

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Estudo do Impacto da Variação da PRE nos  
Preços de Mercado**

Paulo Nuno Sousa Faria Afonso

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do  
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores  
Major Energia

Orientador: Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva

Janeiro de 2014

© Paulo Nuno Sousa Faria Afonso, 2014


A Dissertação intitulada

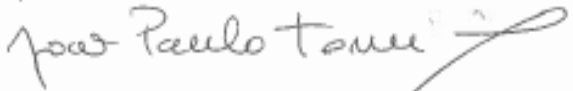
“Estudo do Impacto da Variação da PRE nos Preços de Mercado”

foi aprovada em provas realizadas em 14-02-2014

o júri

  
Presidente Professor Doutor Artur Manuel de Figueiredo Fernandes e Costa  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores  
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

  
Professora Doutora Teresa Alexandra Ferreira Mourão Pinto Nogueira  
Professor Adjunto do Departamento de Engenharia Eletrotécnica do Instituto  
Superior de Engenharia do Porto

  
Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva  
Professor Associado do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de  
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.

  
Autor - Paulo Nuno Sousa Faria Afonso

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



# Resumo

A reestruturação do setor elétrico, e consequente liberalização, permitiu a introdução de concorrência no setor favorecendo as atividades de produção e comercialização. Por outro lado e em muitos países ainda antes dessa reestruturação, foi criado o conceito de Produção em Regime Especial, englobando a produção de energia elétrica através de fontes de energia renováveis ou através de cogeração. Posteriormente foram criados mercados regionais de energia elétrica, entre os quais o Mercado Ibérico de Eletricidade. O MIBEL surgiu da integração dos setores elétricos de Portugal e Espanha, seguindo Diretivas da União Europeia com vista à criação de um mercado interno de energia a nível Europeu.

Deste modo, e tendo a Produção em Regime Especial apresentado um crescimento e uma contribuição cada vez maior para a alimentação do consumo nomeadamente em Portugal e em Espanha, torna-se importante avaliar de que forma as diversas tecnologias de PRE influenciam os preços do mercado diário.

O presente trabalho foi realizado com a estreita colaboração da EDP Gestão da Produção SA e a Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto e pretendeu-se avaliar o impacto da PRE nos preços de mercado e desenvolver uma aplicação computacional que permita estimar o preço de mercado hora a hora sem a inclusão de determinado tipo de PRE. O desenvolvimento da aplicação computacional foi realizado recorrendo à linguagem de programação Visual Basic. Esta aplicação utiliza os preços de mercado disponibilizados pelo Operador de Mercado e os valores de energia produzida por cada tecnologia de PRE. Para cada hora a analisar são obtidas as equações das retas que aproximam as curvas das ofertas de compra e venda casadas e, em seguida, é obtida a equação da nova reta aproximadora das ofertas de venda admitindo que se retira a energia associada a uma determinada fonte de PRE. O novo preço de mercado resulta da interseção desta nova reta com a reta aproximadora das ofertas de compra, que se admite manter-se inalterada.

Utilizando esta aplicação procedeu-se à análise do impacto da PRE nos preços de mercado ocorridos ao longo do mês de dezembro de 2012. Neste período foram igualmente analisados diversos dias tendo em conta a contribuição da PRE para a energia total. De um modo geral, verificou-se que os preços de mercado se elevam de forma mais acentuada nos períodos em que a presença de PRE é mais significativa. Por outro lado, observou-se ainda que a ocorrência de *Market Splitting* origina também elevações acentuadas do preço de mercado.

**Palavras-Chave:** Produção em Regime Especial, Preço de mercado, Mercados de Eletricidade, MIBEL, *Market Splitting*.



# Abstract

The restructuring of the electricity sector and its consequent liberalization allowed the introduction of competition in the industry namely in the activities of generation and retailing. On the other hand and in several countries prior to the mentioned restructuring, it was developed the concept of Special Regime Generation including the generation of electricity using renewables and cogeneration. Afterwards, regional electricity markets were created, including the Iberian Electricity Market. MIBEL emerged from the integration of the electric sectors of Portugal and Spain, following the Directives of the European Union in order to create an internal energy market in Europe.

Accordingly, given the increasing relevance of the Special Regime Generation to supply the demand both in Portugal and in Spain, it becomes important to evaluate the impact of this type of generation in the prices of the daily electricity market.

This work was developed with the close collaboration of EDP Gestão da Produção SA and Engineering Faculty of Porto University and its objective was to estimate the impact of Special Regime Generation in the market prices as well as developing a computer application to estimate the prices without considering a Special Regime Generation technology. . Aims to estimate the impact of PRE on market prices and develop a computational application that allows estimating the market price by hour without the inclusion of a particular type of PRE. The development of computational implementation was performed using the Visual Basic programming language. This application uses the market prices made available by the Iberian Market Operator as well as the generated energies for each Special Regime Generation technology. For each hour under analysis, the application obtains the equations of the lines that approximate the aggregated selling and buying curves and afterwards the equation of the selling curve is changed admitting that an amount of energy associated to a specified Special Regime Generation technology is eliminated. The new market price corresponds to the intersection of this new line with the line of buying curve that is admitted unchanged.

Using this application it was analyzed the impact of the Special Regime Generation in the market prices along December 2012. In this period several particular days were also studied in more detail. In general, we concluded that the value of the market price increases more as the amount of the energy from Special Regime Generation is larger. On the other hand, it was also observed that when Market Splitting occurs the market price is also strongly increased.

**Keywords:** Special Regime Generation, Market Price, Electricity Markets, MIBEL, *Market Splitting*.



# Agradecimentos

Quero expressar os meus sinceros e reconhecidos agradecimentos a todos aqueles que me apoiaram nesta etapa e contribuíram para a realização deste trabalho.

Ao Prof. Doutor João Tomé Saraiva por todo o empenho e dedicação prestados ao longo de todo o projeto. Agradeço ainda a disponibilidade que sempre demonstrou no esclarecimento das minhas dúvidas assim como as opiniões sugeridas e conselhos prestados, essenciais para a realização deste trabalho.

À EDP Produção, em especial aos Engenheiros José Sousa e Virgílio Mendes por toda disponibilidade e apoio demonstrados na ajuda e esclarecimento de dúvidas, comentários e sugestões apresentadas assim como pelo fornecimento dos dados utilizados para a realização deste trabalho.

Aos meus pais, pelas palavras de incentivo, compreensão e apoio incondicional que sempre demonstraram ao longo da minha vida. Às minhas irmãs, pela sensatez e grande amizade que sempre me apoiaram.

A todos os meus amigos, pela paciência que sempre tiveram comigo e pela amizade sincera e companheirismo demonstrados.



# Índice

Resumo .....	v
Abstract.....	vii
Agradecimentos .....	ix
Índice.....	xi
Lista de Figuras .....	xiii
Lista de Tabelas .....	xv
Abreviaturas e Símbolos .....	xvii
<b>Capítulo 1 Introdução .....</b>	<b>1</b>
1.1 - Enquadramento e Objetivos .....	1
1.2 - Estrutura .....	2
<b>Capítulo 2 Mercados de Eletricidade .....</b>	<b>3</b>
2.1 - Setor Elétrico no Passado .....	3
2.2 - Processo de Transição .....	4
2.3 - Novo Modelo do Setor Elétrico .....	6
2.3.1 - Modelo em <i>Pool</i> Simétrico .....	7
2.3.2 - Modelo em <i>Pool</i> Assimétrico .....	10
2.3.3 - Modelos Obrigatórios e Voluntários.....	11
2.3.3.1 - Contratos Bilaterais .....	11
2.3.3.2 - Modelos Mistos .....	12
2.3.4 - Diretivas Europeias .....	13
<b>Capítulo 3 Mercado Ibérico de Eletricidade .....</b>	<b>15</b>
3.1 - Setor Elétrico Português.....	15
3.1.1 - Evolução e Enquadramento Legal.....	15
3.1.2 - Organização.....	17
3.1.2.1 - Produção .....	17
3.1.2.2 - Transporte .....	18
3.1.2.3 - Distribuição.....	18
3.1.2.4 - Comercialização .....	18
3.2 - Setor Elétrico Espanhol .....	19
3.2.1 - Evolução e Enquadramento Legal.....	19
3.2.2 - Organização.....	20
3.2.2.1 - Produção .....	21

3.2.2.2 - Transporte .....	21
3.2.2.3 - Distribuição .....	22
3.2.2.4 - Comercialização.....	22
3.3 - Mercado Ibérico de Eletricidade - MIBEL .....	23
3.3.1 - Fases do Processo de Criação .....	23
3.3.2 - Descrição do Modelo Organizativo .....	24
3.3.3 - OMIP .....	25
3.3.4 - OMIE .....	26
3.3.4.1 - Mercado Diário .....	26
3.3.4.2 - Market Splitting .....	28
3.3.4.3 - Mercado Intradário.....	30
3.3.5 - Tarifas.....	30
3.3.6 - Serviços de Sistema .....	32
3.3.7 - Produção em Regime Especial, PRE.....	33
3.3.7.1 - Tratamento da PRE em Portugal .....	33
3.3.7.2 - Tratamento da PRE em Espanha .....	35
<b>Capítulo 4 Metodologia e Aplicação Desenvolvida .....</b>	<b>37</b>
4.1 - Introdução .....	37
4.2 - Aplicação Desenvolvida .....	37
4.2.1 - Descrição da Metodologia.....	37
4.2.2 - Exemplo Demonstrativo .....	41
4.2.3 - Aplicação Computacional .....	44
4.3 - Ilustração .....	47
<b>Capítulo 5 Resultados.....</b>	<b>49</b>
5.1 - Introdução .....	49
5.2 - Análise dos Preços de Mercado sem inclusão da PRE nos dias de menor e maior produção de PRE .....	49
5.3 - Impacto da PRE nos preços de Mercado no dia 6 de dezembro de 2012 .....	56
5.4 - Impacto da PRE no mês de dezembro de 2012.....	59
<b>Capítulo 6 Conclusões .....</b>	<b>67</b>
6.1 - Síntese e Conclusões.....	67
6.2 - Perspetivas de Trabalho Futuro.....	68
<b>Bibliografia.....</b>	<b>71</b>

## Lista de Figuras

Figura 2.1: Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico [1]. .....	4
Figura 2.2: Cronologia da reestruturação do setor elétrico [1]. .....	6
Figura 2.3: Novo modelo desagregado do setor elétrico [1]. .....	6
Figura 2.4: Funcionamento de um <i>Pool</i> Simétrico [1]. .....	8
Figura 2.5: Funcionamento de um <i>Pool</i> Simétrico Ideal [1]. .....	9
Figura 2.6: Funcionamento de um <i>Pool</i> Assimétrico [1]. .....	10
Figura 2.7: Contrato às diferenças [1]. .....	12
Figura 2.8: Modelo Misto de Exploração do Setor elétrico [1]. .....	13
Figura 3.1: Sistema Elétrico Nacional [17]. .....	16
Figura 3.2: Estrutura do Setor Elétrico Nacional [20] .....	19
Figura 3.3: Organização do Sistema Elétrico Espanhol [6]. .....	23
Figura 3.4: Resultado Mercado Diário para a hora 12 do dia 17 de Dezembro de 2013 [31]. ..	27
Figura 3.5: <i>Market Splitting</i> [30]. .....	29
Figura 3.6: <i>Market Splitting</i> no Mercado Ibérico no Ano de 2010 [32] .....	29
Figura 3.7: Sessões do Mercado Intradiário [30]. .....	30
Figura 3.8: Aditividade Tarifária: Tarifas de Acesso às Redes [36] .....	31
Figura 3.9: Aditividade Tarifária: Tarifas de Venda a Clientes Finais [36] .....	32
Figura 3.10: Contribuição anual da PRE para satisfação do consumo [39] .....	33
Figura 3.11: Energia anual entregue á rede por tecnologia [39] .....	34
Figura 3.12: Peso da PRE na potência instalada do SEN [39]. .....	34
Figura 3.13: Produção em Regime Especial em Espanha (GWh) [40]. .....	35
Figura 3.14: Contribuição das Renováveis em relação à procura [40]. .....	36

Figura 4.1: Organização dos dados fornecidos pelo Operador de Mercado. ....	38
Figura 4.2: Organização dos dados referentes à PRE (energia produzida em MWh).....	39
Figura 4.3: Fluxograma que descreve detalhadamente as várias etapas que a aplicação percorre para analisar o impacto da PRE numa dada hora. ....	44
Figura 4.4: Informação disponibilizada pela aplicação computacional em formato xls. ....	47
Figura 4.5: Influência da PRE Eólica nos preços de mercado para a hora 1 do dia 1/12/2012. ....	48
Figura 5.1: Variação de Preço e Energia da PRE total (%) no dia 10/12 /2012. ....	52
Figura 5.2: Variação de Preço e Energia da PRE Eólica (%) no dia 10/12/2012. ....	52
Figura 5.3: Variação de Preço e Energia da PRE Total (%) no dia 14/12/2012. ....	55
Figura 5.4: Variação de Preço e Energia da PRE Eólica (%) no dia 14/12/2012. ....	55
Figura 5.5: Impacto da PRE Total para a hora 6 do dia 14/12/2012. ....	56
Figura 5.6: Variação de preço relativo á energia eólica no dia 6/12/2012. ....	57
Figura 5.7: Impacto da PRE Eólica na hora 18 do dia 6/12/2012. ....	58
Figura 5.8: Impacto da PRE Eólica na hora 21 do dia 6/12/2012. ....	58
Figura 5.9. Preço Médio Diário no mês de dezembro de 2012.....	61
Figura 5.10: Variação de Preço da PRE Total (%) e Energia da PRE Total (%) no dia 28/12/2012. ....	64
Figura 5.11: Variação de Preço e Energia da PRE total (%) no mês de dezembro de 2012. ....	65

## Lista de Tabelas

Tabela 4.1: Propostas de venda casadas .....	42
Tabela 4.2: Propostas de compra casadas.....	42
Tabela 5.1: Impacto da PRE nos preços de mercado no dia 10/12/2012. ....	50
Tabela 5.2: Quantidade de energia produzida por cada tipo de PRE no dia 10/12/2012. ....	51
Tabela 5.3: Impacto da PRE nos preços de mercado no dia 14/12/2012. ....	53
Tabela 5.4: Quantidade de energia produzida para cada tipo de PRE no dia 14/12/2012. ....	54
Tabela 5.5: Impacto da PRE no mês de Dezembro.....	59
Tabela 5.6: Energia total produzida diariamente por cada tipo de PRE no mês de dezembro. ....	60
Tabela 5.7: Preço para cada tipo de PRE no mês de dezembro de 2012. ....	62
Tabela 5.8: Variação de Preço para cada tipo de PRE no dia 28/12/2012. ....	63
Tabela 5.9: Variação Energia (%) e Preço PRE Total (%) no dia 28/12/2012. ....	64
Tabela 5.10: Variação Energia (%) e Preço PRE Total (%) no mês de dezembro.....	66



# Abreviaturas e Símbolos

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
C	Comercialização
CB	Contratos Bilaterais
CMEC	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual
CNE	<i>Comisión Nacional de Energía</i>
CNSE	<i>Comisión Nacional del Sistema Eléctrico</i>
CUR	Comercializador de Último Recurso
EDP	Energias de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
IF	Intermediação Financeira
ISO	<i>Independent System Operator</i>
LOSEN	<i>Ley Organica del Sector Eléctrico Nacional</i>
MC	Mercados Centralizados
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MLE	<i>Marco Legal Estable</i>
MT	Média Tensão
NETA	<i>New Electricity Trading Arrangement</i>
OMIE	Operador do Mercado Ibérico - Pólo Espanhol
OMIP	Operador do Mercado Ibérico - Pólo Português
OTC	<i>Over-the-Counter</i>
P	Produção
PANER	<i>Plan de Acción Nacional de Energías Renovables</i>
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Ordinário
PURPA	<i>Public Utility Regulatory Policies Act</i>
RD	Rede de Distribuição
REE	<i>Red Electrica de España</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
RT	Rede Transporte
SA	Serviços Auxiliares
SEI	Sistema Eléctrico Independente
SEN	Sistema Eléctrico Nacional

SENV	Sistema Eléctrico Não Vinculado
SEP	Sistema Eléctrico Público
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
UE	União Europeia
VPP	<i>Virtual Power Plant</i>

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 - Enquadramento e Objetivos

Esta dissertação foi realizada no âmbito da conclusão do ciclo de estudos do Mestrado Integrado de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Este trabalho baseia-se no estudo do impacto da Produção em Regime Especial provoca nos preços de mercado.

Atualmente, devido à situação económica que se presencia um pouco por todo o mundo, torna-se necessário estudar e avaliar as mais variadas possibilidades de custos de serviços imprescindíveis, como é o cálculo do preço de mercado da energia elétrica, em análise neste trabalho.

Nos últimos anos tem-se assistido a uma maior contribuição crescente de energia entregue à rede por parte de unidades de Produção em Regime Especial. Entende-se por Produção em Regime Especial (PRE) toda a atividade que promove a produção de energia elétrica através de recursos endógenos renováveis, ou através de tecnologias de produção combinada de eletricidade e calor.

Deste modo, para além da produção de energia elétrica através fontes de energia renováveis assim como através da cogeração, considera-se PRE toda a produção:

- Através de Centrais Hídricas até 10 MVA;
- Através de resíduos;
- Em baixa tensão, com potência instalada até 150 kW;
- Em Microprodução, com potência instalada até 5,75 kW.

Nos últimos 13 anos, ocorreu um grande aumento do contributo da PRE para a satisfação do consumo de energia elétrica em Portugal Continental, apresentando atualmente um enorme peso no que concerne à potência instalada no sistema elétrico nacional. Este desenvolvimento deve-se em parte aos subsídios e incentivos legais aplicados pelo Estado Português.

Relativamente às fontes de Produção em Regime Especial, no que se refere à energia anual entregue à rede por tecnologia, a eólica e a cogeração foram as tecnologias que maior expansão tiveram em Portugal.

Neste contexto em que a PRE apresenta uma grande importância no despacho efetuado pelo Operador de Mercado, torna-se pertinente analisar o impacto que a Produção em Regime Especial provoca nos preços de mercado. Desta forma, foi desenvolvida uma aplicação computacional para estimar os novos preços de mercado se não estivessem incluídos no despacho os valores de energia provenientes das fontes de PRE para determinados dias do ano. Os novos preços de mercado foram determinados sem a inclusão da PRE eólica, PRE Térmica, PRE Fotovoltaica, PRE Hidráulica e também sem a PRE total, equivalente à exclusão do valor total somado de todos os tipos de PRE para cada hora.

Este trabalho foi sugerido pela EDP Produção, mais concretamente pelos Engs. Virgílio Mendes e José Carlos Sousa a quem desde já se agradece a disponibilidade e apoio prestados ao longo da realização desta dissertação.

### 1.2 - Estrutura

Esta dissertação encontra-se organizada em 6 capítulos. No presente capítulo, ou seja, no Capítulo 1, apresenta-se o enquadramento e os objetivos do trabalho. É igualmente descrita a forma como se encontra organizado o trabalho.

No Capítulo 2 são abordados os mercados de eletricidade, desde o início da sua criação até aos dias de hoje. É descrita a evolução ocorrida no setor elétrico, ou seja, a reestruturação que este sofreu ao longo dos anos e nos diferentes países do mundo, passando de uma estrutura integralmente verticalizada para um sistema liberalizado. Assim são referidos os vários modelos que o constituem, assim como as Diretivas Europeias publicadas com vista à criação do mercado interno de eletricidade a nível europeu.

No Capítulo 3 é caracterizado o Mercado Ibérico de Eletricidade, sendo inicialmente descritos os setores elétricos de Portugal e de Espanha. Para cada país é abordada a evolução do setor elétrico assim como a sua organização até à criação do mercado de energia conjunto. Posteriormente, é mencionado como se procedeu à criação do MIBEL a nível legislativo e estrutural. Por fim, é feita uma alusão breve a nível estatístico ao crescimento que a Produção em Regime Especial apresentou em Portugal e Espanha na última década.

