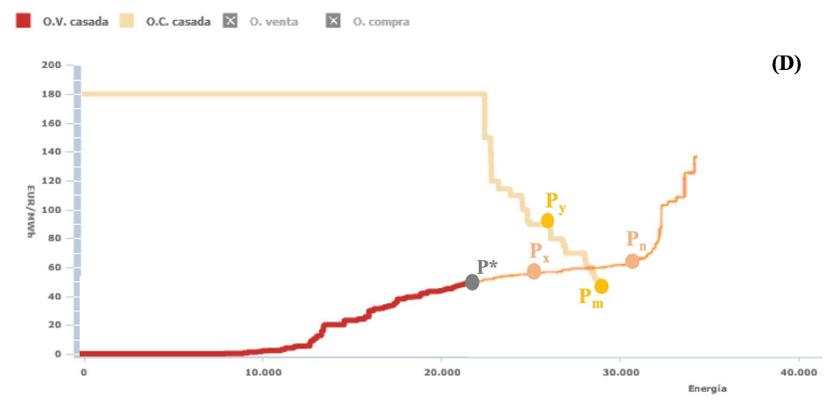
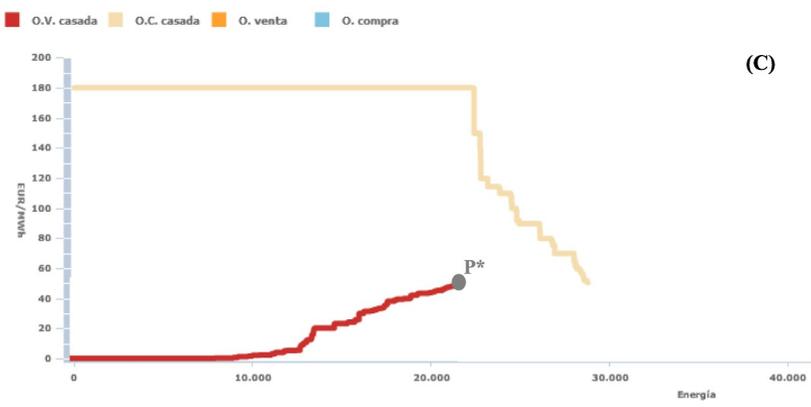
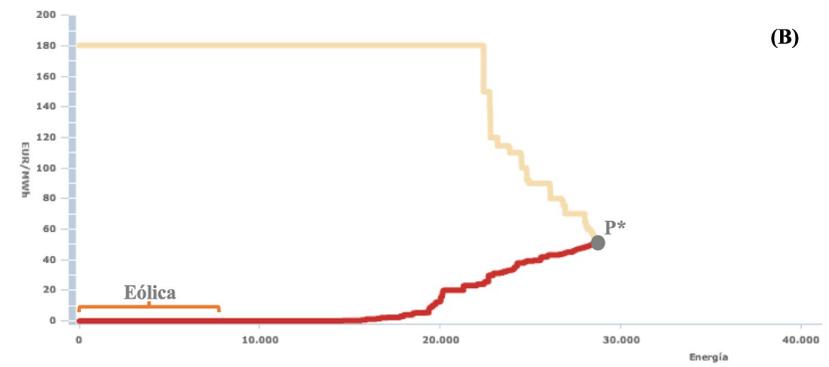
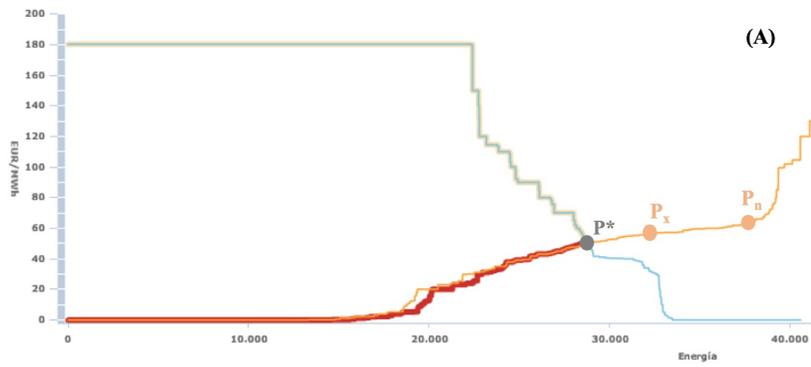


Figura 5.3: Representação da metodologia adotada para o caso da hora 1 do dia 1 de agosto de 2017.

5.3. METODOLOGIA APLICADA: DEFINIÇÃO DAS PROPOSTAS DOS AGENTES PARTICIPANTES NO MERCADO

uma metodologia sistemática (apresentada na subsecção 5.3.1) que permite através das ofertas que compõem as novas curvas de mercado estabelecer o número de agentes em cada simulação, bem como o preço e quantidade das ofertas dos agentes computacionais.

Deste modo, o MACREOM utiliza como dados de entrada os ficheiros (horários) publicados pelo OMIE referentes às ofertas de compra e venda de energia, bem como os ficheiros com os dados horários da energia eólica produzida.³ Através da leitura dos ficheiros, o programa consegue elaborar as curvas da Figura 5.3 (C) e selecionar as ofertas de venda necessárias para estender a curva da oferta, desde o preço de equilíbrio inicial (P^*), até ao preço (P_n), tendo em conta a produção eólica. Os dados das ofertas das novas curvas agregadas vão sendo adicionados a um ficheiro Excel base, que contém 24 folhas referentes a cada hora de um dia. Em cada folha, o MACREOM insere as ofertas de energia que são necessárias para construir as curvas de mercado do cenário simulado e através dessas ofertas elabora o respetivo gráfico, ficando no final com o formato necessário para realizar a próxima etapa das simulações. Este programa foi extremamente importante porque o OMIE apenas fornece as curvas ilustradas nas Figuras 5.3 (A) e 5.3 (B).

De seguida, é detalhado o modo de funcionamento do MACREOM para a construção em Excel das curvas finais ilustradas na Figura 5.3 (D):

1. Em primeiro lugar, a partir das ofertas identificadas no ficheiro horário como sendo do tipo C (Compra) e C (Casada), é construída a respetiva curva agregada de oferta de compra (linha bege da Figura 5.3). É de salientar, que ao longo de todo o restante processo esta curva não irá sofrer nenhuma alteração.
2. De forma análoga ao ponto anterior, mas considerando as ofertas identificadas por V (Venda) e C (Casada), é construída a respetiva curva agregada de oferta de venda (linha vermelha da Figura 5.3). Desta forma, obtém-se um gráfico idêntico ao ilustrado na Figura 5.3 (B).
3. Posto isto, considerando que as ofertas provenientes da produção eólica são licitadas no mercado a 0 €/MWh, e tendo em conta que as ofertas de venda não são identificadas por tipo de tecnologia, vão sendo retiradas à curva agregada das ofertas de venda (construída no ponto 2) as primeiras ofertas de venda, que incluem um preço de 0 €/MWh, até perfazer uma quantidade total de energia elétrica igual ao volume total de produção eólica na península Ibérica. Neste ponto, é elaborado um gráfico semelhante ao ilustrado na Figura 5.3 (C).
4. Por último, como é possível verificar na Figura 5.3 (C), as duas curvas agregadas deixam de se cruzar, não possibilitando determinar o preço de equilíbrio de mercado.

³Os dados disponibilizados pela REN e REE relativos à produção eólica encontram-se em valores de potência de 15 em 15 minutos e 10 em 10 minutos, respetivamente. Dado que o período de integração é de 1 hora, foi necessário calcular previamente os valores horários da energia eólica.

Neste caso, a partir do preço de mercado estabelecido no cenário base (P^*), vão sendo adicionadas ofertas de venda cujo preço seja superior a P^* , até que as duas curvas agregadas se voltam a cruzar. Nesta situação, as ofertas de venda adicionadas correspondem às ofertas que não entraram no despacho final realizado no mercado diário (ofertas da linha laranja acima de P^* , identificadas no ficheiro por V (Venda) e O (Ofertada)). Após este procedimento, obtêm-se as curvas finais agregadas de oferta de venda e compra de energia elétrica ilustradas na Figura 5.3 (D).

Por conseguinte, a partir da solução gráfica apresentada é possível descobrir quais são as ofertas de venda que são necessárias adicionar para obter o novo preço de mercado na ausência do segmento relativo à produção eólica. O gráfico ilustrado na Figura 5.4 representa um exemplo de um gráfico obtido em Excel para a hora 1 do dia 1 de agosto de 2017. Após ter sido corrido o programa MACREOM, estão reunidas as informações necessárias para posteriormente se definirem as propostas de venda e compra de energia elétrica dos agentes computacionais (descritas na subsecção 5.3.1).

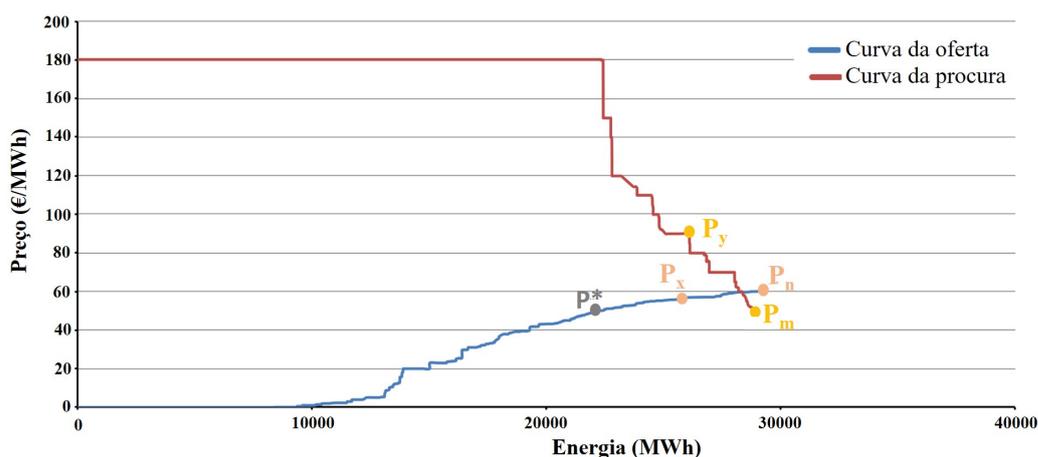


Figura 5.4: Gráfico ilustrativo da implementação desenvolvida no Excel para o caso da hora 1 do dia 1 de agosto de 2017.

