

O IMPACTO DA PRODUÇÃO EÓLICA NO PREÇO DE MERCADO

João Emanuel Brazeta Ferreira

Dissertação submetida como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Economia da Empresa e da Concorrência

Orientadora:
Prof.^a Doutora Mónica Meireles

setembro 2016

Agradecimentos

A elaboração da presente dissertação em muito se deve ao contributo dos que me rodeiam, a quem gostaria de expressar os meus reconhecidos agradecimentos:

À minha orientadora, Professora Doutora Mónica Meireles, por desempenhar profundamente bem o papel de professor. Uma das profissões mais importantes na formação do cidadão.

À Patrícia, pelo amor, apoio e lealdade que me afortunam desde o primeiro momento em que a conheci.

Ao Vicente, pela sua compreensão durante a minha ausência.

Queria também agradecer a todos aqueles, que não estando listados, que de uma forma ou de outra me apoiaram na realização desta tese.

Resumo

A produção de energia elétrica proveniente de fontes renováveis como a produção eólica tem crescido consideravelmente nas últimas décadas, não só devido à consciencialização ambiental como também devido à preocupação com a sustentabilidade dos recursos. O aumento deste tipo de produção tem sido uma preocupação de vários países sobretudo na zona europeia. No seguimento das últimas metas comunitárias e do compromisso português assumido na Estratégia Nacional para a Energia 2020, a aposta nas energias renováveis é claramente uma aposta sustentável que promove a eficiência energética, desempenhando um papel fundamental em qualquer País.

O objetivo desta dissertação visa estudar a sensibilidade do mercado ibérico grossista face a uma ausência elevada de produção eólica e estimar quanto custaria produzir a mesma importância de MWh recorrendo às restantes opções de produção. Após esta análise criar-se-ão vários cenários possíveis de investimento futuro em produção elétrica de modo a possuímos maior independência energética face ao exterior, menor emissão de gases com efeito de estufa e menor dívida tarifária.

Através do estudo realizado, podemos verificar que uma diminuição de 400MWh de produção eólica tem um impacto no preço de mercado de mais 0,90€ por hora, enquanto um aumento de 400MWh de produção eólica impacta no preço de mercado menos 1,27€. Quanto aos cenários de investimento, uma vez que a procura de energia tem crescido lentamente, será importante avaliar a continuidade do funcionamento da central de Sines até 2025 e até que se consigam negociar com fornecedores de gás natural provenientes de países politicamente mais estáveis.

Palavras-chave: Produção Eólica, Mercado liberalizado, Impacto no Preço, Cenários de Investimento.

Sistema de Classificação JEL: Q41, Q42

Abstract

The electricity generation from renewable energy sources such as wind power has grown considerably in recent decades, not only because of the environmental awareness but also due to concerns about the sustainability of resources. The increase of this kind of electricity generation has been a concern of many countries especially in the European area. Following the latest EU targets and the Portuguese commitment regarding the National Energy Strategy 2020, investment in renewable energy is clearly a sustainable bet that promotes energy efficiency playing a key role in any country.

This dissertation intends to study the sensitivity of the wholesale Iberian Market towards a high lack of wind electricity generation and to estimate how much it would cost to produce the same amount of MWh using other production options. After this analysis we will create several possible scenarios for future investment in electricity generation to get a greater energy independency, a lower emission of greenhouse gases and a lower tariff debt.

Through this study, we can conclude that a decrease of 400MWh in wind power has an impact on the market price of more 0,90€ per hour, while an increase of 400MWh in wind power has an impact on the market price of less 1.27€ per hour. Concerning the investment scenarios, since the demand for energy has grown slowly, it will be important to evaluate the continuity of the Sines power plant until 2025, and until we are able to negotiate with natural gas suppliers from more politically stable countries.

Keywords: Wind production, Liberalized Market, Impact on Price, Investment Scenarios.

JEL Classification System: Q41, Q42

Índice

1. Introdução	1
1.1 Objetivos	2
1.1.1 Objetivos Gerais	2
1.1.2 Objetivos Específicos	2
1.2 Questões Específicas e Resultados Esperados	3
1.3 Metodologia de Investigação	3
1.4 Estrutura do Trabalho	3
2. Energia e Ambiente	4
2.1 Importância da Energia Elétrica na Sociedade e Economia	4
2.2 Emissões de Gases com Efeito de Estufa	7
2.3 Energias Renováveis	11
2.4 Produção Eólica em Portugal	12
3. Políticas Energéticas em Portugal e na Europa	14
4. O Sistema Elétrico Nacional	19
4.1 Evolução e Caracterização	19
4.2 Cadeia de Valor do Setor Elétrico	25
5. MIBEL	27
5.1 Principais Características	27
5.2 Mercado à Vista	30
5.2.1 Mercado Diário	30
5.2.2 Mercado Intradiário	31
5.3 Mercado a Prazo	31
5.4 Mercado de Contratação Bilateral	31
5.5 Interligação entre Portugal e Espanha	31
5.6 Gestor dos Serviços de Sistema	32

6. Análise da Sensibilidade do Mercado à Produção Eólica	32
6.1 Revisão da Literatura	32
6.2 Problemática da Investigação	36
6.3 Metodologia Utilizada	36
6.4 Resultado Encontrado	44
6.5 Análise de Sensibilidade no Preço de Mercado.....	47
7. Cenários de Investimento	49
7.1 Enquadramento	49
7.1.1 Procura de Eletricidade	49
7.1.2 Oferta de Eletricidade	51
7.1.3 Capacidade Instalada	52
7.2 Pressupostos.....	52
7.2.1 Centrais Térmicas	53
7.2.2 Centrais Hídricas.....	53
7.2.3 PRE	56
7.2.4 Previsões 2030	57
7.3 Custos Marginais de Produção	57
7.3.1 Balanço do Carvão	59
7.3.2 Balanço Gás Natural	60
7.3.3 Saldo Importador	61
7.3.4 Produção	61
8. Considerações Finais	62
Bibliografia.....	65
Anexos.....	71

1. Introdução

É recorrente falar-se dos custos elevados associados à produção de eletricidade a partir do uso de fontes de energias renováveis e no preço elevado dessa produção relativamente às restantes tecnologias de produção. Nos últimos anos, para aumentar a produção de energia elétrica através de fontes renováveis, têm-se utilizado sistemas de incentivos que remuneram cada MWh de energia produzida a um valor fixo (com coeficientes variáveis) com o objetivo de aligeirar os custos elevados de investimento. Esta remuneração tem uma validade média de 15 a 20 anos para tornar segura a produção renovável e para permitir a viabilidade do investimento realizado pelos produtores de energia elétrica. Sendo esta produção de energia elétrica uma energia limpa e subsidiada pelo Estado, o operador da Rede Elétrica Nacional (REN) tem a obrigação de permitir que esta produção seja prioritária na ordem de mérito dos produtores de energia, isto é, a produção de energia renovável, quando existente, é a primeira a entrar na Rede Elétrica Nacional (Proença e Aubyn, 2013).

A forma de cálculo da remuneração fixa (incentivos) tem sido alterada ao longo dos anos de acordo com o tipo de produtor e maturidade da tecnologia. Todavia, em qualquer cenário de investimento, este é recuperado facilmente pelos produtores prevendo-se que após o término do contrato a produção eólica seja paga ao preço médio anual de mercado mais tarifas verdes (*green certificates*), se estiverem disponíveis (Peña *et al.*, 2014).

O conceito de “*green certificate*” assenta no princípio de que o produtor de energia elétrica renovável pode oferecer dois produtos, a energia produzida e o benefício ambiental e social que podem ser transacionados em mercado próprio gerando assim receitas adicionais.

Apesar das fontes de energia renováveis serem inesgotáveis, as mesmas não estão totalmente disponíveis quando desejável e a sua previsibilidade nunca é totalmente correta. A ausência de produção eólica não prevista atempadamente pode provocar um aumento do custo de produção para o Sistema Elétrico Nacional (SEN), tendo este que recorrer a outras formas de produção elétrica mais dispendiosas (Brouwer *et al.*, 2014).

Deste modo, com esta dissertação, pretende-se analisar a relação entre a intermitência da produção de energia eólica e o impacto que gera no preço de mercado. Para isso, será realizada uma análise da sensibilidade do preço da energia elétrica, face a uma carência de produção eólica, num valor de produção igual a uma central termoelétrica à sua plena carga. De seguida, criar-se-ão cenários de investimento em produção elétrica, usando fontes primárias renováveis e/ou não renováveis.

No final desta dissertação, espera-se contribuir positivamente para futuras decisões de investimento, tanto da parte dos produtores como da parte do Sistema Elétrico Nacional.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivos Gerais

Os objetivos gerais da dissertação prendem-se com a análise de vários cenários possíveis que permitam avaliar qual a melhor aposta de investimento em produção elétrica em Portugal. Estes cenários, passam por verificar se a produção atual é suficiente para a procura nacional, e por analisar o impacto na procura, na importação e exportação de energia após supressão de energia proveniente do carvão, uma vez que sem o funcionamento da central de Sines, haverá menos 1200 MW disponíveis a um preço baixo. Deste modo ir-se-á avaliar se é necessário investir em mais produção elétrica, que tipo de produção é mais aconselhável e que impacto terá no Sistema Elétrico Nacional.

1.1.2 Objetivos Específicos

O objetivo específico desta dissertação é analisar qual a sensibilidade do preço de mercado face a uma ausência de produção eólica. A produção eólica apesar de ser previsível nem sempre produz o que foi previsto. Deste modo, é necessário recorrer à produção elétrica produzida por outras fontes, sejam elas fontes renováveis ou não renováveis. Esta substituição habitualmente encarece o preço por MWh no mercado liberalizado. Analisar-se-á também o impacto no preço de mercado devido ao aumento de produção eólica, todavia, não tão detalhado quanto o impacto da ausência.

1.2 Questões Específicas e Resultados Esperados

A questão principal desta dissertação é perceber qual o impacto da produção eólica no preço de mercado, ou seja, como oscila o preço de mercado face a um aumento ou diminuição de produção eólica. Para o efeito, é importante avaliar o impacto das tarifas “*feed-in*” no Sistema Elétrico Nacional e questionar como será remunerada a produção eólica após as tarifas terminarem. Deste modo, é essencial criar cenários de investimento futuros, que contemplem a situação atual do sistema eletroprodutor português, que sejam os mais vantajosos económica e ambientalmente, assim como os mais seguros para a infraestrutura elétrica nacional. Espera-se que os resultados da análise permitam ser um forte indicador para os próximos investimentos na área da eletricidade.

1.3 Metodologia de Investigação

Para realizar a análise da sensibilidade do preço de mercado face a uma ausência de produção eólica, começar-se-á por observar o preço real horário para todas as horas do dia, de todos os dias do ano de 2015, através do ficheiro PBC disponível no *site* OMIE. Depois de se observar esse valor real, será elaborado um novo modelo de cassação com a supressão de 400 MWh de produção eólica, e posteriormente esse novo modelo, será aplicado aos valores horários reais de 2015 retirados do *site* da OMIE, de modo a obter novos preços horários para a nova produção. A diferença entre preços irá realçar a sensibilidade do mercado face à ausência de produção eólica.

1.4 Estrutura do Trabalho

A presente dissertação é constituída por 8 capítulos em que se analisa os seguintes temas:

No 1º capítulo apresentam-se os objetivos gerais e específicos desta dissertação, assim como as questões específicas e a metodologia de investigação.

No 2º capítulo analisa-se o impacto da energia no meio ambiente, enquadrando a importância da eletricidade nos dias correntes assim como a importância da emissão de gases com efeito de estufa.

O 3º capítulo apresenta as políticas energéticas em Portugal evidenciando a aplicação das tarifas “*feed-in*” como meio de incentivo a produtores de energias renováveis.

No 4º capítulo é realizada uma breve caracterização do processo de construção do Sistema Elétrico Nacional assim como da cadeia de valor após o início da liberalização do setor.

O 5º capítulo aborda o funcionamento do mercado liberalizado no MIBEL.

No 6º capítulo apresenta-se o estudo do impacto de uma diminuição ou aumento da produção eólica no preço de mercado da eletricidade. Para o efeito, inicia-se com uma revisão da literatura, onde se expõem os principais contributos de vários autores na medição destes impactos noutros países. Posteriormente, prossegue-se, à apresentação do estudo sobre esse impacto ao caso do MIBEL.

No 7º capítulo é efetuado um enquadramento atual do sistema eletroprodutor português e apresentam-se os cenários futuros de investimento.

Por fim, no 8º capítulo apresentam-se as considerações finais.

2. Energia e Ambiente

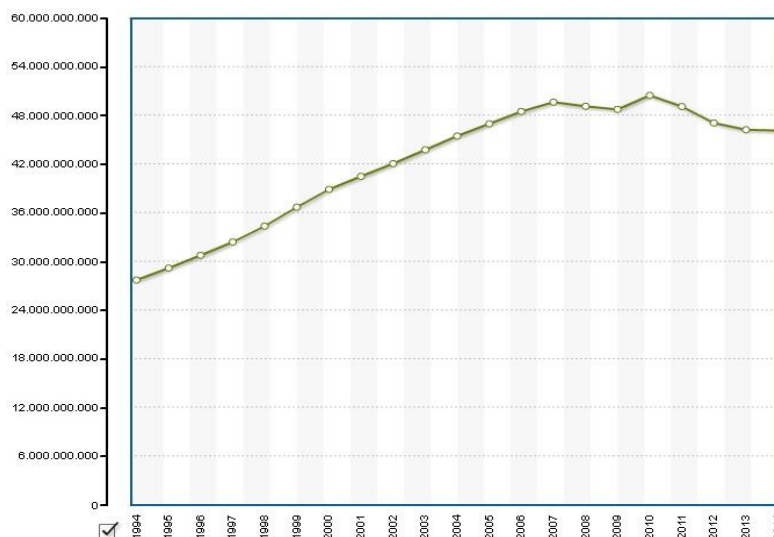
De modo a entender a situação atual do setor elétrico e da necessidade de se produzir mais energia verde, é importante analisar a sua história e evolução ao longo dos anos. Este capítulo será dividido em quatro pontos, o primeiro sobre a importância da energia elétrica, o segundo sobre energias renováveis, o terceiro sobre a produção eólica em Portugal e o 4º sobre a emissão de gases com efeito de estufa (GEEs).

2.1 Importância da Energia Elétrica na Sociedade e Economia

As simplicidades da vida contemporânea como o fácil acesso à eletricidade, fazem parte do nosso quotidiano sem que analisemos toda a infraestrutura por detrás das mesmas. O conforto resultante da energia elétrica e da sua fácil obtenção, provocou um aumento do consumo de energia em todos os setores económicos nas últimas décadas. Podemos, pois, afirmar que a eletricidade é um bem público cujo consumo reflete a qualidade de vida da população e o seu fornecimento é classificado como um Serviço de Interesse Económico Geral.

Como se pode observar no gráfico 1, existiu um aumento significativo no consumo de energia elétrica em Portugal.

Gráfico 1: Consumo total de energia elétrica em Portugal kWh (quilowatt-hora)



Fonte: Pordata (2016a)

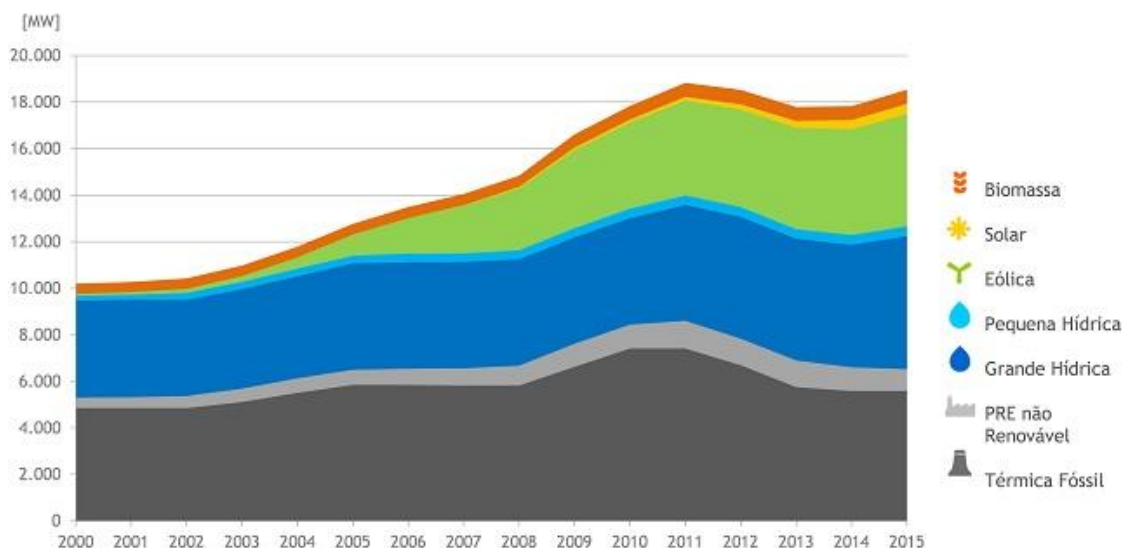
Isto deveu-se ao facto de a eletricidade desempenhar um papel importante no consumo de energia das famílias, indústria e setor dos transportes, que aumentou nas últimas duas décadas, ao contrário do setor da agricultura, silvicultura e pesca.

Para responder a este alargamento da procura de energia elétrica, têm-se utilizado diferentes tecnologias de produção, que utilizam diferentes fontes primárias de energia. Estas fontes primárias de energia são divididas em renováveis e não renováveis, sendo as renováveis aquelas que se renovam continuamente pela natureza e as não renováveis aquelas cujas reservas se esgotam.

O uso intensivo de fontes de energia não renováveis como o carvão, *fuel*, gás natural (entre outros) origina uma grande dependência externa de Portugal face ao exterior, uma vez que o nosso país não as possui, resultando num consequente aumento da fatura energética. Segundo a Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN, 2014a), “a maior utilização dos recursos endógenos renováveis para a produção de eletricidade permitirá reduzir a taxa de dependência energética em 17,3 p.p. em 2030”, relativamente a 2005.

No gráfico 2 observa-se um aumento da capacidade instalada em todas as tecnologias já existentes, embora mais acentuado nas tecnologias renováveis como a eólica e a hídrica.

Gráfico 2: Potência de ligação à rede dos centros eletroprodutores, em Portugal (2000-2015)



Fonte: APREN (2016b)

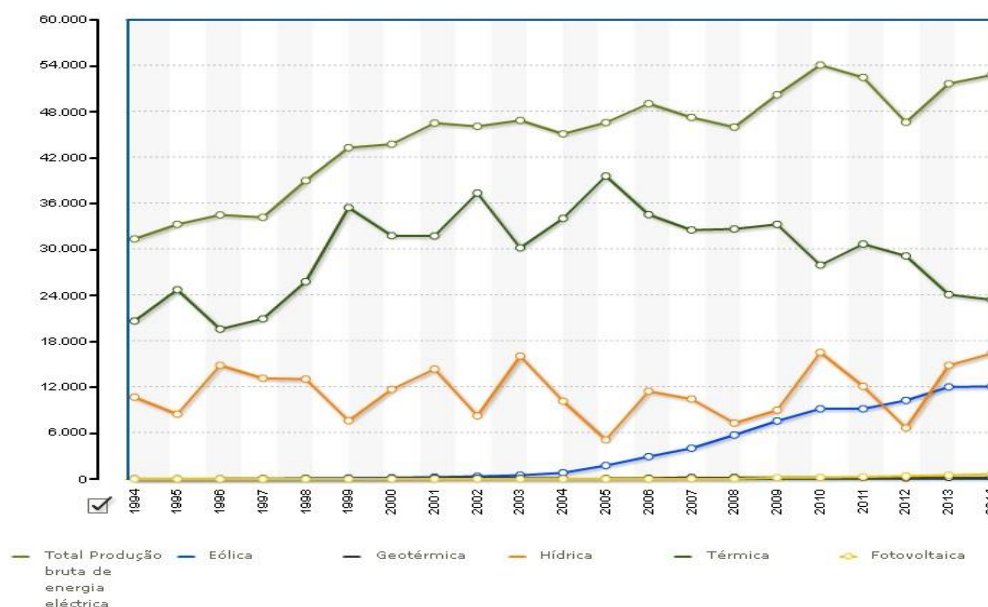
As tecnologias não renováveis não sofreram grandes alterações, tendo inclusive diminuído a potência instalada desde 2011. Da análise deste gráfico, é igualmente de salientar a introdução da tecnologia solar em 2006, que não teve o mesmo crescimento que as restantes energias renováveis devido ao elevado custo de implementação.

O gráfico 3 ilustra a produção bruta de energia elétrica total e por tipo de produção, observando-se entre 1994 e 2005, volatilidade na produção de energia hídrica e térmica.

Em anos mais secos, a produção hídrica diminui sendo substituída pela produção térmica, servindo de *back-up* às necessidades do SEN.

Uma das características da produção eólica é não sofrer alterações na sua produção em anos secos, observando-se um crescimento de produção eólica estável à medida que novos parques eólicos entram na rede elétrica.

Gráfico 3: Produção bruta de energia elétrica: total e por tipo de produção, em Portugal – GWh
(GigaWatt-hora)



Fonte: Pordata (2016c)

Verifica-se também que à medida que a produção eólica aumenta, mesmo em anos secos como o ano de 2012, não foi necessário recorrer à produção térmica para colmatar as necessidades da procura.

2.2 Emissões de Gases com Efeito de Estufa

Devido ao aumento do consumo de eletricidade e da produção da mesma, a utilização de combustíveis fósseis no processo de produção de energia elétrica tem originado um aumento de emissões de gases com efeito de estufa (GEEs) contribuindo para o aumento do aquecimento global, colocando em risco gerações futuras assim como os animais e a natureza.

Os principais gases com efeito de estufa, lançados pelo homem, são o dióxido de carbono (CO₂) e o metano, provenientes de várias atividades humanas como a combustão de combustíveis fósseis e o uso de fertilizantes (entre outros). Estes gases em demasia impedem a dissipação do calor terráqueo no espaço (Staudt *et al.*, 2008), o que faz aumentar a temperatura média, contribuindo para a subida do nível dos mares

assim como mudanças nas correntes marítimas e na composição química da água verificando-se acidificação, dessalinização e desoxigenação.