No Capítulo 4 é explicada a metodologia que foi implementada para o cálculo dos novos preços de mercado. São descritos passo a passo cada uma das etapas que a aplicação computacional executa. Esta secção é acompanhada de exemplos ilustrativos de modo a facilitar a compreensão de todo o processo.

No Capítulo 5 são apresentados os resultados que se obtêm através da metodologia explicada no Capítulo 4. É apresentada a comparação entre os preços de mercado com a PRE e sem a inclusão de cada tipo de PRE referente ao período de estudo. Posteriormente são comentados os resultados obtidos. É também feita uma referência aos períodos de tempo em que ocorre *Market Splitting*.

No Capítulo 6, são apresentadas as conclusões finais do trabalho, sendo abordado de uma forma geral os resultados obtidos. São referidas também as possíveis direções em que o trabalho pode evoluir, assim como futuros trabalhos que daqui possam advir para a continuação deste projeto.

# Capítulo 2

## Mercados de Eletricidade

### 2.1 - Setor Elétrico no Passado

A produção de eletricidade assim como o seu transporte e distribuição até aos consumidores foi um processo que se iniciou no século XIX. Inicialmente, o setor apresentava redes elétricas de baixa potência e também pouca dispersão geográfica, pois a tecnologia estava pouco desenvolvida para a época e as cargas elevadas eram praticamente inexistentes. Com o passar dos anos e com o aumento das potências de cargas, novas tecnologias se foram desenvolvendo, aliado a um cada vez maior investimento no setor originando níveis de potência cada vez maiores [1].

A exploração de recursos hídricos longe dos consumidores levou a um aumento da rede de transporte de energia elétrica, originando níveis de tensão mais elevados que, por conseguinte, levou a uma expansão do território coberto por redes elétricas. Deste modo, passou-se de pequenos sistemas elétricos para grandes sistemas elétricos. Esta expansão das redes elétricas levou a uma interligação dos sistemas elétricos nacionais de modo a se obter uma maior estabilidade e segurança [1].

Para além do mais, o setor elétrico no que se refere à sua estrutura de propriedade variava de país para país. Após a 2ª Guerra Mundial, verificou-se em vários países europeus a nacionalização do setor elétrico com obrigações de serviço público. Em Portugal, só em 1975 é que se assistiu à nacionalização e integração vertical do setor através da criação da EDP. Até então a estrutura do setor elétrico baseava-se na atribuição de concessões a entidades privadas [1].

Como tal, nessa época a organização da indústria elétrica podia ser descrita de duas formas. Estruturalmente as empresas eram verticalmente integradas, e eram responsáveis pelas atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica até ao cliente final. Ou então, mesmo que existissem várias empresas no mesmo país, estas estavam restringidas geograficamente, não havendo deste modo competição. Cada empresa tinha portanto um número definido de clientes [1].

Através da Figura 2.1 pode-se observar em que consistia a estrutura do setor elétrico. De acordo com esta figura podem retirar-se as conclusões seguintes [1]:

- Os consumidores não tinham qualquer possibilidade de escolher o seu fornecedor de energia elétrica;

#### 4 Mercados de Eletricidade

- O preço a pagar pelos consumidores, calculado por processos de regulação tarifária, apresentava por vezes, um carácter pouco claro, dada a relação pouco clara que existia entre a entidade administrativa reguladora e a entidade regulada;
- Esta fronteira mal definida levava a que muitas vezes o setor elétrico em alturas de crise fosse o responsável por amortizar estes períodos nomeadamente a nível económico através do apoio ao investimento e ao emprego e para o produto interno bruto;

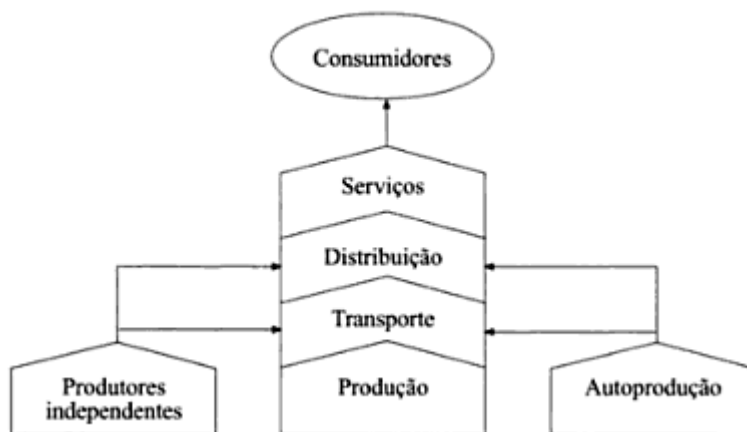


Figura 2.1: Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico [1].

As atividades de planeamento eram mais fáceis e menos complexas do que se verifica atualmente, devido ao facto não só de as empresas possuírem uma estrutura verticalmente integrada, mas também devido ao ambiente económico, menos volátil e mais previsível que se presenciou até ao início dos anos 70, altura em que ocorreu o choque petrolífero. De salientar que até esse choque petrolífero, registavam-se baixas taxas de juro e de inflação a nível económico e custos de infraestruturas relativamente estáveis. Os aumentos de carga anuais nos sistemas elétricos eram consideráveis oscilando entre os 7 e os 10% e estas variações mantinham-se praticamente inalteráveis de ano para ano. Todos estes fatores conferiam um carácter previsível em relação à potência de carga, facilitando deste modo as tarefas de planeamento associadas a uma estrutura centralizada [1].

## 2.2 - Processo de Transição

Tal como referido anteriormente, até à crise petrolífera em 1973, o ambiente económico era estável, havendo poucos fatores de risco nas diversas atividades económicas. Contudo no início desta década, o ambiente económico modificou-se de forma muito rápida nos países mais industrializados. Altas taxas de inflação e de juros levaram a que o ambiente económico se tornasse muito volátil. Em consequência disto, o consumo de energia começou a demonstrar comportamentos mais erráticos [1].

Tudo isto levou a que o modelo organizacional do sector elétrico fosse posto em causa. Deste modo, no início dos anos 70 foi introduzida nos Estados Unidos a *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA), em que foi criada a figura dos produtores independentes e

em que as empresas concessionadas do monopólio até então vigentes eram obrigadas a comercializar a energia por eles produzida [2].

O Chile foi o 1º país onde se procedeu à liberalização do sector elétrico, através da criação de uma agência denominada *Comisión Nacional de Energía*. Esta lei tinha como objetivo a criação de concorrência neste sector através de investimento de capitais privados nestas empresas, de modo a que os grandes consumidores de energia pudessem escolher livremente o seu fornecedor de energia [3].

Este ambiente económico mais imprevisível levou a que na década de 80 diversas atividades económicas começassem a ser liberalizadas ou desreguladas. Atividades económicas tais como a indústria aérea, redes fixas de telecomunicações e a distribuição de gás contribuíram para que novos agentes surgissem nestes setores, levando desta forma a um aumento da concorrência. Os clientes também saíam beneficiados desta situação em virtude de ser possível escolherem a entidade fornecedora dos serviços. A alteração estrutural destes setores levou a que se pensasse numa alteração do setor elétrico. Contudo, e apesar do Chile ter sido o primeiro país a alterar a estrutura do setor elétrico em 1979, só no final da década de 80 se assistiu a uma democratização da aplicação prática deste princípio. Como tal, só em 1990 durante o governo de Margareth Thatcher se iniciou a liberalização do setor elétrico em Inglaterra e Gales. Foi aqui que começou o despoletar da reestruturação do setor elétrico devido a diversos fatores entre os quais se destacam [1]:

- Em alguns países, devido à introdução de nova legislação ou de novas políticas de regulação, várias companhias foram forçadas a separar a sua estrutura verticalmente integrada em diversas áreas de atividade. Tal situação levou ao aparecimento de competição em alguns segmentos do setor;
- O desenvolvimento tecnológico presenciado nas décadas de 80 e 90 quer a nível de telecomunicações ou meios computacionais revelou-se muito importante devido à adoção de estratégias de automação, supervisão e controlo das redes elétricas em tempo real;
- Democratização do gás natural em diversas áreas geográficas a preços e quantidades acessíveis. Esta situação, aliada ao desenvolvimento tecnológico associado à construção de centrais de ciclo combinado de gás natural assim como o baixo custo na sua construção, levou a uma diminuição do caráter capital intensivo da produção de energia elétrica com largos prazos de amortização;

Para além de todos estes fatores, as pessoas também se consciencializaram para a necessidade de optar por novas formas de energia mais limpas e para o uso mais eficiente e racional de energia elétrica. Isto levou a um progressivo decréscimo de construção de centrais nucleares e até mesmo ao encerramento de algumas [1].

Tal como mencionado anteriormente, o Chile foi o primeiro país a introduzir mecanismos de mercado, seguindo-se depois a Inglaterra e Gales. Posteriormente, durante a década de 90 assistiu-se a uma aceleração deste processo como se pode observar na Figura 2.2 através da criação de vários mercados transacionais. Um exemplo desta situação foi a integração dos setores elétricos da Noruega e Suécia, dando origem ao *NordPool* que mais tarde se alargou à Finlândia e a Dinamarca [1].

Em 1997, na Austrália, através da junção da *Victoria Pool*, em funcionamento desde 1994, com a *New South Wales Pool*, criada em 1996, foi criado o *The National Electricity Market of Australia*. Já na Nova Zelândia, após 10 anos de reformas, foi criado em 1996 o mercado voluntário para a transação de energia elétrica [2].

Posteriormente em 1998, entrou em funcionamento o mercado de eletricidade espanhol assim como nos Estados Unidos da América na Califórnia. No ano seguinte foi a vez da Holanda organizar o seu próprio mercado de energia elétrica denominado *Amsterdam Power Exchange*. Nesse mesmo ano ocorreu uma reestruturação da bolsa de Inglaterra e Gales, originando a NETA (*New Electricity Trading Arrangement*), que iniciou o seu funcionamento em 2001 [2].

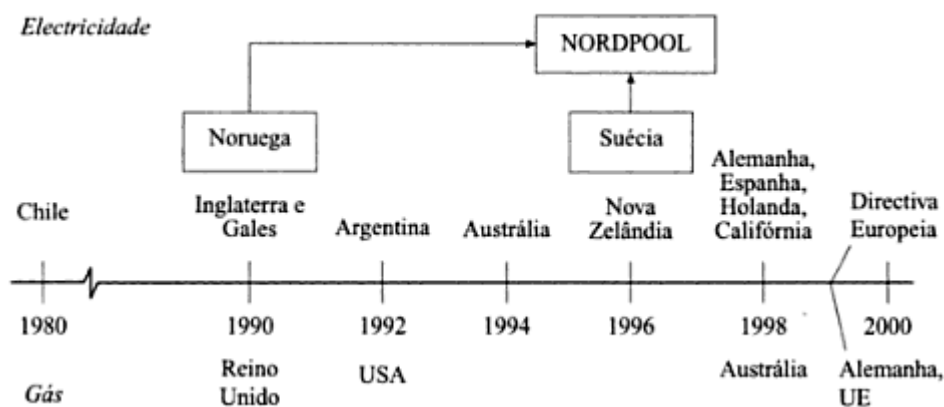


Figura 2.2: Cronologia da reestruturação do setor elétrico [1].

Na Península Ibérica também se assistiu a um movimento semelhante com a integração dos setores elétricos de Portugal e Espanha, formando o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Todavia só em 1 de Julho de 2007 este mercado entrou em funcionamento.

### 2.3 - Novo Modelo do Setor Elétrico

A reestruturação do setor elétrico originou a desverticalização de diversas companhias, permitindo a participação de diversos agentes. Na Figura 2.3 pode-se observar as diversas atividades que compõem este setor.

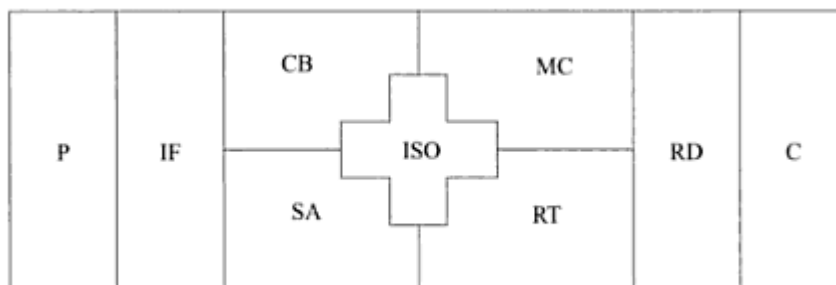


Figura 2.3: Novo modelo desagregado do setor elétrico [1].

Nas extremidades estão presentes atividades muito competitivas como são o caso da produção (P), comercialização (C) e intermediação financeira (IF) assim como uma atividade da rede de distribuição (RD) exercida em regime de monopólio regulado. Por outro lado, na parte central do modelo estão representadas funções que costumavam estar englobadas no segmento do transporte [1].

Os contratos bilaterais (CB) pressupõem o estabelecimento de contratos entre as entidades produtoras e os comercializadores ou clientes elegíveis. Neste tipo de contratos também consta o preço e a quantidade de energia a produzir num determinado período de tempo, normalmente longo [1].

Os mercados centralizados (MC) têm como função a administração dos mercados centralizados recebendo propostas de compra e venda de energia elétrica para cada hora ou meia hora do dia seguinte. As propostas de venda contêm a quantidade de energia a vender e o seu preço mínimo a receber enquanto as propostas de compra apresentam o valor de potência a adquirir assim como o preço máximo a pagar. Estes mercados organizam todas as propostas elaborando um despacho económico para cada intervalo de tempo do dia seguinte [1].

O Operador de Sistema (ISO) é responsável pelas funções de coordenação e exploração da rede de transporte. Para isso, necessita de receber informações sobre os contratos bilaterais em termos dos nós da rede e das potências envolvidas, assim como os despachos elaborados pelos mercados centralizados. Deste modo o Operador de Sistema deverá recorrer a diversos estudos de modo a avaliar a viabilidade dos despachos económicos para cada intervalo do dia seguinte, pois poderá haver a possibilidade de ocorrerem congestionamentos. Se a análise dos despachos não revelar quaisquer possibilidades de congestionamento, é viável tecnicamente proceder-se à exploração do sistema, identificando-se e contratando os níveis necessários de serviços auxiliares. Caso contrário se o despacho não for viável, será necessário recorrer a modificações induzidas ou forçadas [1].

Os serviços auxiliares (SA) representam entidades fornecedoras deste tipo de serviço tais como o controlo de tensão e produção de potência reativa, regulação de frequência ou reservas de produção de energia ativa. Estes serviços podem ser contratados em mercados específicos ou podem estabelecer os seus níveis mínimos que é necessário cumprir para integrarem o mercado [1].

A rede de transporte (RT) engloba todas as entidades que possuem ativos na atividade de transporte de energia elétrica e que, por razões económicas e ambientais, atuam em regime de monopólio natural pois seria inviável a duplicação de redes, de acordo com a área geográfica onde se encontram implementadas. Estas entidades são remuneradas através da Tarifa de Uso de Redes.

De referir que quando o Operador de Sistema fica também encarregue das atividades de transporte e coordenação técnica passa a denominar-se por *Transmission System Operator* (TSO). Em Portugal esta entidade é representada pela REN [1].

### **2.3.1 - Modelo em *Pool* Simétrico**

A variante mais frequente nos mercados de energia elétrica é o modelo em *Pool* Simétrico. Este é gerido, tal como o nome indica, por mecanismos simétricos onde produtores, distribuidores e consumidores comunicam ofertas de compra e de venda. Como tal, estas entidades a quem seja permitido participar no mercado devem transmitir ao

Operador de Mercado todas as suas ofertas. No que diz respeito às ofertas de venda, são apresentadas pelos produtores e devem indicar o nó de absorção, a disponibilidade de produção para cada período do dia seguinte, assim como o preço mínimo a que pretendem ser remuneradas, em geral refletindo o seu custo marginal de produção. Já as ofertas de compra apresentadas pelos distribuidores e consumidores devem conter informações relativas ao nó de absorção, à potência pretendida para cada um dos intervalos pretendidos e ao preço que admitem pagar para cada um desses intervalos [1].

Posto isto, o Operador de Mercado é encarregado de organizar as ofertas anteriormente referidas, construindo desta forma as curvas de compra e venda, para cada um dos intervalos em causa, normalmente 1 hora ou 30 minutos. Observando a Figura 2.4 pode-se verificar que a curva das ofertas de venda é formada do menor preço para o maior, enquanto que a curva das ofertas de compra é organizada do maior preço para o menor. O ponto de interseção destas duas curvas corresponde ao Preço de Mercado (*Market Clearing Price*) de forma a traduzir o equilíbrio do mercado, e a energia correspondente a esse preço é a quantidade de energia negociada (*Market Clearing Quantity*) [1].

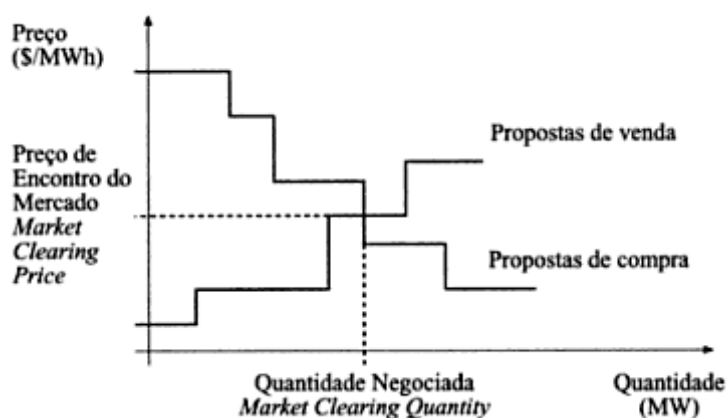


Figura 2.4: Funcionamento de um *Pool* Simétrico [1].

Através deste gráfico também se pode observar que o preço de mercado é o preço da energia elétrica para o qual o preço das ofertas de venda é inferior ao das ofertas de compra, e como tal são apenas estas ofertas que entram no despacho de mercado. Se um despacho for viável, todas as cargas pagarão o preço de mercado e todos os agentes produtores serão remunerados, ou seja, todos os geradores irão obter uma remuneração, geralmente superior ao seu custo de produção pois o preço de mercado será superior ao custo marginal das ofertas de venda, à exceção da última unidade a ser despachada. Isto significa, que as ofertas de compra e venda que se situem à direita do ponto de interseção, não são válidas, pois não há ofertas de compra com preços que sejam superiores ao das ofertas de venda. É essencialmente neste ponto que consiste o mercado em *pool*, ou seja, corresponde à maximização da área compreendida entre a curva das ofertas de compra e a curva das ofertas de venda demonstrada no gráfico acima. Este benefício denomina-se, Função de Benefício Social, e a sua maximização pode ser formulada por:

$$\max Z = \sum_{i=1}^{Nc} C_{Ci}^{of} \times P_{Ci} - \sum_{j=1}^{Ng} C_{Gj}^{of} \times P_{Gj} \tag{2.1}$$

Sujeito a:

$$\begin{cases} P_{Ci} \leq P_{Ci}^{of} & (2.2) \\ P_{Gj} \leq P_{Gj}^{of} & (2.3) \\ \sum_{i=1}^{Nc} P_{Ci} = \sum_{j=1}^{Ng} P_{Gj} & (2.4) \end{cases}$$

Nesta formulação:

- $Z$  – Função Objetivo (Função de Benefício Social);
- $Nc$  – nº de propostas de compra;
- $Ng$  – nº de propostas de venda;
- $C_{Ci}^{of}$  – é o preço que a carga  $i$  está disposta a pagar pelo consumo de energia;
- $C_{Gj}^{of}$  – é o preço que a produção  $j$  pretende receber por unidade de energia recebida;
- $P_{Ci}$  – é a potência despachada relativa à carga  $i$ ;
- $P_{Gj}$  – é a potência despachada relativa à produção  $j$ .