5.3.1 Agentes produtores e retalhistas

Depois de encontradas as novas curvas agregadas de oferta de compra e venda de energia elétrica para uma dada hora, são definidas as propostas dos agentes computacionais que irão integrar o mercado diário implementado no *software* de simulação MATREM.

A metodologia aplicada para a definição das propostas dos agentes teve como objetivo realizar simulações tão próximas quanto possível da realidade, e ser genérica para todas as horas do ano. Ao mesmo tempo, pretendeu-se superar a complexidade computacional provocada pela utilização de um elevado número de agentes. Por forma a tornar mais elucidativo o método adotado para a definição das propostas, foram construídas as Tabelas 5.1 e 5.2. Estas referem-se aos agentes produtores que enviam ofertas

5.3. METODOLOGIA APLICADA: DEFINIÇÃO DAS PROPOSTAS DOS AGENTES PARTICIPANTES NO MERCADO

de venda de energia elétrica e aos agentes retalhistas que submetem ofertas de compra de energia elétrica, respetivamente. É de notar que a cada proposta estão associados um preço e uma quantidade de energia.

Importa salientar que, para as propostas de venda dos agentes produtores definidas até ao preço de mercado (P^*), foram consideradas apenas as ofertas que entraram no despacho final do mercado diário (representadas pela curva vermelha da Figura 5.3 (D)). Para as restantes propostas de venda que se encontram acima desse preço, foram utilizadas as ofertas representadas na curva laranja da Figura 5.3 (D). Relativamente às propostas de compra dos agentes retalhistas, apenas se consideraram as ofertas que entraram no despacho final (ilustradas pela curva bege da Figura 5.3 (D)).

Tabela 5.1: Agentes produtores e suas propostas de venda de energia elétrica para uma determinada hora.

Regra de Seleção	Identificação do Agente	Tipo de Agente	Quantidade de Energia (MWh)	Preço da Energia (€/MWh)
I	0	GenCo	Quantidade das ofertas remanescentes a 0 €/MWh	0
	1	GenCo	Quantidade de todas as ofertas no intervalo]0; 5] €/MWh	5
	2	GenCo	Quantidade de todas as ofertas no intervalo]5; 10] €/MWh	10

	a	GenCo	Quantidade de todas as ofertas no intervalo](a-1)×5; a×5] €/MWh	a×5
II	a+1	GenCo	Quantidade das ofertas submetidas com o preço P_1	P_1
	...	GenCo	Quantidade das ofertas submetidas com o preço P_2	P_2

III	...	GenCo	Quantidade das ofertas submetidas com o preço de mercado	P^*
	...	GenCo	Quantidade de todas as ofertas no intervalo] P^* ; P_x]	P_x
IV	...	GenCo	Quantidade das ofertas submetidas com o preço P_{x+1}	P_{x+1}
	...	GenCo	Quantidade das ofertas submetidas com o preço P_{x+2}	P_{x+2}

	a_n	GenCo	Quantidade das ofertas submetidas com o preço P_n	P_n

De seguida será abordada uma explicação detalhada das propostas de cada agente computacional. Esta explicação tem como apoio os preços (P^* , P_x , P_n , P_y , P_m) identificados na Figura 5.4. Estes preços são ilustrativos para a hora 1 do dia 1 de agosto de 2017, podendo estar sujeitos a outros valores, uma vez que dependem das ofertas de compra e venda submetidas no MIBEL para uma dada hora.

Para as propostas de venda dos agentes produtores de energia elétrica realizaram-se várias simplificações, consoante as seguintes regras de seleção de agentes:

Regra de seleção I

As ofertas de venda de energia elétrica com um preço igual 0 €/MWh definem o primeiro agente computacional. A proposta de venda deste agente é caracterizada por um preço de 0 €/MWh e por uma quantidade correspondente à soma das quantidades de todas as ofertas que sobraram no mercado a um preço igual a 0 €/MWh (tal como descrito no ponto (2) da secção 5.3).

Para os restantes agentes que se inserem nesta regra, as suas propostas de venda são formadas tendo em conta intervalos de preços com incrementos de 5 €/MWh entre eles, ou seja, os intervalos são definidos da seguinte forma:]0, 5];]0, 10]; ...;](a-1)×5, a×5], sendo 'a' o número de agentes que se inserem nesta regra, variável consoante o número de incrementos que é possível realizar até ao preço de mercado (P^*). Considerando o caso da hora 1 do dia 1 de agosto de 2017, em que o preço de mercado atingiu um valor de 50.81 €/MWh, apenas foi possível fazer incrementos até 50 €/MWh, logo 'a' teria um valor igual a 10. Desta forma, cada agente computacional fica associado a um intervalo e a sua proposta é caracterizada por uma quantidade de energia equivalente à soma de todas as quantidades das ofertas de venda que se inserem nesse intervalo, e por um preço que corresponde ao limite superior desse mesmo intervalo.

Regra de seleção II

A segunda regra abrange todos os preços entre o último preço da regra de seleção anterior e o preço de mercado (P^*). Para este intervalo de preços, o número de agentes é igual ao número de preços distintos das ofertas de venda reais do mercado. Neste caso, para cada agente computacional, a sua proposta de venda é definida por um preço igual ao preço de uma oferta de venda real, e por uma quantidade de energia equivalente à soma das quantidades de todas as ofertas que foram licitadas com esse mesmo preço.

Regra de seleção III

Nesta terceira regra existirá apenas um agente computacional. A sua proposta de venda é definida pelo preço P_x , e por uma quantidade de energia igual à soma de todas as quantidades das ofertas de venda compreendidas entre esse preço e o preço de mercado.

5.3. METODOLOGIA APLICADA: DEFINIÇÃO DAS PROPOSTAS DOS AGENTES PARTICIPANTES NO MERCADO

Regra de seleção IV

As propostas de venda dos restantes agentes computacionais seguem um procedimento equivalente à regra de seleção II, isto é o número de agentes será igual ao número de preços diferentes que compõem as ofertas de venda reais com preços entre P_x e P_n . Assim sendo, para cada agente computacional, a sua proposta de venda será definida por um preço igual ao preço de uma oferta de venda real, e por uma quantidade de energia equivalente à soma das quantidades das ofertas de venda que foram submetidas com esse preço.

Os preços P_x e P_n são selecionados a partir do gráfico obtido em Excel. Neste intervalo, as propostas dos agentes computacionais são formadas por preços e quantidades de energia iguais aos das ofertas de venda que são licitadas no MIBEL, assegurando uma menor discrepância face ao mercado real. Deste modo, estes preços devem ser escolhidos de forma a estabelecer um intervalo suficientemente grande de ofertas reais que inclua o ponto de cruzamento das duas curvas de mercado. É necessário deixar um intervalo considerável para garantir que este cubra o novo preço de mercado determinado pelo simulador. Com este método, as simulações aproximam-se do que seria determinado pelo OM no mercado diário do MIBEL.

Tabela 5.2: Agentes retalhistas e suas propostas de compra de energia elétrica para uma determinada hora.

Regra de Seleção	Identificação do Agente	Tipo de Agente	Quantidade de Energia (MWh)	Preço da Energia (€/MWh)
I	0	RetailCo	Quantidade das ofertas iguais ou superiores a 180 €/MWh	180
	1	RetailCo	Quantidade de todas as ofertas no intervalo]180; 170] €/MWh	170
	2	RetailCo	Quantidade de todas as ofertas no intervalo]170; 160] €/MWh	160

	a	RetailCo	Quantidade de todas as ofertas no intervalo](a-1)×(-10)+180; P _y] €/MWh	P _y
II	a+1	RetailCo	Quantidade das ofertas submetidas com o preço P _{y+1}	P _{y+1}
	...	RetailCo	Quantidade das ofertas submetidas com o preço P _{y+2}	P _{y+2}

	a _m	RetailCo	Quantidade das ofertas submetidas com o preço P _m	P _m

Por último, de acordo com as regras de seleção de agentes indicados na Tabela 5.2, foram realizadas as seguintes simplificações para as propostas de compra de energia elétrica dos agentes retalhistas:

Regra de seleção I

Nesta primeira regra, optou-se por associar um agente computacional às ofertas de compra de energia elétrica (submetidas no mercado diário) com um preço igual ou superior a 180 €/MWh. A proposta de compra desse agente é submetida com um preço de 180 €/MWh, e com uma quantidade de energia igual à soma das quantidades das ofertas de compra com preços iguais ou superiores a 180 €/MWh. É de referir que o preço das ofertas submetidas no MIBEL variam entre 0 €/MWh e 180.3 €/MWh.

Para os restantes agentes, as propostas de compra são estabelecidas tendo em conta intervalos de preços com decrementos de 10 €/MWh entre eles, ou seja, os intervalos são definidos da seguinte forma:]180, 170];]170, 160]; ... ;](a-1)×(-10)+180, Py]. O número de agentes ('a') que se inserem nesta regra está dependente do número de decrementos que é possível efetuar entre os 180 €/MWh e o preço Py. Por conseguinte, um agente computacional submete uma proposta de compra com uma quantidade de energia correspondente à soma das quantidades de todas as ofertas de compra licitadas no MIBEL no intervalo]180, 170] €/MWh a 170 €/MWh. Outro agente submete uma proposta com uma quantidade de energia correspondente à soma das quantidades de todas as ofertas contidas no intervalo]170, 160] €/MWh a 160 €/MWh, e assim sucessivamente.