Este aquecimento pode, também, provocar anormalidades no regime de chuvas originando cheias e secas mais graves e frequentes, aumento de furacões tropicais, ondas de calor e de frio que provocam sérios problemas à produção alimentar (Pachauri *et al.*, 2014).

O aquecimento global é, portanto, um fenómeno climático que afeta todo o planeta e que está associado ao aumento das emissões antropogénicas de gases com efeito de estufa, que tem vindo a ocorrer desde a Revolução Industrial.

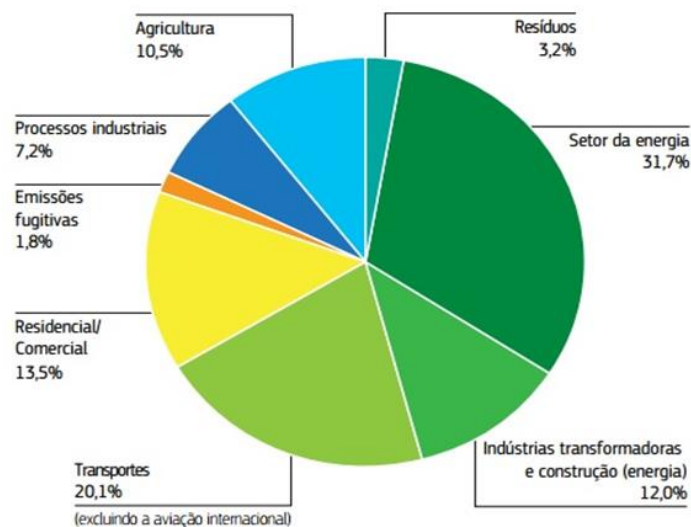
O Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente criado em 15 de dezembro de 1972, tinha como objetivo estruturar as ações internacionais de proteção do meio ambiente e de promoção do desenvolvimento sustentável. Segundo esse Programa, o ponto crítico da quantidade de gases lançados na atmosfera já tinha sido ultrapassado e era inevitável surgirem efeitos cumulativos devastadores (UNEP, 2009).

Segundo Pachauri *et al.*, (2014) que colabora para o IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), seria necessário cortar entre 40% a 70% das emissões de GEE entre 2010 e 2050, em comparação com 1990, para não serem ultrapassados os 2 °C de aquecimento até 2050 - meta estabelecida na Convenção do Clima de 2009 e considerada o limite máximo tolerado para que não se instale um problema ambiental de proporções desastrosas (COP-15, 2009). “Os modelos matemáticos simulando a evolução populacional, economia mundial e procura e oferta de energia, mostram que fica efetivamente quase irrealizável atingir esse objetivo” (O Globo, 2013).

Vários outros estudos realizados recentemente por autoridades internacionais têm apontado na mesma direção (IEA, 2011 e 2015; UNEP, 2014). As emissões de CO₂ continuam a crescer e chegaram a um recorde em 2013, ultrapassando a concentração atmosférica de 400ppm (Montaigne, 2013).

De acordo com o gráfico 4 o setor mais poluente dos 28 países da União Europeia, segundos dados de 2012, é o setor energético, ocupando 31,7% do total das emissões de gases com efeito de estufa, seguido do setor dos transportes.

Gráfico 4: Total das emissões de gases com efeito de estufa por setor nos 28 países da União Europeia em 2012

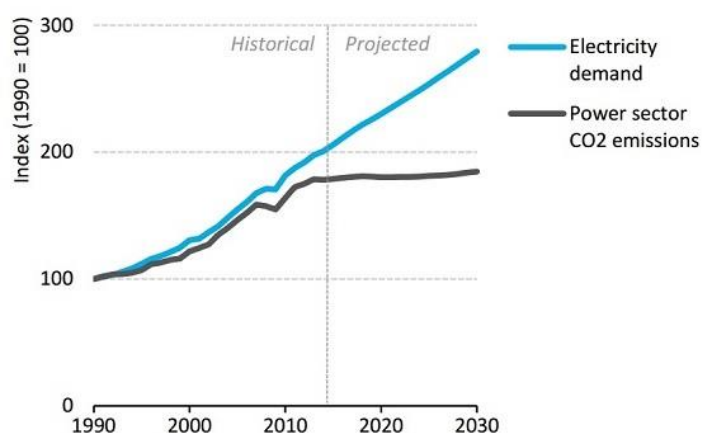


Fonte: Comissão Europeia (2014a)

Como o setor dos transportes, apesar de beneficiar de tecnologia não poluente, não tem conseguido diminuir a emissão de gases com efeito de estufa devido ao aumento de utilizadores (Comissão Europeia, 2016b), enquanto o setor da energia tem conseguido (Comissão Europeia, 2015c), pode-se afirmar que é imperativo continuar a diminuir a elevada emissão de gases com efeito de estufa no setor da energia.

De facto, no gráfico 5 verifica-se que a procura de energia tem aumentado desde 1990 assim como as emissões de gases com efeito de estufa.

Gráfico 5: Procura Mundial de energia e emissões de CO₂ no setor elétrico

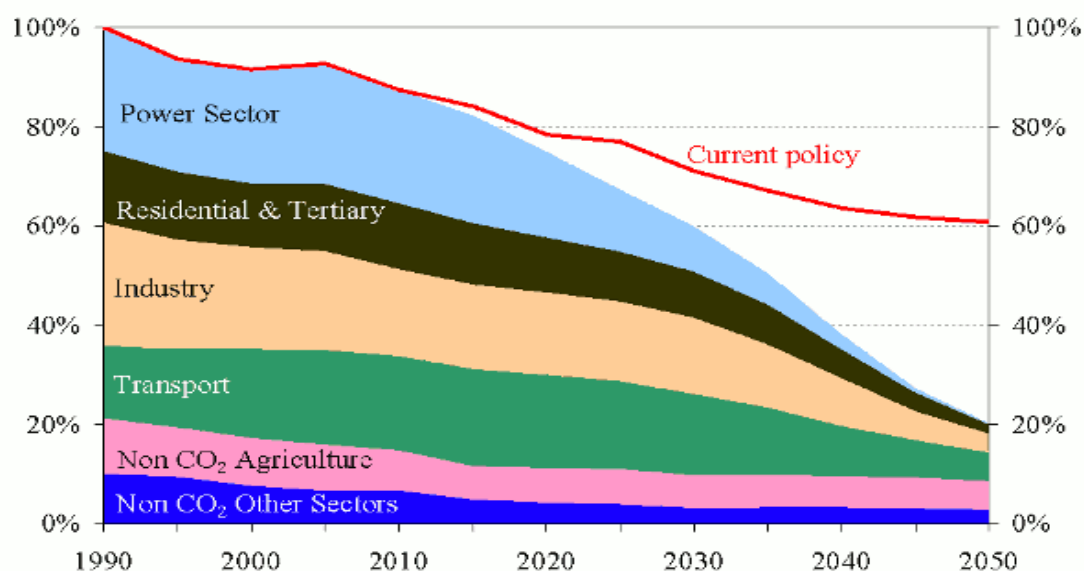


Fonte: AIE - Agência Internacional de Energia (2014)

Todavia, desde 2010 tem-se conseguido não aumentar a emissão de GEE sobretudo devido à utilização de fontes renováveis na produção de energia. De acordo com as projeções da AIE (2014) prevê-se que até 2030 se conseguirá estabilizar a emissão GEE no setor mundial da energia (gráfico 5).

O gráfico 6 mostra a previsão das reduções de emissões de gases com efeito de estufa por setor. Da sua análise constata-se que o setor elétrico é o único setor em que se prevê a redução por completo das suas emissões, em 2050. Tal feito só será possível quando se utilizar a 100% fontes primárias de energia renováveis.

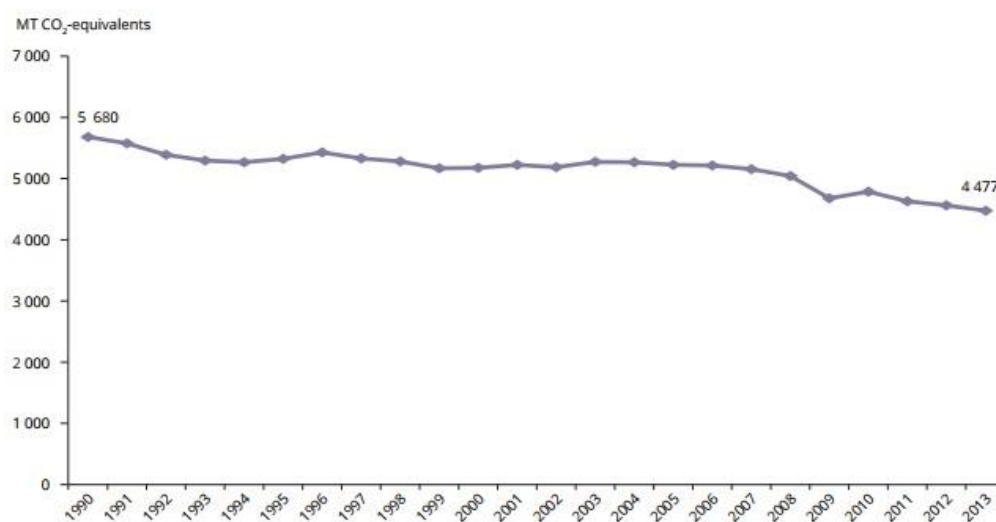
Gráfico 6: Redução nas emissões por setor



Fonte: Comissão Europeia (2016a)

No gráfico 7, observa-se que entre 1990 e 2010 a emissão de gases com efeito de estufa diminuiu muito pouco. A partir de 2010, com o avanço da tecnologia renovável, o aumento das preocupações com o aquecimento global e com a aplicação dos subsídios governamentais como forma de incentivo, a diminuição de gases com efeito de estufa sofreu uma diminuição mais acentuada.

Gráfico 7: Emissão de GEE na Europa período 1990-2013



Fonte: Comissão Europeia (2015a)

Existe um consenso generalizado de que, uma das formas de reduzir os gases com efeito de estufa, será através do aumento da eficiência energética e do aumento da produção de energia através de fontes renováveis. A este propósito, no capítulo 4 serão analisadas as políticas energéticas que têm sido implementadas para responder a esta necessidade.

2.3 Energias Renováveis

As energias renováveis são energias produzidas por fontes de energia não esgotáveis, isto é, que se renovam, ao contrário dos combustíveis fósseis que têm uma vida útil findável. Outra característica destas energias renováveis é o facto de não estarem disponíveis só em determinados territórios, como o caso do petróleo.

As energias renováveis podem ser encontradas na Natureza como o Sol, os ventos, os rios e as suas correntes de água, as marés, os oceanos e até matéria orgânica. Dependendo da fonte de energia, são utilizadas diferentes tecnologias. As mais habituais são as centrais hídricas, os parques eólicos, os parques solares, entre outros.

Uma das fontes renováveis mais utilizadas para produção de energia elétrica é a energia eólica. A energia eólica consiste em utilizar a força do vento para mover as pás do rotor, que ao estar ligado a um aerogerador, quando este atinge determinada rotação, produz energia elétrica.

A potência mecânica disponível numa turbina depende muito da velocidade, intensidade e direção do vento, pelo que, só pelo facto de haver vento, tal pode não ser suficiente para produzir energia elétrica.

As energias renováveis apresentam várias vantagens, nomeadamente a diminuição da dependência energética face aos combustíveis fósseis, a criação de postos de emprego, a autonomia energética do país, entre outros. Mas, a vantagem que mais sobressai é a vantagem de permitir reduzir as emissões de gases com efeito de estufa (GEE).

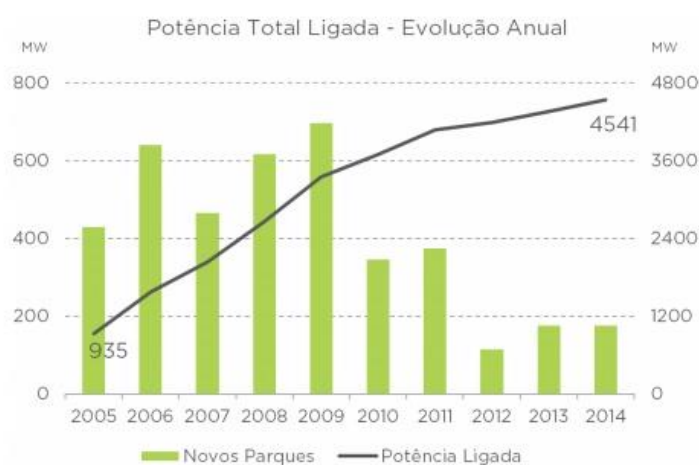
No entanto, as energias renováveis também apresentam desvantagens consoante o género de energia renovável utilizada. Uma das desvantagens, que é inerente a todas as energias renováveis, é o custo elevado de investimento.

Dado que o tema desta dissertação se prende com o estudo da produção de energia eólica, será sobre este tipo de energia que o aprofundamento da análise se fará incidir.

2.4 Produção Eólica em Portugal

O gráfico 8 mostra a evolução da potência eólica instalada em Portugal. Em 2014 a potência instalada era de 4844MW. Todavia face a limitações existentes, nomeadamente ao nível do reforço da rede, em particular nas regiões do interior onde a RNT não era tão desenvolvida, a potência instalada ligada à rede foi apenas de 4541MW, representando 26% da potência total ligada ao Sistema Elétrico Nacional (REN, 2014).

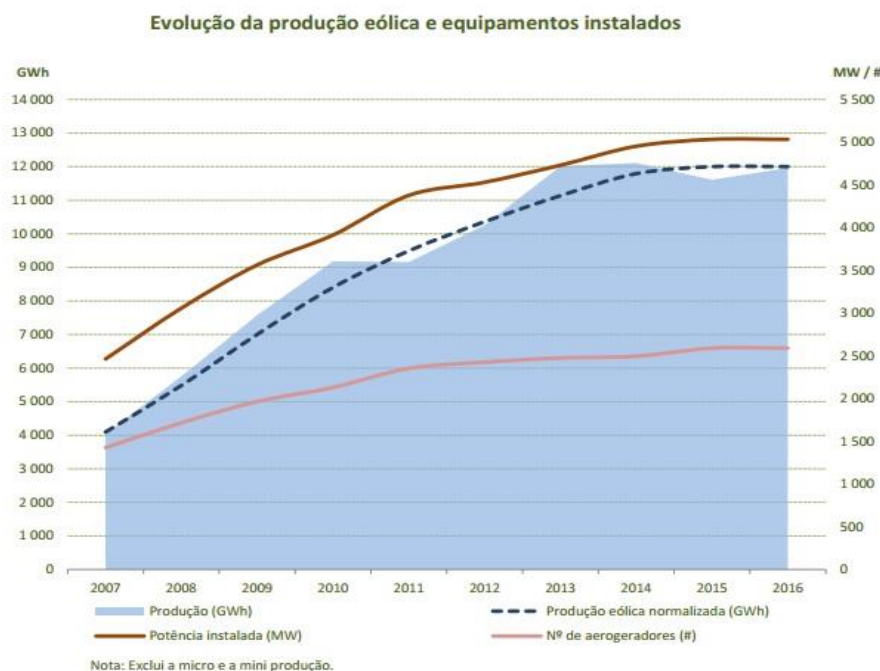
Gráfico 8: Potência Total Ligada – Evolução Anual



Fonte: REN (2014)

O gráfico 9 ilustra a evolução da produção eólica em Portugal. Da sua análise, observa-se um aumento significativo desta produção em resultado da instalação de grande parte dos aerogeradores entre 2005 e 2012.

Gráfico 9: Evolução da produção eólica e equipamentos instalados



Fonte: APREN (2016a)

A potência normalizada é uma estimativa da potência possível de se produzir, que se obtém dividindo cada valor de produção no período de tempo estudado pelo seu valor máximo.

O investimento em energias renováveis é importante por vários motivos, não só permitem gerar emprego direto e indireto contribuindo de forma positiva para o PIB (APREN, 2014b), como também permitem diminuir a dependência energética (DGEG, 2014), ao diminuir a importação de combustíveis fósseis e os custos relativos à emissão de CO₂. No que concerne aos custos que as renováveis acarretam, tarifas “*feed-in*”, estas também estão a diminuir progressivamente à medida que estas tecnologias amadurecem e diminuem os custos de implementação.

Na última conferência da APREN realizada em dezembro de 2015, concluiu-se que o desafio para os próximos anos será conciliar os objetivos económicos, preocupações ambientais e infraestruturas. No futuro, o setor energético ficará totalmente irreconhecível dado o declínio do petróleo e a ascensão do gás natural e das energias renováveis. Com a eletrificação das indústrias mundiais, é expectável que o consumo de energia cresça entre 40% e 60% nos próximos 30 anos pelo que continuará a ser imperativo apostar em energias limpas. De acordo com Costa e Silva “Espera-se que sejam desenvolvidas novas tecnologias que permitam produzir energia renovável através do mar, pois este esconde uma fábrica imensa de energia e com engenho humano ela vai aparecer” (Semanário Sol, 2015).

3. Políticas Energéticas em Portugal e na Europa

Em 17 de junho de 2010 o Conselho Europeu de Bruxelas adotou formalmente a Estratégia Europeia para a Energia e Alterações Climáticas com o objetivo de reduzir em 20% as emissões de gases com efeito de estufa até 2020, relativamente a dados de 1990, aumentar a eficiência energética através da redução em 20% do consumo de energia, aumentar em 20% a produção de energia através de fontes renováveis e aumentar em 10% a produção proveniente de biocombustíveis (Council of the European Union, 2010).

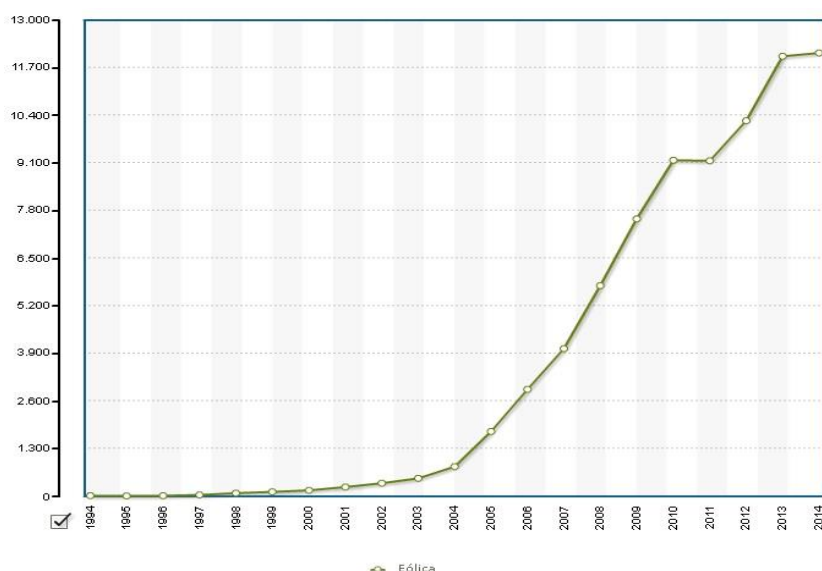
Em dezembro de 2015 teve lugar a Conferência da ONU sobre Alterações Climáticas, oficialmente conhecida como a 21ª Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, em Le Bourget, perto de Paris.

Representantes de 195 países aprovaram um novo tratado internacional mais ambicioso do que a Estratégia Europeia para a Energia e Alterações Climáticas, que os envolverá coletivamente, no sentido de não ultrapassarem a subida da temperatura do planeta em 1,5 °C. As principais metas da Cimeira de Paris, a alcançar até o ano de 2030, são:

- Redução de pelo menos 40% das emissões de gases com efeito de estufa
- Ter pelo menos 27% de quota em energias renováveis
- Melhorar pelo menos 27% a eficiência energética

Em Portugal, a partir de 1999, verificou-se um aumento acentuado da produção de eletricidade a partir de energias renováveis que resultou da aprovação do Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de maio, que definiu a atribuição de subsídios “*feed-in-tariffs*”, como se pode verificar no gráfico 10.

Gráfico 10: Produção de energia eólica em Portugal (1995-2014)



Fonte: Pordata (2016d)

A tarifa *feed-in*, também conhecida como remuneração bonificada, é um instrumento de política energética e ambiental utilizada pelo Governo para incentivar os produtores de energia elétrica a investirem em energias renováveis na produção de eletricidade. Esta tarifa remunerava os produtores num valor fixo acima do preço médio de produção para oferecer uma maior estabilidade aos investidores do retorno do seu investimento e assim fomentar uma aceleração de investimento na produção eólica (EIA, 2013).

Por outro lado, era concedido uma prioridade a esta produção renovável no acesso à rede de eletricidade, permitindo aos investidores rentabilizar totalmente a sua produção.

Em Portugal, a legislação que permitiu, pela primeira vez, a produção de energia elétrica por pessoas singulares ou coletivas de direito público ou privado teve início no Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio. Este Decreto-Lei veio rever o anterior Decreto-Lei n.º 29/81 que tinha bastantes limitações para a implementação eficaz de centrais de produção renovável. Com o novo Decreto-Lei foi possível simplificar a obtenção de

4. Pagamento ambiental ao evitar emissões de CO₂ no valor de 0,015 PTE por gCO₂.
5. Coeficiente para ajustar os preços à inflação numa perspetiva mensal.
6. Fator ajustado por se evitar perdas de energia.

As tarifas *feed-in* têm um período de duração limitado, findo o qual as centrais passam a ser remuneradas pela tarifa de mercado que tem um valor inferior. Em 2015, o preço médio de mercado rondou os 50€ por MWh, o que comparativamente com o valor médio de 70€ das tarifas *feed-in* permite verificar o impacto elevado que estas tarifas têm no SEN (APREN, 2011). Em 2001, através do Decreto-Lei n.º 339-C/2001, foi introduzido um coeficiente de energia (Z) à fórmula de cálculo da figura 1 aplicado apenas à componente ambiental. A produção eólica, solar e hídrica tinham coeficientes superiores a 1. No caso da produção eólica, o seu coeficiente era ajustado para baixo se o número de horas anual superasse o desejado e fixado, ou seja, se houvesse uma produção acima da quantidade fixada, a remuneração por MWh seria mais baixa, mas o incentivo não deixava de ser apelativo visto que essa remuneração permitia, ainda assim, minimizar os custos de incentivo.