Este mercado é tão ou mais eficiente quanto maior for o número de agentes participantes e quanto menor concertação existir na preparação das respetivas propostas. Desta forma, se cada agente de mercado possuir uma pequena capacidade de produção, ou se apresentar pouca carga em relação à carga total a negociar, as curvas de oferta de compra e de venda não apresentarão descontinuidades tão assinaláveis, sendo que à medida que o número de agentes aumenta, esta tende a aproximar-se de uma linha contínua. Desta forma, não ocorrerão alterações tão bruscas no que ao preço de mercado diz respeito [1].

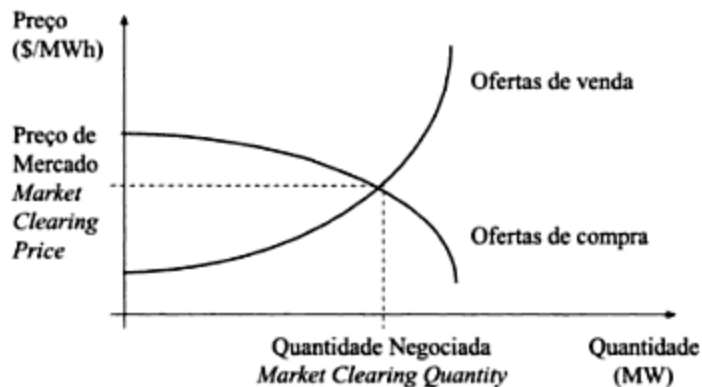


Figura 2.5: Funcionamento de um Pool Simétrico Ideal [1].

Um mercado *Pool* ideal seria um mercado com um elevado número de agentes em que à distribuição de carga esteja subjacente uma diferença assinalável entre capacidade de produção em relação à carga. No caso em que esta situação não se verifica e em que há uma pequena diferença entre a potência instalada e a carga, poderá ocorrer a aceitação de todas as ofertas de venda. Neste caso, o último gerador a ser despachado terá um grande valor de mercado, podendo realizar ofertas de venda com um preço superior ao seu preço de marginal, pois não há qualquer hipótese dessa proposta ser rejeitada [1].

### 2.3.2 - Modelo em *Pool* Assimétrico

No mercado em *Pool* Assimétrico apenas são apresentadas propostas de venda de energia elétrica. Este modelo caracteriza-se pela sua carga ser inelástica, ou seja, paga qualquer preço que resulte do funcionamento do mercado para que seja alimentada. De modo similar ao modelo em *Pool* Simétrico a curva de ofertas de venda é construída por ordem crescente do preço das ofertas, embora neste caso o preço de mercado seja definido pela interseção da curva das ofertas de venda com a carga prevista para um determinado período de tempo. A Figura 2.6 ilustra o funcionamento deste mercado, em que se pode observar a volatilidade dos preços provenientes deste tipo de mercado [4].

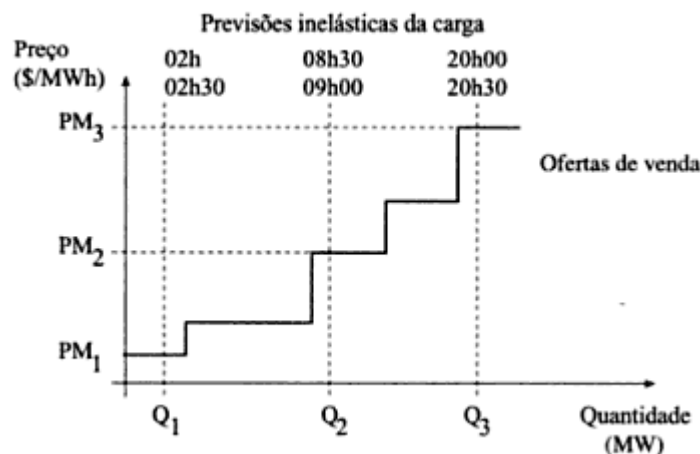


Figura 2.6: Funcionamento de um *Pool* Assimétrico [1].

Para além disso, neste mercado, os preços de mercado são bastante influenciáveis pelos preços de venda oferecidos e pelos níveis de procura. A formulação matemática deste modelo é dada por:

$$\max Z = - \sum_{j=1}^{Nj} C_{Gj}^{of} \times P_{Gj} \quad (2.5)$$

Sujeito a:

$$0 \leq P_{Gj} \leq P_{Gj}^{of} \quad (2.6)$$

$$\sum_{i=1}^{Nc} P_{ci}^{spec} = \sum_{j=1}^{NG} P_{Gj} \quad (2.7)$$

### 2.3.3 - Modelos Obrigatórios e Voluntários

Como foi referido anteriormente, nos mercados que utilizam o modelo em *Pool*, este pode ser considerado simétrico ou assimétrico conforme o tratamento dado à carga e produção. No entanto o modelo em *Pool* pode ainda ser caracterizado e decomposto quanto à obrigatoriedade de participação, ou seja, em mercados obrigatórios ou em mercados voluntários. Nos mercados obrigatórios, os agentes como os produtores, distribuidores e os consumidores elegíveis são obrigados a apresentar as suas ofertas de compra ou venda ao mercado *Pool*, ao contrário do que acontece no modelo *Pool* de natureza voluntária. Neste mercado, os agentes podem apresentar as suas propostas a este mercado, ou podem efetuar negociações diretas entre si, através de mecanismos denominados por contratos bilaterais [4].

#### 2.3.3.1 - Contratos Bilaterais

O modelo em *Pool* simétrico é um modelo eficiente, mas os compradores não tem forma de identificar os produtores com quem negociam, assim como os produtores não tem conhecimento dos consumidores com quem se relacionam.

Como tal, os contratos bilaterais são fundamentalmente uma alteração da relação entre consumidores e produtores com as suas inerentes vantagens. Permitem reduzir o risco associado ao funcionamento dos mercados de curto prazo assim como a aquisição do direito de escolha por parte quer das entidades consumidoras quer dos produtores no que ao seu relacionamento diz respeito [5].

Os contratos bilaterais estão divididos em dois tipos de contratos, os do tipo físico e os do tipo financeiro, sendo que estes últimos incluem os contratos às diferenças, futuros e opções.

Os contratos bilaterais físicos, tal como o nome indica, correspondem ao estabelecimento de um contacto direto entre as entidades consumidoras e produtoras. Os prazos referentes a este tipo de contratos são geralmente alargados como 1 ano ou mais. Estes contratos contemplam bastante informação no que se refere ao preço de serviço a fornecer e à qualidade de fornecimento relativas, como por exemplo, à qualidade de serviço, à modulação de potência relativa ao prazo de contrato e à indicação dos nós onde será injetada ou absorvida potência [1].

Um aspeto importante relativamente a este tipo de contratos é que as condições contratuais estabelecidas entre os diversos agentes só dizem respeito a eles mesmo e, como tal, o Operador do Sistema não tem necessidade de conhecer o preço de energia elétrica acordado no contrato, estando-lhe apenas confiado o dever de assegurar a viabilidade técnica do conjunto de contratos efetuados nas redes elétricas em simultâneo [1].

Por outro lado, um contrato financeiro tem como objetivo a diminuição da incerteza e do risco financeiro associado ao mercado *spot*, ou seja, atua como um mecanismo contra a volatilidade dos preços. Como tal, baseados neste princípio, foram criados os contratos às diferenças, futuros e opções tal como mencionado anteriormente [1].

Os contratos às diferenças, tem como principal função contrariar a volatilidade dos preços de mercado, como forma de estabilizar as remunerações a receber pelos agentes produtores e a pagar pelos agentes consumidores. Estes acordam entre si o preço e

quantidade de energia a transacionar num determinado período de tempo. No entanto, se o preço contratual for inferior ao preço de mercado o fornecedor tem a obrigação de pagar a diferença ao consumidor. Caso o contrário se verifique é a entidade consumidora que tem de remunerar o fornecedor [1]. Uma ilustração gráfica do referido pode ser observada na Figura 2.7.

Os contratos de futuros baseiam-se na contratação de energia como reserva a um determinado preço e para um certo horizonte de tempo. Este tipo de contratos apresenta um elevado risco, uma vez que implica a utilização da energia contratada no tempo definido. Para além disso, se o preço de mercado evoluir para valores superiores ao definido no contrato, ocorrerão grandes perdas a nível financeiro. No entanto, se o preço de mercado for inferior ao preço contratual no momento de entrega de energia, poderá haver grandes lucros financeiros [6].

Por último, os contratos por opções tem a particularidade de se distinguir dos contratos de futuros pelo simples facto de as entidades que contratam poderem decidir se utilizam ou não a energia reservada previamente. Deste modo, os pagamentos são feitos em dois momentos. Uma primeira parcela é paga no momento do contrato, sendo de certa forma um pagamento por disponibilidade, e a outra prestação é paga quando se dá o fornecimento de energia elétrica. Este tipo de contrato protege o fornecedor, no caso de o comprador desistir do negócio. Também o comprador beneficia, uma vez que se o preço de mercado evoluir para um valor inferior ao preço definido no contrato, este tem a possibilidade de desistir do contrato [7].

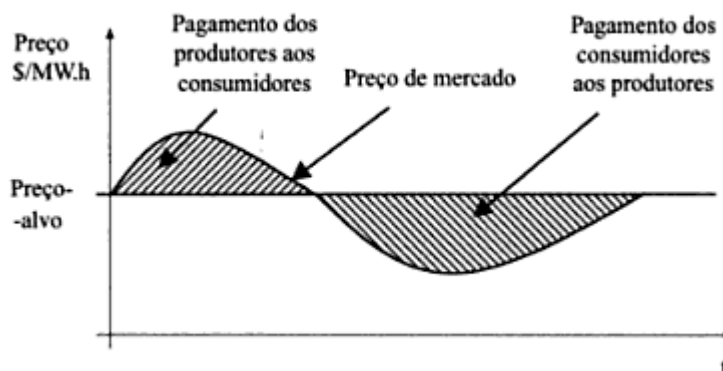


Figura 2.7: Contrato às diferenças [1].

### 2.3.3.2 - Modelos Mistos

A maior parte dos países onde está a ocorrer ou ocorreu uma reestruturação do setor elétrico tem optado por modelos mistos. Estes caracterizam-se por aliarem ao funcionamento de um mercado centralizado do tipo *pool* o estabelecimento de contratos bilaterais físicos entre entidades produtoras e consumidores elegíveis ou entre entidades produtoras e comercializadores. Tal como se pode verificar pela Figura 2.8, esta estrutura exige um constante relacionamento entre o Operador de Sistema e o Operador de Mercado, em que Operador de Mercado é responsável pela viabilidade económica e o Operador de Sistema pela viabilidade técnica da exploração do sistema elétrico [1].

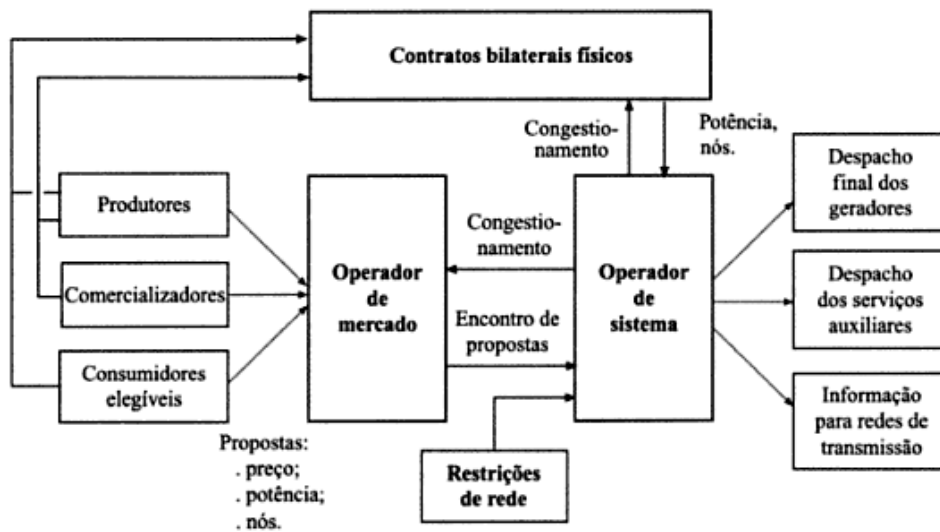


Figura 2.8: Modelo Misto de Exploração do Setor elétrico [1].

As entidades que contratam têm que reportar ao Operador do Sistema a informação técnica presente nos contratos. Este recebe ainda informação relativa ao despacho económico que contém as propostas de compra e venda elaboradas pelo Operador de Mercado. Estas trocas de comunicação permitem averiguar a possibilidade de congestionamentos, tendo em conta as restrições técnicas das linhas de transmissão. No entanto, se se verificarem congestionamentos o Operador do Sistema informa o Operador de Mercado desta situação, assim como os intervenientes responsáveis pelos contratos bilaterais, podendo ativar um mercado de ajustes de modo a solucionar este problema [1] [6].

### 2.3.4 - Diretivas Europeias

De modo a harmonizar e liberalizar o mercado interno de energia da União Europeia, uma vez que este era constituído por uma grande variedade em termos do setor elétrico entre os seus países constituintes, foram aprovados entre 1996 e 2009 três pacotes de medidas legislativas. Estas medidas visavam sobretudo definir o acesso aos mercados, a transparência, o apoio às interligações e os níveis adequados de fornecimento [8].

A Diretiva 96/92 CE foi publicada em 19 de Dezembro de 1996 e visava introduzir uma maior concorrência entre os seus países membros. Os seus principais objetivos foram [9]:

- A possibilidade de que qualquer empresa pudesse construir um centro electroprodutor, através de concurso público ou de um sistema de autorização;
- A possibilidade de acesso à rede por terceiros, de modo a permitir o trânsito de energia elétrica desde os centros electroprodutores até aos consumidores;
- Desverticalização das empresas através da separação das atividades de produção, transporte e distribuição;
- A definição de uma data para abertura do mercado de concorrência;

Esta primeira diretiva contribuiu de forma muito importante para a criação do mercado interno de eletricidade. Ficaram provados os benefícios que se podiam retirar deste mercado tais como o aumento de eficiência, redução de preços assim como melhores serviços e uma maior competitividade. Todavia ainda existiam alguma deficiências neste mercado havendo uma grande margem para o seu melhoramento [10].

Com base nestes princípios foi posteriormente publicada em 26 de Junho de 2003, a Diretiva 2003/54/CE, revogando a anterior Diretiva. Esta publicação definiu regras nomeadamente em relação à produção, transporte e distribuição de energia elétrica. Também explicitava as modalidades de organização do setor de eletricidade, o acesso ao mercado, as normas aplicadas aos concursos, e exploração das redes. Cada estado membro da União Europeia ficou encarregue de obrigações de serviço público e proteção dos consumidores para criar um mercado de energia elétrica concorrencial, seguro e duradouro a nível ambiental. Fomentou-se a abertura de concursos para a construção de nova capacidade e a aprovação de medidas de eficiência energética da procura. Os estados membros ficaram encarregues de designar Operadores de Redes de Transporte e Operadores de Redes de Distribuição tendo em conta considerações de eficácia e equilíbrio económico. Deste modo, as empresas de eletricidade foram encarregues de separar as suas contas, ou seja, contas separadas para cada uma das atividades de transporte e de distribuição. Cada estado membro deveria também criar uma entidade reguladora, à semelhança do que sucede em Portugal com a ERSE, independente dos interesses económicos do setor [11].

Com o passar dos anos, um novo pacote legislativo era cada vez mais necessário, pois a harmonização do mercado interno de eletricidade estava longe de estar concluída, com os estados membros a apresentarem ritmos muito diferentes entre eles e também ausência de concorrência significativa. Para além do mais, verificavam-se diferenças no sistema de regulação de mercado assim como no seu funcionamento nos vários países da União Europeia [12].

A terceira e última diretiva 2009/72/CE foi publicada em 13 de Julho de 2009, referente ao designado “Terceiro Pacote Energético” da UE. Esta diretiva revogou a anterior até então em vigor. Os seus principais objetivos eram o aumento da concorrência e a criação de uma regulamentação eficaz. Os consumidores também eram dos principais visados nesta diretiva, estando explícito no documento o incentivo ao investimento em prol dos consumidores, estabelecendo um mercado que funcione em benefício destes, independentemente da sua dimensão. Em relação ao fornecimento de energia este deveria ser mais seguro, competitivo e sustentável em todos os estados membros [13].

# Capítulo 3

## Mercado Ibérico de Eletricidade

### 3.1 - Setor Elétrico Português

#### 3.1.1 - Evolução e Enquadramento Legal

A liberalização do mercado de eletricidade em Portugal seguiu um processo em tudo similar ao de outros países. Tudo começou no período pós revolução do 25 de Abril de 1974. Logo no ano seguinte ocorreu a nacionalização do setor elétrico português, associando todas as empresas concessionárias do setor elétrico existentes até então, nomeadamente empresas referentes à produção, transporte e distribuição. De referir que o sistema elétrico português funcionava como um monopólio, baseando-se numa estrutura verticalmente integrada. Posteriormente, em 1976, nasceu a empresa Eletricidade de Portugal, atualmente denominada por Energias de Portugal (EDP) [1] [14].

Em 1981, através do Decreto-Lei n.º 20/81 foi referida pela primeira vez, a possibilidade de auto produção, através de entidades que se baseavam na produção de energia elétrica a partir de energias renováveis ou usando tecnologia, que tinham essencialmente como objetivo a redução do consumo de energia primária [14].

Contudo, só no final da década de 80 é que a atividade de produção foi aberta à iniciativa privada. Foi em 1988 com a publicação do decreto-lei no.º 189/88 que foi reconhecido que era necessário um processo mais rápido com o objetivo de criar condições de viabilidade económica para o setor elétrico. Este Decreto-Lei estabeleceu regras para as entidades produtoras independentes criando deste modo o conceito de Produção em Regime Especial, permitindo a produção de energia através de fontes de energias renováveis e também através da cogeração [15].

Em 1995, aquando da publicação do Decreto-Lei nº 182/95, inicia-se a reestruturação do setor elétrico português, com o objetivo de separar juridicamente o sistema regulado por um sistema liberalizado. Obteve-se um novo modelo organizacional, havendo uma separação das atividades de produção, transporte e distribuição, levando deste forma à privatização e reestruturação do Grupo EDP. Com esta reforma, houve uma evolução do Sistema Elétrico Nacional (SEN), que deu origem ao Sistema Elétrico Público (SEP) e ao Sistema Elétrico Independente (SEI). Esta nova estrutura determinou a criação de uma nova entidade denominada de Entidade Reguladora do Setor Elétrico (ERSE), atualmente designada por

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, responsável por funções a nível tarifárias e regulamentares [16]. A sua estrutura pode ser observada na Figura 3.1.

O SEP tinha como função assegurar o fornecimento de energia elétrica em Portugal, de acordo com certos requisitos de qualidade tendo em conta o princípio da uniformidade tarifária. Neste sistema, as atividades de comercialização e de distribuição eram da responsabilidade da EDP Distribuição, através da aquisição de energia à REN, embora pudesse adquirir energia a outros agentes, de acordo com uma percentagem definida pela ERSE. Por outro lado, o SEI era composto pelo Sistema Elétrico Não Vinculado (SENV), e pelos produtores em regime especial. O SENV funcionava de acordo com as regras de mercado, podendo cada cliente não vinculado escolher o seu fornecedor de eletricidade. De acordo com o artigo 44 do Decreto-Lei nº 182/95 de 1995 mencionado anteriormente, os agentes do SENV podiam aceder em Alta Tensão ou Média Tensão às atividades de produção e de distribuição. Para além disso os clientes não regulados através do pagamento de tarifas reguladas tinham acesso às redes do SEP [16].