Regra de seleção II

Na segunda regra, a cada agente computacional está associado um preço entre Py e Pm. A seleção destes pontos é feita com o auxílio do gráfico da Figura 5.4, e a sua escolha é justificada pelas razões indicadas para os pontos Px e Pn (mencionadas na regra de seleção IV dos agentes produtores).

O número de agentes que se inserem nesta regra será igual ao número de preços diferentes que compõem as ofertas de compra reais com preços entre Py e Pm. Como tal, cada proposta de compra está associada a um preço de uma oferta de compra real, e a uma quantidade de energia equivalente à soma das quantidades das ofertas de compra que foram submetidas com esse preço.

Após a contextualização da metodologia adotada para a execução do caso prático conclui-se que, para obter o preço de mercado de uma determinada hora do ano (na ausência das licitações provenientes da energia eólica), é necessário efetuar as seguintes tarefas:

- (1) Recolher e tratar os dados da produção eólica de Portugal e Espanha;
- (2) Analisar a ocorrência de *market splitting*;

- (3) Recolher os ficheiros horários que contêm as ofertas de compra e venda de energia elétrica submetidas ao MIBEL;
- (4) Obter as novas curvas de mercado a partir da solução gráfica implementada no Excel (correr o programa MACREOM);
- (5) Definir os parâmetros P^* , P_x , P_n , P_y e P_m , através das curvas obtidas no Excel;
- (6) Preparar as propostas dos agentes produtores e retalhistas que irão integrar o mercado diário, tendo em conta as regras de seleção adotadas ao longo do estudo;
- (7) Definir os agentes computacionais no sistema MATREM;
- (8) Correr o MATREM com os agentes computacionais;
- (9) Determinar o novo preço de mercado;
- (10) Registrar o resultado da simulação;
- (11) Analisar o resultado obtido.

5.4 Resultados das simulações: Análise dos resultados

Na presente secção, nas Tabelas 5.3, 5.4 e 5.5, são apresentados os resultados obtidos. Através da análise dos resultados é possível retirar diversas conclusões sobre o impacto da produção de energia eólica nos preços do MIBEL. Para além disso, tendo em conta os resultados das simulações e os preços praticados das tarifas *feed-in* em 2017, é possível analisar de forma mais rigorosa os custos que advêm da implementação do mecanismo de apoio à produção de energia eólica nesse ano.

Tal como foi mencionado ao longo do estudo, o foco deste trabalho é quantificação do EOM, e uma vez que a maioria das análises realizadas sobre os sobrecustos das tarifas não têm em conta este efeito, a análise realizada nesta secção também pretende colmatar esta lacuna. Desta forma, serão avaliados quais seriam os custos passados aos consumidores finais de energia elétrica caso o EOM fosse contabilizado nos preços finais da energia elétrica pagos por estes consumidores.

A 4ª coluna da Tabela 5.3 sintetiza os resultados obtidos a partir da ferramenta de simulação. Estes resultados indicam os preços médios mensais do mercado diário, para o cenário em que a energia eólica é retirada do mercado. Os preços do cenário simulado variam entre 53.3 €/MWh (em abril) e 85.4 €/MWh (em janeiro). Por outro lado, a 3ª coluna desta tabela, mostra os preços médios reais do mercado, disponibilizados pela OMIE, para cada mês estudado. Para este cenário, março foi o mês em que se verificou o menor preço de mercado, com o valor de 42.3 €/MWh, enquanto janeiro foi o mês que atingiu o maior preço, com cerca de 71.0 €/MWh.

CAPÍTULO 5. IMPACTO DA PRODUÇÃO EÓLICA SOBRE OS PREÇOS DO MERCADO IBÉRICO DE ELETRICIDADE: CASO DE ESTUDO

É importante salientar, que nem sempre um mês que apresente menor preço médio real de energia elétrica comparativamente a outro corresponde ao mês que teve maior produção média de energia eólica (indicada na 2ª coluna). Nomeadamente, em junho, o preço médio do mercado foi de 50.2 €/MWh, ou seja, 20.8 €/MWh inferior ao de janeiro. Porém, a percentagem de energia eólica em janeiro foi 6.7% superior. Isto pode ser justificado pelo facto de existirem outros fatores além da geração eólica que podem influenciar os preços de mercado, entre os quais a evolução dos preços dos combustíveis (preços da energia primária e preços das licenças de emissão de CO₂), o regime hidrológico, as atividades de manutenção e a indisponibilidade inesperada das centrais.

Contudo, ao serem comparados os preços entre os dois cenários, concluiu-se que independentemente da percentagem de produção eólica, a sua integração no mercado levou a uma diminuição dos preços de equilíbrio que se formaram. Esta conclusão vai de encontro com a literatura do EOM, uma vez que as ofertas provenientes das energias renováveis (ao serem licitadas no mercado a preços tão baixos quanto 0 €/MWh) deslocam a curva da ordem de mérito para a direita. Isto por sua vez conduz a uma diminuição do preço de mercado, dado que este passa a ser definido pelo preço de uma oferta proveniente de uma central com custos marginais de produção mais baixos.

Tabela 5.3: Resultados das simulações: Reduções médias mensais do preço de mercado.

Mês/ Período (2017)	Produção Média da Energia Eólica (%)	Preço Médio Real da Energia Elétrica (€/MWh)	Preço Médio Simulado da Energia Elétrica (€/MWh)	Redução Média de Preço (€/MWh)
janeiro	25.4	71.0	85.4	14.4
fevereiro	31.3	52.5	70.9	18.4
março	30.9	42.3	55.0	12.6
abril	28.5	43.1	53.3	10.2
maio	21.6	47.0	54.4	7.4
junho	18.7	50.2	57.3	7.1
julho	19.2	48.7	56.3	7.6
agosto	19.8	47.5	54.7	7.1
setembro	19.0	49.0	55.4	6.3
outubro	19.4	58.2	68.5	10.3
novembro	22.5	58.5	69.9	11.4
dezembro	31.3	56.9	75.0	18.1
jan-dez	24.0	52.1	63.0	10.9

Por fim, a última coluna da tabela indica a redução média de preço para cada mês. A diferença de preços entre o cenário simulado e o cenário real permite retirar conclusões relativamente ao valor do EOM por megawatt hora (efeito de preço).

5.4. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES: ANÁLISE DOS RESULTADOS

Desta forma, a partir da observação direta dos resultados da Tabela 5.3, verifica-se que fevereiro foi o mês que atingiu uma maior redução média de preço, alcançando-se aproximadamente 18.4 €/MWh. Em contrapartida, setembro foi o mês em que se obteve uma menor redução, com cerca de 6.3 €/MWh. É de notar que fevereiro e dezembro foram os meses com maior percentagem de produção de energia eólica (31.3%) e setembro foi o mês com menor produção (19%). É espetável que o mês com maior redução de preço seja o mês com maior produção de energia eólica, e vice-versa. Contudo, isto nem sempre foi observável, como por exemplo, em janeiro a produção média de energia eólica foi de 25.4% e a redução de preço de 14.4 €/MWh, enquanto que março apresentou uma produção cerca de 5% superior e apenas uma diminuição de 12.6 €/MWh. O mesmo se sucede para níveis de produção idênticos (por exemplo, em fevereiro e março), ou seja, percentagens similares de geração não implicam estritamente variações de preço semelhantes.

O principal motivo associado a estas duas situações deve-se essencialmente às diferentes inclinações que as curvas das ofertas de venda de energia elétrica (linha vermelha e amarela das Figuras 5.5 e 5.6) podem tomar, ou seja, as propostas de venda que compensam a quantidade de energia eólica retirada são também muito importantes na formação do novo preço de mercado. Esta afirmação pode ser constatada através da observação do andamento das curvas das Figuras 5.5 e 5.6. Tendo como exemplo a hora 4 do dia 22 de fevereiro e a hora 22 do dia 24 de agosto, em que a produção de energia eólica foi de 5585.2 MW e 5560.5 MW, respetivamente. Como a energia retirada nas duas horas é muito próxima, seria de esperar que o efeito de preço obtido também fosse próximo. Porém na hora 4, a variação de preço alcançada foi de 15.4 €/MWh, ao passo que na hora 22 ocorreu uma variação de preço bastante inferior, cerca de 5.5 €/MWh.

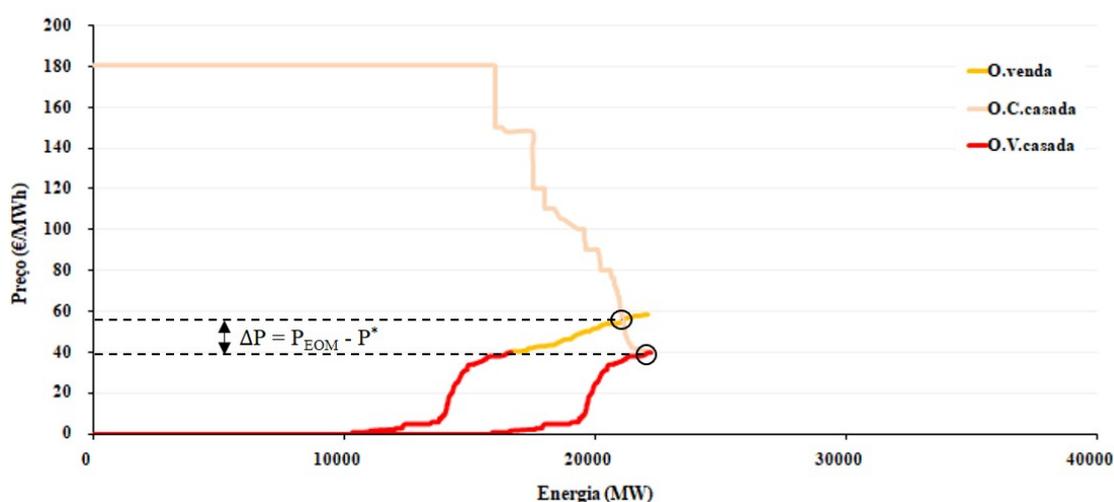


Figura 5.5: Impacto do EOM nos preços do mercado diário para a hora 4 do dia 22 de fevereiro de 2017.