Na Tabela 1 podemos verificar as alterações sofridas nos coeficientes das várias energias renováveis com os sucessivos Decretos-Lei:

Tabela 1: Comparação do coeficiente Z para os Decretos-Lei n.º 339-C/2001, 33-A/2005 e 225/2007

	DL 339C/2001	DL 33A/2005	DL 225/2007
Wind	< 2000 h – 1,7 2000 – 2200 h – 1,3 2200 – 2400 h – 0,95 2400 – 2600 h – 0,65 >2600 h – 0,4		4,6
Solar	> 5 kW – 6,55 ≤ 5 kW – 12	Up to 150 MW > 5 kW – 35 ≤ 5 kW – 52	Up to 150 MW > 5 kW – 35 ≤ 5 kW – 52 Thermoelectric ≤ 10 MW – 29,3 > 10 MW – 15-20

Hydro	1,2	$\leq 10 \text{ MW} - 4,5$ $> 10 \text{ MW} - \text{less } 0,075/\text{MW over } 10 \text{ MW}$	
Wave	6,35 (< 20 MW national capacity)	1	Demonstration - up to 20 MW national capacity and 4 MW installed capacity – 28,4 Pre-commercial - up to 100 MW national capacity and 20 MW installed capacity – 16-22
Biomass	1	Up to 150 MW Forest waste – 8,2 Animal waste – 7,5	Up to 250 MW Forest waste – 8,2 Animal waste – 7,5 Landfill biogas: $\leq 20 \text{ MW national capacity} - 7,5$
Waste		Up to 50 MW Landfill biogas – 7,5	Up to 50 MW – 3,8
	1	3,8	Up to 150 MW MSW – 1 RDF – 3,8
Geothermal	1	1	1

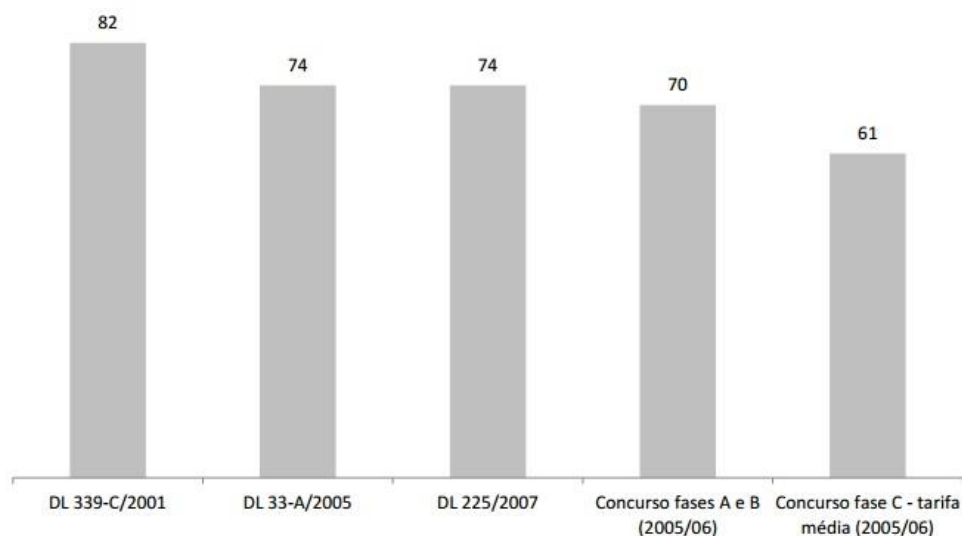
Fonte: Netto (2013)

No entanto, o investimento em energia renovável tem que ser sustentável (Brito, A., 2013). Quando as tecnologias são recentes os incentivos tendem a ser mais elevados. Dado que a tecnologia associada à produção de energia eólica já se encontra madura, a proteção aos investidores terá que diminuir, caso contrário, os custos suportados pelos consumidores serão cada vez maiores o que provocará um impacto na economia do país.

Neste sentido, o cálculo da tarifa tem sido ajustado ao longo dos anos consoante a maturidade da tecnologia utilizada, cujas atualizações são publicadas em DL. Em 2012, no concurso da fase C, Portugal tinha a tarifa eólica dos últimos concursos mais baixa da Europa (APREN, 2012).

Como se pode verificar na figura 2, o valor da tarifa bonificada tem diminuído significativamente com os ajustamentos que vão sendo realizados ao seu cálculo.

Figura 2: Tarifas para novos projetos eólicos Eur/MW



Fonte: APREN (2012)

Após o término do período de bonificação, a produção eólica passará a estar exclusivamente dependente dos preços de mercados, como já é feito em Espanha. A *feed-in tariff* é dos instrumentos mais utilizados no incentivo à produção de eletricidade a partir de fontes renováveis, tendo sido adotada por mais de 80 jurisdições em todo o mundo. (Renewable Energy World, 2011).

4. O Sistema Elétrico Nacional

4.1 Evolução e Caracterização

Em 1944, o setor elétrico Português era orientado pelo Estado através de empresas concessionárias aos municípios. A Lei nº 2002, de 26 de dezembro de 1944, estabeleceu os princípios da produção, transporte e distribuição de energia elétrica assim como a eletrificação nacional, como responsabilidade Estatal. A sua produção seria principalmente de origem hidráulica pelo que a produção a partir de centrais térmicas desempenharia funções de reserva e apoio e o Estado determinaria a paralisação temporária ou definitiva dessas centrais, sobretudo das que utilizassem combustíveis importados, sempre que fosse possível colocar energia de origem hidráulica nas suas barras ou nos centros de consumo em condições não mais onerosas.

Mais, tarde, em 1975 o setor da eletricidade passou a ser caracterizado por um elevado número de entidades atuantes que dificultavam a política de eletrificação global acelerada, dado as suas dimensões inaceitáveis, sobreposições de redes e excesso de diversidade tarifária. Com a promulgação do Decreto-Lei nº 205-G/75 de 16 de abril são declaradas nacionalizadas as sociedades exploradoras do serviço público de produção, transporte e distribuição de energia elétrica a seguir indicadas:

- AES-Aliança Eléctrica do Sul, S. A. R. L.;
- CEAL-Companhia Eléctrica do Alentejo e Algarve, S. A. R. L.;
- CEB-Companhia Eléctrica das Beiras, S. A. R. L.;
- CHENOP-Companhia Hidroeléctrica do Norte de Portugal, S. A. R. L.;
- CRGE-Companhias Reunidas Gás e Electricidade, S. A. R. L.;
- CPE-Companhia Portuguesa de Electricidade, S. A. R. L.;
- ED-Eléctrica Duriense, Ld^a;
- EHEC-Empresa Hidroeléctrica do Coura, S. A. R. L.;
- EHESE-Empresa Hidroeléctrica da Serra da Estrela, S. A. R. L.;
- EIE-Empresa Insular de Electricidade (Ponta Delgada), S. A. R. L.;
- HEAA-Hidroeléctrica do Alto Alentejo, S. A. R. L.;
- HEP-Hidroeléctrica Portuguesa, S. A. R. L.;
- SEOL-Sociedade Eléctrica do Oeste, Ld^a;
- UEP-União Eléctrica Portuguesa, S. A. R. L.

Na sequência desse Decreto-Lei criou-se uma única empresa de produção de eletricidade: a Electricidade de Portugal – Empresa Pública, abreviadamente EDP, através do Decreto-Lei 502/76 de 30 de junho.

A EDP, que detinha o monopólio estatal, tinha como principal objetivo o “estabelecimento e a exploração do serviço público de produção, transporte e distribuição de energia elétrica no território do continente, para promover e satisfazer as exigências de desenvolvimento social e económico de toda a população”. Art.º 2.º - 1. do presente Decreto-Lei.

Mais tarde, com o Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, estabeleceu-se as regras aplicáveis à produção de energia elétrica a partir de recursos renováveis e à produção combinada de calor e eletricidade por pessoas singulares ou por pessoas coletivas de direito público ou privado. Foi este o ponto de partida para o processo de liberalização do setor elétrico em Portugal conjugado com a entrada em vigor da Diretiva 96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de dezembro, que definiu regras coletivas para o mercado interno de eletricidade.

Em 1995, a União Europeia definiu como objetivos da Política Europeia de Energia, a competitividade global, a segurança no fornecimento de energia e a proteção ambiental (European Commission, 1995). A liberalização do mercado interno de eletricidade e gás natural passou a ser prioridade para o setor energético.

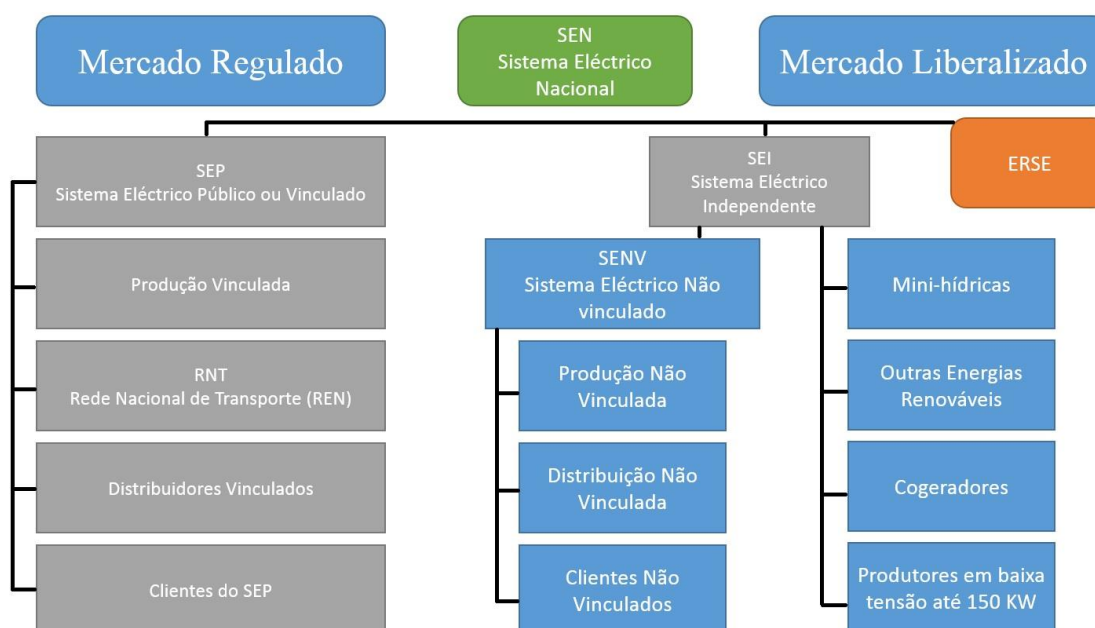
Em Portugal, a liberalização do setor elétrico materializou-se através dos Decretos-Lei 182/95-187/95. Com este pacote legislativo reestruturou-se o Serviço Eléctrico Nacional (SEN) que se dividiu no Sistema Eléctrico de Serviço Público ou Vinculado (SEP) e no Sistema Eléctrico Independente ou Não Vinculado (SEI), no qual ainda se pode distinguir o Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV) e os Produtores em Regime Especial. Em cada um destes sistemas, SEP e SEI, existem cinco atividades principais:

- Produção
- Transporte
- Distribuição
- Comercialização
- Operações de mercado

As instalações de serviço público destinadas ao transporte e distribuição de energia elétrica constituem a Rede Eléctrica de Serviço Público.

A figura 3, ajuda a compreender toda a estrutura do setor elétrico português.

Figura 3: Estrutura do setor elétrico português



Fonte: Adotado de Lourenço (2000)

O SEP é obrigado a assegurar o fornecimento de energia elétrica para o território continental como um serviço público, compreendendo as atividades de produção, transporte e distribuição.

Os produtores vinculados são possuidores de Contratos de Aquisição de Energia (CAE) ao abrigo do Decreto-Lei n.º 183/95, de 27 de julho, no qual o produtor se compromete a vender à entidade concessionária da RNT a capacidade total da instalação produtora de acordo com as condições técnicas e comerciais nelas estabelecidas (ERSE, 2016).

Estes Contratos de Aquisição de Energia permitiam, previamente ao funcionamento em regime de mercado, remunerar o eletroprodutor com um determinado preço aderente à eletricidade para que este garantisse a continuidade em atividade. Após a liberalização do mercado, procedeu-se à conversão dos CAE relativos às centrais da EDP Produção, nomeadamente a partir de 1 de julho de 2007, através da aplicação das medidas compensatórias previstas no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio. Manteve-se, no entanto, em vigor os CAE com a Tejo Energia (central do Pego) e a Turbogás (central da Tapada do Outeiro), geridos pela REN Trading.

A REN deve, assim, revender nos mercados organizados a energia elétrica produzida pelas centrais envolvidas por estes dois CAE e remunerar esta energia aos custos circunscritos nos respetivos CAE.

A RNT detém a concessão para operar o transporte de energia exclusivamente como um serviço público sendo a Rede Eléctrica Nacional (REN) a atual empresa responsável.

Os produtores e clientes não vinculados do SENV podem usufruir das atividades de transporte e distribuição do SEP mediante o pagamento de uma tarifa regulada. Estes agentes externos têm agora a possibilidade de comprar ou vender energia assim como a possibilidade de realizar transações comerciais transfronteiriças utilizando as interligações da rede elétrica.

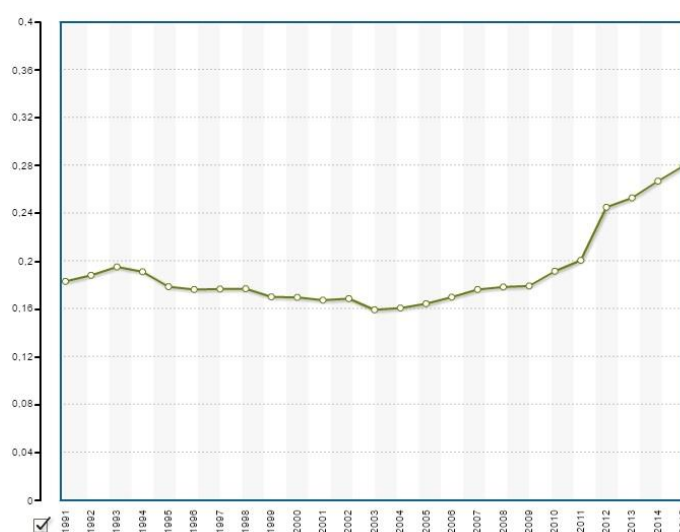
Para regular ambos os sistemas e a interação entre ambos, surgiu a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) que tem como competências (ERSE, 2009d):

- Fixação de tarifas de acesso à rede
- Fixação de preços regulados
- Proteção dos direitos e interesses dos consumidores
- Fiscalização da aplicação dos regulamentos e do seu cumprimento

Com o fim do monopólio Estatal, as atividades de produção e comercialização abriram-se à concorrência. A liberalização da comercialização de eletricidade em Portugal teve início em 1995 para grandes consumidores e concluiu-se em 2004 para todos os restantes consumidores. A liberalização deu a possibilidade aos consumidores de escolherem o seu fornecedor, entre várias empresas comercializadoras. Estas passariam a concorrer entre si com as mesmas condições e preços, estipulando cada empresa o seu preço a comercializar, respeitando as regras da concorrência. Com o processo de liberalização pretendia-se aumentar a concorrência para tornar as tarifas mais favoráveis para os clientes finais.

Todavia, como se pode verificar no gráfico 11 o preço final para os consumidores de eletricidade não tem vindo a descer desde a liberalização do mercado ibérico de eletricidade.

Gráfico 11: Preços correntes de eletricidade em Portugal período 1991-2015

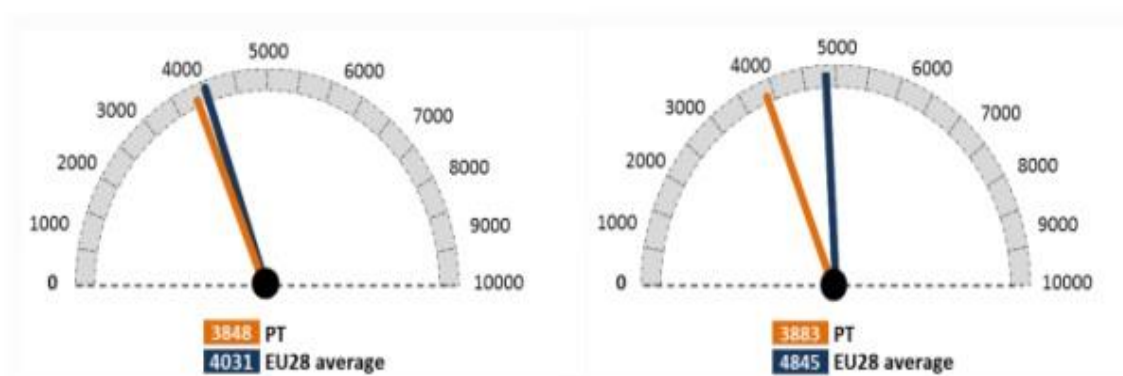


Fonte: Pordata (2016b)

Apesar de haver livre concorrência entre *players*, as barreiras à entrada continuam muito elevadas permitindo que somente algumas empresas consigam ter sucesso no mercado de eletricidade. De uma situação de monopólio (antes da liberalização) passou-se para uma situação de monopólio com franja competitiva e, mais recentemente, para uma situação de oligopólio.

De facto, como se pode verificar na figura 4, continua a haver uma concentração de mercado elevada na produção de eletricidade (esquerda) e no fornecimento de gás natural (direita), apesar dessa concentração se encontrar abaixo da média europeia.

Figura 4: Índice Herfindahl da produção de eletricidade e fornecimento de gás em Portugal 2013



Fonte: Comissão Europeia (2015b)

A principal empresa de eletricidade - a Electricidade de Portugal - foi sofrendo alterações no decorrer dos anos como se vê na figura 5, passando de empresa pública de capitais exclusivamente públicos a Sociedade Anónima com uma participação pública minoritária.

Figura 5: História da marca EDP



Fonte: EDP (2016b)

Através do Decreto-Lei n.º 106-A/2011, de 26 de outubro, no decorrer da 8ª fase de privatização da EDP, a participação da Parpública foi reduzida para 0% no capital da EDP, tornando a China Three Gorges o sócio maioritário com 21,35% da estrutura acionista (EDP, 2016a).

A China Three Gorges é uma empresa estatal chinesa de energia e uma das maiores empresas de energia do mundo. Presente em 40 países, a empresa é hoje a maior produtora de energia hidroelétrica do mundo, com capacidade instalada de aproximadamente 100 GW, tanto em operação como em construção (CTGBR, 2016).

4.2 Cadeia de Valor do Setor Elétrico

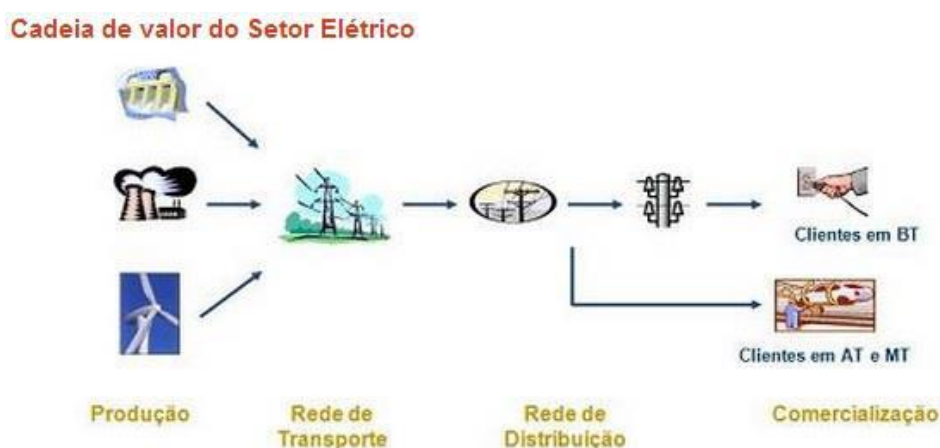
Para se conseguir consumir eletricidade é imprescindível que esta seja produzida e futuramente transportada e distribuída até à instalação do consumidor. Através do Decreto-Lei n.º 29/2006 republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, este percurso integra o exercício de várias etapas que evidenciam a cadeia de valor do Setor Elétrico Nacional:

- a) Produção de eletricidade;
- b) Transporte de eletricidade;

- c) Distribuição de eletricidade;
- d) Comercialização de eletricidade;
- e) Operação de mercados organizados de eletricidade;
- f) Operação logística de mudança de comercializador de eletricidade;
- g) Outras atividades relacionadas com a prestação de serviços no âmbito do mercado integrado no SEN.

Na figura 6 podemos observar todos os processos da cadeia de valor do setor elétrico, desde a produção até à comercialização.

Figura 6: Cadeia de valor do Setor Elétrico



Fonte: ERSE (2009a)

A produção de eletricidade é efetuada através da utilização de diversas tecnologias e de várias fontes primárias de energia. Em Portugal, a produção de energia encontra-se aberta à concorrência, pelo que é realizada por diversas empresas.

A rede de transporte de energia transporta a energia dos centros produtores, em muito alta tensão, até aos centros de consumo. Em Portugal a rede de transporte de energia é efetuada por uma única empresa, a Rede Elétrica Nacional (REN).

Após o transporte em muito alta tensão, é necessário distribuir a energia através das redes de distribuição de alta, média e baixa tensão, para os consumidores finais.

Em Portugal esta rede de distribuição é efetuada por uma única empresa, EDP – Distribuição.

Como as atividades de transporte e distribuição apresentam características de monopólio natural e, por conseguinte, economias de escala, elas mantiveram-se em monopólio e não foram abertas à concorrência, pelo que estas atividades foram concessionadas. Um Monopólio Natural é uma situação de mercado em que o investimento inicial necessário para realizar determinada tarefa é muito elevado e os custos marginais são baixos. Por esse motivo, este tipo de mercado é caracterizado por economias à escala, situação que ocorre quando os custos médios de produção de longo prazo diminuem à medida que a quantidade produzida aumenta. Neste sentido, as empresas de grande dimensão tornam-se mais competitivas do que as empresas de pequena dimensão, pelo que nesta situação de mercado é mais eficiente existir somente um fornecedor do serviço para cobrir toda a necessidade do mercado. Deste modo, não existindo concorrência, os Monopólios Naturais privados têm que ser regulados.

As empresas comercializadoras de energia são aquelas que gerem a relação com os consumidores, inclusive faturação e serviço ao cliente. Esta comercialização pode ser feita através do mercado livre, através dos comercializadores livres ou no mercado regulado com o comercializador de último recurso.

5. MIBEL

5.1 Principais Características

Em 1998, as administrações portuguesas e espanholas deram início a estudos e conversações para progressivamente suprimirem barreiras e criarem o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL).