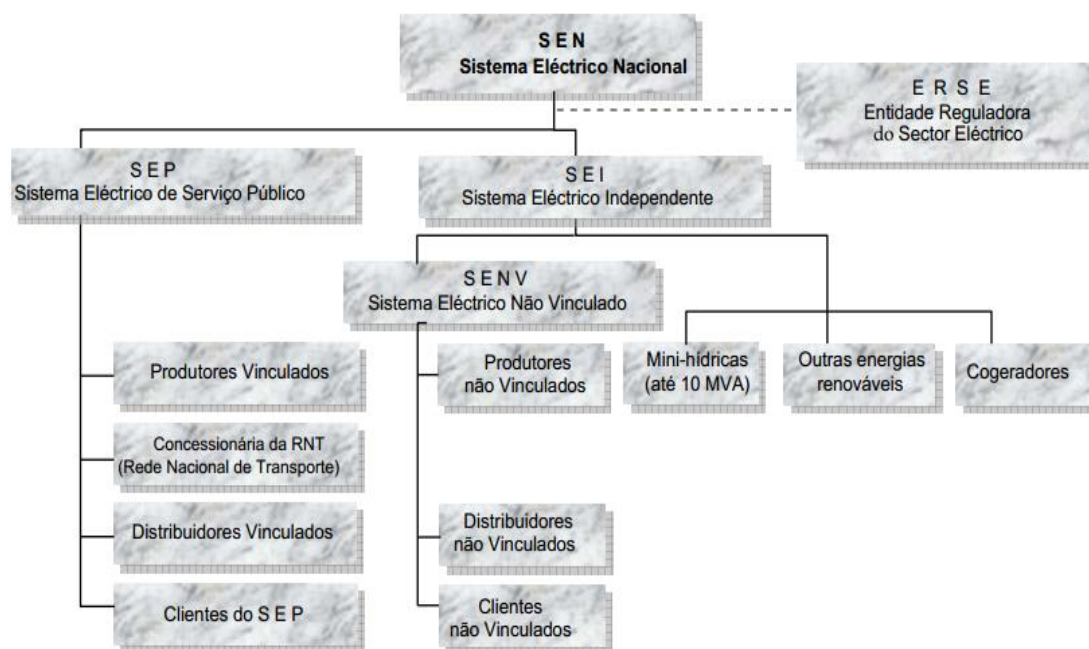


Figura 3.1: Sistema Elétrico Nacional [17].

Nesta época, em Portugal a maior parte de aquisição de energia advinha de contratos bilaterais a longo prazo. Eram realizados contratos de aquisição de energia (CAE) entre produtores e a REN, sendo definido nestes acordos a quantidade de energia a fornecer a longo prazo. Como tal, e no sentido de evoluir mais rapidamente para um mercado liberalizado, procedeu-se em 2005/2006 à resolução da maior parte deste tipo de contratos, recorrendo-se a mecanismos de compensação. Desta forma, foram criados os Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Estes custos tinham como função remunerar os produtores através da diferença entre a remuneração obtida a preços de mercado e a remuneração que seria obtida utilizando as regras incluídas nos contratos de aquisição de energia [6].

No ano 2000 houve uma nova fase de reprivatização da EDP Produção, ficando o Estado com uma pequena parte do seu capital (30%). Por outro lado, a REN ficou quase na sua totalidade na posse do Estado.

Depois, a 20 de Agosto de 2003, através da publicação dos decretos-lei 184/2003 e 185/2003, deu-se início à liberalização global do setor elétrico. Os principais objetivos destes decretos estavam referenciados na Diretiva 54/CE/2003, na qual se definia a criação de um mercado Ibérico de Eletricidade, cuja estratégia já estava delineada através dos sucessivos acordos entre Portugal e Espanha. Contudo os princípios de abertura e concorrência que se enquadravam no funcionamento do mercado, definidos na Diretiva anteriormente referenciada, só foram publicados em 2006, através do Decreto-lei nº 29/2006 de 15 de Fevereiro assim como a sua regulamentação [18].

Nesta publicação, encontram-se definidos os princípios de funcionamento e organização do mercado assim como as atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade. Desta forma, foram transpostos os princípios da Diretiva 54/CE/2003, do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de Junho para a ordem jurídica nacional [18].

### **3.1.2 - Organização**

#### **3.1.2.1 - Produção**

Como já foi referido anteriormente, o acesso à atividade de produção é livre, tendo os interessados a responsabilidade de demonstrar a sua própria iniciativa, ou seja, está totalmente aberta à concorrência.

A produção pode ser classificada mediante dois regimes, Produção em Regime Ordinário (PRO), respeitante à produção de energia através de fontes térmicas tradicionais não renováveis e através de grandes centros electroprodutores hídricos e Produção em Regime Especial (PRE), em que a produção de energia elétrica provém de fontes de energia renovável e também através de cogeração [19].

Até há cerca de uma década atrás a maior parte da produção de eletricidade era de origem térmica. No entanto, nos últimos anos verificou-se um grande aumento de produção de energia elétrica a partir de energias renováveis como sistemas solares fotovoltaicos, eólica e também a partir de centrais hídricas. Estas duas últimas formas de produção de energia representam mesmo a maior fatia de produção de energia elétrica no que às fontes de energia renováveis diz respeito. Para além das fontes térmicas tradicionais, a restante energia elétrica diz respeito à importação de energia ou à produção desta a partir da cogeração (produção combinada de energia e calor), em que o seu princípio reside no aproveitamento do calor proveniente da combustão, quer seja para fins industriais ou para aquecimento. A energia é entregue à rede de transporte em alta ou muito alta tensão, ao contrário do que sucede na rede de distribuição, em que o nível de tensão é menor, de modo a satisfazer as necessidades dos consumidores [18].

O Estado é um dos principais reguladores do mercado de eletricidade, sendo responsável pela criação das condições do funcionamento deste. Para além disso está encarregue de monitorizar constantemente o setor elétrico, com o objetivo de suprir as falhas de fornecimento de energia do mercado [19].

### 3.1.2.2 - Transporte

A atividade do transporte de eletricidade é efetuada pela Rede Nacional de Transporte (RNT). Neste caso, o Estado Português atribui a concessão da rede de transporte de energia em regime de serviço público e exclusivo à REN SA que corresponde ao Operador de Sistema [18].

A Rede Nacional de Transporte é responsável pelo trânsito de energia das centrais produtoras a ela ligadas para a rede de distribuição, sendo posteriormente conduzida para os centros de consumo. Além disso, os clientes em muito alta tensão ligados a esta rede são muito reduzidos [18].

Como tal, a REN atua como Operador de Sistema, que tem como função a gestão técnica global do sistema, garantindo deste modo a continuidade e segurança de abastecimento e também eficiência do sistema. Através da prestação destes serviços e da sua relação comercial com os utilizadores, a concessionária da RNT tem o direito a receber uma remuneração por aplicação de tarifas reguladas pela entidade reguladora, sendo atualmente essa entidade a ERSE, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos [19].

### 3.1.2.3 - Distribuição

De forma similar ao que se sucede no transporte de eletricidade, a Rede Nacional de Distribuição (RND) é explorada mediante uma única concessão do Estado, exercida em regime de exclusividade e de serviço público. A concessionária da rede de distribuição tem também a função de Operador da Rede de Distribuição assegurando a gestão e manutenção da rede de distribuição garantindo deste modo a segurança, fiabilidade e qualidade de serviço. Para além disso é responsável pela gestão do fluxo de eletricidade, com o objetivo de assegurar a interoperacionalidade entre as instalações dos clientes e as redes às quais está ligada [19].

Assim como acontece nas redes de transporte, também as redes de distribuição sofrem evoluções. Sofrem essencialmente reforços e expansões, pois as cargas têm tendência a aumentar com o passar dos anos, assim como a dispersão destas a nível territorial ou através da ligação de novos centros electroprodutores, assegurando estabilidade e qualidade de serviço [18].

A concessionária da Rede Nacional de Distribuição é a EDP Distribuição, sendo ela a responsável pela distribuição de eletricidade em alta e média tensão. Por outro lado, as redes de distribuição de baixa tensão, são exploradas através de contratos de concessão realizados entre os municípios e os distribuidores, sendo em geral operadas também pela EDP Distribuição [18].

### 3.1.2.4 - Comercialização

Antes da liberalização do setor elétrico, a comercialização era uma atividade atribuída aos distribuidores. Atualmente já não se verifica tal cenário, pois houve uma separação entre as atividades de distribuição e de comercialização, ou seja, tal como a produção, a atividade de comercialização é livre, e deste modo é totalmente aberta à concorrência, aumentando a eficiência das empresas e trazendo benefícios para os consumidores [18].

Os comercializadores podem aceder às redes de transporte e de distribuição, mediante o pagamento de tarifas de acesso definidas pela ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços

Energéticos). Por seu lado, os consumidores, são livres de escolher o seu fornecedor de energia elétrica, e mesmo de trocar de comercializador sem que isto signifique qualquer encargo adicional [19].

Por outro lado, para garantir a qualidade do fornecimento de energia elétrica e a continuidade de serviço, assim como para proteger o consumidor em relação a preços e tarifas, foi criado o Comercializador de Último Recurso (CUR) ou comercializador regulado. É assegurado deste modo, o fornecimento de energia elétrica a todos os consumidores. O CUR deve adquirir a energia dos produtores em regime especial, tendo esta condicionante o caráter de obrigatoriedade. Pode também adquirir energia em mercados organizados, como o MIBEL, ou através de contratos bilaterais. A EDP Serviço Universal é o principal CUR, existindo também pequenos grupos de consumidores organizados em cooperativas com a função de CUR [19]. Na Figura 3.2 está representada a nova estrutura do setor elétrico nacional.



Figura 3.2: Estrutura do Setor Elétrico Nacional [20]

## 3.2 - Setor Elétrico Espanhol

### 3.2.1 - Evolução e Enquadramento Legal

No final da década de 80, Espanha presenciava uma grave crise económica e financeira, em parte devido a estimativas do aumento da procura, gerando elevadas dívidas ao exterior devido ao investimento feito. Para além disso devido ao aumento das taxas de juro e a queda do valor da moeda, várias foram as empresas que foram à falência. No entanto, graças à intervenção do Estado, as *utilities* municipais foram consolidadas em dez empresas regionais verticalmente integradas assim como se tornou a Endesa, uma empresa apenas de produção de energia elétrica [21].

Este novo modelo do setor elétrico consolidou-se no *Marco Legal Estable* (MLE), através da publicação do Decreto-lei 1538/1987 de 11 de Dezembro de 1987. Esta lei permitiu de certa forma, combater um pouco a crise económica vivida na época. Foi criada uma tarifa

nacional única tendo em conta o volume e tipo de utilização e o sistema era baseado em planos de investimentos a longo prazo. Este plano de investimentos podia ser encarado como um contrato entre o Governo e as empresas, em que o Governo se responsabilizava pelos riscos de investimento em troca do controlo do investimento [21].

Posto isto, até meados de 1994, o setor elétrico espanhol consistia numa estrutura verticalmente integrada e monopolizada. As várias empresas que existiam ou eram estatais ou pertenciam a concessionários privados. Para além disso, cada companhia operava numa determinada área geográfica, o que implicava que os clientes estivessem ligados quer fisicamente, quer comercialmente a essas empresas, dependendo da região onde se localizassem. Como tal, não havia concorrência e as atividades de transporte e de despacho eram realizadas pela mesma entidade [15].

O processo de transição para um regime liberalizado iniciou-se em Dezembro de 1994 através da aplicação de uma reforma legislativa, denominada *Ley Organica del Sector Eléctrico Nacional* (LOSEN). Foi criada esta legislação com o objetivo de reestruturar o setor elétrico do país, criando deste modo um sistema integrado e um sistema independente. A principal diferença que daqui advinha foi a separação entre as atividades de produção de energia e de distribuição, ao mesmo tempo que se observava uma progressiva separação entre a distribuição e a comercialização. Para além do mais, acrescentava uma maior flexibilidade a nível da legislação, ficando desta forma o Estado com a função de supervisão do setor através de uma entidade reguladora [21].

Com esta mudança do setor elétrico, foi criada uma entidade reguladora, denominada *Comisión Nacional del Sistema Eléctrico* (CNSE), atualmente denominada por *Comisión Nacional de Energía* (CNE). Esta entidade tem como principais funções o planeamento, elaboração de tarifas e preços, cálculo das remunerações das atividades reguladas, supervisão do setor e também a prestação de auxílio na resolução de conflitos [21].

Apesar de tudo esta legislação foi alvo de muita contestação, e por conseguinte foi aprovada uma nova lei, a *Ley 54 del Sector Eléctrico*. Esta lei consistia na liberalização do setor elétrico através da criação do mercado de eletricidade espanhol, que arrancaria posteriormente em 1 de Janeiro de 1998. Esta nova legislação originou uma profunda remodelação do setor, acabando com a estrutura verticalmente integrada do mesmo [15].

Teve como principais alterações a separação das atividades reguladas como o transporte, distribuição e operação do sistema das não reguladas onde se incluem a produção e a comercialização. Foi criado um Operador de Mercado e um Operador de Sistema e os clientes passaram a ter diversas possibilidades de escolha do seu fornecedor de energia elétrica. Para além disto, permitiu-se ao acesso livre de terceiros às redes e procedeu-se à separação jurídica das diversas atividades [21].

### 3.2.2 - Organização

Através da *Ley 54 del Sector Eléctrico*, mencionado na secção anterior, o setor elétrico espanhol ficou organizado em dois subsistemas distintos: o mercado liberalizado e o mercado regulado. No sistema regulado os consumidores adquirem energia elétrica através dos distribuidores, de acordo com tarifas reguladas estabelecidas. Fazem parte também do sistema regulado as empresas que asseguram as atividades de transporte e de distribuição de energia, sendo que as empresas de distribuição adquirem energia elétrica no mercado grossista [21].

O mercado grossista espanhol, *Pool*, engloba várias transações derivadas da participação dos agentes nos mercados diários e intradiários, em que no mercado diário é estabelecido um preço de mercado para cada hora do próximo dia. Os agentes de mercado são as empresas que atuam quer como compradores ou vendedores como são as empresas de produção, distribuição e comercialização, assim como os consumidores qualificados e agentes externos de outros países. Os produtores e consumidores e consumidores através do mercado grossista podem estabelecer entre si contratos bilaterais [16].

O OMEL (*Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad*), é o operador do mercado *pool*, que inclui mercados diários e intradiários. Esta entidade tem com função assegurar a gestão económica do sistema assim como a gestão das ofertas de compra e venda de energia elétrica, de modo a promover o desenvolvimento do mercado grossista [16].

### 3.2.2.1 - Produção

A atividade de produção de energia elétrica está sujeita a um regime de autorização administrativa. As empresas que atuam nesta atividade devem reger-se por elevados padrões de qualidade de serviço e fiabilidade de modo a garantir o acesso à rede aos vários intervenientes que fazem parte do mercado [21].

A maior parte da procura de energia em Espanha é garantida pela Produção em Regime Ordinário. Entende-se por Produção em Regime Ordinário todas as centrais que não as de Produção em Regime Especial, sendo que de acordo com regime Ordinário Espanhol há 4 formas de contratar energia e determinar o seu preço. Essa contratação pode ser feita recorrendo a contratos bilaterais ou também através do mercado grossista ou *Pool*, criado em 1998 como já foi referido anteriormente. Podem ser igualmente realizados Leilões VPP, em que as principais empresas participantes do mercado como a Endesa ou a Iberdrola, são obrigadas a apresentar propostas de compra de energia, para uma determinada quantidade de energia pré-estabelecida ou ainda por Leilões CESUR, em que os distribuidores de último recurso da Península Ibérica têm a possibilidade de adquirir energia elétrica no mercado à vista ou a prazo, de modo a satisfazer a procura. No entanto, desde de Junho de 2007, estes comercializadores de último recurso, com o objetivo de comprar energia a menor preço, estão autorizados a participar em leilões de eletricidade [22].

Por outro lado, neste setor, toda a energia proveniente de centrais produtoras que operem segundo o regime de produção especial deverá ser despachada. Esta energia provém de centrais utilizando fontes renováveis e de pequena dimensão, com tarifas estabelecidas por decreto, tendo em consideração o tipo de produção, sendo que geralmente o seu preço é superior ao preço de mercado *pool* espanhol [22].

São incluídas na Produção em Regime Especial as centrais com capacidade instalada que não ultrapasse os 50 MW, quer sejam centrais que utilizem fonte de energia primária a cogeração ou energia renováveis [22].

### 3.2.2.2 - Transporte

No que se refere à atividade do transporte, o planeamento é efetuado pelo Governo através de propostas do Ministério da Economia e em que participam também as regiões autónomas. O gestor da rede de transporte é a REE, sendo a principal empresa que atua nesta área.

Esta empresa é responsável pela gestão técnica do sistema elétrico espanhol com vista ao desenvolvimento da rede de transporte de alta tensão, assegurando deste modo o fornecimento de eletricidade, e também a coordenação entre as atividades de produção e de transporte. Tem a seu cargo também a gestão de fluxos de energia com o exterior. Posto isto, facilmente se depreende que a REE (*Red Electrica de España*) tem o papel de Operador de Sistema no sistema elétrico espanhol [16].

A rede de transporte de eletricidade engloba todas as linhas de transmissão com tensões superiores a 220kV, assim como outros equipamentos elétricos tais como subestações, transformadores entre outros. Esta rede é na sua maioria gerida pela REE, sendo responsável pelo sistema elétrico espanhol, com o objetivo de desenvolvimento da rede de alta tensão. Para além disso visa assegurar o fornecimento de energia elétrica e coordenação entre as atividades de transporte e comercialização [22].

### **3.2.2.3 - Distribuição**

A atividade de distribuição é assegurada pelos distribuidores que tem como finalidade a transmissão de energia desde as redes de transporte até aos pontos de consumo, assim como a venda desta aos consumidores à tarifa estabelecida ou também a possibilidade de venda a distribuidores que pretendam energia deste modo [21].

### **3.2.2.4 - Comercialização**

Os comercializadores do mercado liberalizado são livres de definir os preços de venda de eletricidade aos consumidores. Os seus únicos encargos, prendem-se com o preço pago pela eletricidade no mercado grossista, bem como as tarifas que estes operadores têm que pagar para aceder às empresas de distribuição. No entanto, estes comercializadores liberalizados, assim como os produtores e clientes elegíveis podem também estabelecer contratos bilaterais [22].

No que diz respeito aos comercializadores de último recurso, desde 1 de Julho de 2009 que o governo espanhol decretou que estes operadores são os únicos fornecedores de energia elétrica aos consumidores regulados. Como tal e desde então, os distribuidores não podem fornecer energia aos consumidores [22]. Na figura seguinte pode-se observar como se encontra organizado o setor elétrico espanhol.

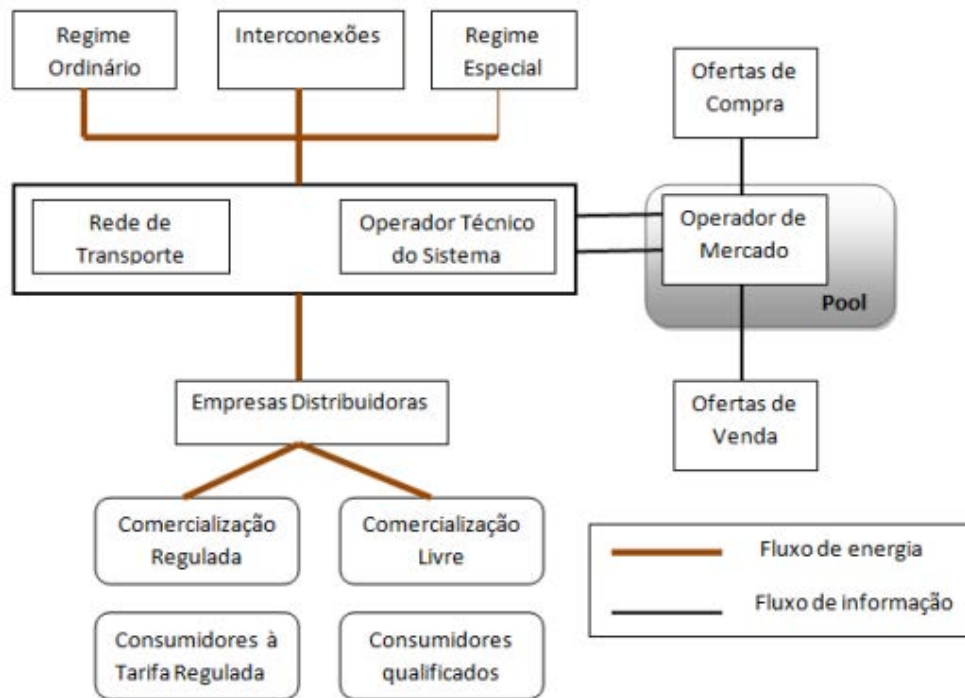


Figura 3.3: Organização do Sistema Elétrico Espanhol [6].