CAPÍTULO 5. IMPACTO DA PRODUÇÃO EÓLICA SOBRE OS PREÇOS DO MERCADO IBÉRICO DE ELETRICIDADE: CASO DE ESTUDO

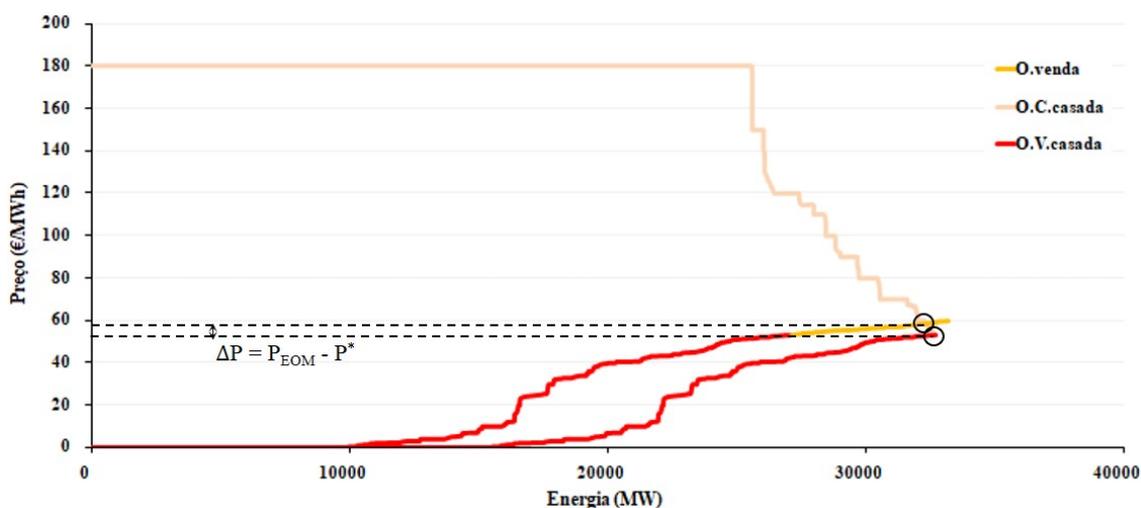


Figura 5.6: Impacto do EOM nos preços do mercado diário para a hora 22 do dia 24 de agosto de 2017.

Por fim, a linha inferior da Tabela 5.3 sumariza os resultados médios para o ano de 2017, revelando que a penetração de energia eólica no mercado diário do MIBEL tem um impacto considerável nos preços de mercado. Durante o período de janeiro a dezembro, a energia eólica causou uma redução média de aproximadamente 10.9 €/MWh no preço de mercado. Ademais, tendo-se adotado um período temporal de um ano, também é possível extrair algumas conclusões relativas à sazonalidade inerente à energia eólica. Tal como é esperado, no outono e no inverno a percentagem de produção de energia eólica é superior, logo o efeito de preço é mais significativo nesses meses, relativamente aos meses de primavera e verão. Como forma de apoio a esta afirmação, construiu-se o gráfico da Figura 5.7, onde é visível a evolução da redução média de preço e da produção média da energia eólica ao longo dos meses e das estações do ano.

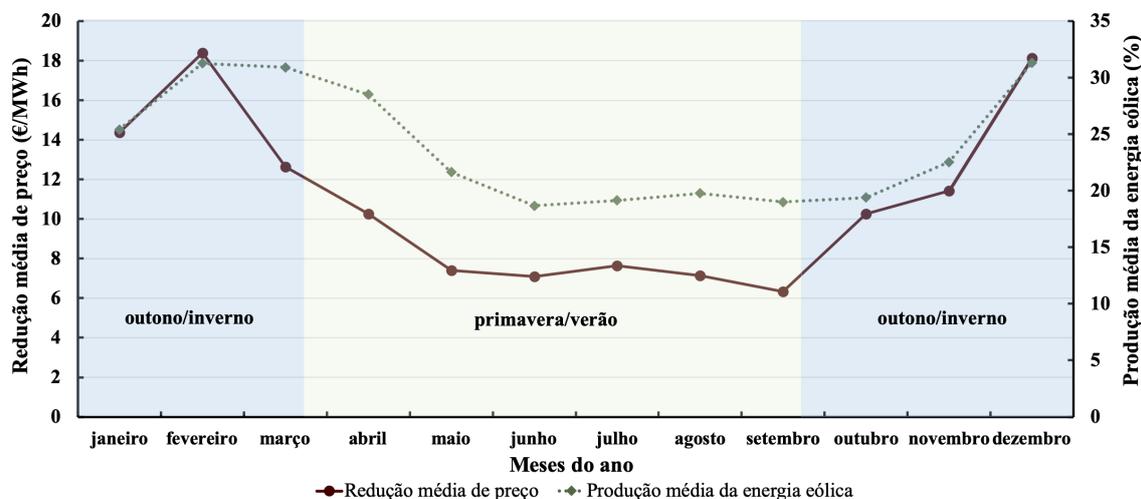


Figura 5.7: Variação da redução média de preço ao longo dos meses e das estações do ano.

5.4. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES: ANÁLISE DOS RESULTADOS

Para além do efeito de preço, existem mais dois indicadores que são frequentemente utilizados na literatura relacionada com o EOM, pelo que também são interessantes de serem analisados do ponto de vista deste estudo. Na Tabela 5.4 estão ilustrados os resultados obtidos a partir do calculado do volume financeiro (2ª coluna) e do valor específico do EOM (3ª coluna). Nas análises subsequentes será particularizado o caso específico português, uma vez que é o foco desta dissertação. Contudo nas Tabelas II.1 e II.2 dos Anexos estão ilustrados os resultados obtidos para Espanha, bem como uma breve análise dos mesmos.

O volume financeiro do EOM refere-se às poupanças totais obtidas devido à integração de geração eólica no mercado (ver Equação 4.4). Em Portugal, o volume financeiro atingiu um valor mínimo em setembro, totalizando 112.1 milhões de euros, e um valor máximo em fevereiro, perfazendo um total de 307.0 milhões. O volume financeiro tende a ser mais elevado nos meses com maior percentagem de produção eólica, como é o caso dos meses de outono/inverno. Durante todo o período analisado, a energia eólica permitiu uma poupança total de 2313.8 milhões de euros.

Tabela 5.4: Indicadores chave do EOM: Volume financeiro e valor específico (caso português).

Mês/ Período (2017)	Volume Financeiro do EOM (milhões de €)	Valor Específico do EOM (€/MWh)	Tarifa Média de Apoio à Energia Eólica (€/MWh)
janeiro	304.8	55.5	96.7
fevereiro	307.0	54.8	96.8
março	166.5	32.9	96.9
abril	146.9	32.4	97.0
maio	138.7	32.8	97.7
junho	144.1	37.3	98.0
julho	159.5	38.4	98.7
agosto	138.9	34.4	96.4
setembro	112.1	31.6	94.4
outubro	173.3	47.4	92.8
novembro	223.3	48.6	93.2
dezembro	298.7	51.5	84.6
jan-dez	2313.8	41.4	95.3

No que se refere ao valor específico do EOM, este é dado pelo quociente entre o volume financeiro e a quantidade total de energia elétrica produzida a partir da energia eólica (ver Equação 4.5). Em 2017, em Portugal, o valor específico médio do EOM foi 41.4 €/MWh, variando entre 31.6 €/MWh (em setembro) e 55.5 €/MWh (em janeiro).

CAPÍTULO 5. IMPACTO DA PRODUÇÃO EÓLICA SOBRE OS PREÇOS DO MERCADO IBÉRICO DE ELETRICIDADE: CASO DE ESTUDO

Este indicador permite realizar uma análise preliminar da eficiência e dos custos das tarifas de apoio à energia eólica. Na 4ª coluna da Tabela 5.4, estão representadas as tarifas médias de apoio à energia eólica em 2017. Os valores portugueses foram obtidos através de dados *online* disponibilizados pela ERSE [28]. Cabe a esta entidade definir o valor das tarifas praticadas no país, sendo que atingiram um valor mínimo de 84.6 €/MWh, em dezembro, e um valor máximo de 98.7 €/MWh, em julho. Desta forma, comparando os valores deste indicador em cada mês com os respetivos valores das tarifas *feed-in*, é possível obter uma ideia do peso do efeito financeiro do EOM no custo total da produção eólica.

Para concluir a análise de resultados é também interessante estimar os custos que advêm da implementação das tarifas *feed-in* em Portugal, principalmente na ótica dos consumidores, uma vez que os seus custos são diretamente pagos pelos consumidores através de tarifas do sistema. Tendo em conta esta afirmação, a Tabela 5.5, referente a Portugal, tem como objetivo sintetizar os vários custos relacionados com o mecanismo de apoio à energia eólica, e desta forma avaliar se aumentariam ou diminuiriam os encargos monetários dos consumidores finais de energia elétrica durante o período de tempo estudado caso o EOM fosse levado em consideração.

Tabela 5.5: Custos relacionados com o mecanismo de apoio à energia eólica em Portugal: Custo direto e custo líquido.