A criação do MIBEL não foi apenas uma decisão política em linha com a orientação Europeia de criar um mercado interno para a energia, mas também uma oportunidade para os agentes dos dois países e das suas economias de alargarem os seus mercados, como consequência da liberalização do setor elétrico português e espanhol.

O processo de liberalização dos setores elétricos europeus, na sua maior parte, foi realizado de forma faseada e em Portugal a construção do Mercado Ibérico de

Eletricidade seguiu uma metodologia semelhante. O MIBEL integra uma iniciativa coletiva dos Governos de Portugal e de Espanha visando a construção de um mercado regional de eletricidade.

Destacam-se os seguintes momentos do processo de liberalização (OMIP, 2016):

- Em novembro de 2001 celebra-se o “Protocolo de colaboração entre as Administrações espanhola e portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade”.
- Em outubro de 2004 é assinado o “Acordo de Santiago de Compostela”, que permitiu a constituição do Mercado Ibérico de Electricidade possibilitando aos operadores dos sistemas elétricos dos países signatários desenvolverem a sua atividade em toda a Península Ibérica.
- Em novembro de 2006, realiza-se a XXII.^a Cimeira Luso-Espanhola em Badajoz.
- Em novembro de 2006 é assinado, em Braga, o Acordo que revê o acordo de Santiago.

Com a realização do MIBEL, tornou-se praticável a qualquer consumidor de eletricidade ibérico, comprar energia elétrica num regime de livre concorrência a qualquer produtor ou comercializador que opere em Portugal ou Espanha.

O MIBEL tem como principais objetivos (OMIP, 2016):

- Beneficiar os consumidores de eletricidade dos dois países, através do processo de integração dos respetivos sistemas elétricos;
- Estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização;
- Favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade de ambos os países, utilizando uma metodologia única e integrada, para toda a península ibérica, de definição dos preços de referência;

- Permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objetividade;
- Favorecer a eficiência económica das empresas do setor elétrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas.

O conselho de reguladores do MIBEL é composto, em Portugal, pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e pela Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM); e, em Espanha, pela Comissão Nacional de Energia (CNE) e pela Comissão Nacional do Mercado de Valores (CNMV). A sua criação decorre do artigo 11.º do Acordo de Santiago de Compostela.

Ambos os Governos acordaram que a gestão dos mercados organizados do MIBEL sustentar-se-ia numa organização bipolar interligada, em que o operador de mercado ibérico (OMI) dividir-se-ia em dois pólos:

- Pólo Português (OMIP)
- Pólo Espanhol (OMIE)

A contratação de energia elétrica no MIBEL realiza-se através dos seguintes mercados:

- Mercados Organizados
 - Mercado à vista
 - Mercado diário
 - Mercado intradiário
 - Mercado a prazo
- Mercados não organizados
 - Mercado livre de contratação bilateral

A gestão do mercado diário e intradiário seria da competência do pólo espanhol (OMIE) enquanto que a gestão dos mercados a prazo seria da competência do pólo Português (OMIP).

5.2 Mercado à Vista

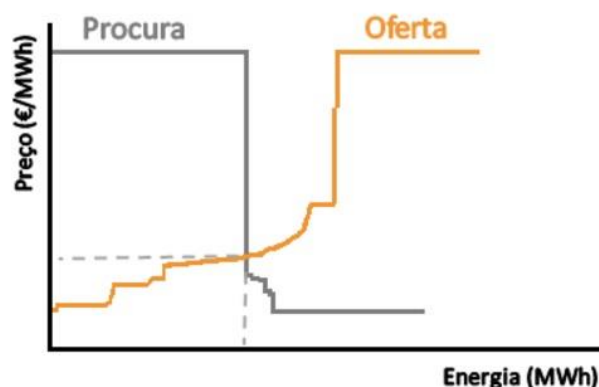
O Mercado à Vista, ou mercado *spot* (*spot market*), é um termo genérico usado para designar mercados onde se negocia ativos para entrega imediata. Este é constituído pelo mercado diário e pelo mercado intradiário.

5.2.1 Mercado Diário

O mercado diário do MIBEL, gerido pelo OMIE, assenta numa plataforma diária de compra e venda de energia, em períodos horários, de entrega física para o dia seguinte ao da contratação, permitindo ajustes nos mercados intradiários seguintes. Este mercado forma um preço para cada hora negociada do dia e para todos os dias do ano, pelo que qualquer agente registado pode ofertar, vender ou comprar energia elétrica mediante indicação do preço e hora de mercado. Esta plataforma gerida pelo OMIE tem como hora de negociação a hora legal espanhola (HOE).

“O preço de mercado é encontrado através de um processo em que se ordenam de forma crescente em preço as ofertas de venda (curva de oferta) e de forma decrescente em preço as ofertas de compra (curva de procura) de eletricidade para uma mesma hora. O preço de mercado (graficamente corresponde ao cruzamento das curvas de oferta e de procura) é o menor dos preços que garante que a oferta satisfaz a procura” (ERSE, 2009c), conforme podemos observar na figura 7.

Figura 7: Preço de mercado



Fonte: ERSE (2009c)

5.2.2 Mercado Intradiário

Por outro lado, o mercado intradiário do MIBEL assenta na ideia de afinar as necessidades de compra e venda mais perto da hora da entrega física, proporcionando a solução de problemas provenientes da produção de energia elétrica ocorridos após o mercado diário. Este mercado ocorre seis vezes no dia da entrega física de eletricidade.

5.3 Mercado a Prazo

Gerido pelo pólo Português, OMIP, o Mercado a Prazo do MIBEL é uma plataforma que permite utilizar instrumentos de gestão de risco sob a forma de derivados. No OMIP negociam-se maioritariamente contratos de futuros mas também é possível negociar contratos *forwards* e *swaps*, com um horizonte temporal superior ao referencial diário. A característica dos contratos de futuros face aos restantes contratos é o facto de os ganhos e perdas resultantes das flutuações de preços, durante a fase de negociação, serem liquidados numa base diária, enquanto os restantes são liquidados no período de entrega do contrato.

5.4 Mercado de Contratação Bilateral

A negociação bilateral é realizada entre os produtores e os restantes agentes qualificados do MIBEL, estabelecendo-se as condições em que os comercializadores e produtores poderão vender energia previamente comprada a outros produtores ou agentes para diversos horizontes temporais, podendo ainda incluir outros exemplos de instrumentos de mercado, como os leilões de libertação de capacidade de produção. Estes leilões são “mecanismos regulados de colocação em mercado da capacidade de produção de um determinado agente, normalmente com o propósito de aumentar a concorrência no mercado eléctrico” (ERSE, 2009e).

5.5 Interligação entre Portugal e Espanha

Na eventualidade de um dos países ser incapaz de absorver todo o fluxo de energia, decorrente das transações dos operadores de mercado, procedeu-se ao desenvolvimento de um mecanismo de gestão de congestionamentos na interligação Portugal – Espanha. Nestas circunstâncias ocorre a Separação dos Mercados (*Market Splitting*) que

determinará o registo de preços diferenciados para a área Portuguesa e para a área Espanhola.

O *Market Splitting* acontece sempre que as interligações entre Portugal e Espanha não consigam cumprir as transações realizadas em mercado. “Sempre que tal ocorre, as regras atuais de mercado determinam que se separem as duas áreas de mercado (...) e que se encontrem preços específicos para cada uma das áreas mencionadas” ERSE (2009c).

5.6 Gestor dos Serviços de Sistema

A gestão dos serviços de sistema em Portugal é da responsabilidade da entidade concessionária da RNT, a REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.. A REN é, por isso, responsável, “no sistema elétrico nacional, pela atividade de transporte de energia elétrica, exercida em exclusivo e em regime de serviço público mediante a atribuição de uma concessão” MIBEL (2016).

6. Análise da Sensibilidade do Mercado à Produção Eólica

6.1 Revisão da Literatura

O investimento em energias renováveis permite reduzir a produção de energia proveniente da utilização de combustíveis fósseis, reduzindo desta forma as emissões de gases com efeito de estufa, contribuindo positivamente para a melhoria do meio ambiente. Deste modo, um investimento elevado em energias renováveis conseguiria reduzir a dependência energética ao não fazer a produção de eletricidade depender maioritariamente de combustíveis fósseis externos, dispendiosos, permitindo reduzir o défice energético. No entanto, o investimento em energia renovável é sustentado com subsídios “*feed-in tariffs*”, cuja produção provoca a necessidade de alterações na infraestrutura elétrica e a sua ineficiência de produção acarreta custos diversos (Clò *et al.*, 2015).

Neste contexto, têm-se desenvolvido estudos de análise do impacto da produção eólica no preço de mercado da eletricidade. De seguida expõem-se alguns deles.

O estudo de Clò et al., (2015) teve como objetivo avaliar se a penetração de energia eólica e solar teve impacto no preço de mercado e, dadas as discussões políticas sobre os incentivos Estatais, avaliar se a redução no preço de mercado foi suficiente para compensar as tarifas. Para o efeito, estudaram os dados horários provenientes do Gestor de Mercado Energético Italiano (GME) desde 1 de janeiro de 2005 até 31 de outubro de 2013. Na sua análise, incluíram preços, consumo, importação, exportação e fornecimento de energia. A produção de energia foi subdividida de acordo com a fonte de energia primária e todos os preços e quantidades referem-se ao dia seguinte, de acordo com as previsões de produção. Os dados horários foram convertidos numa média horária, o que permitiu evitar o ruído excessivo e indesejado que poderia aparecer se fossem utilizados valores horários e reduziu a volatilidade do preço de mercado associado à intermitência de produção de energia renovável. Os autores concluíram que o mercado italiano sofreu várias mudanças nos últimos anos em particular na contração do consumo de energia elétrica bem como no crescimento significativo da energia solar e eólica que alteraram profundamente a produção de eletricidade. O objetivo Europeu para 2020, estimulou esta mudança levando vários Estados-Membros da União Europeia a projetar diferentes regimes de apoio às energias renováveis. De acordo com os autores, estas políticas públicas têm sido justificadas com base em benefícios diretos e indiretos das energias renováveis, uma vez que diminuem a emissão de gases com efeito de estufa, diminuem a dependência energética reduzindo o défice energético e proporcionam trabalho contribuindo positivamente para o PIB. No entanto, o rápido desenvolvimento das energias renováveis implica também custos diretos e indiretos assim como subsídios e custos de desenvolvimento da rede elétrica. Podem inclusive piorar o excedente do produtor aumentando os custos de produção globais. O estudo concluiu, também, que a produção de energia solar poupou menos do que os custos que a sustentam, tendo diminuído o excedente do consumidor. No caso da energia eólica os resultados são contrários dado que os custos de implementação são totalmente compensados pelas poupanças monetárias.

Um outro estudo realizado por De Miera et al. (2008), que tinha como objetivo analisar um benefício habitualmente negligenciado que é a diminuição do preço grossista de eletricidade face à produção eólica, concluiu que existe uma correlação negativa absoluta entre a produção de energia eólica e o preço de mercado grossista, isto é, o

aumento dos custos associados aos subsídios à produção eólica de energia elétrica, que pretendem amenizar o elevado investimento inicial em produção eólica, pode ser compensado pelas reduções de preço de curto e médio prazo no mercado grossista de eletricidade, conduzindo a uma redução nos preços de retalho. Estes autores compararam as mesmas horas do dia de 3 dias consecutivos com níveis idênticos de procura, entre 14 e 16 de fevereiro de 2006, no sentido de identificar a influência da produção eólica no preço de mercado, ignorando os restantes fatores. Apesar de simples, esta metodologia permite atenuar o impacto de distorção decorrente de mudanças nos níveis de procura, nos níveis de preços de combustíveis e de CO₂, nas atividades de manutenção e diferenças de produção hídrica. Após a sua análise, os autores concluem que com a implementação de energias renováveis, é possível alcançar, em simultâneo, a redução de emissões de gases com efeito de estufa e a obtenção de preços de energia mais baixos através das políticas de investimento; e como tal, as tarifas *feed-in* deixam de ser interpretadas como bastante onerosas para o cliente final.

Por outro lado, Ilak *et al.* (2015), cujo estudo avaliou o impacto da geração eólica no preço de geração hídrica, utilizam os primeiros 7 dias de dezembro de 2013 para estudarem o impacto de um erro de previsão da produção eólica. A escolha deste período deveu-se ao facto de estes dias terem sido os piores na previsão de produção eólica. O estudo é realizado através da comparação de uma situação em que existe coordenação de produção entre hídrica e eólica com um caso em que não há coordenação entre ambas, isto é, quando hídrica e eólica funcionam de forma independente uma da outra. A intermitência da produção eólica resultante de um erro de previsão, segundo os autores provocará um aumento do preço da geração hídrica, a geração mais flexível para substituir a carência eólica, pois para colmatar as necessidades energéticas dos consumidores o operador do sistema terá que recorrer a outras formas de produção, ofertadas em mercado e estas ofertas custam mais euros por MWh produzido.

Por sua vez, o estudo realizado por Swinand e O'Mahoney (2015) teve como objetivo estudar o impacto da geração eólica e dos erros de previsão de vento nos preços e custos de energia na Irlanda. Para tal, utilizaram dados públicos provenientes do *site* do SEMO (Southeast Missouri State University) e do *site* da Eirgrid (Operador da Rede da

Irlanda). O SEMO é uma *joint venture* entre a Eirgrid e a SONI (Operador da Rede da Irlanda do Norte).

Todos os dados são registos históricos de *outputs* reais do sistema, registados numa base de meia em meia hora entre janeiro 2008 a dezembro de 2012. Os dados da procura e do preço são provenientes do SEMO, portanto são *outputs* de todo o território. No entanto, para a geração eólica, os dados a partir de fontes públicas só estavam disponíveis para a ROI (Republic Of Ireland).

Devido à falta de dados disponíveis para a Irlanda do Norte ao longo de um período de tempo similar, os autores optaram por usar apenas os dados da ROI. Todavia, como ambos os sistemas são operados como um todo e, tendo em consideração que a ROI representa 72% do mercado total de todo o território e 79% da capacidade eólica instalada, os autores previram que os resultados do seu estudo também poderiam ser aplicados à Irlanda do Norte. Tais microdados de alta frequência permitiram testar se as mudanças de curto prazo na geração eólica na República da Irlanda tiveram quaisquer impactos sobre os custos do sistema. Com este estudo, os autores mostraram que, um aumento de 1% na procura de eletricidade resulta num aumento do SMP (*system marginal price*) em cerca de 1%, enquanto que, um aumento de 1% na geração eólica diminui o SMP em cerca de 0,06%. Mostraram, também, que um erro de previsão de 1% na energia eólica aumenta o SMP em cerca de 0,016%. A procura de eletricidade é estatisticamente significativa e os autores concluíram que esta tem um efeito positivo no SMP, mas este impacto positivo está a diminuir ano após ano. Ao analisarem os estudos, os autores concluíram que à medida que a capacidade eólica aumenta, o efeito da procura de eletricidade no SMP diminui.

O objetivo da presente dissertação é verificar qual é o impacto no preço de energia face a uma diminuição, não prevista, de 400MWh de produção eólica. Ao contrário das hipóteses estudadas por outros autores como por exemplo, Mulder e Scholtens (2013) que passam pela análise diária de fatores económicos, como o monopólio do setor, intensidade da concorrência e custos marginais de produção, e pela análise diária de fatores climáticos como a velocidade do vento, número de horas de sol, intensidade do sol e temperatura de água, pretende-se através de dados reais, referentes a 2015, realizar

uma nova cassação que permita simular, em média, qual o preço de mercado horário para cada dia do ano, decorrente de uma diminuição não prevista na produção eólica.

Deste modo, ao contrário dos estudos existentes na literatura, que mostram o impacto percentual de uma alteração da produção eólica no preço de mercado, este estudo apresenta o novo preço de mercado para uma redução ou aumento específico de 400 MWh de produção eólica. Como o estudo recorre aos dados da curva da procura e oferta reais do mercado português, os valores obtidos mostram o impacto real da produção eólica no preço de mercado.

6.2 Problemática da Investigação

A problemática desta dissertação passa por averiguar qual o impacto no preço de mercado face a uma ausência de produção eólica de 400MWh. A produção de energia eólica é difícil de prever e mesmo utilizando as mais recentes tecnologias para melhorar a previsão, é sempre impossível atingir uma eficácia de previsão de 100%.

Como é imprescindível fornecer toda a procura de eletricidade, a inexistência de produção eólica provocará um sobrecusto ao mercado de energia, uma vez que será necessário comprar produção e esta só está disponível a preços mais elevados, dado que os preços mais baixos são os primeiros a casar em mercado.

Pretende-se, por conseguinte, descobrir qual o custo médio que este impacto provocará utilizando dados reais referentes a 2015. Deste modo, será obtido um valor mais real da sensibilidade de mercado que ajudará os agentes económicos a investir no futuro com base em informação real.

6.3 Metodologia Utilizada

Uma vez que esta dissertação pretende averiguar o impacto da produção eólica no preço de mercado através de dados reais de 2015, retirou-se do *site* do operador de mercado (OMIE) todas as curvas agregadas de oferta e procura do mercado diário do ano de 2015. O preço de mercado só está disponível aos agentes que vão a mercado, que entre outros podemos destacar:

- Comercializadores
- Comercializadores de último recurso
- Consumidores diretos
- Distribuidores
- Produtores
- Produtores em regime especial

Para tal basta aceder ao *site* www.omie.es e clicar em “Acceso a resultados”:

Figura 8: *Site* OMIE



Fonte: OMIE (2016b), acedido em 25 de setembro de 2016

De seguida, escolher a opção “Acceso a ficheros”:

Figura 9: Acesso a ficheiros site OMIE



Fonte: OMIE (2016c), acedido em 25 de setembro de 2016

O ficheiro a escolher é “Curvas agregadas de oferta y demanda del mercado diario”:

Figura 10: Curvas agregadas de oferta y demanda del mercado diario

Acesso a ficheros

[...]/ Directorio: /	
Cabecera de ofertas al MD Capacidad mensual de las interconexiones Capacidad interconexiones tras la casacion Capacidad interconexiones tras las restricciones del MI Capacidad interconexiones tras las restricciones del MD Ficheros comunes Zip comunes Contratación por tipo de unidad Subtotales contratación Intradiario Cuota de unidades de adquisición tras la casación Cuota de unidades de producción tras la casación Cuota de unidades de adquisición tras el último intradiario Cuota de unidades de producción tras el último intradiario Cuota de unidades de adquisición tras el programa diario viable definitivo Cuota de unidades de producción tras el programa diario viable definitivo Cuota de unidades de adquisición al final de todos los mercados (incluido servicios complementarios, tiempo real y medidas) Cuota de unidades de producción al final de todos los mercados (incluido servicios complementarios, tiempo real y medidas) Curvas agregadas de oferta y demanda del mercado diario Zips mensuales con curvas agregadas de oferta y demanda del mercado diario incluyendo unidades de oferta Curvas agregadas de oferta y demanda del mercado intradiario Zips mensuales con curvas agregadas de oferta y demanda del mercado intradiario incluyendo unidades de oferta	[cab] [capacidad_inter_mes] [capacidad_inter_pbc] [capacidad_inter_phf] [capacidad_inter_pvp] [comun] [comunzip] [contratacion_stot] [contratacion_stota] [cuota_pbc_uadq] [cuota_pbc_uprod] [cuota_phf_uadq] [cuota_phf_uprod] [cuota_pvd_uadq] [cuota_pvd_uprod] [cuota_tot_uadq] [cuota_tot_uprod] [curva_pbc] [curva_pbc_uof] [curva_pbc] [curva_pbc_uof] [datospec]

Fonte: OMIE (2016d), acedido em 25 de setembro de 2016

Nestas curvas é possível verificar as ofertas de compra e de venda de todos os agentes inscritos no mercado liberalizado. Cada oferta contém a quantidade de energia em MWh a comprar ou a vender, juntamente com o preço a que os agentes estão dispostos a comprar ou a vender essa energia.

As ofertas de compra e venda contratadas em mercado designam-se habitualmente de ofertas casadas, pelo que, no ficheiro retirado do *site* OMIE, vem discriminado todas as ofertas casadas e não casadas.

O preço de mercado de determinada hora do dia é o preço da última oferta de venda e de compra casada em mercado para essa hora.

A figura 11 apresenta a Curva PBC que contém a listagem das curvas agregadas de compras e vendas e os programas resultantes da cassação entre vendas e compras, em que as quantidades ofertadas são diferenciadas pelo preço.

Figura 11: Curva PBC - (Programa Base de Casación)

```

File Edit Format View Help
1; 01/01/2015;MI;;V;12,3;50,00;C;
1; 01/01/2015;MI;;V;5,0;50,00;C;
1; 01/01/2015;MI;;V;6,0;50,00;C;
1; 01/01/2015;MI;;V;6,8;50,01;C;
1; 01/01/2015;MI;;V;36,5;50,10;C;
2; 01/01/2015;MI;;C;1,8;180,30;O;
2; 01/01/2015;MI;;C;1,2;180,30;O;
2; 01/01/2015;MI;;C;6,3;180,30;O;

```

Fonte: OMIE (2016e), acedido em 25 de setembro de 2016

No exemplo da curva agregada do dia 1 de janeiro de 2015 na H1 (hora 1) de mercado, a última venda casada teve o valor de 50,1€/MWh que pode ser confirmada na figura 12:

Figura 12: Preço de Mercado, H1 de mercado, 1 de janeiro de 2015.



Fonte: OMIE (2016f), acedido em 25 de setembro de 2016

Para simular uma ausência de produção eólica é necessário ter em conta que, para colmatar as necessidades da procura do sistema elétrico, é necessário comprar mais produção, independentemente da sua fonte de energia primária. Compra-se a produção mais barata disponível (não casada) na ordem de mérito da curva de mercado.

Depois de retiradas todas as curvas de oferta e procura do mercado diário referentes a 2015, realizou-se, usando o *software* Excel, uma nova cassação entre as curvas de oferta e de procura, horária, para cada dia do ano de 2015, mas com a supressão de 400MWh de produção eólica.

Esta nova cassação permite verificar não só o valor de venda a que o agente está disposto a vender os próximos MWh de produção, como também, verificar a que preços os compradores estão dispostos a comprar a próxima produção, pois, pode dar-se o caso de o valor da produção seguinte ser mais elevado do que o valor a que o comprador pretende comprar.