### 3.3 - Mercado Ibérico de Eletricidade - MIBEL

#### 3.3.1 - Fases do Processo de Criação

O processo de criação do MIBEL teve início com a celebração de um protocolo de colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa em Novembro de 2001. Esse acordo estabelecia os moldes em que os dois países se iriam relacionar, através da cooperação entre as várias entidades com responsabilidades no setor. Estava também definido que a entrada em funcionamento do MIBEL seria em 1 de Janeiro de 2003. No entanto, na XVIII Cimeira Luso-Espanhola realizada em Valencia em Outubro de 2002, ficou definido o adiamento deste mercado de eletricidade. Nesta cimeira ficou estabelecido, o modelo de organização do MIBEL [23].

Ficou também definido que no período de transição para a criação do OMI, a gestão dos mercados organizados do MIBEL seria dividido pelos dois países. Portugal seria encarregue da gestão dos mercados a prazo (OMIP), e o polo espanhol seria responsável pela gestão do mercado diário e intradiário, atualmente denominado OMIE [23].

Posteriormente, em Novembro de 2003, na Figueira da Foz, os ministros dos dois países, assinaram um novo memorando de entendimento em que se definia as condições necessárias para a criação do MIBEL. Esta cimeira marcou o arranque do processo de integração dos sistemas elétricos de Portugal e Espanha, devido à assinatura de um Acordo Internacional [23].

Depois, em 20 de Janeiro de 2004, foi firmado o acordo entre a República Portuguesa e o Reino Espanhol para a criação do MIBEL. Este baseou-se na criação de um programa de integração dos mercados de eletricidade dos dois países, com o objetivo de criar um mercado comum. Um dos aspetos mais importantes deste acordo foi o reconhecimento recíproco dos

agentes de mercado. Isto significou que um agente, tal como um produtor ou um comercializador de um país, fosse reconhecido automaticamente no outro país, com os mesmos direitos e obrigações. Nesta cimeira também se definiu que o arranque do funcionamento do Mercado Ibérico, e conseqüentemente o funcionamento integrado dos dois pólos do MIBEL, se daria a 20 de Abril de 2004. Tal facto, não se chegou a verificar, devido a fatores políticos e legais. Isto levou a que os Governos dos dois países levassem a cabo uma revisão do projeto de constituição do MIBEL, que seria formalizada em novo acordo [23].

Deste modo, em 1 de Outubro do mesmo ano foi assinado um novo acordo, no âmbito da XX Cimeira Luso-Espanhola. Este acordo tinha como objetivo, e após a retificação levada a cabo pelos dois países, a substituição do tratado estabelecido em 20 de Janeiro. Este novo acordo pretendia que o Mercado Ibérico entrasse em funcionamento antes de 30 de Junho de 2005. No entanto, e mais uma vez, não foi possível cumprir esta data, novamente por motivos legais e políticos [23].

Finalmente na XXI Cimeira Ibérica, realizada nos dias 18 e 19 de Novembro de 2005, os governos de Portugal e Espanha reforçaram o seu empenho na constituição do Mercado Ibérico. Nesta cimeira, foi acordado por ambos os países a criação do Conselho de Reguladores e também foi definida uma nova data para o arranque do mercado, mais precisamente em Julho de 2006. Esta data, viria a revelar-se finalmente como a entrada em funcionamento do MIBEL, a 3 de Julho de 2006 [24]. Deste modo a criação do MIBEL, tinha como principais objetivos [23]:

- Beneficiar os consumidores de energia elétrica dos 2 países, resultante da integração dos respetivos sistemas elétricos;
- Estruturar o funcionamento do mercado segundo princípios de transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, auto-financiamento e auto-organização;
- O livre acesso ao mercado a todos os participantes, com os mesmos direitos e obrigações assim como transparência e objetividade;
- Promover a eficiência económica das empresas do setor elétrico, através da livre concorrência entre elas.

### **3.3.2 - Descrição do Modelo Organizativo**

De acordo com o artigo 1 do “Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha relativo à Constituição de um Mercado Ibérico de Energia Elétrica” [25], definiu-se que o MIBEL é composto por um conjunto de mercados organizados e não organizados em que se negociam contratos ou transações de energia elétrica e se utilizam instrumentos financeiros tendo em conta essa mesma energia, assim como outros que venham a ser negociados entre ambos os países.

Já no artigo 5 é referido que os Operadores de Sistema estão encarregues da gestão técnica do sistema com o propósito de assegurar a continuidade e a segurança do fornecimento de energia elétrica. As funções e mecanismos a assegurar pelos Operadores de Sistema exigem sempre um acordo entre ambas as partes. Em Portugal o Operador de Sistema

é a REN (Redes Eléctricas Nacionais) e em Espanha o Operador de Sistema é a REE (*Red Eléctrica de España*). Os mercados de contratação são [25]:

- Mercados a Prazo, gerido pelo pólo Português do Operador de Mercado Ibérico, OMIP, que englobam as transações de energia com entrega posterior ao dia da contratação, de liquidação por entrega física ou por diferenças;
- Mercados diários, que englobam as transações de energia com entrega no dia seguinte ao dia da contratação, e em que a liquidação é obrigatoriamente por entrega física, sendo da responsabilidade do pólo Espanhol do Operador de Mercado Ibérico, OMIE;
- Mercado intradiário, em que a liquidação é obrigatoriamente por entrega física, sendo da responsabilidade do pólo Espanhol do Operador de Mercado Ibérico, OMIE. As transações de energia realizadas neste mercado servem para ajustar os valores obtidos no mercado diário.

Por outro lado, e de acordo com o artigo 3 referido em [25] nos mercados não organizados, a transição de energia eléctrica pode ser estabelecida recorrendo a contratos bilaterais, em que as entidades compram ou vendem energia eléctrica para vários horizontes temporais, e em que a liquidação tanto pode ser por entrega física ou por diferenças.

### 3.3.3 - OMIP

O OMIP é a bolsa de derivados do MIBEL, sendo responsável pela gestão do mercado a prazo. Esta entidade foi constituída em 16 de Junho de 2003 e é detida em 90% pela REN, e os restantes 10% são detidos pelo OMEL [26]. Como tal, o OMIP tem como principais objetivos [27]:

- Promover o desenvolvimento do Mercado Ibérico de Eletricidade, pois a existência de um mercado de derivados permite aos intervenientes no mercado tornarem-se mais competitivos no setor eléctrico;
- Contribuir para a implementação de preços de referência a nível ibérico, promovendo o desenvolvimento económico e suportando a liberalização do mercado;
- Disponibilizar instrumentos eficientes para a gestão de risco, pois o principal objetivo do mercado de derivados passa por assegurar a cobertura de riscos associados à variação dos preços.

Posto isto, o OMIP é responsável, entre vários aspetos, pela definição das regras de mercado, pela admissão, pela exclusão ou suspensão de membros negociadores, pela fiscalização do cumprimento das regras de funcionamento pelos respetivos membros, pela gestão das operações efetuadas nos mercados e pelo assegurar do normal e correto funcionamento da plataforma de negociação [26].

Para além do mais, o OMIP em conjunto com o OMIClear é responsável pelo registo das operações em ambiente de mercado e fora deste. O OMIClear é detido em totalidade pelo OMIP, e atua como câmara de compensações das operações a prazo. Esta entidade é também

responsável pela gestão do sistema de liquidação [26]. Os instrumentos disponibilizados pelo OMIP são [28]:

- **Contratos Futuro** - são contratos padronizados para compra e venda de energia para um determinado horizonte temporal, e em que a entidade que compra energia só a adquire no momento de entrega assim como o vendedor só coloca a quantidade de energia a vender a um certo preço no momento da transação. Este tipo de contratos tem liquidações diárias (margens) entre o preço no momento da transação e a cotação de mercado (futuro) de cada dia. No entanto os agentes compradores e vendedores nunca se relacionam entre si, sendo responsabilidade da câmara de compensação ou OMIEclear, a liquidação das margens diárias e do contrato na data ou período de entrega;
- **Contratos *Forward*** - são contratos padronizados para compra e venda de energia para um determinado horizonte temporal, e em que a entidade que compra energia só a adquire no momento de entrega assim como o vendedor só coloca a quantidade de energia a vender a um certo preço no momento da transação. No entanto, este tipo de contratos não possui liquidações diárias das margens durante as negociações, sendo as liquidações efetuadas nos dias de entrega física ou financeira. Os agentes compradores e vendedores nunca se relacionam entre si, sendo responsabilidade da câmara de compensação ou OMIEclear, a liquidação das margens diárias e do contrato na data ou período de entrega;
- **Contratos *SWAP*** - são contratos padronizados em que se troca uma posição em preço variável por uma posição em preço fixo ou vice-versa, variando com o sentido da troca. Desta forma, este tipo de contratos destinam-se a gerir ou tomar riscos financeiros, não existindo entrega do produto subjacente, mas a liquidação das margens correspondentes.

Atualmente os contratos futuros, são o tipo de contratos mais realizados. No OMIP é ainda possível a liquidação de operações no mercado ao balcão, o denominado *Over-the-Counter* (OTC). Neste tipo de liquidações é o mercado organizado o responsável pelo risco de crédito das contrapartes [28].

### **3.3.4 - OMIE**

O OMIE é o Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Espanhol e, tal como o nome indica, é o responsável pela gestão deste mercado. Esta entidade iniciou as suas atividades em 1998 e tem a sua sede em Madrid. Neste mercado de eletricidade os agentes podem realizar as suas transações nas sessões de mercado diário ou intradiário. Posto isto, de seguida será explicado de forma detalhada como o OMIE gere estes processos de mercado [29].

#### **3.3.4.1 - Mercado Diário**

O mercado diário do MIBEL consiste na plataforma cujo objetivo consiste na transação de eletricidade para o dia seguinte ao qual se efetuou a negociação. Neste mercado a formação

de preços existe para cada uma das 24 horas de cada dia e para cada um dos 365 ou 366 dias do ano. A definição da hora de negociação é regida pela hora legal espanhola [30].

Este mercado tem um funcionamento igual ao mercado *pool* já explicado na secção 2.4, e que consiste no cruzamento das curvas de ofertas de compra e venda por parte dos vários agentes integrantes do mercado. Estes devem indicar para cada oferta o dia e hora a que se referem, e o preço e quantidade de energia correspondentes [30].

De forma análoga ao modelo *pool* o preço de mercado é obtido pela intersecção da curva de ofertas de venda com a curva de ofertas de compra. Todos os agentes participantes no mercado pagam o mesmo preço de energia caso forem compradores independentemente do tipo de produção de que dispõem, e todos os vendedores recebem esse mesmo preço. Este preço é designado preço marginal [30]. A Figura 3.4 mostra o resultado do mercado diário para a hora 12 do dia 17 de Dezembro de 2013.

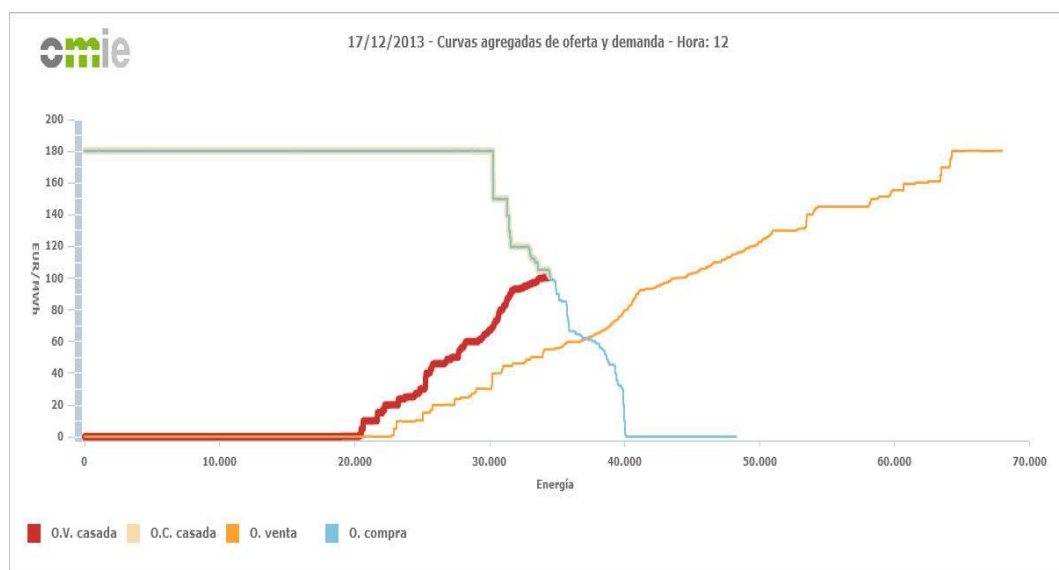


Figura 3.4: Resultado Mercado Diário para a hora 12 do dia 17 de Dezembro de 2013 [31].

As ofertas que são apresentadas ao Operador de Mercado por parte dos vendedores de energia elétrica podem ser simples ou integrar condições complexas dependendo do seu conteúdo. As ofertas simples são apresentadas pelos vendedores de energia elétrica referindo a unidade de produção de energia de que dispõem e em que estipulam o preço a receber e a quantidade de energia a transacionar para cada período horário. Por outro lado, as ofertas complexas, são ofertas que, para além de conterem todas as especificidades inerentes às ofertas simples, acrescentam outros fatores técnicos ou económicos a serem consideradas no despacho. Esses fatores são [31]:

- Condição de Invisibilidade - permite fixar no primeiro lanço referente a cada hora, um valor mínimo de funcionamento;
- Graduação de Carga - permite definir a diferença máxima entre a potência no início de hora e a potência no fim de hora, de modo a limitar a energia máxima a alocar tendo em conta o despacho económico anterior e o seguinte. Isto leva a que sejam evitadas mudanças bruscas nas unidades de produção, que tecnicamente não podem ser implementadas;

- Remuneração Mínima - esta condição permite a possibilidade de realizar ofertas para todas as horas, embora exista a possibilidade da unidade de produção não participar no despacho do dia, uma vez que tem que obter no conjunto do dia, uma remuneração superior a uma dada quantidade fixa, definida em cêntimos de euro, acrescido de mais uma remuneração variável também em cêntimos de euro por cada kWh despachado;
- Paragem Programada - esta condição permite que uma unidade de produção que não tenha entrado num despacho por não ter cumprido o requisito referente à remuneração mínima, realize uma paragem máxima de 3 horas, evitando a sua paragem na última hora do dia anterior até à primeira hora do dia seguinte, com a condição de aceitação do primeiro lanço para as primeiras 3 horas da sua oferta como ofertas simples, mediante a condição do que o valor da energia oferecida seja decrescente no primeiro lanço de cada hora.

### 3.3.4.2 - Market Splitting

Como é natural, sendo o MIBEL um mercado Ibérico que integra Portugal e Espanha, para permitir o transporte de energia proveniente das transações que se efetuam nos mercados organizados e através dos contratos bilaterais é necessário que os dois países estejam interligados. As linhas de interligação estão sujeitas a restrições técnicas e, como tal, sucede que em certas situações a capacidade das linhas de interligação não é suficiente para permitir os fluxos de energia determinados pelas condições de mercado, originando desta forma congestionamentos [32].

Quando esta situação ocorre, as regras atuais do mercado ditam que haja divisão do mercado em duas zonas distintas correspondentes a Portugal e Espanha sendo definidos preços específicos para cada uma destas zonas referidas. Este processo é denominado por *Market Splitting* ou por separação de mercados e está ilustrado na Figura 3.5 [30].



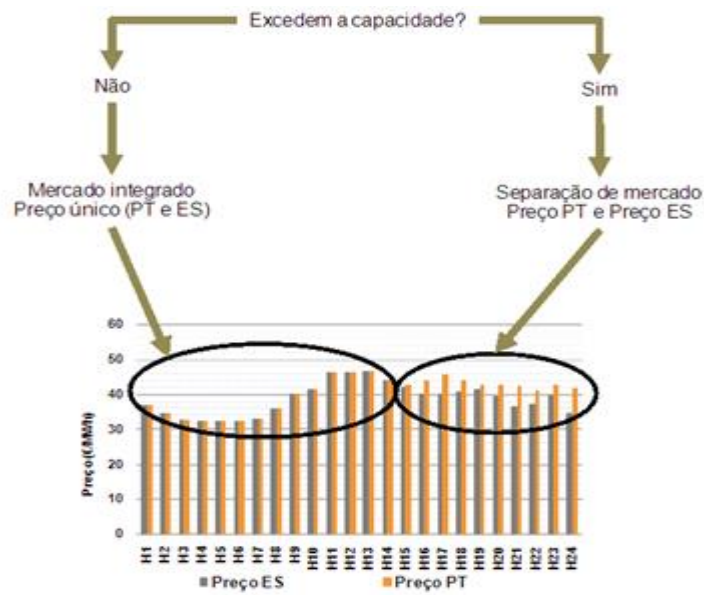


Figura 3.5: Market Splitting [30].

Sempre que existe uma diferença de preços entre cada uma das áreas de mercado, diz-se que existe um *spread* de preços. Tal como se pode observar pelo gráfico acima, o *Market Splitting* permite obter um preço final de eletricidade mais elevado no país ou zona que importa energia.

A título de exemplo na Figura 3.6, apresenta-se a percentagem de horas em que ocorreu *Market Splitting* referentes ao ano de 2010 entre Portugal e Espanha. Pode-se verificar que a percentagem de *Market Splitting* neste ano foi relativamente baixa, havendo como seria expectável mais congestionamento no sentido Espanha-Portugal (14%) do que no sentido Portugal-Espanha (7%). Ainda referente ao sentido Portugal-Espanha, verificou-se que foi nos meses de Janeiro, Abril e Dezembro que ocorreu o maior número de horas com *Market Splitting*.

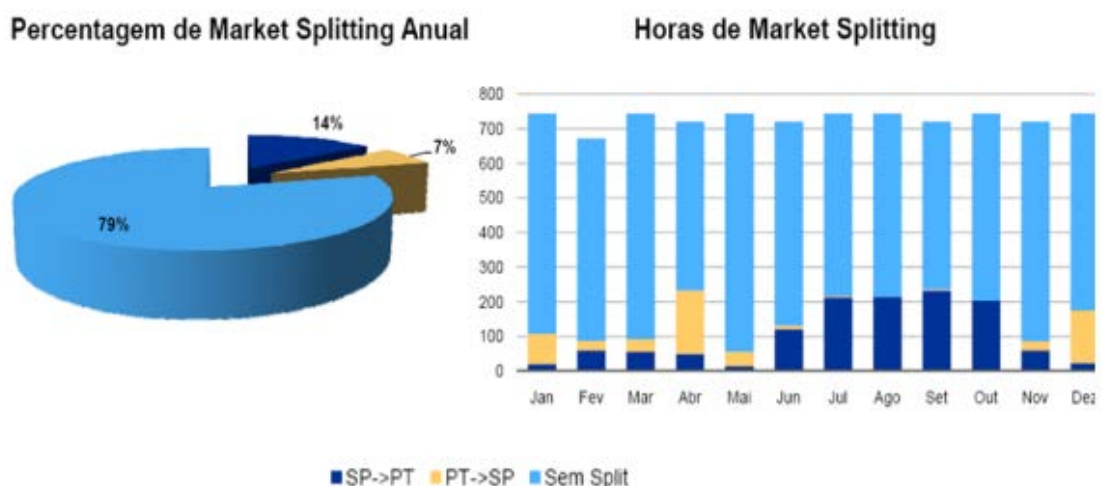


Figura 3.6: Market Splitting no Mercado Ibérico no Ano de 2010 [32]

### 3.3.4.3 - Mercado Intradiário

O mercado diário, como parte integrante do mercado de produção de energia elétrica, tem como função atender às propostas de venda e de compra dos agentes de mercado de modo a ajustar as quantidades transacionadas no mercado diário. O mercado intradiário engloba 6 sessões diárias de negociação. Deste modo, este mercado foi criado para ajustar, de forma mais precisa, a oferta e a procura, evitando desta forma sucessivas etapas de programação. Neste mercado, os produtores com o propósito de retificar as suas posições de produção no mercado diário podem também comprar energia e os comercializadores e os agentes comercializadores podem vender energia [33].