Mês/ Período (2017)	Custo Direto do Mecanismo de Apoio (milhões de €)	Volume Financeiro do EOM (milhões de €)	Custo Líquido do Mecanismo de Apoio (milhões de €)
janeiro	31.4	304.8	-273.4
fevereiro	62.9	307.0	-244.1
março	70.7	166.5	-95.8
abril	54.7	146.9	-92.2
maio	43.1	138.7	-95.6
junho	40.6	144.1	-103.5
julho	45.7	159.5	-113.8
agosto	41.5	138.9	-97.4
setembro	39.4	112.1	-72.7
outubro	28.6	173.3	-144.6
novembro	34.9	223.3	-188.4
dezembro	38.9	298.7	-259.8
jan-dez	532.3	2313.8	-1781.5

Deste modo, para determinar de forma mais exata o custo adicional das tarifas *feed-in* é necessário ter em conta o preço de mercado da energia elétrica, bem como os preços das tarifas médias de apoio à energia eólica. O valor de mercado da energia eólica pode ser aproximadamente estimado através da multiplicação do preço de mercado, quando a energia eólica faz parte do *mix* energético (preço do cenário real), pela correspondente quantidade de energia eólica produzida numa dada hora. Sendo assim, o custo direto (*CD*) do mecanismo de apoio à energia eólica é estimado com base na seguinte equação [10]:

$$CD = \sum_{h=1}^t (fit - p_h) \times w_h \quad (5.1)$$

onde:

- *CD* representa o custo adicional do mecanismo de apoio quando o valor de mercado da energia eólica é considerado, em €;
- *t* é o período de tempo em consideração, em horas ($t=8760h$ para um período de um ano);
- *fit* é a tarifa média de apoio à energia eólica, em €/MWh;
- *p_h* é o preço por hora do mercado em bolsa quando a energia eólica faz parte do portefólio energético, €/MWh;
- *w_h* é a produção horária de energia eólica, em MWh.

Concluiu-se, a partir da Tabela 5.5, que o custo direto das FiT alcançou um valor mínimo de 31.4 milhões de euros (em janeiro) e um valor máximo de 70.7 milhões de euros (em março). Para o período estudado, de janeiro a dezembro, este custo totalizou cerca de 532.3 milhões de euros. Por fim, subtraindo ao custo direto às poupanças obtidas pelo EOM, obtém-se o custo líquido do mecanismo de apoio. Este custo foi negativo para todos os meses analisados. Isto significa que, caso as reduções de preço obtidas no mercado diário fossem tidas em conta no mercado retalhista, os custos adicionais que advêm do mecanismo de apoio seriam reduzidos a zero, e o consumidor ainda diminuiria os seus encargos monetários.

Os valores do custo líquido variaram entre 72.7 e 273.4 milhões de euros, em setembro e janeiro, respetivamente. A Figura 5.8 ilustra um gráfico com a evolução dos diversos custos ao longo dos meses simulados. A partir da sua observação salienta-se que o custo líquido é maior nos meses correspondentes ao outono/inverno, comparativamente com os meses de verão/primavera, o que significa que as poupanças trazidas para os consumidores seriam maiores nesses meses.

CAPÍTULO 5. IMPACTO DA PRODUÇÃO EÓLICA SOBRE OS PREÇOS DO MERCADO IBÉRICO DE ELETRICIDADE: CASO DE ESTUDO

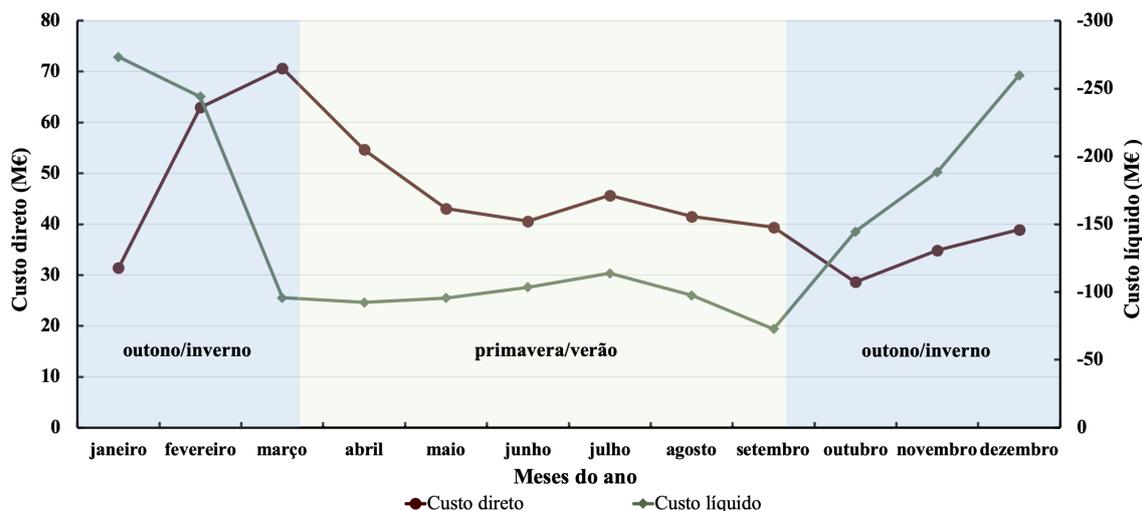


Figura 5.8: Relação entre o custo direto e o custo líquido ao longo dos meses.

Tal como mencionado anteriormente, durante o período de tempo considerado no estudo, o volume financeiro do EOM atingiu aproximadamente 2313.8 milhões de euros. Logo tendo em conta esta poupança total nos custos diretos das FiT, é possível afirmar que a integração de energia eólica no mercado permitiria alcançar em 2017 um custo líquido negativo, de 1781.5 milhões de euros. Este resultado suporta, de forma efetiva e inequívoca, a adequabilidade, e naturalmente a continuidade, da política energética seguida pelo país durante os últimos anos.

CONCLUSÃO

A secção 6.1 deste capítulo apresenta as principais conclusões que resultaram do trabalho desenvolvido no âmbito da presente dissertação. Para além disso, na secção 6.2, também são sugeridas algumas propostas para trabalhos de pesquisa futuros, com o intuito de aprofundar o impacto da produção renovável nos preços do mercado Ibérico de eletricidade, e conseqüente análise do efeito da ordem de mérito e da estimativa do impacto tarifário.

6.1 Síntese conclusiva

Ao longo do tempo, a energia elétrica tornou-se num bem essencial ao funcionamento e bem-estar da sociedade moderna, sendo consumida em todos os contextos. O aumento acentuado do seu consumo nas últimas décadas, e consequentes efeitos não negligenciáveis que a produção de energia de origem fóssil trouxe para o meio ambiente, conduziram a um crescente interesse para a integração de tecnologias renováveis no sector elétrico.

Neste contexto, os mercados de energia elétrica assumiram um papel cada vez mais importante na concretização dos objetivos futuros. Estes têm sofrido ao longo dos anos diversos ajustes no seu modelo de organização, de forma a adaptarem-se aos novos desafios. Os novos mercados liberalizados permitiram a entrada de um número cada vez maior de agentes na produção em regime especial. Para além deste ambiente favorável, também os fortes mecanismos de apoio implementados pelos diversos governos contribuíram para o crescimento exponencial da potência instalada das tecnologias renováveis, dado que esta produção passou a ser remunerada por políticas *feed-in*.

A integração de maiores percentagens de produção renovável nos MEEs tem vindo a ser alvo de diversos estudos científicos, devido ao impacto nos preços de mercado da bolsa diária de energia. Para além disso, as tarifas *feed-in* também têm criado algumas opiniões controversas, essencialmente devido aos elevados custos que impõem aos consumidores finais de energia elétrica. Dado que, todos os subsídios pagos aos produtores pela venda de energia renovável são incluídos em tarifas do sistema, e consequentemente pagos pelos consumidores.

No curto prazo, as ofertas de venda devem refletir os custos marginais de produção associados a uma dada tecnologia. Uma vez que as tecnologias renováveis têm baixos custos marginais, comparativamente com as restantes tecnologias que compõem o *mix* energético, as ofertas de venda provenientes dos produtores de energia renovável entram na zona inferior da curva da oferta. Isto, por sua vez, origina uma mudança nos preços de mercado ao longo desta curva, pois irá deslocar as centrais com custos marginais mais elevados para fora do despacho, inclusive aquela que teria definido o preço de equilíbrio. Este efeito induzido pelas energias renováveis provoca uma redução nos preços de mercado.

Atualmente, existem diversos estudos que quantificam este efeito, principalmente em países como a Espanha e a Alemanha. De forma a preencher esta lacuna para o caso específico de Portugal, esta dissertação envolveu o estudo e o cálculo do EOM da energia eólica no mercado diário do MIBEL, ao longo do ano de 2017. Devido ao elevado número de ofertas e de agentes que compõem este mercado, desenvolveu-se o programa MACREOM, a partir do Excel e do Visual Basic, tendo como finalidade auxiliar na definição das propostas dos agentes produtores e retalhistas, partindo de dados reais do mercado. Após a definição das mesmas, procedeu-se à simulação dos preços de mercado (na ausência de produção eólica), recorrendo ao simulador MATREM.

Este simulador permitiu replicar, em computador, os vários processos inerentes à formação do preço de mercado, e assim determinar o impacto esperado.

Os resultados obtidos indicam que, independentemente do nível de geração eólica, a sua penetração no mercado traduz-se sempre numa diminuição dos preços que se formam, devido à redução dos compromissos de produção dos agentes com custos marginais de produção mais elevados. Para o período estudado, de janeiro a dezembro, a energia eólica permitiu reduzir os preços do mercado diário em cerca de 10.9 €/MWh. Em Portugal, este valor correspondeu a uma poupança total significativa, isto é, a um volume financeiro de 2313.8 milhões de euros.