A nova cassação realizada apresenta os preços diferenciados por 1 cêntimo, sendo o preço mínimo, 0,00€ e o preço máximo 180,30€, por ser o intervalo de valores permitido no mercado MIBEL (OMIE, 2016g). Assim, trabalhou-se com 18030 linhas de Excel com todos os possíveis preços a contratar.

Como o preço de mercado é obtido quando a curva do preço da venda intersecta a curva do preço de compra, analisou-se o comportamento da procura e da oferta para se encontrar esse equilíbrio.

No caso das compras, começou-se por analisar as ofertas de compra casadas a 180,30€ e os respetivos MWh adquiridos, fazendo a mesma análise para o preço imediatamente abaixo, no valor de 180,29€, e assim sucessivamente até chegar ao valor de 0,00€.

No caso das vendas, começou-se por analisar as ofertas de venda casadas a um preço de 0,00€ e os respetivos MWh vendidos, fazendo a mesma análise para o preço imediatamente superior, no valor de 0,01€, e assim sucessivamente com acréscimos de 1 cêntimo até chegar ao máximo de 180,30€. Foi necessária esta minuciosidade devido a analisar-se 24 horas por dia, 365 dias do ano, pois é expectável que durante as 8760

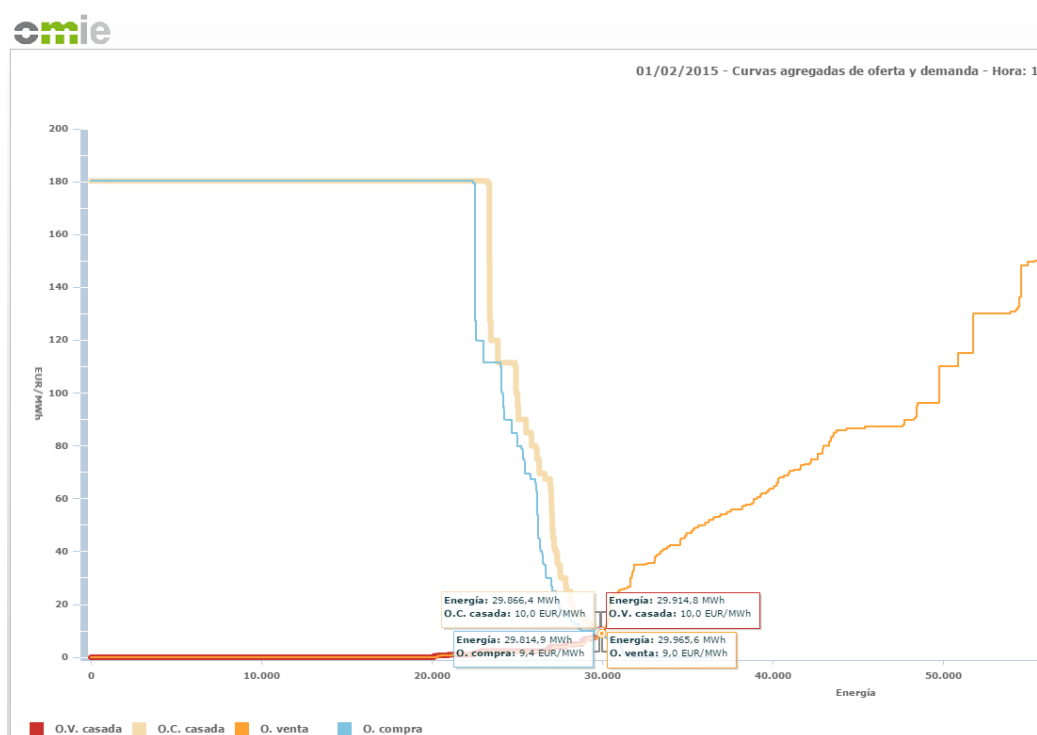
horas do ano de 2015 inúmeras casas decimais fossem utilizadas pelos agentes de mercado.

Nesta nova cassação, considerou-se que a produção a ofertar a 0,00€ não é a real, mas sim a nova produção que é inferior em 400MWh em relação à produção real obtida a partir do OMIE. Deste modo é importante salientar que pelo facto de a nova oferta de geração eólica não ser igual à da cassação do *site* da OMIE, a cassação existente no *site* OMIE deixa de ser válida pois todas as curvas de oferta são alteradas.

De facto, na hora 1 do mercado do dia 1 de fevereiro de 2015, em vez de serem ofertados 20123,4 MWh a preço 0,00€, serão ofertados menos 400MWh a preço 0,00€, isto é, apenas 19723,4 MW, alterando na íntegra a curva de oferta. Por outro lado, a procura não se altera porque quem está a comprar deseja comprar a mesma quantidade.

Na cassação real proveniente do *site* OMIE, o preço de mercado do exemplo acima foi de 10,00€ como podemos observar no gráfico 12.

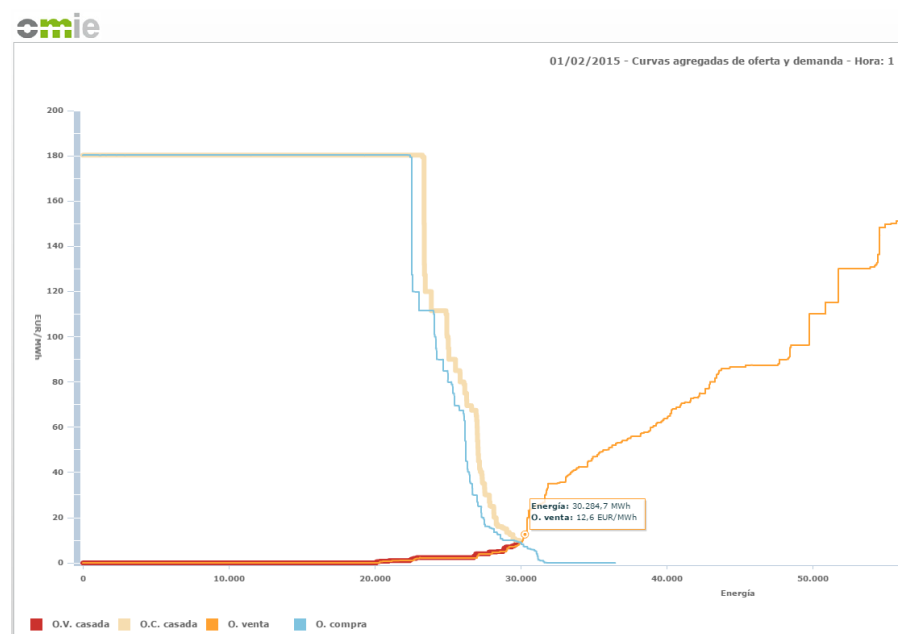
Gráfico 12: Curvas agregadas de oferta y demanda – Hora: 1



Fonte: OMIE (2016a)

Se para comprarmos mais 400MWh, arrastarmos a curva da procura para a direita até perfazer a nova necessidade, obteríamos um preço de mercado próximo dos 13€ (gráfico 13).

Gráfico 13: Curvas agregadas de oferta y demanda – Hora 1



Fonte: OMIE (2016a)

No entanto, esta seria a maneira incorreta de calcular o impacto da produção eólica no preço de mercado, pois só através de uma nova cassação, alterando a quantidade a ofertar a preço 0,00€ é que se obteria o novo preço correto de mercado, que segundo o nosso estudo resultou numa subida para 10,71€ no dia em epígrafe, conforme ilustra a Figura 13.

Figura 13: Cálculos em Excel com ausência de 400MWh de produção eólica no dia 1 de fevereiro de 2015, H1 de mercado

Linhas Excel	Preço	Oferta Venda	Oferta Compra	Diferença entre compra e venda
1070	10,69	29555,8	29599,6	43,8
1071	10,7	29555,8	29599,6	43,8
1072	10,71	29555,8	29599,6	43,8
	10,72	29555,8	29461,6	-94,2
	10,73	29555,8	29461,6	

Na figura 13, ao preço de 10,70€ a quantidade de energia ofertada de venda é inferior à quantidade de energia ofertada de compra, isto significa que existem compradores disponíveis a comprar aquela produção àquele preço. Por sua vez, quando o preço é 10,72€, a quantidade de energia de venda é superior à de compra, pelo que, não existe interesse em comprar.

Antes de se proceder à nova cassação com menos 400MWh de produção eólica horária, construiu-se para todas as horas e todos os dias de 2015, uma cassação sem diferenças na quantidade a ofertar a 0,00€ (igual à cassação da OMIE), de modo a confirmar que o nosso modelo de cassação estava 100% correto. O procedimento a realizar foi igual ao da figura 13, pelo que podemos verificar que a um preço de 10,01€ não existiu interesse em fazer a compra (figura 14).

Figura 14: Cálculo em Excel para o dia 1 de fevereiro de 2015, H1 de mercado, sem alteração de produção eólica

Linhas Excel	Preço	Oferta Venda	Oferta Compra	Diferença entre compra e venda
998	9,97	29914,8	30409,9	
999	9,98	29914,8	30409,9	495,1
1000	9,99	29914,8	30336,9	422,1
1001	10	29914,8	30058,9	144,1
	10,01	29914,8	29653,6	-261,2

Nos casos em que os agentes compradores não estão dispostos a comprar os próximos 400MWh de energia a determinado preço, não se realiza a contratação de produção em mercado, pelo que posteriormente será mobilizado em reserva de regulação terciária.

O operador de sistema tem à sua disposição ferramentas que lhe permitem alinhar a produção elétrica ao consumo instantâneo, não produzindo a mais nem a menos. A ferramenta secundária permite-lhe ter uma percentagem de grupos, hídricos ou térmicos, face à produção total do período horário, a oscilar automaticamente entre duas bandas (potências) limites (inferior e superior) que permite ao operador do sistema ter tempo para decidir se é necessário mobilizar por terciária mais ou menos produção.

Por sua vez, a ferramenta de terciária consiste numa ordem de mérito horária, que contempla blocos de energia a subir ou a descer, ordenados pelo valor de custo. Ao utilizar esta ferramenta o operador irá ver qual o preço de energia seguinte que tem à disposição caso seja necessário para colmatar as necessidades da procura (ERSE, 2009b).

Nesta dissertação simulou-se uma ausência de 400MWh de produção eólica horária, pois é um valor suficientemente elevado para uma eventual mobilização de grupos térmicos dos restantes agentes, na medida em que essa produção corresponde ao valor produzido por uma central termoelétrica à sua plena carga. Esta mobilização tem um custo, maioritariamente, bem superior ao preço de mercado e como o objetivo desta dissertação é analisar o impacto da produção eólica no preço de mercado, temos que simular a ausência de uma produção elevada de eólica no mercado.

6.4 Resultado Encontrado

Após a realização da cassação horária, para todas as horas do dia e para todos os dias de 2015, verificou-se que, em média, a contratação dos “próximos” 400MWh de produção custa ao mercado horário 0,90€, enquanto que no caso de haver produção eólica mais alta, o preço de mercado diminui, em média, 1,27€.

Em ambos os casos, quer com ausência ou aumento de produção eólica, esta diferença no preço de mercado é mais acentuada nas primeiras horas do dia (da H1 à H7 de mercado), como se pode verificar nos gráficos 14.1 e 14.2:

Gráfico 14.1: Impacto médio anual com inexistência de 400MWh de produção eólica – 2015

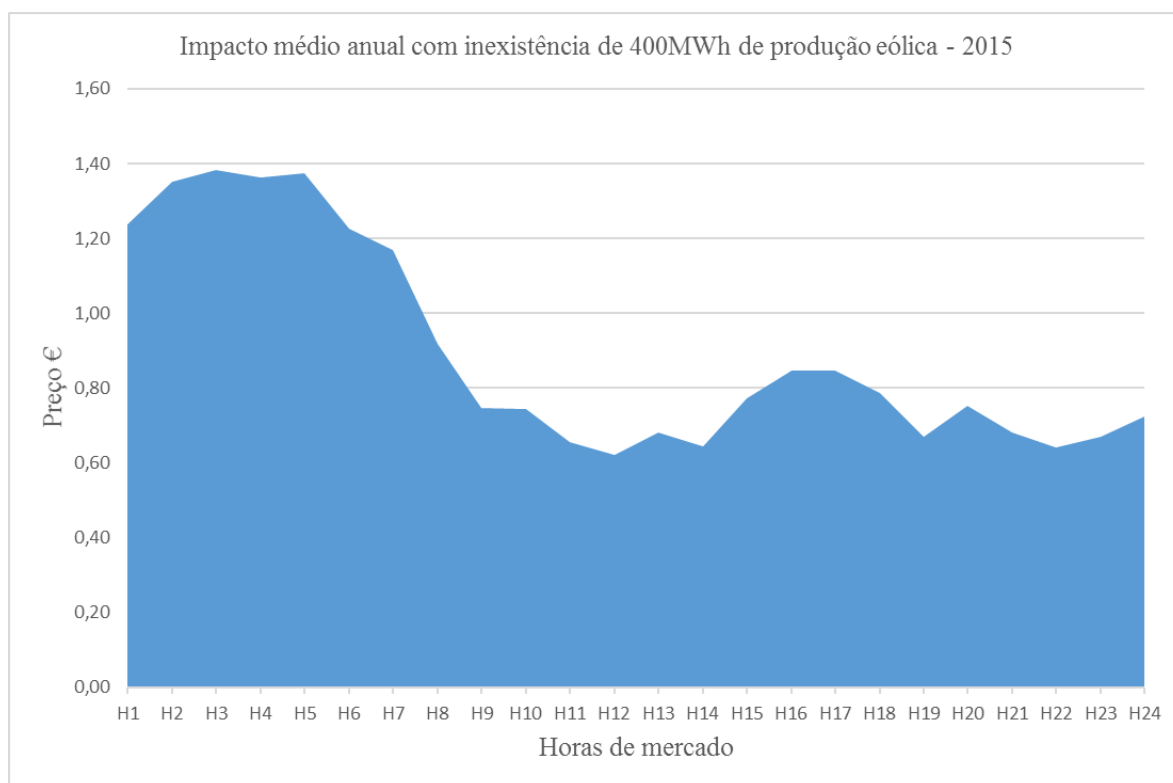
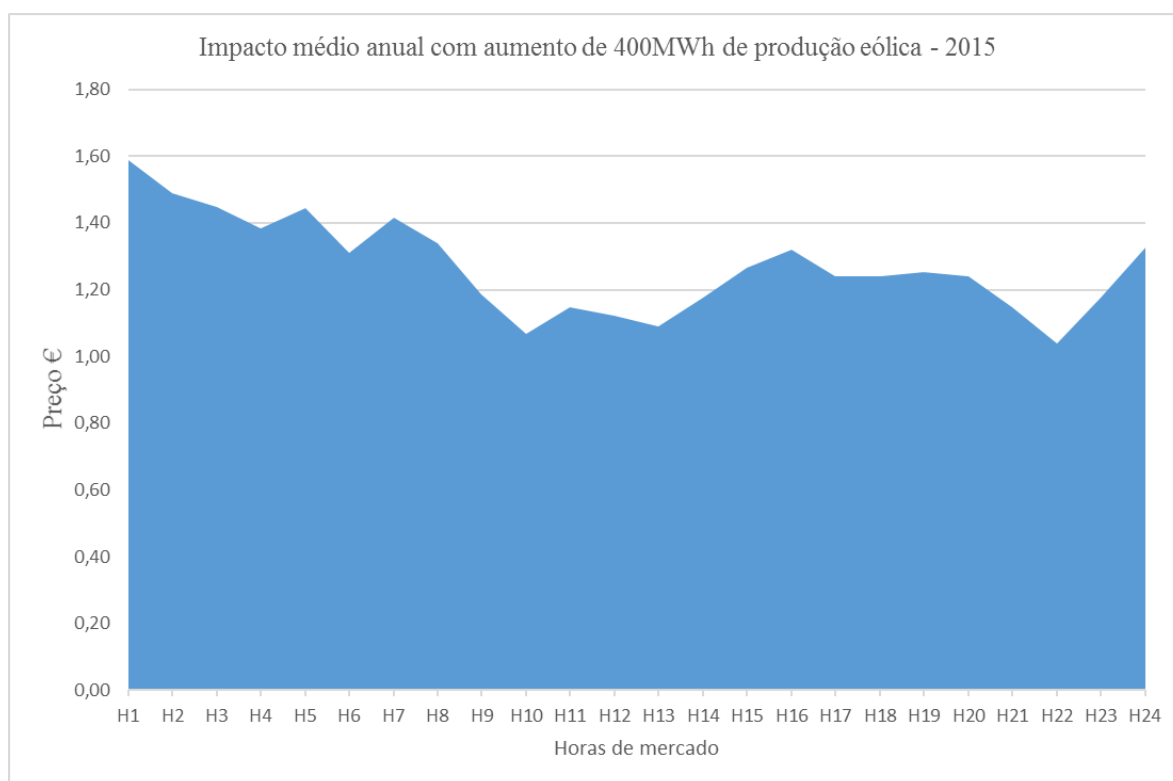


Gráfico 14.2: Impacto médio anual com aumento de 400MWh de produção eólica - 2015



Como se trata de um período de vazio, em que o preço de mercado é inferior ao preço médio diário, os produtores preferem utilizar a sua produção fora do período noturno fazendo com que seja mais dispendioso substituir a inexistência de produção eólica e mais económico deixar a produção eólica produzir.

Através dos dados calculados, pode-se observar, nos gráficos 15.1 e 15.2 que no ano de 2015, abril foi o mês em que esta ausência ou aumento de produção eólica mais iria alterar o preço médio de mercado:

Gráfico 15.1: Impacto médio mensal com inexistência de 400MWh de produção eólica - 2015

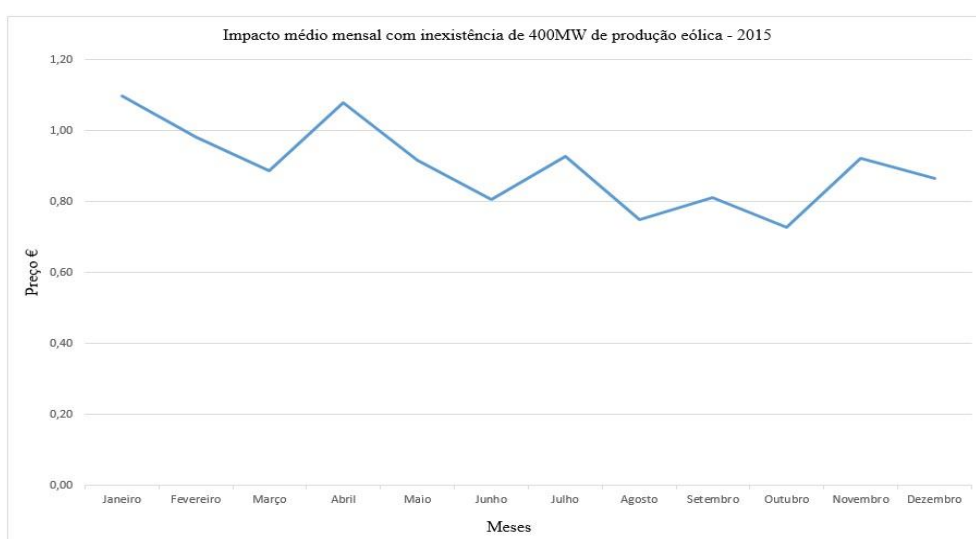
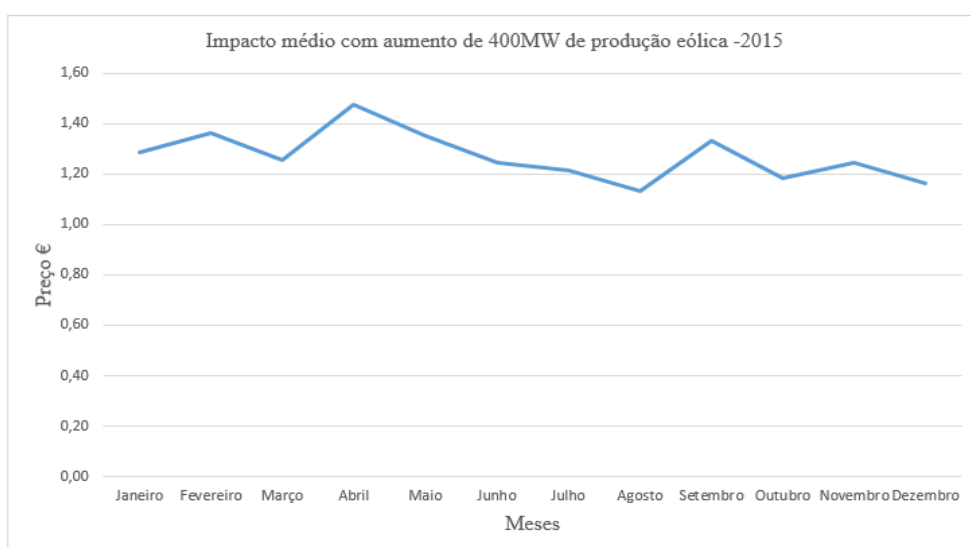


Gráfico 15.2: Impacto médio mensal com aumento de 400MWh de produção eólica - 2015



Os valores dos impactos no preço médio de mercado e do desvio padrão associados ao aumento e diminuição de 400MWh de produção eólica encontram-se nos anexos I-III. O anexo IV apresenta os valores das médias anuais e do desvio padrão dos impactos no preço médio decorrentes da variação de 400MWh e o anexo V apresenta os valores das médias anuais do preço de mercado e do desvio padrão para a produção real de 2015 e para um acréscimo e diminuição de 400MWh de produção eólica.

6.5 Análise de Sensibilidade no Preço de Mercado

Ao analisar-se a subida de preço face a uma diminuição de produção eólica de 400MWh, verificou-se que o seu aumento é mais acentuado, em média, nas primeiras horas do dia, ou seja, no período de vazio. O período de vazio é o período em que o consumo e os preços horários habitualmente são mais baixos. Como nestas horas do dia não existe produção disponível com preços próximos do preço de mercado horário (preço pool), o impacto no preço é mais significativo. A produção com o custo marginal mais baixo habitualmente é a produção hídrica, que durante o período de vazio, utiliza as suas centrais para bombear e não para produzir.

A bombagem hídrica permite às centrais, com esta tecnologia instalada, colocar a água a montante para que posteriormente seja possível produzir eletricidade novamente com a mesma água. A vantagem desta gestão de produção é aproveitar os preços mais baixos do período de vazio para colocar a água a montante e utilizá-la para produção nos melhores preços do dia.