Figura 3.7: Sessões do Mercado Intradiário [30].

Na Figura 3.7, pode-se observar o horizonte temporal coberto pelas seis sessões do mercado intradiário. A primeira sessão forma preço para as últimas 4 horas desse dia mais as 24 horas do dia seguinte. Já a sexta sessão forma preço para um período de 9 horas, compreendido entre as 16 horas e as 24 horas do próprio dia de negociação.

### 3.3.5 - Tarifas

O processo de cálculo das tarifas assim como o cálculo dos proveitos permitidos está estabelecido no Regulamento Tarifário e tem como função assegurar a estabilidade regulatória e transparência, criando deste modo um mercado eficiente, no qual os agentes sintam confiança. Os proveitos provenientes das atividades reguladas são recuperados através de tarifas reguladas. Estas tarifas são constituídas por uma estrutura tarifária própria e devem refletir o custo de fornecimento dos vários serviços, relativos a cada cliente [34]. Como tal, a ERSE definiu as seguintes tarifas [35]:

- Tarifa de Energia - corresponde aos custos relacionados com as atividades de compra e venda de energia elétrica relativas ao comercializador de último recurso;
- Tarifa de Uso Global do Sistema - reflete os custos relacionados com a atividade de Gestão Global do Sistema pretendendo ainda recuperar diversos custos considerados como de interesse económico geral;

- Tarifa de Uso da Rede de Transporte - corresponde aos custos relacionados com a atividade de Transporte de energia elétrica, compensando os custos originados pela expansão, manutenção e operação destas redes;
- Tarifa de Uso das Redes de Distribuição - representa os custos relacionados com a atividade de Distribuição de energia elétrica em AT, MT e BT compensando os custos provenientes pela expansão, operação e manutenção que este tipo de redes exige;
- Tarifa de Comercialização - reflete os custos relacionados com a atividade de comercialização regulada de energia elétrica;
- Tarifas de Venda a Clientes Finais - são aplicadas aos clientes finais regulados e resultam da soma das Tarifas de Acesso às Redes, tarifa de Energia e também pela tarifa de Comercialização;
- Tarifas de Acesso às Redes - estas tarifas são pagas por todos os clientes e são compostas pela soma das Tarifas de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte e Tarifa de Uso da Rede de Distribuição;

Nestas duas últimas tarifas mencionadas anteriormente, aplica-se o princípio da aditividade tarifária que consiste na adição de um conjunto de parcelas referentes às várias atividades do setor para posterior aplicação ao cliente final.

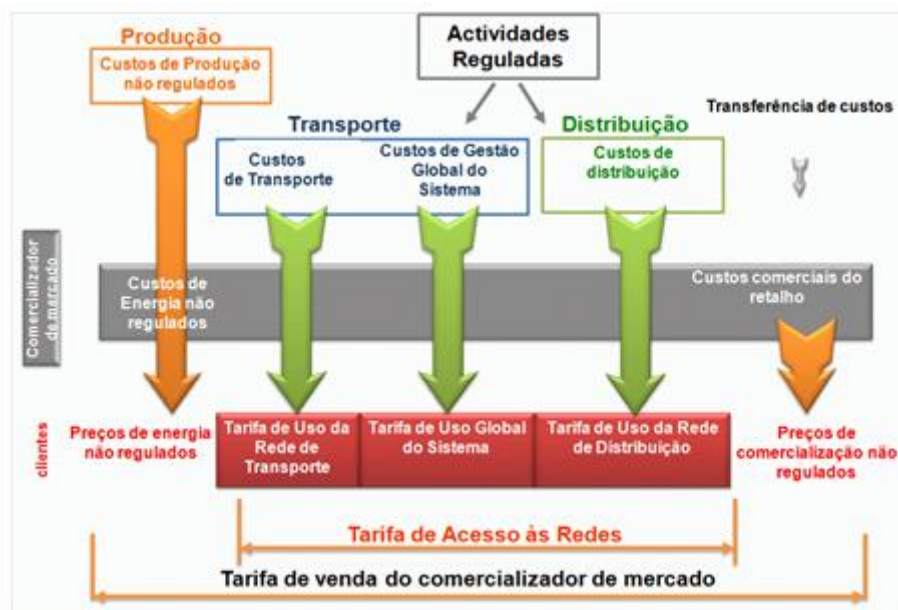


Figura 3.8: Aditividade Tarifária: Tarifas de Acesso às Redes [36]

Na Figura 3.8 estão representados as tarifas e preços que um consumidor paga a um comercializador quando acede ao mercado. Os clientes pagam a Tarifa de Acesso à Rede e tendo escolhido o seu comercializador no mercado negociam livremente com este o preço do fornecimento de energia elétrica.

De forma análoga, na Figura 3.9 pode-se observar as tarifas que um consumidor paga a um comercializador de último recurso no mercado regulado. Estas tarifas reguladas são definidas pela ERSE. As tarifas de venda a clientes finais são discriminadas pelo tipo de

fornecimento e pelo nível de tensão, e apresentam vários níveis tarifários. Para além do mais, o princípio de aditividade aplicado às tarifas de venda a clientes finais permite que não exista subsidiação cruzada entre os clientes dos comercializadores de último recurso e os clientes dos comercializadores no mercado livre.

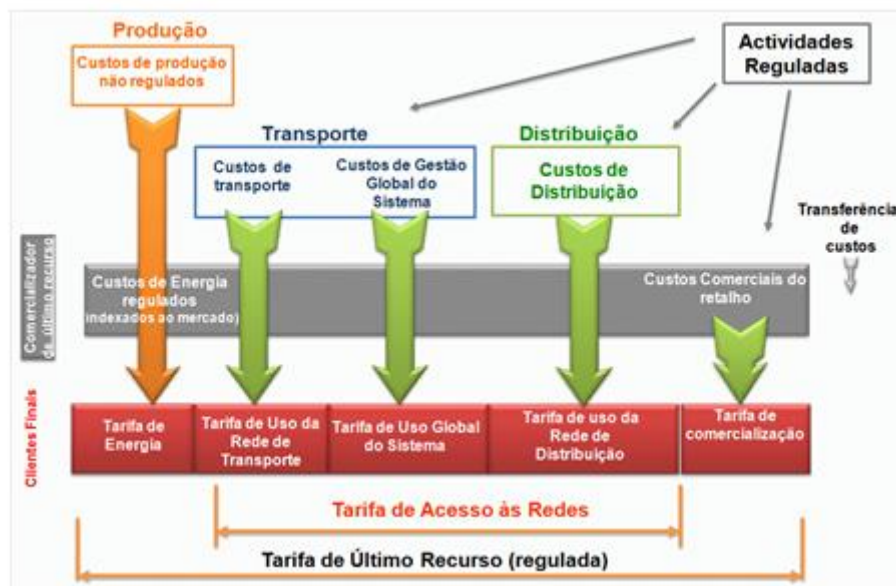


Figura 3.9: Aditividade Tarifária: Tarifas de Venda a Clientes Finais [36]

### 3.3.6 - Serviços de Sistema

Aquando da criação do mercado ibérico de eletricidade, não só foi possível a participação dos agentes portugueses no mercado a prazo, diário e intradiário como também foram desenvolvidos novos processos e mecanismos em relação à operação do sistema elétrico. Desta forma, de modo a proporcionar um mercado concorrencial em que o abastecimento fosse regido pela qualidade e segurança foram criados dois mecanismos adicionais. Estes mecanismos baseiam-se em dois aspetos fundamentais: a resolução das restrições técnicas e a gestão dos serviços de sistema [37].

A resolução das restrições técnicas pretende garantir a viabilidade dos programas dos mercados diários e intradiário e também assegurar o normal funcionamento do sistema em tempo real, tendo em conta as propostas apresentadas pelos agentes e que ocorrem em três fases diferentes: mercado diário, mercado intradiário e em tempo real. A energia envolvida no processo de resolução de restrições técnicas deve-se essencialmente a problemas de controlo de tensão, à insuficiência de reserva de regulação, à garantia do critério de segurança n-1, à eliminação de desvios na interligação e também devido a sobrecargas ocorridas na rede de transporte [38].

Por outro lado os serviços de sistema englobam dois conjuntos: serviços de sistema obrigatórios e serviços de sistema complementares. Os serviços de sistema obrigatórios são tais que qualquer unidade de produção deve apresentar obrigatoriamente regulação de tensão, e regulação primária de frequência, sendo que estes serviços não são remunerados.

Os serviços de sistemas complementares representam os restantes serviços do sistema e são passíveis de remuneração. Estes são contratados com base em princípios de transparência

com o objetivo de promover a eficiência energética. O Operador de Sistema pode recorrer regularmente aos serviços de sistema ou então pontualmente. No primeiro caso a contratação baseia-se em mercados de ofertas e englobam a regulação secundária de frequência e a reserva de regulação ou regulação terciária. O segundo caso diz respeito à compensação síncrona, arranque autónomo ou a interruptibilidade, baseados em contratos bilaterais [37].

### 3.3.7 - Produção em Regime Especial, PRE

#### 3.3.7.1 - Tratamento da PRE em Portugal

Nesta secção, será caracterizada a evolução da Produção em Regime Especial registada ao longo dos últimos anos.

Assim na Figura 3.10 pode-se observar a contribuição anual da PRE para a satisfação do consumo (%) e entregas anuais à rede (TWh), para cada ano desde o início deste século.

A linha a vermelho representa o quociente entre a produção anual da PRE e o consumo total do Sistema Elétrico Nacional desse mesmo ano. Facilmente se comprova o grande contributo da PRE na última década, sendo que este aumentou cerca de 6,5 para 38,4% nos últimos 13 anos, como está indicado na tabela na parte inferior da figura. Por outro lado a curva a verde, demonstra o contributo da PRE para a satisfação do consumo nacional em Portugal Continental, sendo que também aqui fica explícito um significativo aumento de contribuição.

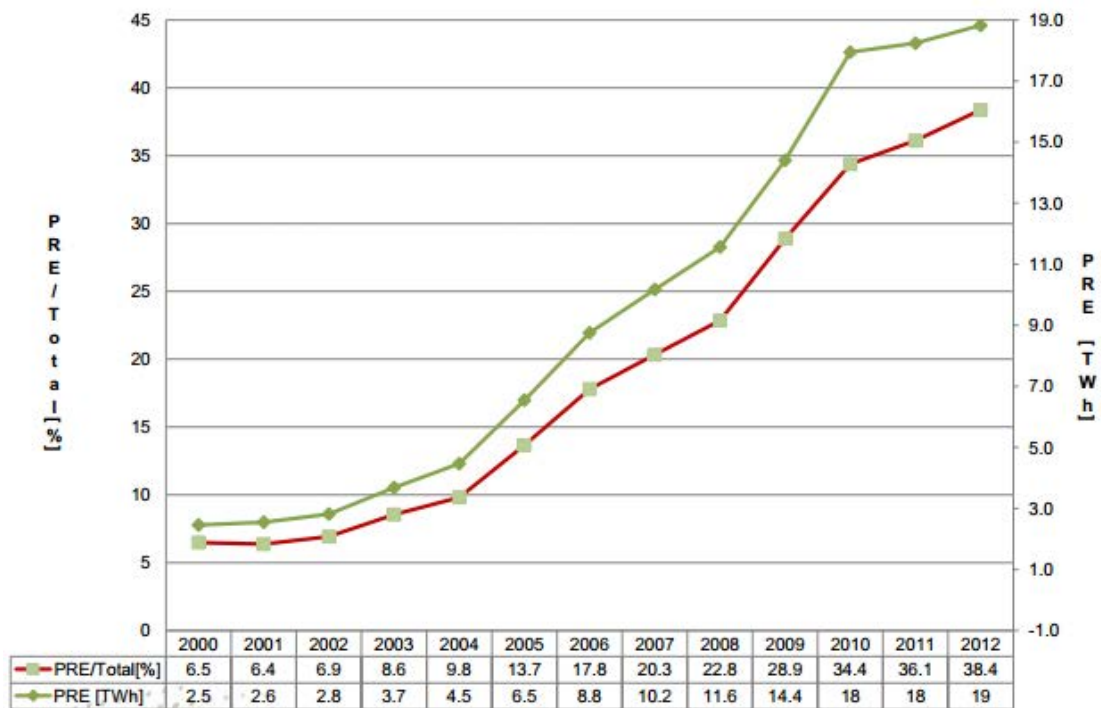


Figura 3.10: Contribuição anual da PRE para satisfação do consumo [39]

Para além disso, também no que se refere à energia anual entregue à rede por tecnologia (GWh) se observaram grandes evoluções e mudanças ao longo dos últimos anos, como se pode ver na Figura 3.11. Rapidamente se observa que a eólica foi das tecnologias que mais se evidenciou, embora tenha estagnado nos últimos 3 anos. De realçar também a cogeração, que aumentou consideravelmente a energia entregue, cerca de 14 vezes mais do que registava no

ano 2000. Por outro lado, a hídrica que inicialmente tinha uma grande presença no âmbito da PRE manteve-se praticamente constante, apresentando uma grande variabilidade devido às condições climáticas.

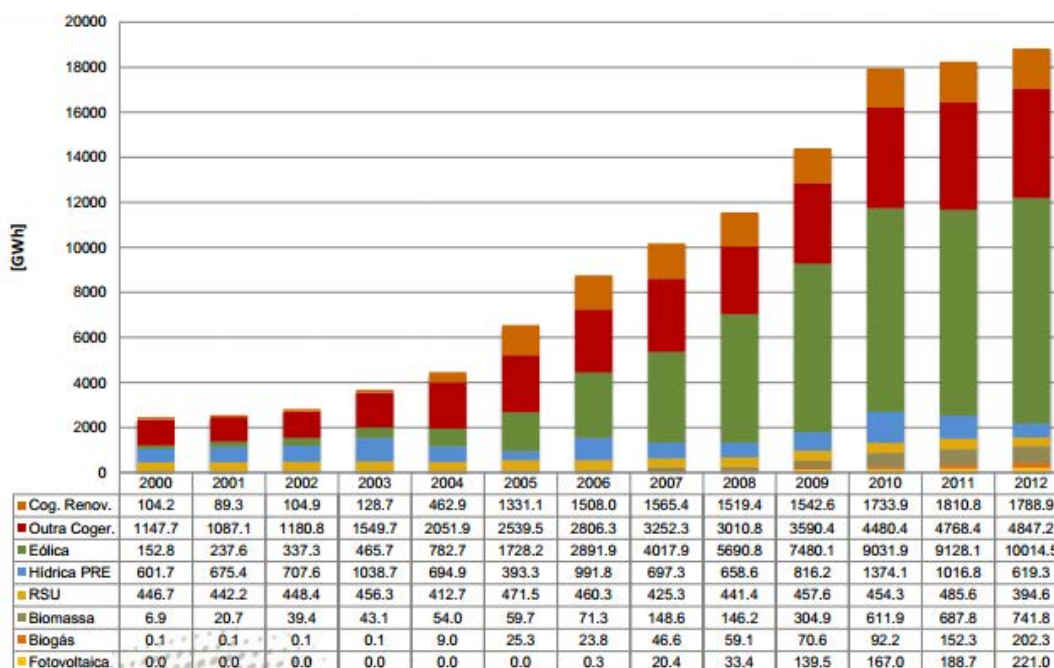


Figura 3.11: Energia anual entregue à rede por tecnologia [39]

Por último, na Figura 3.12 é apresentado o peso da PRE na potência instalada do sistema elétrico nacional (%), ao longo dos últimos 12 anos. Os valores presentes no eixo vertical do gráfico representam a percentagem da potência instalada em PRE em relação à potência instalada no SEN. Analisando o gráfico, verifica-se que desde o início da última década a influência da Produção em Regime Especial teve uma crescente contribuição no sistema elétrico nacional, tendo registado um crescimento de aproximadamente 25 %. Destaca-se a segunda metade da década de 2000, em muito devido aos incentivos legais e económicos que o governo português proporcionou até então.

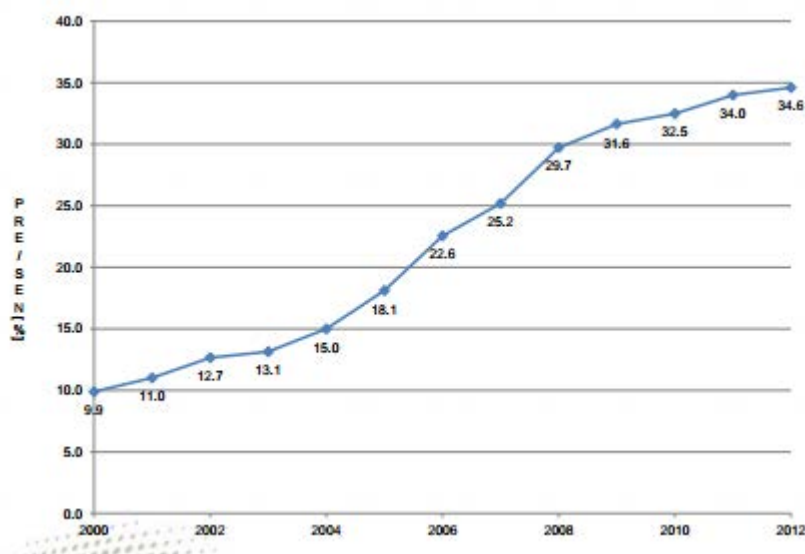


Figura 3.12: Peso da PRE na potência instalada do SEN [39].

Tal como foi referido anteriormente o comercializador de último recurso tem obrigatoriamente de adquirir toda a energia produzida proveniente da PRE. O cálculo do preço de venda de energia por parte do comercializador de último recurso pode ser determinado de duas formas. Este pode ser estabelecido pelo Governo através da publicação do tarifário definido por este. Ou então através do preço resultante das propostas apresentadas a concursos de pontos de interligação para a instalação de centrais de energia eólica ou biomassa. O tarifário apresentado pelo Governo baseia-se em custos evitados relativamente aos custos de combustível, emissões emitidas para a atmosfera e também em termos de potência, ou seja, investimento em novas instalações [40].

Estes dados estatísticos, demonstram de forma clara o grande crescimento e contribuição que a PRE teve nos últimos anos quer a nível da satisfação do consumo energético quer ao nível do aumento da potência instalada no sistema elétrico nacional.

### 3.3.7.2 - Tratamento da PRE em Espanha

Em Espanha, a política energética e ambiental está definida através do *Plan de Acción Nacional de Energías Renovables* (PANER), no qual está estabelecido a meta de em 2020 as energias renováveis alimentarem cerca de 20% do consumo final bruto de energia. Também é expectável que nesse mesmo ano a 10% da energia eólica seja proveniente de instalações off-shore.

De seguida, a Figura 3.13 mostra a evolução da produção em regime especial em Espanha no que se refere à energia produzida, nos últimos 20 anos. Realça-se o elevado crescimento da energia eólica, que isolada consegue ser maior que todas as outras energias combinadas. Não tão significativo, mas também importante, foi a contribuição das tecnologias da biomassa e resíduos. Por outro lado a energia fotovoltaica teve um crescimento sustentado ao longo dos anos.