Para além da quantificação do EOM, o estudo realizado pretendeu calcular de forma mais exata o verdadeiro custo que as FiT impõem aos consumidores portugueses, visto que a maioria das afirmações feitas relativas aos custos dos mecanismos de apoio não têm em consideração os benefícios económicos trazidos pelo EOM. Atendendo que o volume financeiro do EOM tem em consideração a redução nos preços proveniente da integração de energia eólica no mercado, este valor deve ser interpretado como uma poupança do ponto de vista do consumidor. Outro fator muito importante a ter em conta no cálculo do custo do mecanismo de apoio é o valor de mercado da energia eólica.

Desta forma, para o cálculo do custo líquido do mecanismo de apoio à produção eólica, em Portugal, foi necessário ter em conta dois valores: o volume financeiro e o custo direto, dado pela diferença entre o montante total dos incentivos pagos aos produtores eólicos e o valor de mercado da energia eólica. Durante o período analisado, o custo direto das FiT alcançou o valor de 532.3 milhões de euros. Concluindo que o custo líquido do mecanismo é negativo, ou seja, este não implicaria custos adicionais para os consumidores se as reduções de preço obtidas no mercado fossem contabilizadas nos preços pagos pela energia elétrica. Pelo contrário, haveria uma poupança líquida significativa de cerca de 1781.5 milhões de euros durante o período simulado. Essa poupança criada no mercado grossista é passada aos consumidores consoante o nível de competitividade do sistema elétrico, especialmente do mercado retalhista.

Contudo, é importante de realçar que neste estudo apenas foi tido em conta o efeito direto do EOM, ou seja, para além deste existe também um efeito indireto, associado à interação da produção eólica com a política climática e com o regime comunitário de licenças de emissão da União Europeia. Logo, este efeito também deveria de entrar para um cálculo mais exato do custo líquido dos mecanismos de apoio.

Deste modo, o estudo realizado nesta dissertação veio contradizer o ponto de vista generalizado de que a produção renovável aumenta os encargos financeiros dos consumidores devido aos preços das tarifas de apoio. Pelo contrário, ao ser contabilizado o EOM, todos os agentes de mercado (produtores, retalhista e consumidores) podem obter benefícios económicos devido à integração de energia eólica no mercado.

Em suma, os resultados obtidos a partir da quantificação do EOM suportam a seguinte recomendação:

A política energética nacional tem sido objeto de imensos debates, alguns bastante intensos, no que diz respeito à promoção das energias renováveis — vulgarmente designadas de tarifas *feed-in*. Os resultados experimentais descritos nesta dissertação suportam, de forma clara, a política energética seguida pelo governo ao longo dos últimos anos, e permitem afirmar que a sua continuidade é técnica e economicamente adequada.

6.2 Trabalho futuro

No sentido de aprofundar e melhorar o estudo desenvolvido na presente dissertação, sugerem-se algumas diretrizes para trabalhos futuros:

- Quantificar o EOM e o impacto tarifário para outras tecnologias renováveis, por exemplo para a energia solar fotovoltaica;
- Estender o período de tempo do estudo, por exemplo, considerar um período de dois anos ou mais;
- Desenvolver uma metodologia para determinar o efeito indireto das energias renováveis, a partir da quantificação do efeito de preço no mercado devido à redução do preço das licenças de emissão no CELE. Para além disso, tendo em conta este novo valor, recalcular o custo líquido do mecanismo de apoio à energia eólica;
- Quantificar o EOM e o custo líquido dos mecanismos de apoio para um cenário em que seria considerada a produção em simultâneo de diferentes tecnologias, como por exemplo a energia eólica e outra renovável (como a solar fotovoltaica);
- Quantificar o efeito da ordem de mérito para dois anos distintos, em que um deles exibisse menores percentagens de produção de energia eólica ao longo do ano.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. S. Paiva. *Redes de Energia Eléctrica Uma Análise Sistemática*. 4ª Ed. Lisboa, Portugal: IST Press, 2015. ISBN: 978-989-8481-41-2.
- [2] ERSE. *Supervisão de Mercados: Mercado Grossista de Electricidade*. 2017. URL: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/Paginas/default.aspx> (acedido em 05/04/2019).
- [3] APREN. *Electricidade Renovável em Revista 2016*. Rel. téc. Lisboa, Portugal: Associação Portuguesa de Energias Renováveis, 2017.
- [4] Conselho de Reguladores do MIBEL. *Descrição do Funcionamento do MIBEL*. CMVM; ERSE; CNMV; CNE, Lisboa (Portugal), Madrid (Espanha), 2009.
- [5] M. Vitorino. *Portuguese Renewable Energy Sources: Overview*. Rel. téc. Lisboa, Portugal: Macedo Vitorino & Associados, 2015.
- [6] P. E. Morthorst, S. Ray, J. Munksgaard e A.-F. Sinner. *Wind Energy and Electricity Prices: Exploring the “Merit Order Effect”*. Rel. téc. Bruxelas, Bélgica: European Wind Energy Association, 2010.
- [7] REN21. *Renewables 2017: Global Status Report*. Rel. téc. Paris, França: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2017.
- [8] F. Lopes e H. Coelho, eds. *Electricity Markets with Increasing Levels of Renewable Generation: Structure, Operation, Agent-based Simulation, and Emerging Designs*. Vol. 144. Studies in Systems, Decision and Control. Cham, Suíça: Springer International Publishing AG, 2018. ISBN: 978-3-319-74261-8. DOI: [10.1007/978-3-319-74263-2](https://doi.org/10.1007/978-3-319-74263-2).
- [9] F. Lopes. “MATREM: An Agent-Based Simulation Tool for Electricity Markets”. Em: *Electricity Markets with Increasing Levels of Renewable Generation: Structure, Operation, Agent-based Simulation and Emerging Designs*. Cham, Suíça: Springer International Publishing AG, 2018. Cap. 8, pp. 189–225. DOI: [10.1007/978-3-319-74263-2_8](https://doi.org/10.1007/978-3-319-74263-2_8).
- [10] F. Lopes, J. Sá e J. Santana. “Renewable Generation, Support Policies and the Merit Order Effect: A Comprehensive Overview and the Case of Wind Power in Portugal”. Em: *Electricity Markets with Increasing Levels of Renewable Generation: Structure, Operation, Agent-based Simulation, and Emerging Designs*. Cham, Suíça: Springer

- International Publishing AG, 2018. Cap. 9, pp. 227–263. DOI: [10.1007/978-3-319-74263-2_9](https://doi.org/10.1007/978-3-319-74263-2_9).
- [11] C. Lins, L. E. Williamson, S. Leitner e S. Teske. *The First Decade: 2004-2014 : 10 Years of Renewable Energy Progress*. Rel. téc. Paris, França: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2014.
- [12] REN21. *Renewables 2018: Global Status Report*. Rel. téc. Paris, França: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2018.
- [13] REN21. *Renewables 2015: Global Status Report*. Rel. téc. Paris, França: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2015.
- [14] GWEC. *Global Wind Energy Outlook 2016*. Rel. téc. Bruxelas, Bélgica: Global Wind Energy Council, 2017.
- [15] REN21. *Um Ano Recorde para as Energias Renováveis: Novas Instalações, Objetivos Políticos, Investimento e Empregos*. Rel. téc. Paris, França: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2016.
- [16] INEGI e APREN. *Parques Eólicos em Portugal : Wind Farms in Portugal*. Rel. téc. Lisboa, Portugal: Instituto de Ciência e Inovação em Engenharia Mecânica e Engenharia Industrial; Associação Portuguesa de Energias Renováveis, 2017.
- [17] GWEC. *Global Wind Report Annual Market Update 2017*. Rel. téc. Bruxelas, Bélgica: Global Wind Energy Council, 2018.
- [18] APREN. *Energias Renováveis: Potência*. URL: <http://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/potencia> (acedido em 29/04/2019).
- [19] DGEG. *Renováveis - Estatísticas Rápidas - n.º 160 - fevereiro de 2018*. Rel. téc. Lisboa, Portugal: Direção Geral de Energia e Geologia, 2018.
- [20] APERN. *Eletricidade Renovável em Revista 2017*. Rel. téc. Lisboa, Portugal: Associação Portuguesa de Energias Renováveis, 2018.
- [21] J. G. Gomes e S. Serôdio. *Portugal Overview*. Rel. téc. Lisboa, Portugal: Associação Portuguesa de Energias Renováveis, 2015.
- [22] REN. *Dados Técnicos 2017*. Rel. téc. Lisboa, Lisboa: Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., 2018.
- [23] APREN. *Boletim Energias Renováveis: Edição Mensal*. Rel. téc. Lisboa, Portugal: Associação Portuguesa de Energias Renováveis, Dezembro, 2017.
- [24] APREN. *Anuário 2018: Portugal Precisa da Nossa Energia*. Rel. téc. Lisboa, Portugal: Associação Portuguesa de Energias Renováveis, 2018.
- [25] Deloitte. *Decisions that matter: Impacto da eletricidade de origem renovável*. Rel. téc. Lisboa, Portugal: Deloitte em colaboração com a Associação Portuguesa de Energias Renováveis, 2019.