Assim, retirar esta absorção de potência da rede, terá um custo mais alto que o preço pool, pois os agentes produtores estão a diminuir os seus possíveis ganhos ao não reutilizar o seu combustível hídrico. Dado a ausência de produção de energia eólica nestas horas e dado o valor baixo do preço de mercado nesse período, é habitualmente mais dispendioso produzir os 400MWh no período de vazio do que nas restantes horas do dia.

Verificou-se também que a diminuição de 400MWh de produção eólica tem um impacto pequeno no preço de mercado, não sendo necessário recorrer à produção não renovável que é mais dispendiosa. Neste estudo considerou-se que 400MWh seriam o suficiente

para o gestor de rede solicitar o paralelo de uma central térmica, seja a carvão ou a gás natural.

Este planeamento realizado pelo gestor de rede inclui a duração da ausência de produção eólica, a importação de energia elétrica, a disponibilidade da interligação entre Portugal e Espanha, a procura, a disponibilidade atual de produção com preços próximos do preço pool (hídrica) e o custo marginal das centrais não renováveis.

Recorrendo às diversas opções apresentadas acima, o gestor de rede tem à sua disposição várias ferramentas para satisfazer a procura nacional.

Atualmente existe produção disponível acima das necessidades da procura. No entanto, o mesmo deixaria de acontecer caso não existisse produção eólica. Se tal acontecesse, seria necessário recorrer a mais produção hídrica que o habitual e esta seria mais dispendiosa face ao preço pool, sobretudo em anos secos. Por outro lado, também seria necessário recorrer a mais importação de energia, uma vez que o custo marginal das centrais a gás natural é habitualmente mais elevado.

Com isto verificou-se que os resultados encontrados no presente estudo, corroboram os estudos analisados na revisão de literatura ao confirmarem que a inexistência de produção renovável aumenta o preço dos mercados de energia. Por sua vez, quando existe elevada produção de energia renovável, o preço pool diminui uma vez que não é necessário recorrer a energias não renováveis dispendiosas, pelo que, os agentes produtores de energia hídrica, têm que ajustar o seu preço de produção próximo do preço pool, se quiserem produzir.

Isto deve-se ao facto de, nas centrais hídricas que não permitam o armazenamento de água durante um período de tempo significativo, como por exemplo as centrais hídricas do Rio Douro, cabe ao agente produtor reduzir o seu preço de produção nos dias de elevada produção eólica, pois inevitavelmente terá que produzir a água que recebe proveniente da cascata, devido ao facto de não conseguir reter durante o tempo necessário que permita ao preço de mercado voltar a subir (dias de menos produção eólica).

Não foi analisado o impacto de um valor maior de ausência de produção eólica no preço de mercado, pois não se conseguiria obter um valor adequado à realidade. Dada uma inexistência elevadíssima de produção eólica durante um prazo longo de tempo, o gestor de rede utilizaria os contratos bilaterais para colmatar uma percentagem das suas necessidades, não ficando totalmente sujeito à subida de preço horária que seria significativa.

Deste modo, o gestor de rede assegura alguma produção a preços inferiores aos de mercado e os produtores conseguem uma garantia de preço de alguma da sua produção, não ficando sujeitos à volatilidade do mercado.

7. Cenários de Investimento

Os cenários de investimento da presente dissertação pretendem analisar a situação atual do sistema eletroprodutor nacional e quais as suas futuras fragilidades, quer na produção de energia, quer na infraestrutura elétrica, quer nos parceiros de vendas de combustíveis fósseis. É importante verificar o crescimento da procura de energia em Portugal assim como a evolução da capacidade instalada, sem esquecer o fim de vida de centrais térmicas cujo descomissionamento provocará um grande impacto no sistema elétrico.

7.1 Enquadramento

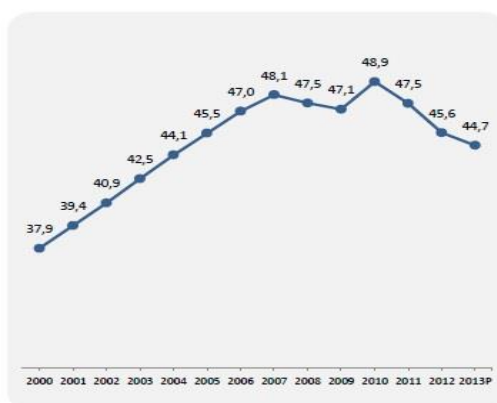
É necessário examinar em que situação estamos no que concerne à procura e oferta de energia em território nacional continental, de modo a que seja possível prever quando e quais as necessidades futuras. Não é interessante investir em mais produção elétrica caso não seja necessária pois os custos de implementação de novas centrais são bastantes onerosos.

7.1.1 Procura de Eletricidade

A procura de eletricidade em Portugal Continental aumentou no período 2000-2013 com uma taxa de crescimento média anual (TCMA) de 1,3%. Contudo, desde 2010 tem-se observado uma diminuição no consumo de eletricidade DGEG (2015).

No gráfico 16 pode-se observar um crescimento constante até ao ano de 2010 seguido de uma descida elevada no consumo.

Gráfico 16: Evolução da procura de eletricidade em Portugal Continental (TWh)



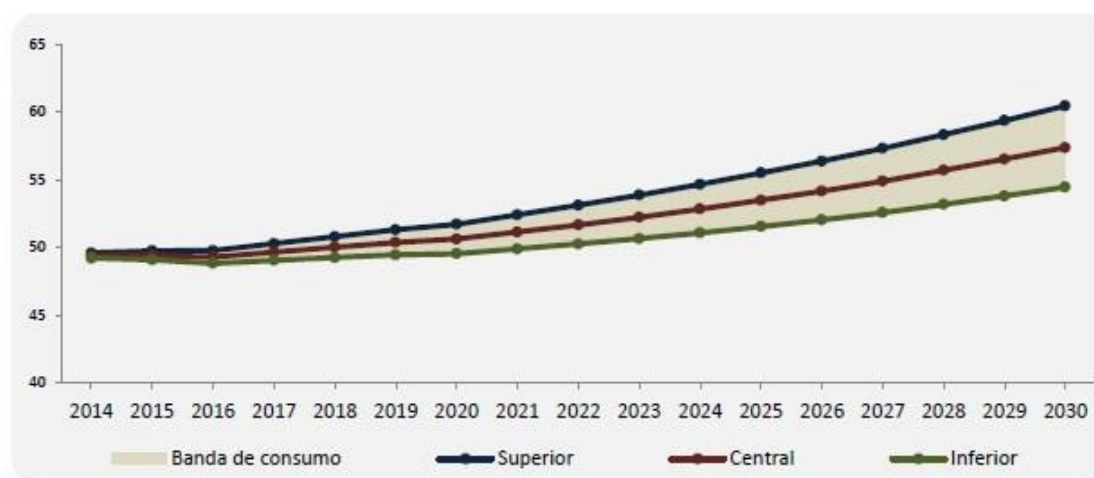
Fonte: DGEG (2015)

Isto ocorre devido à crise económica que o país atravessa desde 2008 e devido ao impacto de medidas de eficiência energética entretanto adotadas. Em 2013, o consumo total em Portugal Continental alcançou os 44,7 TWh, o que correspondeu a uma quebra de 1,8% face a 2012.

Para se conseguir realizar um cenário de investimento em produção elétrica é necessário tentar prever o crescimento do consumo, pois caso este não aumente, não será recomendável o investimento dispendioso em produção elétrica.

O gráfico 17 apresenta três cenários para o crescimento da procura de eletricidade em Portugal (inferior, central e superior), desenvolvidos pela DGEG.

Gráfico 17: Cenários da evolução da procura de eletricidade considerados no RMSA-E 2014



Fonte: REN (2015)

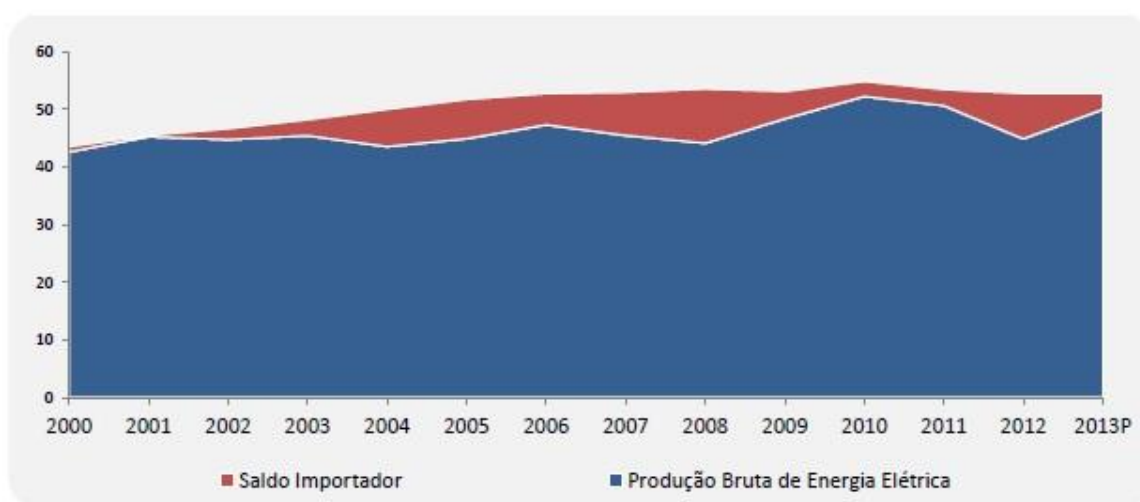
Do seu estudo, prevê-se que a taxa de crescimento média anual varie entre 0,6% a 1,2% consoante o cenário. (DGEG, 2015).

Na elaboração destes cenários, a Direção Geral de Energia e Geologia incluiu os impactos das medidas de eficiência energética identificados no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (RCM n.º 20/2013), bem como o impacto da introdução de veículos elétricos.

7.1.2 Oferta de Eletricidade

A oferta de produção bruta de eletricidade em Portugal Continental tem vindo a aumentar no período 2000-2013 registando uma taxa de crescimento média anual de 11,3%. Em 2013, 60% da produção de eletricidade teve origem em fontes renováveis, da qual cerca de 49% de origem hídrica, 39% de origem eólica, 11% de biomassa (incluindo cogeração) e 1% de solar.

Gráfico 18: Evolução da produção bruta de eletricidade em Portugal Continental e saldo importador (TWh)



Fonte: DGEG (2015)

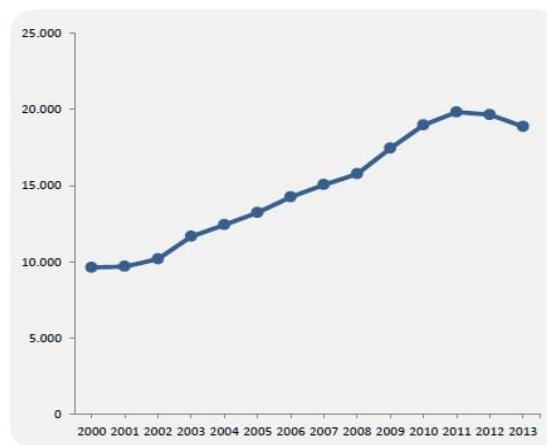
“O saldo importador de eletricidade registou um decréscimo de 64,8% face a 2012, resultado de um aumento muito significativo da produção de origem hídrica, sendo que no período 2000-2013 verificou-se uma tcma (Taxa de crescimento média anual) de 8,8%” (DGEG, 2015).

Apesar de existir saldo importador de eletricidade, este não significa que não consigamos produzir o suficiente para colmatar a procura nacional. Existe sim a possibilidade de conseguir produção de eletricidade a um preço mais baixo que o ofertado em território nacional.

7.1.3 Capacidade Instalada

A capacidade de produção de eletricidade instalada em Portugal Continental cresceu no período 2000-2013 apesar do descomissionamento da central de Setúbal. Em 2013 encontravam-se instalados 18.856MWh sendo 59% referente a produção renovável.

Gráfico 19: Evolução da capacidade instalada para a produção de eletricidade em Portugal Continental (MW)



Fonte: DGEG (2015)

7.2 Pressupostos

Nos pressupostos estudados nesta dissertação, não se levará em conta pressuposições macroeconómicas como a evolução do PIB nem os cenários de evolução de preços do *Brent* (petróleo), *Coal* (carvão), *Nat Gas* (Gás Natural) ou licenças de CO₂.

Com a criação de cenários de investimento, pretende-se analisar quais as futuras necessidades de produção de energia elétrica e de infraestrutura da RNT e perceber se haverá possibilidade de exportação de energia.

7.2.1 Centrais Térmicas

Até 2030, em Portugal serão descomissionadas três centrais térmicas:

- Sines (2017) – 1180MW
- Pego (2021) – 576MW
- Tapada do Outeiro (2024) – 990MW

Perfazendo um total de 2746 MWh a menos de produção elétrica proveniente de energias não renováveis, no horizonte 2030 a oferta térmica será:

Tabela 3: Oferta PRO-Térmica no horizonte 2015-2030

MW	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
Tunes	167	167	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Sines	1.180	1.180	1.180	1.180	1.180	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Pego	576	576	576	576	576	576	576	576	576	---	---	---	---	---
Tapada Outeiro C.C.	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	---	---
Ribatejo	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176	1.176
Lares	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826	826
Pego CCGT	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837
CCGT Sines ²²	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
CCGT Lavos ²³	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Total	5.752	5.752	5.585	5.585	5.585	4.405	4.405	4.405	4.405	3.829	3.829	3.829	2.839	2.839

Fonte: DGEG (2015)

Tal como se pode observar na tabela 3, não está planeado o investimento em centrais térmicas em território continental. Aparentemente pode ser interpretado como algo positivo pois existirá menos emissão de gases com efeito de estufa. Porém, as centrais térmicas desempenham um papel de *back-up* ao sistema eletroprodutor, especialmente em anos secos, onde a produção de energia proveniente das centrais hídricas é inferior. Outra particularidade a ter em consideração é o facto de a produção térmica a partir do ano de 2025, ser inteiramente dependente do gás natural.

7.2.2 Centrais Hídricas

O Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), tem como objetivo identificar e determinar prioridades para os investimentos a realizar em aproveitamentos hidroelétricos no período 2007-2020. De acordo com a tabela 4, espera-se que em 2020, este tipo de centrais atinjam uma capacidade de produção instalada superior a 7000MWh contribuindo assim para a diminuição da dependência

energética nacional e para a redução de emissões de gases com efeito de estufa (PNBEPH, 2007).

Tabela 4: Oferta PRO-Hídrica no horizonte 2015-2030

Aproveitamento Hídrico	Promotor	Data	Capacidade instalada (MW)
Ribeiradio	EDP	2015 (dez. 2014)	77
Baixo Sabor	EDP	2015 (dez. 2014)	171
Venda Nova III	EDP	jul. 2015	780
Salamonde II	EDP	2016 (ago. 2015)	207
Foz Tua	EDP	2017 (dez. 2016)	251
Girabolhos	Endesa	2020 (nov. 2019)	364
Bogueira	Endesa	2020 (nov. 2019)	31
Fridão	EDP	2020	238
Alvito	EDP	2020	225
Gouvães	Iberdrola	2022	880
Daivões	Iberdrola	2022	114
Alto Tâmega (Vidago)	Iberdrola	2022	160
Carvão-Ribeira	EDP	2030	555

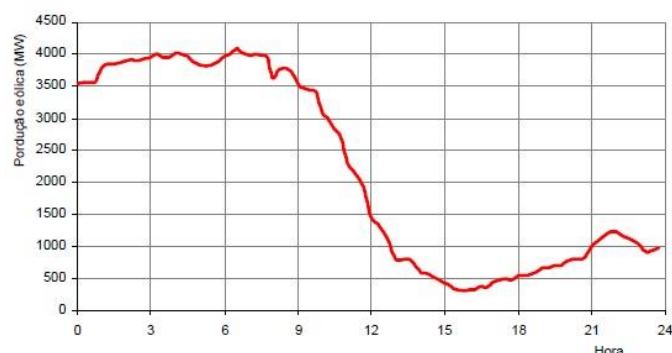
MW	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
TOTAL PRO Hídrica	5.044	5.044	6.072	6.279	6.530	6.530	6.530	7.388	7.388	8.542	8.542	8.542	8.542	9.097

Fonte: DGEG (2015)

Face ao elevado investimento em produção eólica, existe a necessidade de construir centrais hídricas reversíveis. Estas centrais além de produzirem energia, utilizando a diferença de cota a montante com a cota a jusante através de uma queda (diferença entre as duas cotas), também têm a possibilidade de reverter este processo. Isto significa que podem absorver energia da rede, transportando água da cota a jusante para a cota a montante durante o período de vazio, em que o preço de mercado diário de eletricidade é mais baixo, e posteriormente recuperar esse “combustível hídrico” para produzir energia a preços mais altos nas restantes horas do dia.

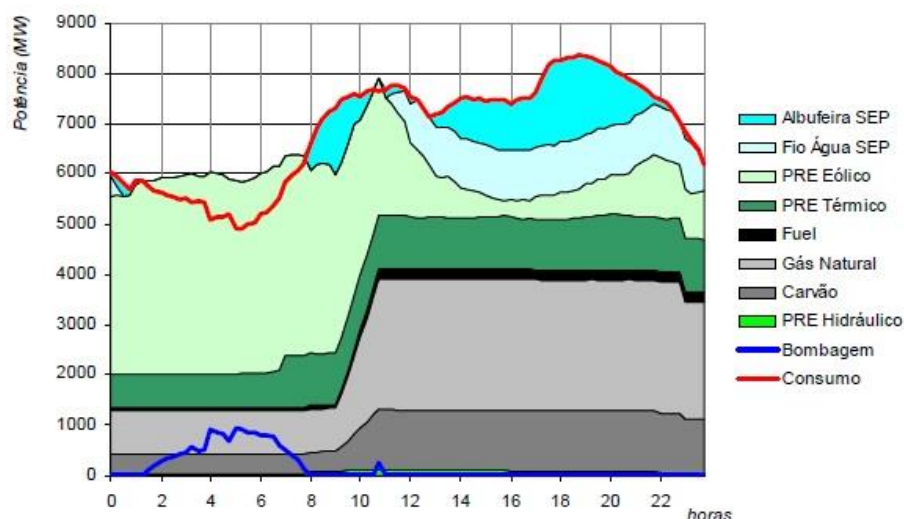
“Neste cenário, a potência hídrica PRO instalada, atinge 9097 MWh em 2030, correspondendo a um aumento de 80% relativamente à capacidade atual. A potência reversível atinge 4727 MW, ou seja, ligeiramente superior a 50% da capacidade total instalada, e representa um crescimento de cerca de 2,7 vezes face à capacidade em dezembro de 2013 (1294 MW)”, (DGEG, 2015).

Gráfico 20: Produção eólica num dia ventoso típico (a partir de 2010)



Fonte: PNBEPH (2007)

Gráfico 21: Diagrama de cargas em 2010 – Dia ventoso de baixa hidraulicidade



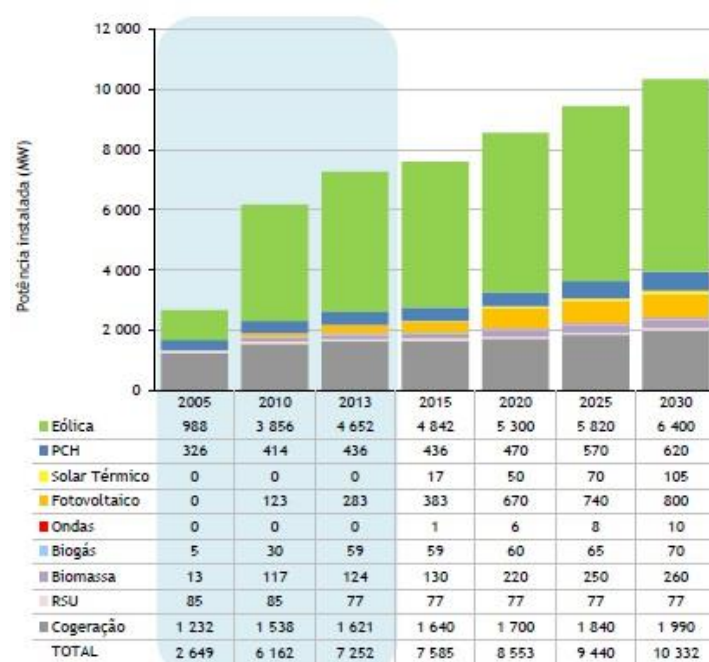
Fonte: PNBEPH (2007)

Como se pode confirmar pela análise dos gráficos 20 e 21, as centrais hídricas reversíveis (com sistema de bombagem) ajudam o operador de rede no período de vazio, em que o consumo é mais baixo e a produção eólica é mais alta. Neste período, após a paragem de todas as turbinas hídricas, ficarão na rede os grupos térmicos da central de Sines. Contudo, não é oportuno retirá-los da rede elétrica por um período reduzido de horas, uma vez que é dispendioso e demorado. Assim, as centrais hídricas reversíveis não só ajudam o operador de rede a escoar a produção eólica no período de vazio, como também ajudam os agentes produtores de energia a reaver o “combustível hídrico” a um preço mais baixo para mais tarde o utilizarem quando o preço for superior.

7.2.3 PRE

No âmbito da produção de eletricidade, o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) revelou um potencial técnico de 4GW de potência proveniente de fontes de energias renováveis para além dos licenciamentos previstos, sendo que pelo menos 1GW poderá ser promovido sem perdas significativas de energia dado a existência de mais centrais com sistema de bombagem previstas no Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH). Isto é, através das centrais com sistema de bombagem, diminui-se o risco do não aproveitamento de produção eólica quando esta é excessiva.

Gráfico 22: Evolução previsional da potência instalada em PRE: Cenário “Base”



Fonte: DGEG (2015)

7.2.4 Previsões 2030

Gráfico 23: Evolução expectável do sistema eletroprodutor em Portugal Continental (MW)



Fonte: DGEG (2015)

O gráfico 23 mostra a evolução expectável do sistema eletroprodutor nacional. Da sua análise, verifica-se uma descida da produção térmica devido ao descomissionamento de três centrais térmicas em 2017, 2021 e 2024, assim como um aumento da produção hídrica, acompanhado de um aumento da produção em regime especial, associados a novas centrais e reforços de potência hídricos.