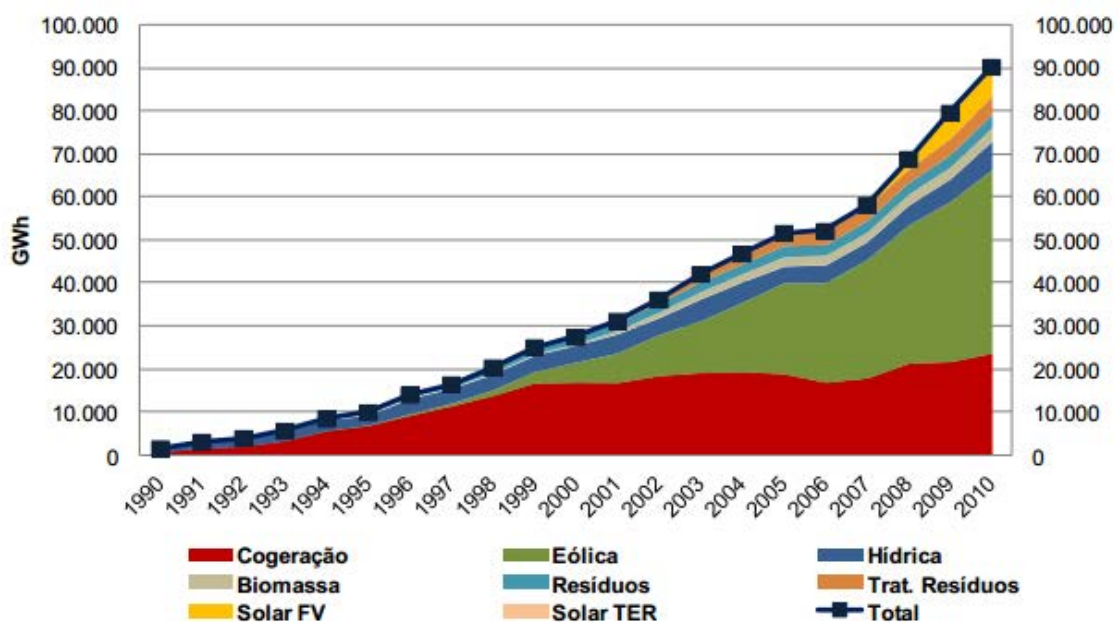


Figura 3.13: Produção em Regime Especial em Espanha (GWh) [40].

No entanto, e apesar deste elevado crescimento relativo às tecnologias de produção de energia associadas à PRE, a contribuição das renováveis para a cobertura da procura total, tem oscilado em torno dos 20% como se observa na Figura 3.14. Esta situação deve-se em parte à irregularidade hídrica e também devido ao crescimento sustentado da procura global. Convém referir, que os valores referentes a 2008 e 2009 devem ser observados com algumas reservas, uma vez que foi um período de elevada hidraulicidade e de retração do consumo num cenário de crise económica.

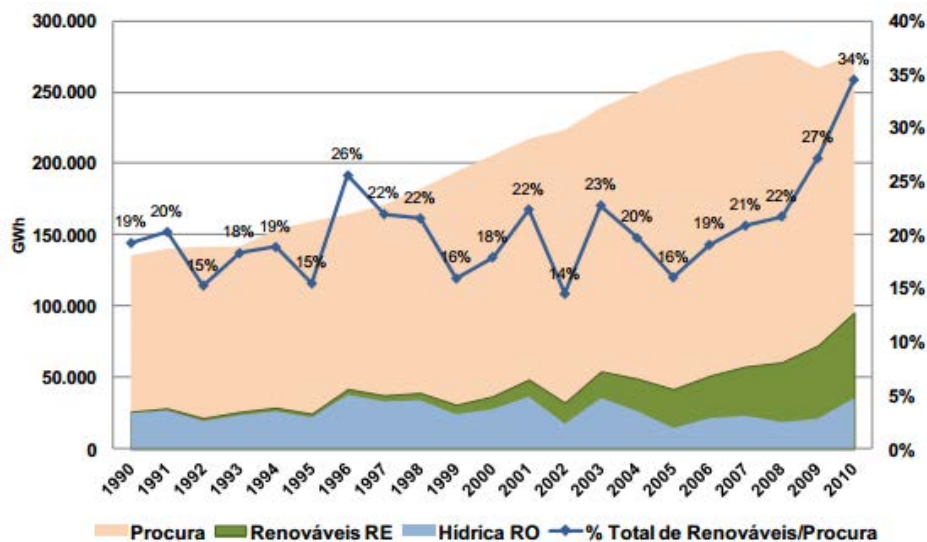


Figura 3.14: Contribuição das Renováveis em relação à procura [40].

Em Espanha há duas opções para a venda de energia elétrica a partir de regime especial. Pode ser através de tarifas reguladas, que têm o mesmo valor para qualquer período de programação. A outra opção é em mercado com a adição de uma bonificação que incide sobre o preço de mercado [40].

Ambas as possibilidades de venda são influenciadas pelas características da instalação como a sua idade, tecnologia existente e potência instalada. No entanto para algumas tecnologias com certas propriedades como a solar fotovoltaica, só existe a possibilidade de venda através da aplicação de tarifa predefinida [40].

# Capítulo 4

## Metodologia e Aplicação Desenvolvida

### 4.1 - Introdução

Neste capítulo será detalhada e explicada a metodologia utilizada no processo de determinação do impacto que a PRE tem nos preços de mercado. Para tal os dados sobre os quais incidirá o estudo dizem respeito ao mercado diário, cuja entidade responsável é o OMIE que, tal como mencionado anteriormente, corresponde ao Operador do Mercado Ibérico - Pólo Espanhol. O mercado diário está encarregue das transições do mercado de eletricidade, recebendo propostas de compra e de venda de energia elétrica para cada hora do dia seguinte, ou seja, o denominado *Day-Ahead Market*. O espaço temporal sobre o qual incidiu este estudo engloba todas as horas referentes ao mês de dezembro de 2012.

### 4.2 - Aplicação Desenvolvida

#### 4.2.1 - Descrição da Metodologia

De forma a determinar o impacto que a Produção em Regime Especial provoca nos preços de mercado é necessário aceder ao site do Operador de Mercado. Nesta página acede-se posteriormente aos resultados de mercado, através da ligação <http://www.omel.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. O site remete-nos para o mercado diário, onde depois se seleciona a opção curvas de oferta e compra, que apresenta o preço de mercado, através da organização das propostas de ofertas de compra e de venda. Com esta informação referente à produção e ao consumo para cada um dos períodos de transação do *Day-Ahead Market*, torna-se possível estimar o impacto que a PRE tem nos preços de mercado através da metodologia implementada. Convém salientar que nas horas em que ocorre *Market Splitting* só se procede ao descarregamento dos dados das propostas de compra e de venda originárias de Portugal.

No entanto, é necessário conhecer os dados de produção das fontes de Produção em Regime Especial para cada hora do dia do período em estudo. Estes dados foram disponibilizados pela EDP-Gestão da Produção de Energia, S.A, mais precisamente pelos Engenheiros José Sousa e Virgílio Mendes, coorientadores desta dissertação.

Para além da disponibilização dos dados na forma gráfica, o Operador de Mercado também fornece a informação referente às propostas de compra e de venda para cada hora do dia seguinte em ficheiros excel, na extensão.xls. Como tal, a aplicação computacional atualiza os preços de mercado para cada hora.

De acordo com a extensão dos ficheiros fornecidos pelo Operador de Mercado, o desenvolvimento da aplicação computacional foi realizado recorrendo à linguagem de programação Visual Basic. Esta escolha foi tomada tendo como objetivo tornar mais fácil a operação e tratamentos dos dados.

As ofertas são classificadas como V ou C quer sejam de Venda ou Compra, respetivamente. Para além do mais, estas ofertas são também classificadas em C ou O, ou seja, Casadas ou Ofertadas, consoante entrem no despacho final ou não, respetivamente. Na metodologia implementada só foram consideradas as propostas de compra e de venda casadas, tal como se apresenta nas ilustrações e nos cálculos obtidos. Optou-se por esta via para facilitar o desenvolvimento da aplicação computacional. A organização dos dados fornecidos pelo Operador de Mercado pode ser visualizada na Figura 4.1:

1	Hora	Fecha	Pais	Unidad	Tipo Oferta	Energia Compra/Venta	Precio Compra/Venta	Ofertada (O)/Casada (C)
2		1 01/12/2012	MI		C	4 910,2	180,30	O
3		1 01/12/2012	MI		C	0,9	180,30	O
4		1 01/12/2012	MI		C	0,1	180,30	O
5		1 01/12/2012	MI		C	13,4	180,30	O
6		1 01/12/2012	MI		C	25,0	180,30	O
7		1 01/12/2012	MI		C	3 238,3	180,30	O
8		1/12/2012 12	MI	14/12/2012	C	25,0	4,00	O
9		1 01/12/2012	MI		C	70,0	180,30	O
10		1 01/12/2012	MI		C	100,0	180,30	O
11		1 01/12/2012	MI	1	C	1 818,5	180,30	O
12		1 01/12/2012	MI		C	8,8	180,30	O
13		1 01/12/2012	MI		C	74,8	180,30	O
14		1 01/12/2012	MI		C	161,6	180,30	O
15		1 01/12/2012	MI		C	1 233,8	180,30	O
16		1 01/12/2012	MI		C	2,9	180,30	O
17		1 01/12/2012	MI		C	708,2	180,30	O
18		1 01/12/2012	MI		C	3 627,3	180,30	O
19		1 01/12/2012	MI		C	2 897,7	180,30	O
20		1 01/12/2012	MI		C	705,2	180,30	O
21		1 01/12/2012	MI		C	1 916,2	180,30	O
22		1 01/12/2012	MI		C	121,5	180,30	O
23		1 01/12/2012	MI		C	2,2	180,30	O

Figura 4.1: Organização dos dados fornecidos pelo Operador de Mercado.

Na Figura 4.1 também se pode observar a interface criada. Foi implementado um painel de controlo com o objetivo de facilitar a obtenção de informação por parte do utilizador. Neste sentido, o utilizador tem a possibilidade de definir o intervalo de tempo sobre o qual pretende analisar e estudar a alteração que as fontes de PRE induzem nos preços de mercado. O intervalo de tempo compreende assim o dia e a hora, uma vez que a aplicação computacional determina os novos preços de mercado hora a hora, como já foi referido anteriormente.

Foram concebidos também dois botões. O botão “Gerar Tabela” gera os novos preços de mercado assim como outra informação relevante apresentada mais à frente. Já o botão “Limpar Tabela” elimina todos os dados criados pelo procedimento anterior. Este é necessário para atualizar as tabelas se for introduzido outro intervalo de tempo.

Os dados de produção de energia referentes à PRE, nomeadamente PRE Hidráulica, PRE Térmica, PRE Eólica, PRE Fotovoltaica assim como a PRE total encontram-se organizados na folha 2 do ficheiro excel. De outra forma, observando a Figura 4.2 apresentam-se na “Sheet2” dados de produção de energia elétrica para as várias fontes de PRE nas primeiras horas do dia 1 de Dezembro de 2012.

	A	B	C	D	E	F	G
1	Data	Hora	PRE Hidráulico	PRE Térmico	PRE Eólica	PRE Fotovoltaica	Total
2	01/12/2012	1	67,05	819,925	1942,525	0	2829,5
3	01/12/2012	2	71,65	811,65	1998,5	0	2881,8
4	01/12/2012	3	73,325	807,325	2270,05	0	3150,7
5	01/12/2012	4	78,85	805,875	2308,375	0	3193,1
6	01/12/2012	5	83,3	804,775	2270,7	0	3158,775
7	01/12/2012	6	81,375	802,375	2178,125	0	3061,875
8	01/12/2012	7	82,275	789,85	2137,675	0	3009,8
9	01/12/2012	8	76,85	795,125	2232,675	2,625	3107,275
10	01/12/2012	9	129,55	794,175	2233,15	48,55	3205,425
11	01/12/2012	10	149,225	808,475	2165,075	111,975	3234,75
12	01/12/2012	11	155,9	804,35	1910,95	136,225	3007,425
13	01/12/2012	12	159,625	800,6	1717,15	139,75	2817,125
14	01/12/2012	13	151,5	792,6	1647,1	141,4	2732,6
15	01/12/2012	14	135,425	797,55	1548,625	134,3	2615,9
16	01/12/2012	15	132,525	799,55	1545,1	128,9	2606,075
17	01/12/2012	16	127,625	801,025	1493,1	76,1	2497,85
18	01/12/2012	17	128,425	803,625	1371,175	23,825	2327,05
19	01/12/2012	18	131,85	798,175	1361,425	0,175	2291,625
20	01/12/2012	19	135,775	807,725	1511,3	0	2454,8
21	01/12/2012	20	133,6	811,475	1663	0	2608,075
22	01/12/2012	21	138,7	815,075	1747,85	0	2701,625
23	01/12/2012	22	118,825	809,725	1737,225	0	2665,775

Figura 4.2: Organização dos dados referentes à PRE (energia produzida em MWh)

Para este estudo a EDP também forneceu os dados relativos à PRE utilizando energia das ondas, mas no período em análise esta fonte de PRE não apresentou qualquer energia produzida. A aplicação retorna os preços de mercado atualizados considerando o impacto de todos os tipos de PRE existentes qualquer que seja o intervalo de tempo definido bem como o impacto da PRE total.

Para cada hora do dia, o programa filtra as propostas consoante os tipo de oferta, e se estas são ofertadas ou casadas. Para formar a curva das ofertas de venda e retirar os seus dados de preço e energia, inicialmente o programa filtra estas propostas por venda e casadas. Depois ordena as propostas por ordem ascendente do preço. O próximo passo consiste em somar a energia parcela a parcela, ou seja, somar a energia da proposta em questão ao somatório das energias referentes às propostas anteriores já consideradas para a construção da curva.

Um processo semelhante é utilizado para as propostas de compra. Também estas são filtradas por tipo de oferta e se entram ou não no despacho. Neste caso são selecionadas as ofertas de compra casadas. As propostas são ordenadas por ordem decrescente do seu valor de preço. Por seu lado, a energia é somada parcela a parcela baseado no procedimento anteriormente referido, do valor da energia associada ao preço mais elevado para o menor.

Desta forma, são obtidos os dados para obter as equações das retas que aproximam as curvas das ofertas de venda e das ofertas de compra.

Através dos dados referentes às curvas de oferta de compra e de venda que determinam o preço de mercado são obtidas as equações de retas que aproximam estas duas curvas na forma  $y=mx+b$ . Por definição, na geometria podemos determinar uma equação de reta que passa em 2 pontos distintos, sendo esses pontos  $A=(x_1, y_1)$  e  $B=(x_2, y_2)$  e em que  $x_2$  é diferente de  $x_1$ . Desta forma, a equação de reta é dada por (4.1) em que  $(y_2-y_1)/(x_2-x_1)$  corresponde ao declive da reta.

$$y - y_1 = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} (x - x_1) \quad (4.1)$$

É nesta fase que são utilizados os dados referentes à PRE. Para cada intervalo de tempo, que se define de cada vez que se executa o programa, será efetuado um deslocamento da equação de reta em relação ao eixo xx relativa às propostas de oferta de venda. A aplicação computacional executa este procedimento para cada uma das fontes de PRE presentes no ficheiro de acordo com o intervalo de tempo introduzido. Torna-se portanto necessário determinar o valor da nova constante b para situação estudada. Como se trata apenas de um deslocamento da reta, o declive desta será o mesmo. De referir que relativamente à equação de reta das propostas de oferta de compra não é necessário qualquer deslocamento, sendo esta equação usada posteriormente para determinação do novo preço de mercado.

Desta forma e no seguimento do cálculo anterior, iguala-se a equação de reta que aproxima as ofertas de venda a zero, e resolve-se em ordem a x, tal como se demonstra em (4.2).

$$y = mx + b \Leftrightarrow \begin{cases} x = -\frac{b}{m} \\ y = 0 \end{cases} \quad (4.2)$$

Nesta expressão:

- m representa o declive da reta;
- b é a ordenada do ponto em que a reta interseca o eixo yy.

Depois, procede-se ao cálculo do valor da nova constante b. Para isso, o programa acede aos dados referentes a cada tipo de PRE e, para cada hora, subtrai esse valor de energia ao valor da variável x determinada anteriormente, como se pode observar no cálculo efetuado em (4.3).

$$x - \Delta_x = -\frac{b^{novo}}{m} \Leftrightarrow b^{novo} = -m(x - \Delta_x) \quad (4.3)$$

Nesta expressão:

- $\Delta_x$  corresponde à quantidade de energia produzida relativa a um determinado tipo de PRE em MWh na hora em estudo.

Deste modo, podemos escrever a nova equação de reta que aproxima a nova curva de ofertas de venda, retirando o valor  $\Delta_x$  de energia alusiva à PRE de acordo com (4.4).

$$y^{novo} = mx + b^{novo} \quad (4.4)$$

Chegado a este ponto, já se procedeu ao cálculo de todos os elementos necessários para determinar o novo preço de mercado para cada hora. Deste modo, o novo preço de mercado é obtido pela interseção da equação de reta que aproxima a nova curva das propostas de venda com a equação de reta que aproxima a curva das propostas de compra. O ponto de interseção é determinado através da igualdade destas duas equações tal como se indica em seguida.

$$\begin{cases} y = m_c x + b_c \\ y = m_g x + b_g \end{cases} \Leftrightarrow m_c x + b_c = m_g x + b_g \quad (4.5)$$

$$(m_c - m_g)x = b_g - b_c \Leftrightarrow \begin{cases} x = \frac{b_g - b_c}{m_c - m_g} \\ y = m_c \frac{b_g - b_c}{m_c - m_g} + b_c \end{cases} \quad (4.6)$$

Nestas expressões:

- $m_c$  é o declive de reta correspondente à equação de reta das propostas de compra;
- $b_c$  é a ordenada do ponto em que a reta intersesta o eixo  $yy$  relativa à equação de reta das propostas de compra;
- $m_g$  é o declive de reta correspondente à nova equação de reta das propostas de oferta de venda;
- $b_g$  é a ordenada do ponto em que a reta intersesta o eixo  $yy$  relativa à nova equação de reta das propostas de venda;

Desta forma, utilizando os valores de energia produzida por tecnologia de PRE disponibilizados pela EDP Produção para cada hora do período em estudo é possível avaliar o impacto de cada uma delas ou do seu conjunto no preço de mercado na hora correspondente.

#### 4.2.2 - Exemplo Demonstrativo

De modo a compreender-se melhor a metodologia implementada pela aplicação computacional descrita no tópico anterior, será calculado de forma analítica o preço de mercado para um dia/hora do período em análise. Neste caso o período escolhido foi a primeira hora do dia 1 de dezembro de 2012. Como este é apenas um exemplo demonstrativo só será determinado o novo preço de mercado afetado pela PRE Eólica. No entanto, a

aplicação computacional permite calcular em cada hora os novos preços de mercado para cada tipo de PRE.

Neste sentido, e tendo-se já realizado o tratamento de dados relativamente às propostas de ofertas de compra e de venda, aplica-se a equação (4.1), em que  $x_1$  corresponde ao menor valor de energia das propostas de vendas casadas e  $x_2$  corresponde à última oferta casada. Já os preços correspondentes a estas variáveis são  $y_1$  e  $y_2$  respetivamente. O mesmo procedimento aplica-se também na obtenção dos valores de energia e preço das propostas de compra casadas. Obtêm-se desta forma as equações das retas que aproximam as curvas das propostas de compra e das propostas de venda.

**Tabela 4.1: Propostas de venda casadas**

Energia Ofertas de Venda (MWh)	Preço Ofertas de Venda (€)
18966,7	0,01
32087,6	57,00

O valor de 57,00 €/MWh representa a última oferta de venda casada, e por conseguinte o preço de mercado.