- [26] GWEC. *Global Wind Report Annual Market Update 2010*. Rel. téc. Bruxelas, Bélgica: Global Wind Energy Council, 2011.
- [27] S. Shukla e S. Sawyer. *30 Years of Policies for Wind Energy: Lessons from 12 Wind Energy Markets*. Rel. téc. Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos: International Renewable Energy Agency; Global Wind Energy Council, 2013.
- [28] ERSE. *Produção em Regime Especial*. 2017. URL: <http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/prodregesp/Paginas/default.aspx?master=ErsePrint.master> (acedido em 10/05/2019).
- [29] Decreto-Lei 189/88 de 27 de Maio. “Estabelece normas relativas à actividade de produção de energia eléctrica por pessoas singulares ou por pessoas colectivas de direito público ou privado”. Em: *Diário da República - I Série* 123 (1988), pp. 2289–2296.
- [30] ERSE. *Supervisão de Mercados: Mercado Grossista de Eletricidade: Envolvente de Mercado*. 2017. URL: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/envolventedemercado/Paginas/default.aspx> (acedido em 11/05/2019).
- [31] Decreto-Lei 339-C/2001 de 29 de Dezembro. “Altera o Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Maio, que revê o regime aplicável à actividade de produção de energia eléctrica, no âmbito do sistema eléctrico independente”. Em: *Diário da República - I Série - A* 300 (2001), pp. 8520(2)–8520 (3).
- [32] Decreto-Lei 33-A/2005 de 16 de Fevereiro. “Altera o Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, revendo os factores para cálculo do valor da remuneração pelo fornecimento da energia produzida em centrais renováveis entregue à rede do Sistema Eléctrico Português (SEP) ...” Em: *Diário da República - I Série A* 33.2 (2005), pp. 1180(2)–1180 (9).
- [33] PLMJ Sociedade de Advogados RL. *Renewable Energies: 2013 Legislative Changes in the Sector*. Lisboa, Portugal, 2014.
- [34] Decreto-Lei 35/2013 de 28 de Fevereiro. “Altera o regime remuneratório aplicável aos centros eletroprodutores submetidos ao anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio”. Em: *Diário da República - I Série* 42 (2013), pp. 1154–1165.
- [35] J. E. Santana. *Introdução à Teoria da Microeconomia*. 1ª Ed. Lisboa, Portugal: IST Press, 2012. ISBN: 978-989-8481-23-8.
- [36] P. Samuelson e W. Nordhaus. *Economics*. 19ª Ed. Columbus, Ohio: McGraw-Hill/Irwin, 2009. ISBN: 978-0-07-351129-0.
- [37] J. T. Saraiva, J. d. S. Pereira e M. P. Leão. *Mercados de Eletricidade: Regulação e Tarificação de Uso de Redes*. 1ª Ed. Porto, Portugal: FEUP Edições, 2002. ISBN: 972-752-053-7.

- [38] V. Santos. “Energia e Economia: Custos e Tarifas, Regulação, Políticas de Preços”. Em: *Congresso Internacional Energia – Políticas, Inovação e Negócios*. Viana do Castelo, Portugal, 2012. URL: <https://pt.slideshare.net/CongressoEnergiaViana/vitor-santos-erse>.
- [39] NORDPOOL. *History*. URL: <https://www.nordpoolgroup.com/About-us/History/> (acedido em 15/05/2019).
- [40] MIBEL. *Mercado Ibérico da Energia Elétrica – MIBEL*. URL: <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=18&relcategoria=1026&idpag=67> (acedido em 16/05/2019).
- [41] ERSE. *Liberalização do Setor*. 2017. URL: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizacaoedosector/Paginas/default.aspx> (acedido em 16/05/2019).
- [42] J. Lin e F. H. Magnago. *Electricity Markets: Theories and Applications*. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2017. ISBN: 978-1-119-17935-1.
- [43] D. Vidigal. “Comercialização de Energia em Mercados em Bolsa: Simulador Multi-agente e Análise do Impacto da Geração Variável nos Preços Diários”. Dissertação apresentada à Universidade NOVA de Lisboa para obtenção do grau de mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores. Faculdade de Ciências e Tecnologia, 2015.
- [44] D. S. Kirschen e G. Strbac. *Fundamentals of Power System Economics*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2004. ISBN: 0-470-84572-4.
- [45] A. Saad. “Contratos Bilaterais em Mercados de Energia Elétrica : O Contrato Forward com Contingências”. Dissertação apresentada à Universidade NOVA de Lisboa para obtenção do grau de mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores. Faculdade de Ciências e Tecnologia, 2016.
- [46] J. R. Marques. “Mercados Liberalizados de Energia Elétrica: Contratos Padronizados de Futuros”. Dissertação apresentada à Universidade NOVA de Lisboa, para a obtenção do grau de mestre Engenharia Eletrotécnica e de Computadores. Faculdade de Ciências e Tecnologia, 2018.
- [47] OMIP. *Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha relativo à Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Elétrica*. Lisboa, Portugal, 2004.
- [48] ERSE. *MIBEL: Construção e Desenvolvimento*. 2017. URL: <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesenvolvimento/Paginas/default.aspx> (acedido em 20/05/2019).
- [49] OMIP. *Sobre nós: Grupo OMI & MIBEL*. URL: <https://www.omip.pt/pt-pt/content/grupo-omi-mibel> (acedido em 20/05/2019).

- [50] D. A. Amaro. “Gestão Eficiente da Energia Eléctrica no Edifício da Biblioteca da FCT em Mercados Liberalizados”. Dissertação apresentada à Universidade NOVA de Lisboa para a obtenção do grau de mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores. Faculdade de Ciências e Tecnologia, 2015.
- [51] L. B. Cruz. “A Liberalização do Sector da Energia, o MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidade) e o OMIP (Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Português)”. Em: *Novas Fronteiras Política Energética Europeia* 22 (2008), pp. 83–90.
- [52] OMIE. *Mercados e Produtos: Conheça o Nosso Mercado*. URL: <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/conheca-o-nosso-mercado> (acedido em 22/05/2019).
- [53] OMIP. *Mercado: Modelo de Mercado*. URL: <https://www.omip.pt/pt-pt/content/modelo-de-mercado> (acedido em 22/05/2019).
- [54] MIBEL. *Conselho de Reguladores: Constituição*. URL: <http://mibel.com/conselho-de-reguladores/constituicao/#> (acedido em 22/05/2019).
- [55] OMIE. *Mercados e Produtos: Diário e Intradário*. URL: <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/diario-e-i> (acedido em 23/05/2019).
- [56] ERSE. *Supervisão de Mercados: Mercado Grossista de Electricidade: Mercado Diário*. 2017. URL: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadode/electricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx> (acedido em 23/05/2019).
- [57] OMIE. *Mercados e Produtos: Mercado Diário*. URL: http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/mercado-di#Proceso_de_casacion_de_ofertas (acedido em 23/05/2019).
- [58] OMIE. *Daily and Intraday Electricity Market Operating Rules*. Madrid, Espanha, 2015.
- [59] OMIE. *Resultados do Mercado*. URL: <http://www.omie.es/pt/inicio> (acedido em 24/05/2019).
- [60] A. L. Garcia, J. Santana, M. J. Resende e P. Verdelho. *Sistema Eléctrico: Análise Técnico-Económica*. 1ª Ed. Lisboa, Portugal: LIDEL, 2016. ISBN: 9789897521706.
- [61] J. Mata. *Economia da Empresa*. 9ª Ed. Lisboa, Portugal: Fundação Calouste Gulbenkian, 2016. ISBN: 9789723112993.
- [62] ERSE. *Estrutura Tarifária do Setor Eléctrico em 2018*. Lisboa, Portugal, 2017. URL: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2018/Documents/EstruturaTarifãriaSE2018.pdf>.
- [63] H. Weigt. “Germany’s Wind Energy: The Potential for Fossil Capacity Replacement and Cost Saving”. Em: *Applied Energy* 86.10 (2009), pp. 1857–1863. DOI: [10.1016/j.apenergy.2008.11.031](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2008.11.031).

- [64] G. S. d. Miera, P. d. R. González e I. Vizcaíno. “Analysing the Impact of Renewable Electricity Support Schemes on Power Prices: The Case of Wind Electricity in Spain”. Em: *Energy Policy* 36.9 (2008), pp. 3345–3359. DOI: [10.1016/j.enpol.2008.04.022](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.04.022).
- [65] F. SensfuB. “Assessment of the Impact of Renewable Electricity Generation on the German Electricity Sector: An Agent-based Simulation Approach”. Dissertação apresentada à Universidade de Karlsruhe para a obtenção do grau de doutor em Economia. Faculdade de Economia, 2007.
- [66] K. Würzburg, X. Labandeira e P. Linares. “Renewable Generation and Electricity Prices: Taking Stock and new Evidence for Germany and Austria”. Em: *Energy Economics* 40 (2013), pp. S159–S171. DOI: [10.1016/j.eneco.2013.09.011](https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.09.011).
- [67] H. A. Gil, C. Gomez-Quiles e J. Riquelme. “Large-scale Wind Power Integration and Wholesale Electricity Trading Benefits: Estimation via an ex Post Approach”. Em: *Energy Policy* 41 (2012), pp. 849–859. DOI: [10.1016/j.enpol.2011.11.067](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.067).
- [68] D. Azofra, E. Jiménez, E. Martínez, J. Blanco e J. Saenz-Díez. “Wind Power Merit-order and Feed-in-tariffs Effect: A Variability Analysis of the Spanish Electricity Market”. Em: *Energy Conversion and Management* 83 (2014), pp. 19–27. DOI: [10.1016/j.enconman.2014.03.057](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.03.057).
- [69] D. Azofra, E. Martínez, E. Jiménez, J. Blanco, F. Azofra e J. Saenz-Díez. “Comparison of the Influence of Photovoltaic and Wind Power on the Spanish Electricity Prices by Means of Artificial Intelligence Techniques”. Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42 (2015), pp. 532–542. DOI: [10.1016/j.rser.2014.10.048](https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.048).
- [70] N. Figueiredo e P. Da Silva. “The Price of Wind Power Generation in Iberia and the Merit-order Effect”. Em: *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management* 15 (2017). DOI: [dx.doi.org/10.5278/ijsepm.2017.15.4](https://doi.org/10.5278/ijsepm.2017.15.4).
- [71] F. Lopes, A. Q. Novais e H. Coelho. “Bilateral Negotiation in a Multi-Agent Energy Market”. Em: *Emerging Intelligent Computing Technology and Applications*. Heidelberg, Alemanha: Springer Verlag, 2009, pp. 655–664. DOI: [10.1007/978-3-642-04070-2_71](https://doi.org/10.1007/978-3-642-04070-2_71).
- [72] E. Oliveira, K. Fischer e O. Stepankova. “Multi-agent Systems: Which Research for Which Applications”. Em: *Robotics and Autonomous Systems* 27.1-2 (1999), pp. 91–106. DOI: [10.1016/S0921-8890\(98\)00085-2](https://doi.org/10.1016/S0921-8890(98)00085-2).
- [73] F. L. Bellifemine, G. Caire e D. Greenwood. *Developing Multi-Agent Systems with JADE*. Chichester, UK: John Wiley & Sons Ltd, 2007. ISBN: 978-0-470-05747-6.