7.3 Custos Marginais de Produção

“O custo marginal de produção (CMP) do sistema eletroprodutor permite avaliar, no longo prazo, a competitividade relativa do sistema eletroprodutor nacional” (DGEG, 2015).

Gráfico 24: Custos marginais de produção médios anuais em ambiente MIBEL em regime hidrológico médio



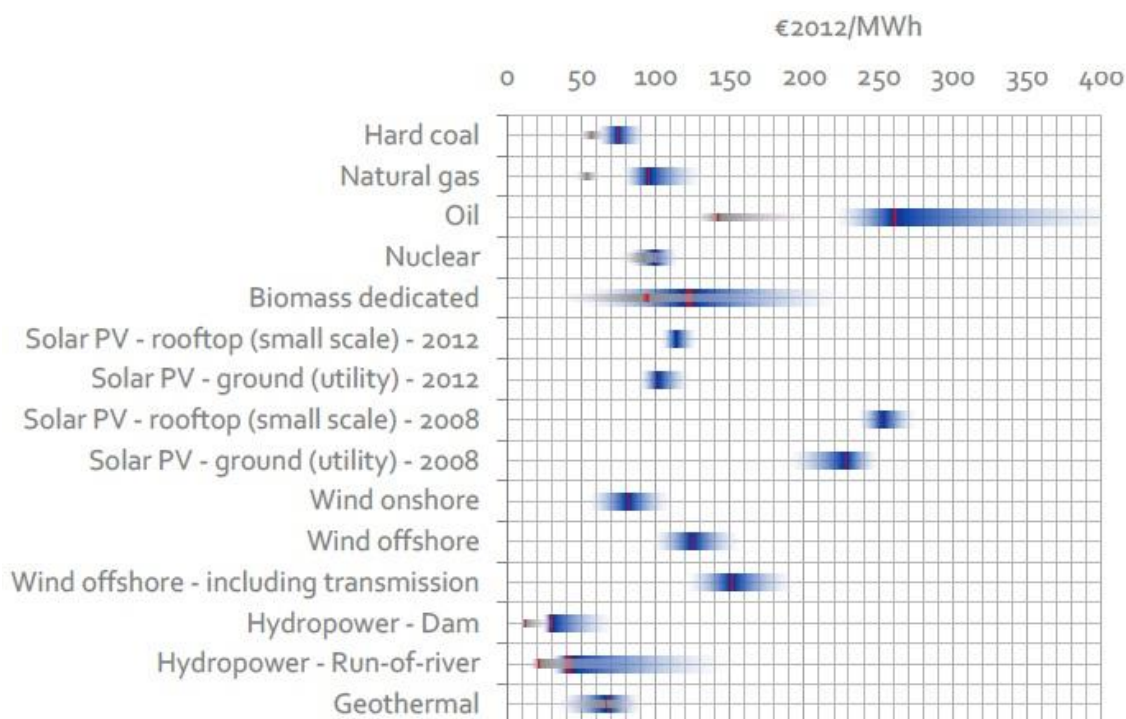
Fonte: DGEG (2015)

No gráfico 24 apresenta-se uma previsão dos custos marginais em ambiente de mercado liberalizado das centrais a carvão e das centrais a gás natural, num regime hidrológico médio. Observa-se uma taxa de crescimento média anual de 1,5% e 1,3% para as centrais a gás natural ou carvão respetivamente.

Os custos marginais de produção €/MWh referem-se aos custos adicionais que o produtor tem que incorrer para produzir mais um MWh. O produtor não terá interesse em vender a sua produção abaixo deste valor, pois não lhe é rentável. Assim, é expectável que o produtor venda a sua produção a um preço ligeiramente acima ao seu custo marginal de forma a ter lucro.

Outra forma de considerar os custos de produção do parque eletroprodutor é analisar os Custos de Energia Nivelados (Levelised Cost Of Energy - LCE). Este é o preço que deve ser recebido por MWh de modo a alcançar o retorno financeiro específico que permita validar o investimento. O cálculo padronizado permite a comparação de custos de produção em diferentes tecnologias (www.worldenergy.org)

Gráfico 25: Custos Nivelados de Eletricidade na EU por tipo de tecnologia em 2012



Fonte: Comissão Europeia (2014b)

No gráfico 25 apresentam-se os custos nivelados de eletricidade para os 28 países da UE por tipo de tecnologia. As barras azuis indicam uma estimativa do número de horas à plena carga. As marcas cinzentas indicam o número de horas tecnicamente viáveis à plena carga. As marcas vermelhas representam o valor da mediana de cada um dos valores anteriores.

Entre as que possuem valores mais baixos, temos as centrais hídricas, carvão e gás natural, sendo a produção eólica e solar mais dispendiosas de implementar que as restantes três. Deste modo, pode-se afirmar que para produzir energia verde e diminuir os custos do sistema eletroprodutor, será mais vantajoso investir em centrais hídricas. Por outro lado, considerando os anos de menor hidraulicidade, não se pode ignorar o investimento em centrais térmicas.

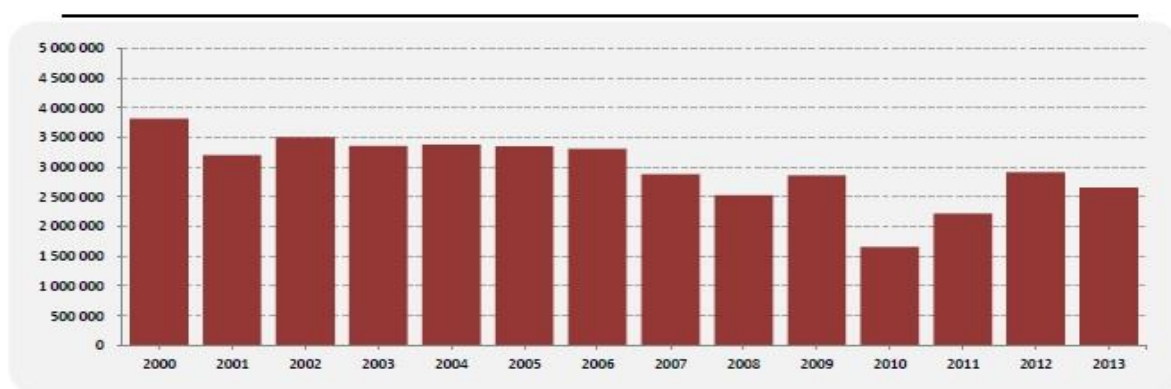
7.3.1 Balanço do Carvão

Em 2013, verificou-se, em Portugal, um consumo total de carvão de 4.449.660 toneladas (2.652.892 toneladas equivalentes de petróleo - tep), que se traduz numa redução de 9% face a 2012, enquanto que no período de 2004-2013 registou-se uma taxa de crescimento média anual negativa de -2,9%. Esta diminuição não só tem origem no descomissionamento de algumas centrais a carvão, como também na influência das energias renováveis endógenas como a hídrica e eólica, dado o elevado peso que as mesmas têm atualmente no sistema eletroprodutor nacional (DGEG 2013). O gráfico 26 ilustra essa descida.

Entre 2010 e 2012, assistiu-se a um aumento do consumo do carvão, o que se poderá ter devido a uma diminuição dos preços do carvão, que em conjunto com o reduzido preço das licenças de emissão de CO₂, conduziram a uma maior utilização das centrais térmicas a carvão em detrimento das centrais térmicas a gás natural” (DGEG, 2013).

Mesmo assim, a utilização de centrais a carvão tem vindo a diminuir, apesar de trabalharem mais do que as de gás natural devido ao aumento da produção eólica.

Gráfico 26: Evolução do consumo total de Carvão em Portugal (tep)



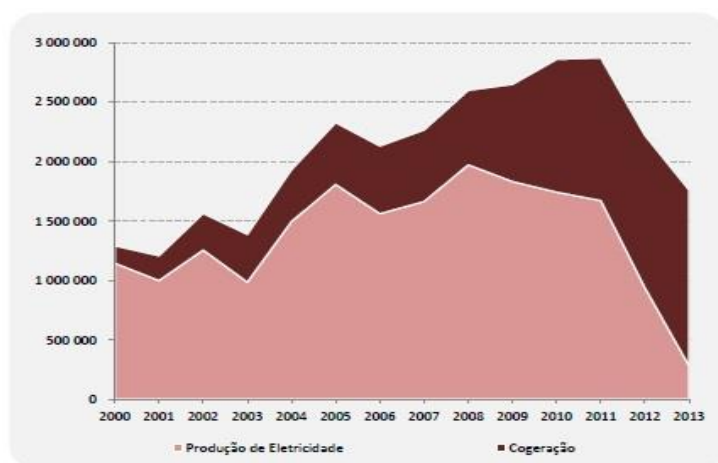
Fonte: DGEG (2013)

Em 2013 a importação de carvão atingiu um valor de 258 milhões de euros traduzindo-se numa redução de 29,1% face ao ano de 2012, enquanto as exportações estiveram na ordem dos 11 milhões de euros, significando uma redução de 29,3% face a 2012.

7.3.2 Balanço Gás Natural

Em 2013 a utilização total de Gás Natural foi 4.107.423.103Nm³ (3.768.971 tep), o que se traduz numa redução de 4,6% face a 2012, justificada pela queda elevada do consumo de gás para a produção de eletricidade.

Gráfico 27: Evolução do consumo de Gás Natural para produção de eletricidade e cogeração (tep)



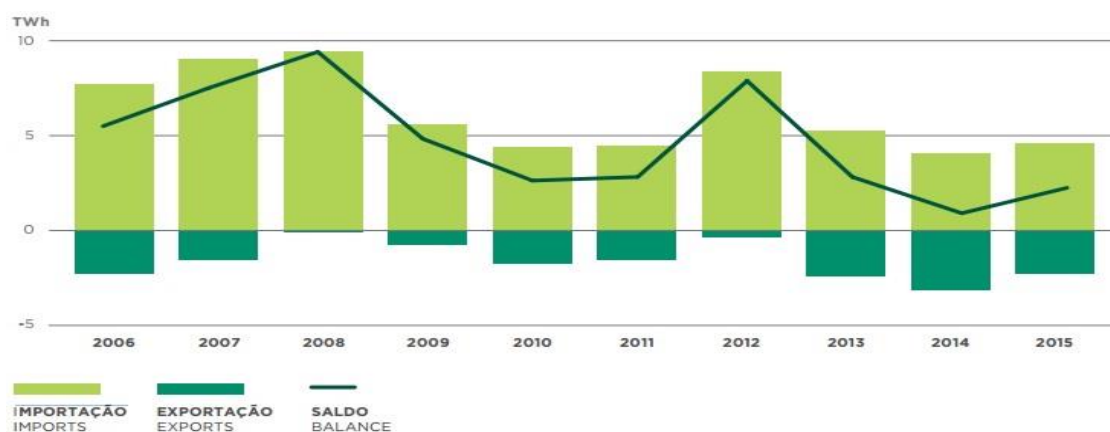
Fonte: DGEG 2013

No caso do consumo de gás natural para a produção de eletricidade verificou-se, em 2013, “uma redução de 70,2% face a 2012 e uma TCMA de -17,0% no período 2004-2013, resultante do aumento contínuo da produção renovável e de uma maior utilização das centrais térmicas a carvão, com maior incidência nos últimos anos” (DGEG, 2013).

7.3.3 Saldo Importador

As transações via interligação entre Portugal e Espanha não são mais que produção de energia num país para entrega no território vizinho. Como se pode observar no gráfico 28, o saldo importador desceu consideravelmente desde 2012 e tem oscilado pouco nos últimos três anos.

Gráfico 28: Transações via interligações



Fonte: REN (2015)

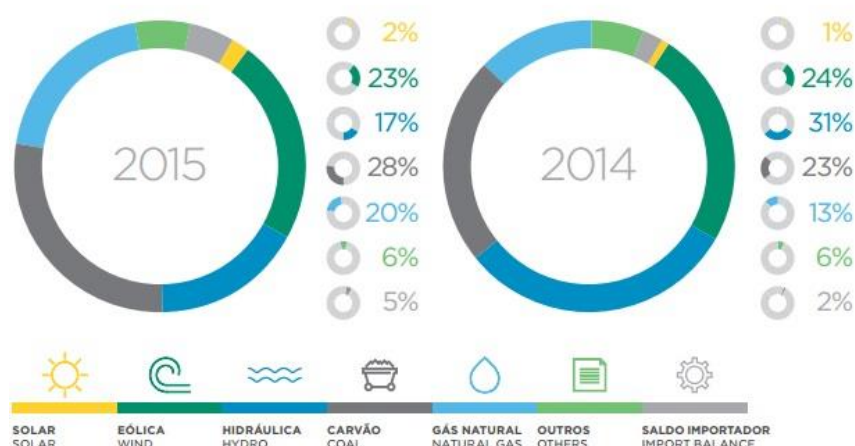
Esta reduzida oscilação é possivelmente devido à pouca diferença de preços que se verifica entre Portugal e Espanha, uma vez que os países quando presenciam anos de muita hidraulicidade ou vento, ambos beneficiam em simultâneo das energias renováveis.

7.3.4 Produção

A produção de energia em Portugal compreende um *mix* de opções eletroprodutoras que são utilizadas conforme a sua disponibilidade.

O gráfico 29 mostra a volatilidade da produção hídrica proveniente de anos mais ou menos secos.

Gráfico 29: Repartição da produção de Eletricidade em Portugal



Fonte: REN (2015)

Observa-se que no ano de 2015 a baixa produção hídrica foi substituída pela produção a carvão, fazendo da produção não renovável um excelente *back-up* à produção hídrica em anos secos. É evidente o peso das energias renováveis em Portugal, pelo que é imperativo considerar a sua volatilidade e o *back-up* térmico disponível para a sua substituição aquando da ausência da sua produção, pois não é desejado recorrer à importação uma vez que pode ser mais dispendiosa ou simplesmente a interligação entre países não ser suficiente.

8. Considerações Finais

Com esta dissertação pretendeu-se analisar o impacto da produção eólica no preço de mercado, apresentando um valor concreto da relação entre MWh de produção eólica e preço em €. Verificou-se que uma diminuição na produção eólica de 400MWh aumenta o preço de mercado em 0,90€ e um aumento de 400MWh de produção eólica, diminui o preço de mercado em 1,27€. O maior impacto teve lugar nas horas de vazio, uma vez que existe menos produção ofertada com preços próximos do preço pool e o preço de mercado horário é bastante inferior ao preço médio diário.

Nos próximos anos é esperado um aumento da procura de eletricidade embora que pouco eloquente dado a recuperação económica do país. Se for considerado um cenário central, que contempla um crescimento médio anual de 0,94% no período 2015-2024, o

sistema eletroprodutor estará apto a responder à procura de eletricidade em território nacional.

No período 2025-2030, o índice de cobertura probabilístico da ponta (ICP), que avalia a adequação da potência do sistema eletroprodutor para cobrir a ponta (período onde há mais procura de eletricidade) da procura de eletricidade e que não deve ser inferior a 1, encontra-se no limite do valor considerado mínimo para cumprimentos dos critérios de segurança. Deste modo, a REN e a DGEG (2015) sugerem a implementação de uma nova central térmica na ordem dos 450MWh em 2025 e outra em 2030, a gás natural ou a carvão, de forma a assegurar a segurança do sistema em anos de pouca hidraulicidade e também para colmatar necessidades de produção dado a instabilidade eólica e solar uma vez que estas energias (eólica e solar) irão ocupar uma percentagem de 32% a 33% do sistema eletroprodutor, enquanto a totalidade das energias renováveis ocupariam 57% em 2030.

Os custos de implementação de novas centrais térmicas a carvão são inferiores aos de novas centrais térmicas a gás natural, embora muito próximos. Na eventualidade de se construírem mais centrais a gás natural, a produção térmica ficará totalmente dependente de uma única fonte primária, o gás natural. Uma vez que os principais fornecedores de gás natural em Portugal são a Argélia e Nigéria, 49% e 25% respetivamente (DGEG, 2015), e dado que estes dois países são politicamente instáveis, não se aconselharia um novo investimento em centrais térmicas a gás natural.

Ao mesmo tempo, com o intuito de diminuir a emissão de CO₂ proveniente de centrais térmicas e pelo facto de as centrais térmicas a carvão poluírem mais do que as de gás natural, outra solução passaria pela construção de centrais térmicas a gás natural. Embora sejam um pouco mais dispendiosas de implementar emitiriam menos gases com efeito de estufa.

Esta dissertação defende a implementação de novas centrais a gás natural, em substituição às de carvão, desde que sejam celebrados novos contratos de fornecimento de gás natural proveniente de países politicamente mais estáveis.

Outro cenário possível seria o prolongamento da vida útil da central de Sines e da central do Pego até 2025. Deste modo, não seria necessário construir mais centrais

térmicas no período 2015-2025 e não se desestabilizaria a rede elétrica a sul do país uma vez que a central de Sines é a única em tal localização, e o seu descomissionamento implicaria custos na infraestrutura elétrica da RNT.

Após este prolongamento, a sua substituição seria por novas centrais térmicas situadas na zona entre Setúbal e Sines pois ajudariam a RNT a equilibrar o serviço a sul e a sua localização geográfica mais próxima de Sines diminuiria os custos com o transporte de matéria-prima.

Com a utilização das centrais a carvão até 2025, as centrais de ciclo combinado a gás natural terão uma percentagem de produção na ordem dos 22%, dependendo de o ano ser seco ou não. Este *back-up* à produção renovável poderá ser melhor utilizado quando a interligação com França estiver terminada, uma vez que possibilita a exportação de eletricidade para toda a Europa e também permite escoar produção renovável nos momentos em que esta excede as necessidades do consumo nacional.

Por outro lado, a instalação de mais centrais hídricas com possibilidade de bombagem será essencial para diminuir o desaproveitamento eólico quando este supera as necessidades da procura, o que em anos secos é importantíssimo para aproveitar a hidraulicidade escassa. Assim reduzir-se-ia a necessidade de recorrer ao *back-up* térmico que é mais dispendioso ao sistema e emite mais gases com efeito de estufa.

Bibliografia

APREN – Associação Portuguesa De Energias Renováveis, 2011. **Avaliação dos custos e benefícios da electricidade de origem renovável.** http://www.apren.pt/fotos/editor2/sumario_executivo_pt.pdf. Acedido a 25 de setembro de 2016.

APREN - Associação Portuguesa De Energias Renováveis, 2012. **Energias renováveis em Portugal.** http://www.relop.org/eventos/Documents/V_Conferencia/Antonio%20S%C3%A1%20da%20Costa_APREN_01062012.pdf. Acedido a 25 de setembro de 2016.

APREN - Associação Portuguesa De Energias Renováveis, 2014a. **Impacto macroeconómico do setor da eletricidade de origem renovável em Portugal.** http://www.apren.pt/fotos/editor2/impacto_fer__versao_resumida.pdf. Acedido a 25 de setembro de 2016.

APREN - Associação Portuguesa De Energias Renováveis, 2014b. **Impacto macroeconómico do setor da eletricidade de origem renovável em Portugal.** http://www.apren.pt/fotos/gca/impacto_fer_relatorio_final_1459176757.pdf. Acedido a 25 de setembro de 2016.

APREN - Associação Portuguesa De Energias Renováveis, 2016a. **Renováveis.** http://www.apren.pt/fotos/newsletter/conteudos/estatisticas_rapidas__janeiro_2016_dge_g_1462362421.pdf. Acedido a 25 de setembro de 2016.

APREN - Associação Portuguesa De Energias Renováveis, 2016b. **Potência de ligação à rede dos centros electroprodutores (2000-2015).** <http://www.apren.pt/pt/dados-tecnicos-3/dados-nacionais-2/potencia-2/potencia-de-ligacao-a-rede-dos-centros-eletprodutores-2000-2015-2/>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

Brito, A., & Neves, L, 2013. **The feed-in tariffs structure of renewable and cogeneration energy in Portugal.**

Brouwer, A. S., Van Den Broek, M., Seebregts, A., & Faaij, A. 2014. Impacts of large-scale Intermittent Renewable Energy Sources on electricity systems, and how these can be modeled. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*,33, 443-466.

CE - Comissão Europeia, 2010. **Conclusions – 17 June 2010.** http://ec.europa.eu/eu2020/pdf/council_conclusion_17_june_en.pdf. Acedido a 25 de setembro de 2016.

CE - Comissão Europeia, 2014a. **Ação climática.** https://europa.eu/european-union/topics/climate-action_en. Acedido a 25 de setembro de 2016.

CE - Comissão Europeia, 2014b. **Subsidies and Costs of EU Energy.** https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ECOFYS%202014%20Subsidies%20and%20costs%20of%20EU%20energy_11_Nov.pdf. Acedido a 25 de setembro de 2016.

CE - Comissão Europeia, 2015a. **Annual European Union greenhouse gas inventory 1990-2013 and inventory report 2015**. <http://www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2015>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

CE - Comissão Europeia, 2015b. **Country Factsheet Portugal**. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52015SC0235&from=EN>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

CE - Comissão Europeia, 2015c. **Reducing emissions from transport**. http://ec.europa.eu/clima/policies/transport/index_en.htm. Acedido a 25 de setembro de 2016.

CE - Comissão Europeia, 2016a. **2050 low-carbon Economy**. http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050/index_en.htm. Acedido a 25 de setembro de 2016.

CE - Comissão Europeia, 2016b. **Greenhouse gas emission statistics**. http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Greenhouse_gas_emission_statistics. Acedido a 25 de setembro de 2016.

Clò, S., Cataldi, A., & Zoppoli, P. 2015. The merit-order effect in the Italian power market: The impact of solar and wind generation on national wholesale electricity prices. *Energy Policy*, 77, 79-88.

CTGBR - China Three Gorges Brasil, 2016. **CTG CORP**. <http://ctgbr.com.br/a-empresa/>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

De Miera, G. S., del Río González, P., & Vizcaíno, I. 2008. Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain. *Energy Policy*, 36(9), 3345-3359.

DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia, 2007. **Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico**. http://rioslivresgeota.org/wp-content/uploads/2015/04/plano_barragens_memoria_final1.pdf. Acedido a 25 de setembro de 2016.

DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia, 2013. **Energia em Portugal**. http://www.apren.pt/fotos/newsletter/conteudos/energiapt_2013_dgeg_1433429705.pdf. Acedido a 25 de setembro de 2016.

DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia, 2014. **Balanço energético sintético, 2014**. <http://www.oelectricista.pt/wp-content/uploads/DGEG.pdf>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia, 2015. **Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2015-2030**. http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/53_Proposta%20PDIRT-E_2015/RMSA-E%202014%20FINAL.pdf. Acedido a 25 de setembro de 2016.

EDP - Energias de Portugal, 2016a. **Estrutura Accionista**. <http://www.edp.pt/pt/investidores/accaoedp/estruturaaccionista/Pages/ShareholderStructure2.aspx>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

EDP - Energias de Portugal, 2016b. **História da marca**. <https://www.edp.pt/pt/aedp/sobreaedp/marcaEDP/Pages/HistoriaMarca.aspx>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

EIA - Energy Information Administration, 2013. **Feed-in-tariff: A policy tool encouraging deployment of renewable electricity technologies**. <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=11471>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2009a. **Como são calculadas as tarifas de electricidade**. <http://www.erse.pt/consumidor/electricidade/querosabermas/comosaocalculadasatarifasdeelectricidade/paginas/default.aspx?master=ErsePrint.master>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2009b. **Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema**. <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/operacaodasredes/Documents/Manual%20de%20Procedimentos%20do%20Gestor%20do%20Sistema.pdf>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2009c. **Mercado diário**. <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoeelectricidade/mercado diario/paginas/default.aspx?master=ErsePrint.master>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2009d. **Perguntas Frequentes**. <http://www.erse.pt/pt/perguntasfrequentess/aerse/paginas/faqerse.aspx?master=ErsePrint.master#2>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2009e. **Contratação**. <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoeelectricidade/contratacao/paginas/default.aspx?master=ErsePrint.master>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2016. **Glossário**. <http://www.erse.pt/pt/glossario/paginas/glossario.aspx?folder=b3caa940-997f-4b64-b184-ba03262cc5a9>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

IEA - International Energy Agency, 2011. **World energy outlook 2011**. <http://www.iea.org/Textbase/npsu/m/weo2011sum.pdf>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

IEA - International Energy Agency, 2014. **Energy snapshot of the week**. <https://www.iea.org/newsroomandevents/graphics/world-electricity-demand-since-1990-with-related-total-and-regional-co2-emissions.html>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

IEA - International Energy Agency, 2015. **Energy and climate change, 2015**. <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015SpecialReportonEnergyandClimateChange.pdf>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

Ilak, P., Rajšl, I., Krajcar, S., & Delimar, M. 2015. The impact of a wind variable generation on the hydro generation water shadow price. *Applied Energy*, 154, 197-208.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change, 2014. **Climate change threatens irreversible and dangerous impacts, but options exist to limit its effects**. https://www.ipcc.ch/pdf/ar5/prpc_syr/11022014_syr_copenhagen.pdf. Acedido a 25 de setembro de 2016.

Lourenço, M. I. D. 2010, **O sector da electricidade em Portugal: o papel da EDP Soluções Comerciais**. Coimbra. FEUC Faculdade de Economia da Universidade de Coimbra

MIBEL - Mercado Ibérico de Electricidade, 2016. **Serviços de Sistema**. <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=41&relcategoria=101&idpag=29&lang=pt>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

Montaigne, F. 2013. Record 400ppm CO₂ milestone “feels like we” re moving into another era’. *The Guardian*. <https://www.theguardian.com/environment/2013/may/14/record-400ppm-co2-carbon-emissions>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

Mulder, M., & Scholtens, B. 2013. The impact of renewable energy on electricity prices in the Netherlands. *Renewable energy*, 57, 94-100.

Netto, C. 2013, **Renewable energy policies in Portugal**. Dissertação de Mestrado em Economia da Empresa e da Concorrência. ISCTE Instituto Universitário de Lisboa.

O GLOBO, 2013. **Gelo no Ártico pode diminuir 94% e o nível do mar subiria 82 cm até 2100**. <http://oglobo.globo.com/sociedade/ciencia/gelo-no-artico-pode-diminuir-94-o-nivel-do-mar-subiria-82-cm-ate-2100-10173671>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

OMIE - Operador Mercado Ibérico pólo espanhol, 2016a. **Precio horário del mercado diário 01/02/2015**. <http://www.omie.es/inicio>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

OMIE - Operador Mercado Ibérico pólo espanhol, 2016b. **Acceso a resultados**. <http://www.omie.es/inicio>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

OMIE - Operador Mercado Ibérico pólo espanhol, 2016c. **Acceso a ficheiros**. <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

OMIE - Operador Mercado Ibérico pólo espanhol, 2016d. **Curvas agregadas de oferta y demanda del mercado diário**. <http://www.omie.es/aplicaciones/datosftp/datosftp.jsp>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

OMIE - Operador Mercado Ibérico pólo espanhol, 2016e. **Curva pbc do dia 1 de janeiro de 2015**. http://www.omie.es/datosPub/curva_pbc/curva_pbc_20150101.1. Acedido a 25 de setembro de 2016.

OMIE - Operador Mercado Ibérico pólo espanhol, 2016f. **Componentes precio final demanda nacional**. <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

OMIE - Operador Mercado Ibérico pólo espanhol, 2016g. **Conoce Nuestro Mercado**. <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

OMIP - Operador de Mercado Ibérico pólo português, 2016

Pachauri, R. K., Allen, M. R., Barros, V. R., Broome, J., Cramer, W., Christ, R., ... & Dubash, N. K. (2014). *Climate change 2014: synthesis Report. Contribution of working groups I, II and III to the fifth assessment report of the intergovernmental panel on climate change* (p. 151). IPCC.

Peña, I., Azevedo, I. L., & Ferreira, L. A. F. M. 2014. Economic analysis of the profitability of existing wind parks in Portugal. *Energy Economics*, 45, 353-363.

Pordata, 2016a. **Consumo total de energia elétrica em Portugal kWh (quilowatt-hora)**. www.pordata.pt. Acedido a 25 de setembro de 2016.

Pordata, 2016b. **Preços de electricidade em Portugal período 1991-2015**. <http://www.pordata.pt>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

Pordata, 2016c. **Produção bruta de energia eléctrica: total e por tipo de produção de energia eléctrica GWh (Gigawatt-hora)**. www.pordata.pt. Acedido a 25 de setembro de 2016.

Pordata, 2016d. **Produção de energia eólica em Portugal (1995-2014)**. www.pordata.pt. Acedido a 25 de setembro de 2016.

Proença, S., & Aubyn, M. S. 2013. Hybrid modeling to support energy-climate policy: Effects of feed-in tariffs to promote renewable energy in Portugal. *Energy Economics*, 38, 176-185.

REN - Redes Energéticas Nacionais, 2014. **Energia eólica em Portugal**. [http://www.ren.pt/files/2015-09/2015-09-23165415_7a820a40-3b49-417f-a962-6c4d7f037353\\$\\$7319a1b4-3b92-4c81-98d7-fea4bfefafcd\\$\\$9cade712-9fc1-40c8-bb65-8e2827105194\\$\\$File\\$\\$pt\\$\\$1.pdf](http://www.ren.pt/files/2015-09/2015-09-23165415_7a820a40-3b49-417f-a962-6c4d7f037353$$7319a1b4-3b92-4c81-98d7-fea4bfefafcd$$9cade712-9fc1-40c8-bb65-8e2827105194$$File$$pt$$1.pdf). Acedido a 25 de setembro de 2016.

REN - Redes Energéticas Nacionais, 2015. **Dados técnicos**. [http://www.ren.pt/files/2016-04/2016-04-04142733_f7664ca7-3a1a-4b25-9f46-2056eef44c33\\$\\$72f445d4-8e31-416a-bd01-d7b980134d0f\\$\\$ee3c56e5-6d14-4aa0-ac1f-ca5006917e03\\$\\$storage_image\\$\\$pt\\$\\$1.pdf](http://www.ren.pt/files/2016-04/2016-04-04142733_f7664ca7-3a1a-4b25-9f46-2056eef44c33$$72f445d4-8e31-416a-bd01-d7b980134d0f$$ee3c56e5-6d14-4aa0-ac1f-ca5006917e03$$storage_image$$pt$$1.pdf). Acedido a 25 de setembro de 2016.

REW - Renewable Energy World, 2011. **Snapshot of feed-in tariffs around the world in 2011**. <http://www.renewableenergyworld.com/articles/2011/10/snapshot-of-feed-in-tariffs-around-the-world-in-2011.html>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

Semanário Sol, 2015. **Conferência APREN 2015.**
<http://www.pt.cision.com/cp2013/ClippingDetails.aspx?id=ecd58b82-9fb6-4eda-9088-248b509db6de&analises=1>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

Staudt, A., Huddleston, N., & Kraucunas, I. 2008. **Understanding and Responding to Climate Change: Highlights of National Academies Reports.**

Swinand, G. P., & O'Mahoney, A. 2015. Estimating the impact of wind generation and wind forecast errors on energy prices and costs in Ireland. *Renewable Energy*, 75, 468-473.

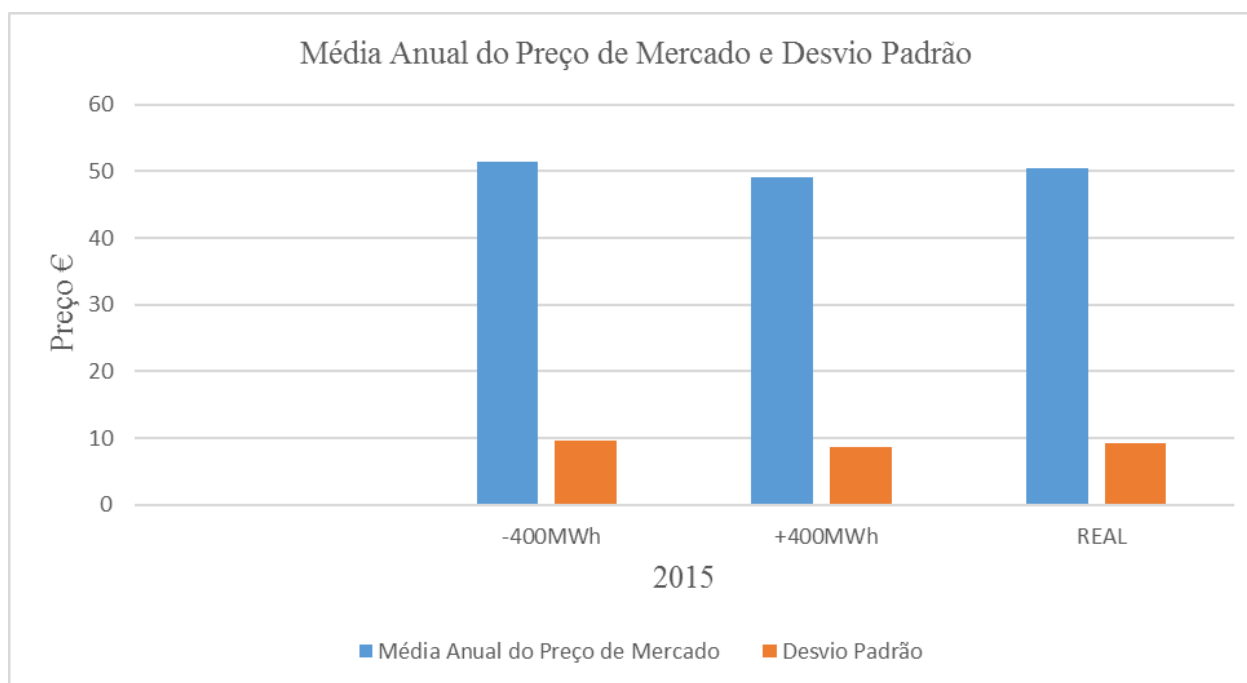
UNEP - United Nations Environment Programme, 2009. **Climate change introduction.**
<http://www.unep.org/climatechange/Introduction.aspx>. Acedido a 25 de setembro de 2016.

UNEP - United Nations Environment Programme, 2014. **The emissions gap report, 2014.**
http://www.unep.org/publications/ebooks/emissionsgapreport2014/portals/50268/pdf/EGR2014_LOWRES.pdf. Acedido a 25 de setembro de 2016.

Anexos

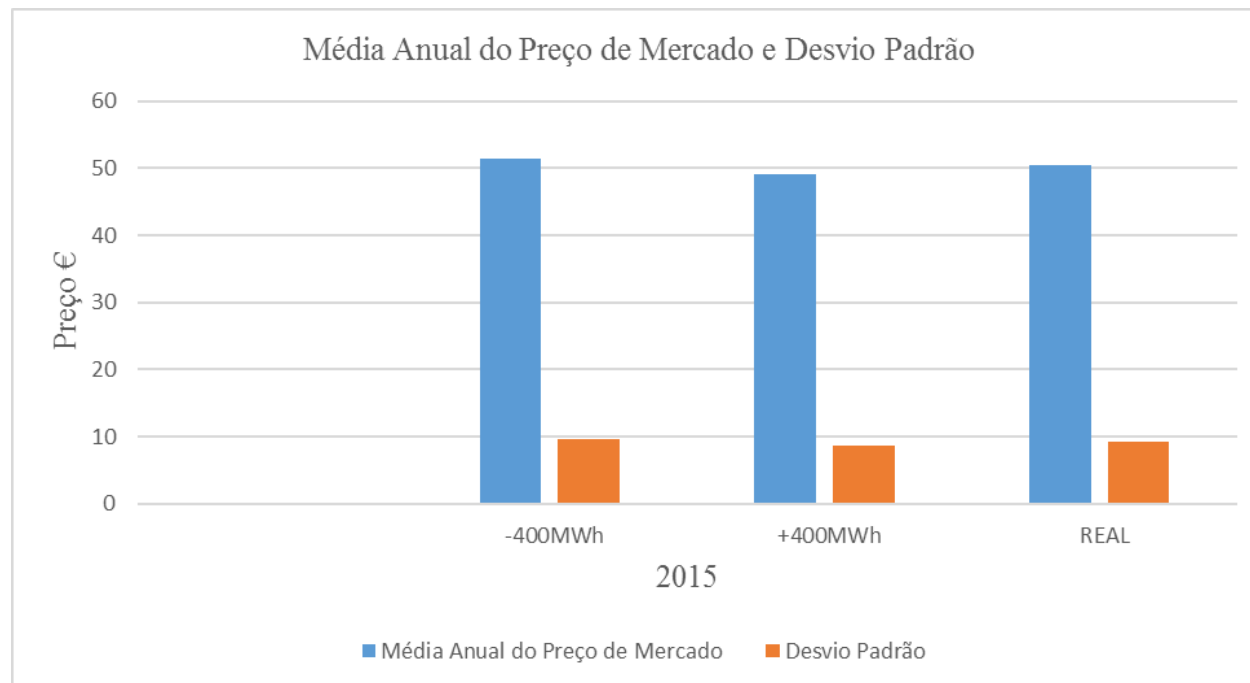
Anexo I – Impacto no Preço Médio de Mercado e Desvio Padrão com – 400MWh de produção eólica:

-400MWh	Impacto no Preço Médio de Mercado	Desvio Padrão
Janeiro	1,10	0,86
Fevereiro	0,98	0,29
Março	0,89	0,24
Abril	1,08	0,35
Maio	0,92	0,38
Junho	0,81	0,20
Julho	0,92	0,39
Agosto	0,75	0,19
Setembro	0,81	0,21
Outubro	0,73	0,16
Novembro	0,92	0,51
Dezembro	0,87	0,42



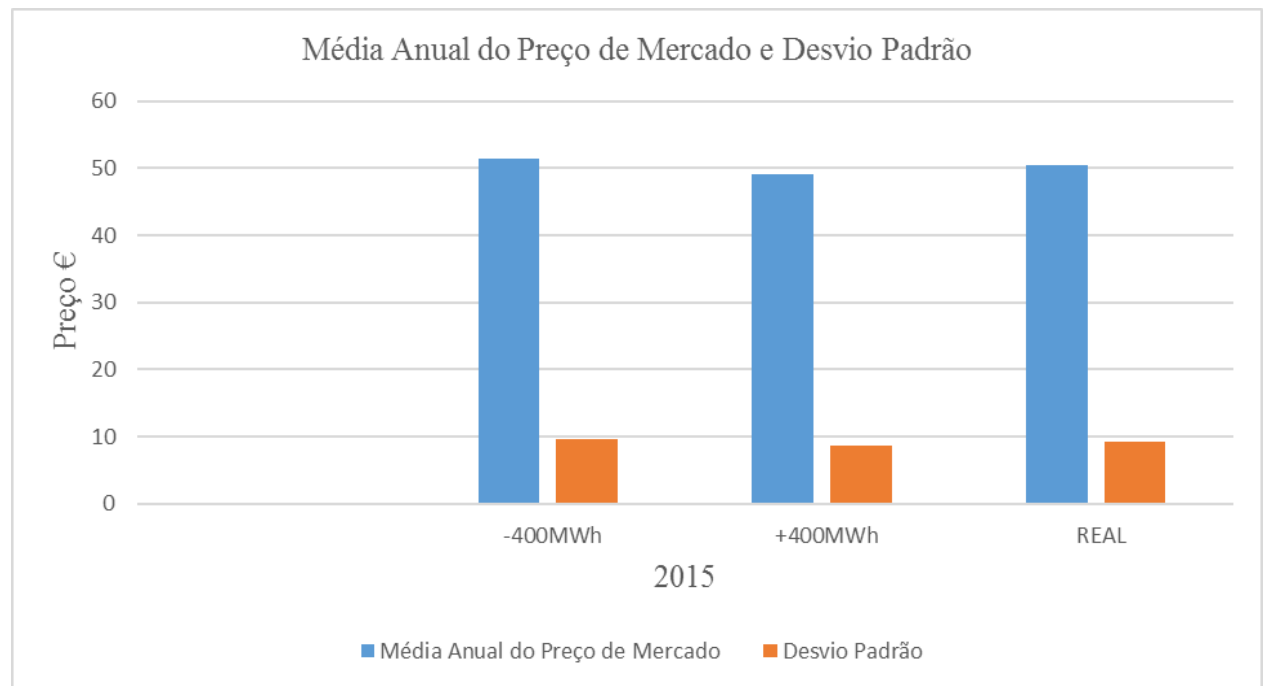
Anexo II – Impacto no Preço Médio de Mercado e Desvio Padrão com + 400MWh de produção eólica:

+400MWh	Impacto no Preço Médio de Mercado	Desvio Padrão
Janeiro	1,28	0,72
Fevereiro	1,36	0,42
Março	1,25	0,26
Abril	1,47	0,45
Maio	1,35	0,38
Junho	1,24	0,32
Julho	1,21	0,40
Agosto	1,13	0,29
Setembro	1,33	0,54
Outubro	1,18	0,41
Novembro	1,25	0,54
Dezembro	1,16	0,54



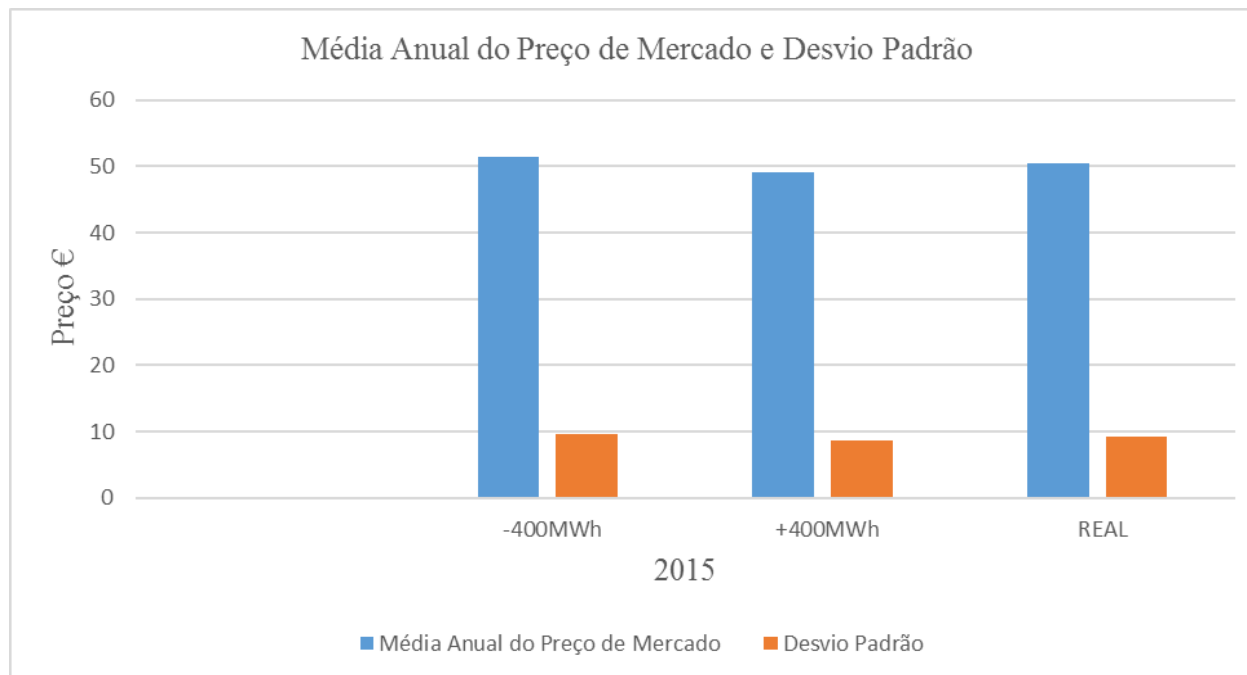
Anexo III – Média do Preço de Mercado e Desvio Padrão real 2015:

Real 2015	Média do Preço de Mercado	Desvio Padrão
Janeiro	51,82	9,22
Fevereiro	42,57	12,18
Março	43,22	6,84
Abril	45,49	9,83
Maio	45,18	7,08
Junho	54,74	5,02
Julho	59,61	4,19
Agosto	55,59	6,68
Setembro	51,92	6,11
Outubro	49,90	5,33
Novembro	51,46	7,79
Dezembro	52,92	8,94



Anexo IV – Impacto no Preço Médio Anual de Mercado e Desvio Padrão com - 400MWh e com + 400MWh de produção eólica:

2015	Impacto no Preço Médio Anual de Mercado	Desvio Padrão
-400MWh	0,9	0,41
+400MWh	1,27	0,45



Anexo V – Média anual do preço de Mercado e do Desvio Padrão com – 400MWh, + 400MWh e preços Reais 2015:

	Média Anual do Preço de Mercado	Desvio Padrão
-400MWh	51,33	9,57
+400MWh	49,16	8,71
REAL	50,43	9,16