- [74] H. Algarvio, A. Couto, F. Lopes, A. Estanqueiro, H. Holttinen e J. Santana. “Agent-Based Simulation of Day-Ahead Energy Markets: Impact of Forecast Uncertainty and Market Closing Time on Energy Prices”. Em: *27th International Workshop on Database and Expert Systems Applications (DEXA)*. IEEE, 2016. DOI: [10.1109/DEXA.2016.045](https://doi.org/10.1109/DEXA.2016.045).
- [75] F. Lopes, H. Algarvio e J. Santana. “Agent-Based Simulation of Electricity Markets: Risk Management and Contracts for Difference”. Em: *Agent-based Modelling of Sustainable Behaviors*. Cham, Suíça: Springer International Publishing, 2017. Cap. 10, pp. 207–225. DOI: [10.1007/978-3-319-46331-5_10](https://doi.org/10.1007/978-3-319-46331-5_10).
- [76] F. Lopes e H. Coelho. “Concession Behaviour in Automated Negotiation”. Em: *E-Commerce and Web Technologies*. Heidelberg, Alemanha: Springer Verlag, 2010, pp. 184–194. DOI: [10.1007/978-3-642-15208-5_17](https://doi.org/10.1007/978-3-642-15208-5_17).
- [77] C. Rodrigues. “Impacto da incerteza da Previsão na produção de Energia Eólica e do fecho do mercado diário sobre os preços da Energia”. Dissertação apresentada à Universidade de Lisboa para a obtenção do grau de mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores. Instituto Superior Técnico, 2017.
- [78] REN. *Electricidade Centro de Informação: Estatística Diária - SEN*. URL: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/Estatistica/DiariaDiagrama.aspx> (acedido em 03/06/2019).
- [79] REE. *Península - Seguimiento de la Demanda de Energía Eléctrica*. URL: <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demanda/total> (acedido em 03/06/2019).

A N E X O



**SIMULADOR MULTI-AGENTE MATREM:
INTERFACE GRÁFICA**

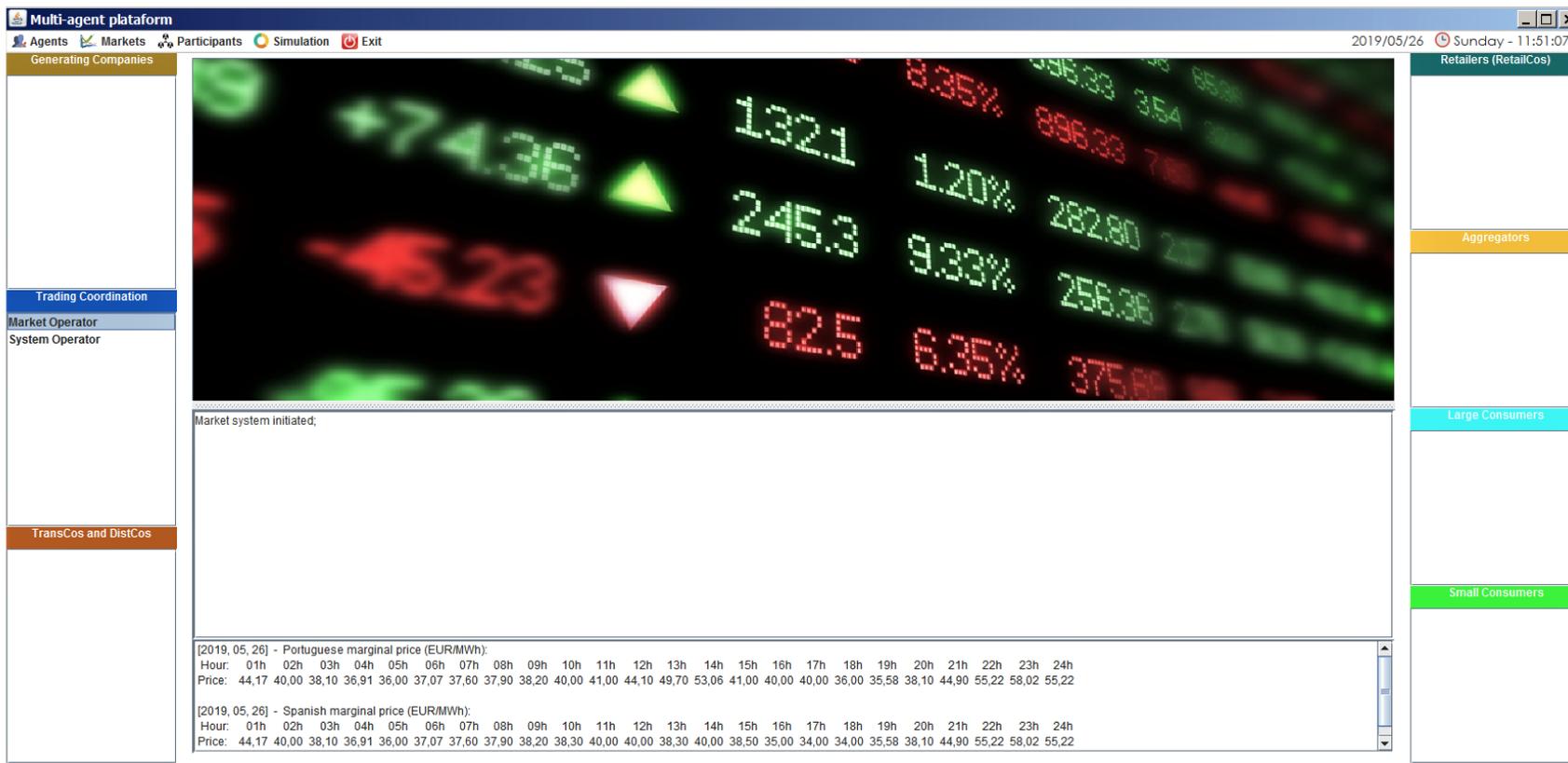


Figura I.1: Janela principal do simulador MATREM.

A N E X O



RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES: CASO ESPANHOL

ANEXO II. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES: CASO ESPANHOL

Tabela II.1: Indicadores chave do EOM: Volume financeiro e valor específico (caso espanhol).

Mês/ Período (2017)	Volume Financeiro do EOM (milhões de €)	Valor Específico do EOM (€/MWh)	Tarifa Média de Apoio à Energia Eólica (€/MWh)
janeiro	322.8	55.3	91.9
fevereiro	317.0	52.9	81.7
março	212.6	37.2	76.9
abril	178.4	36.0	76.2
maio	140.4	33.0	76.5
junho	148.4	37.8	78.1
julho	161.9	38.7	78.9
agosto	140.5	34.6	79.3
setembro	113.0	31.3	80.6
outubro	186.0	48.7	81.9
novembro	237.5	49.5	82.4
dezembro	367.7	55.8	81.0
jan-dez	2526.2	42.6	80.5

Tabela II.2: Custos relacionados com os mecanismos de apoio à energia eólica em Espanha: Custo direto e custo líquido.

Mês/ Período (2017)	Custo Direto do Mecanismo de Apoio (milhões de €)	Volume Financeiro do EOM (milhões de €)	Custo Líquido do Mecanismo de Apoio (milhões de €)
janeiro	99.2	322.8	-223.7
fevereiro	158.0	317.0	-159.0
março	171.0	212.6	-41.6
abril	145.8	178.4	-32.6
maio	108.1	140.4	-32.2
junho	93.0	148.4	-55.4
julho	101.6	161.9	-60.3
agosto	107.8	140.5	-32.8
setembro	93.4	113.0	-19.6
outubro	84.2	186.0	-101.8
novembro	98.8	237.5	-138.7
dezembro	141.5	367.7	-226.2
jan-dez	1402.6	2526.2	-1123.6

Relativamente, a Espanha, o volume financeiro atingiu um valor mínimo em setembro (113.0 milhões de euros), e um valor máximo em dezembro, com um benefício de 367.7 milhões de euros. O valor específico também variou entre esses dois meses, com 31.3 €/MWh e 55.8 €/MWh, respetivamente. No caso de Espanha, as tarifas de apoio também foram disponibilizadas a partir da plataforma *online* da entidade reguladora do país, a CNMC, sendo que também cabe a esta entidade definir o valor das tarifas praticadas. Desta forma, os valores da tarifa média de apoio à energia eólica variaram entre 76.2 €/MWh (em maio) e 91.9 €/MWh (em janeiro).

Considerando todo o período estudado, de janeiro a dezembro de 2017, obteve-se um volume financeiro de 2526.2 milhões de euros. Por outro lado, o custo direto decorrente do mecanismo de apoio variou entre 93.0 e 171.0 milhões de euros, totalizando 1402.6 milhões para todo o período simulado. Por fim, comparando as poupanças obtidas devido ao EOM com o custo direto das tarifas, concluiu-se que em todos os meses o custo líquido do mecanismo de apoio foi negativo, ou seja, o mecanismo de apoio não implicaria custos adicionais para os consumidores, se as reduções de preços decorrentes do EOM fossem tidas em consideração nos preços finais da energia elétrica paga pelos consumidos. Pelo contrário, permitiria uma poupança significativa de cerca de 1123.6 milhões de euros.