**Tabela 4.2: Propostas de compra casadas**

Energia Ofertas de Compra (MWh)	Preço Ofertas de Compra (€)
28453	180,3
32087,6	57,65

Procede-se em seguida ao cálculo da equação da reta que aproxima a curva das propostas de venda, de acordo com (4.7) e (4.8).

$$y - y_1 = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} (x - x_1) \Leftrightarrow y - 0,01 = \frac{(57 - 0,01)}{(32087,6 - 18966,7)} (x - 18966,7) \quad (4.7)$$

$$y = mx + b \Leftrightarrow y = 0,0043434x - 82,3909 \quad (4.8)$$

Da mesma forma, determina-se a equação de reta das propostas de ofertas de compra utilizando (4.9) e (4.10).

$$y - y_1 = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} (x - x_1) \Leftrightarrow y - 180,3 = \frac{(57,65 - 180,3)}{(32087,6 - 28453)} (x - 28453) \quad (4.9)$$

$$y = mx + b \Leftrightarrow y = -0,03375x + 1140,6881 \quad (4.10)$$

Igualando  $y=0$ , é obtido o valor de  $x$  dado por (4.12).

$$y = mx + b \Leftrightarrow \begin{cases} x = -\frac{b}{m} \\ y = 0 \end{cases} \quad (4.11)$$

$$x = -\frac{-82,3909}{0,0043434} \Leftrightarrow x = 18969,2176 \quad (4.12)$$

Ao valor de energia representado por x subtrai-se o valor da energia da PRE eólica e obtém-se o novo valor do coeficiente b de acordo com (4.13) e (4.14).

$$x - \Delta_x = -\frac{b^{novo}}{m} \Leftrightarrow b^{novo} = -m(x - \Delta_x) \quad (4.13)$$

$$b^{novo} = -0,0043434(18969,2176 - 1942,525) \Leftrightarrow b^{novo} = -73,9536 \quad (4.14)$$

A equação da nova reta que aproxima a curva das propostas de venda é dada por (4.15).

$$y^{novo} = mx + b^{novo} \Leftrightarrow y^{novo} = 0,0043434x - 73,9536 \quad (4.15)$$

O novo preço de mercado determina-se pela interseção das duas retas referentes às propostas de compra e venda, de acordo com (4.16) a (4.20).

$$\begin{cases} y = m_c x + b_c \\ y = m_g x + b_g \end{cases} \Leftrightarrow m_c x + b_c = m_g x + b_g \quad (4.16)$$

$$(m_c - m_g)x = b_g - b_c \Leftrightarrow \begin{cases} x = \frac{b_g - b_c}{m_c - m_g} \\ y = m_c \frac{b_g - b_c}{m_c - m_g} + b_c \end{cases} \quad (4.17)$$

$$\begin{cases} y = -0,03375x + 1140,6881 \\ y = 0,0043434x - 73,9536 \end{cases} \Leftrightarrow -0,03375x + 1140,6881 = 0,0043434x - 73,9536 \quad (4.18)$$

$$\Leftrightarrow (-0,03375 - 0,0043434)x = -73,9536 - 1140,6881 \quad (4.19)$$

$$\Leftrightarrow \begin{cases} x = \frac{-73,9536 - 1140,6881}{-0,03375 - 0,0043434} \\ y = -0,03375 \frac{-73,9536 - 1140,6881}{-0,03375 - 0,0043434} + 1140,6881 = 64,53 \text{ €/MWh} \end{cases} \quad (4.20)$$

O valor de y representa o novo preço de mercado na ausência de energia que tinha sido produzida por via eólica. Neste caso o valor obtido foi de 64,53 €/MWh assinalando-se que o preço de mercado nesta hora era de 57,00 €/MWh.

### 4.2.3 - Aplicação Computacional

Uma vez ilustrado o procedimento analítico utilizado no programa aplicação, procede-se agora à análise da aplicação computacional. Com efeito apresenta-se na Figura 4.3 o fluxograma que descreve os vários passos que a aplicação percorre até ao cálculo dos novos preços para uma hora.

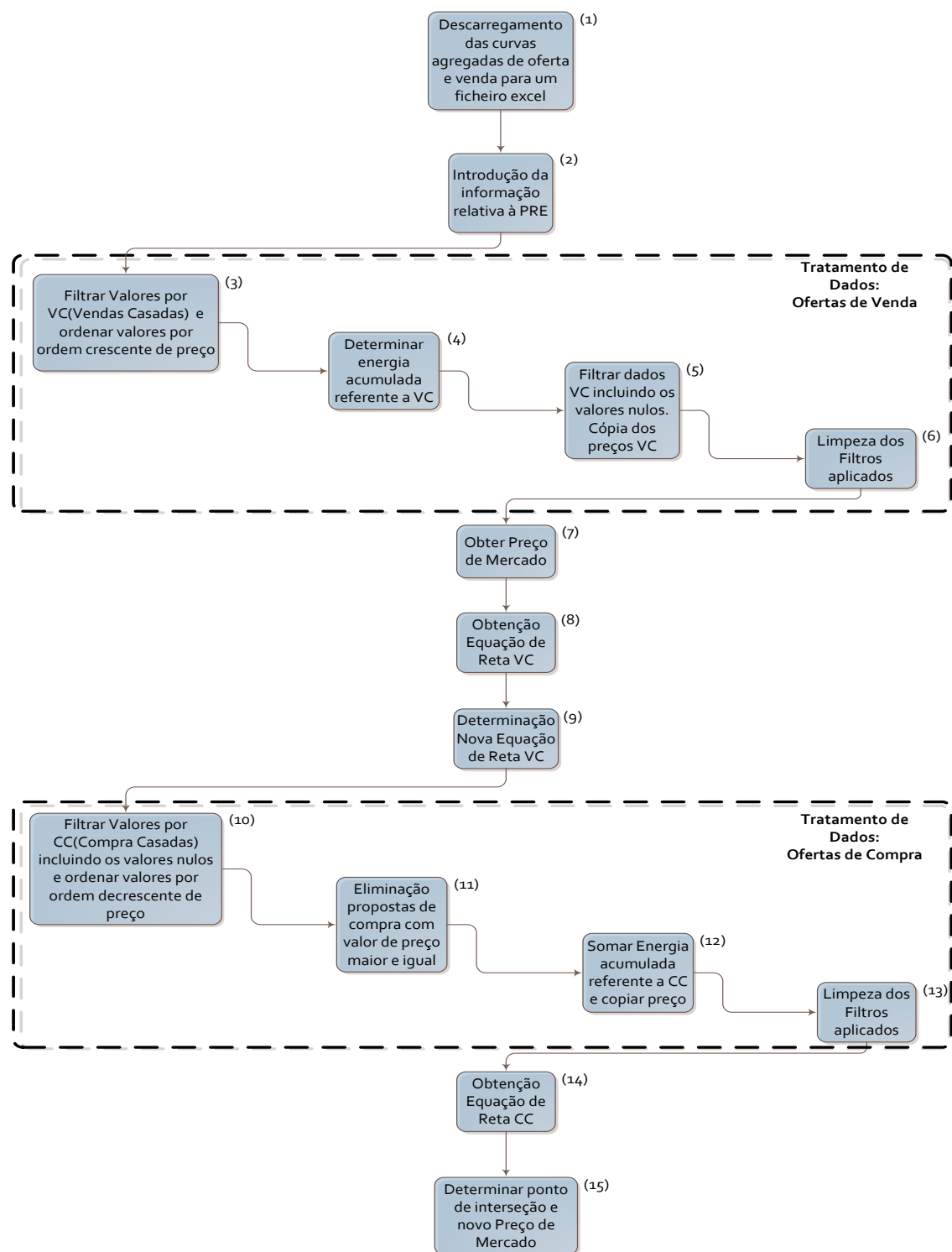


Figura 4.3: Fluxograma que descreve detalhadamente as várias etapas que a aplicação percorre para analisar o impacto da PRE numa dada hora.

De seguida são detalhados todos os passos apresentados no fluxograma para uma hora a analisar:

- (1) Accede-se ao site do Operador de Mercado. Na página do pólo espanhol, OMIE, clica-se na opção que remete para o endereço <http://www.omel.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. Nesta secção, onde estão explicitados os dados referentes ao mercado diário procede-se ao descarregamento dos dados em excel das “Curvas agregadas de Oferta e Demanda”, para cada hora do período que compreende o estudo a realizar;
- (2) Tendo acesso aos dados referentes à PRE disponibilizados pela EDP-Gestão da Produção de Energia, S.A. em ficheiros com extensão xls, são colocados os valores da sua produção horária para cada tipo de PRE na folha 2 do ficheiro excel. Na folha 1 já se encontram os valores descarregados em (1);
- (3) De seguida, organizam-se os dados referentes às propostas de ofertas de venda necessários para a extração da equação da reta que a aproxima. Deste modo, filtram-se os dados com a designação V no tipo de oferta e C na coluna ofertadas ou casadas, ou seja, selecionam-se as ofertas de vendas casadas. Este passo inclui também a filtragem por data e hora. De referir que são considerados os preços com valor zero, sendo estes não filtrados, pois são necessários para a soma de energia acumulada. Os valores são ordenados por ordem crescente de preço;
- (4) Posteriormente soma-se a energia parcela a parcela, em que o valor de energia de uma determinada célula é igual ao seu valor adicionado da soma acumulada do valor de energia de todas as células anteriores. Os valores da soma são colocados numa coluna a que se dá o nome de “Energia\_V”;
- (5) (6) Depois, é aplicado novamente o filtro por data e hora, filtrando os valores de igual forma ao efetuado anteriormente só que agora filtrando os valores para o preço igual a zero. Estes preços são copiados para a coluna ao lado da coluna que se referiu em (4). Esta coluna é denominada por “Preço\_V”. No final são eliminados os filtros de modo a serem obtidos os dados para a extração da equação de reta que aproxima a curvas das ofertas de compra;
- (7) Com o vetor já criado, é obtido o preço de mercado, referente à última proposta de venda casada. Deste modo percorre-se a coluna “Preço\_V” e retira-se o seu maior valor. O valor obtido é impresso na folha de cálculo;
- (8) Após executar o procedimento anterior, estamos em condições de obter a equação de reta que aproxima a curva das propostas de venda. Selecionando o menor e o maior valor quer da energia quer do preço, rapidamente se obtêm esta equação através da substituição destes valores na equação (4.1);
- (9) Através da equação obtida no ponto anterior, é agora possível determinar o novo valor do coeficiente b necessário para determinar a nova equação de reta afetada por um deslocamento em relação ao eixo xx. Para cada hora e para cada tipo de PRE, é afetada a equação de reta das ofertas de venda, através da subtração à sua variável x do valor de energia horário de cada tipo de PRE. O processo de cálculo está

explicitado nas equações (4.2) e (4.3). Deste modo é obtida para a hora em análise uma nova equação de declive igual representada por (4.4);

- (10) O tratamento dos dados referentes às propostas de ofertas de compra segue um processo similar ao efetuado para as propostas de ofertas de venda embora com diferentes especificações. Inicialmente aplicam-se os filtros aos valores associados às ofertas de compra casadas (CC) assim como a seleção por data e hora. A diferença é que nesta iteração a filtragem é aplicada também aos valores nulos, não sendo necessário uma segunda filtragem como sucedeu com as propostas de ofertas de venda. No que à ordenação diz respeito, esta é realizada no sentido decrescente do valor dos seus preços;
- (11) As curvas das propostas de compra organizadas pelo Operador de Mercado são caracterizadas por possuírem várias propostas com o mesmo preço, neste caso o preço mais elevado. Deste modo, a parte inicial desta curva é caracterizada por uma reta horizontal. Com vista a se obter uma equação de reta o mais aproximada possível daquela gerada pelo OMIE, foram retiradas as propostas iguais, ou seja, cujo preço é o maior de entre todas as propostas. O erro de aproximação da equação de reta calculada será assim menor;
- (12) (13) Nesta iteração aplica-se a soma das parcelas referentes á energia utilizando o mesmo principio referido anteriormente. Soma-se a energia parcela a parcela, em que o valor de energia de uma determinada célula é igual ao seu valor adicionado da soma acumulada do valor de energia de todas as células anteriores. Os valores da soma são colocados numa nova coluna à parte a que se dá o nome de “Energia\_C”. Depois são copiados os preços já ordenados através da filtragem para a coluna ao lado da coluna que se referiu no passo anterior. Denominou-se essa coluna de “Preço\_C”. Posteriormente procede-se à remoção dos filtros referidos;
- (14) (15) De modo análogo ao referido em (8), é obtida a equação de reta associada às propostas de ofertas de compra. O próximo passo consiste na determinação do ponto de interseção desta equação com a nova equação de reta que aproxima a curva das propostas de ofertas de venda. Recorre-se portanto ao cálculo indicado em (4.5) através da igualdade destas duas expressões. O programa retorna o valor do novo preço de mercado para a hora em análise;

Tal como referido anteriormente, o procedimento apresentado no fluxograma da Figura 4.3 é válido para um espaço temporal de uma hora. No entanto, se se desejar que o procedimento seja repetido para cada hora do período em análise, a aplicação computacional para além de repetir a metodologia para cada hora, também determina a média dos preços de mercado. São apresentados os valores discriminados por data hora. A média é determinada somando todos os preços de mercado e dividindo pelo total de horas, dependendo do período de tempo que tiver sido definido no início da execução do programa.

### 4.3 - Ilustração

A aplicação computacional quando executada apresenta mais informação relevante para além dos dados referentes ao preço de mercado. Tal como se pode observar na Figura 4.4, inicialmente é mostrada informação diferenciada por data e hora, assim como o preço de mercado com a inclusão de toda a PRE. As células seguintes contêm informação relativa aos preços de mercado para os vários tipos de PRE para cada hora do período definido, assim como para a PRE total. Para além do mais, foram colocados à direita destes dados os coeficientes  $m$  e  $b$  das equações das retas que aproximam as curvas das propostas de compra sem inclusão da PRE denominado por “OV:Eq. Linear”, e também a equação de reta no que às propostas de compra diz respeito com a designação de “OC:Eq linear”. Esta informação adicional pode ser importante caso se deseje construir o gráfico que contém estas duas curvas.

	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
1	Data	Hora	Prc mer.	Prc mer. PRE Eólico	Prc mer. PRE Hidr	Prc mer. PRE Term	Prc mer. PRE Fotov	Prc mer. PRE Total	OV: Eq. linear	OC: Eq. linear
2	01/12/2012	1	57	64,53169243	57,31441347	60,21165758	57,05638894	67,94498561	$y = 4,34345204978318E-03 x - 82,390951992622$	$y = -0,033752545544609 x + 1140,688180417$
3	01/12/2012	2	51,12	60,98411175	51,95222371	55,42088871	51,61637256	65,12447904	$y = 5,31062644818737E-03 x - 93,701664986856$	$y = -3,99411124623951E-02 x + 1144,550348$
4	01/12/2012	3	42,65	54,96087594	43,04573696	47,02698723	42,64801874	59,73756266	$y = 6,22527191765824E-03 x - 110,42080020439$	$y = -0,042143163571735 x + 1078,876533676$
5	01/12/2012	4	39,5	51,8203059	39,75710765	43,6907916	39,33047724	56,60725068	$y = 6,32921559493022E-03 x - 110,54101460217$	$y = -3,72815379726723E-02 x + 922,1317707$
6	01/12/2012	5	36,65	48,2729893	36,9847619	40,70798301	36,55488655	52,85596111	$y = 6,11838360842347E-03 x - 105,75224815025$	$y = -3,29649583275775E-02 x + 803,2849684$
7		Media	45,384	56,11399506	45,81084874	49,41166163	45,44122881	60,45404782		
8										
9										
10										
11										
12										

Figura 4.4: Informação disponibilizada pela aplicação computacional em formato xls.

Com efeito, a Figura 4.4 apresenta também uma execução da aplicação para uma dada hora. Neste caso o programa abrangeu as primeiras 5 horas do primeiro dia de dezembro de 2012. Como é natural, neste simples teste já se nota a influência que a PRE provoca na determinação dos preços de mercado. Em praticamente todos os casos em que se procedeu à eliminação da energia das diversas fontes de PRE verificou-se o aumento dos preços. O novo preço de mercado obtido ao retirar a PRE Fotovoltaica não se alterou, uma vez que neste período a produção de energia por esta via foi nula, como é natural nas primeiras horas do dia.

Para ilustrar de forma mais esclarecedora a metodologia desenvolvida, apresentam-se de seguida as curvas que são originadas pelo tratamento das propostas. A título de exemplo, escolheu-se novamente a primeira hora do dia 1 de dezembro, assim como a influência da PRE eólica no preço de mercado para este período de tempo.

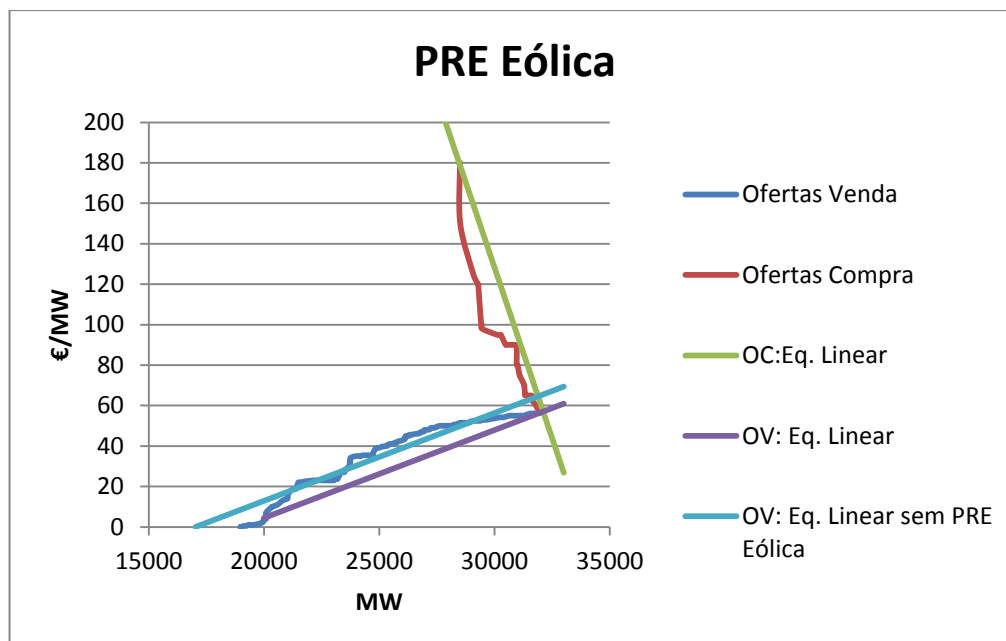


Figura 4.5: Influência da PRE Eólica nos preços de mercado para a hora 1 do dia 1/12/2012.

De modo a reduzir o erro na determinação dos novos preços de mercado, a aplicação desenvolvida para o cálculo das equações de reta aproximadoras das curvas das propostas, levou em conta que estas incluíssem o ponto referente ao preço inicial de mercado. Tal como se pode verificar pelas curvas das ofertas de venda e de compra, estas interseam-se no seu último ponto pelas equações das retas das ofertas de venda e de compra, respetivamente. De realçar que nesta figura só estão consideradas as ofertas casadas. Retirando o valor de energia pertencente à PRE eólica, o preço de mercado aumentou como se observa pela interseção da nova reta aproximadora da curva das ofertas de venda com a curva das ofertas de compra que, como já foi referido anteriormente, se mantém inalterada.

# Capítulo 5

## Resultados

### 5.1 - Introdução

Neste capítulo, são apresentados os resultados que foram obtidos através da utilização da metodologia detalhada no Capítulo 4. Esta análise permite aferir as várias condicionantes que interferem no cálculo dos preços de mercado, essencialmente em Portugal. Neste sentido, variáveis como a quantidade de energia produzida pelas unidades de PRE, assim como a existência ou não de *Market Splitting* serão fatores relevantes na determinação dos preços de mercado.

### 5.2 - Análise dos Preços de Mercado sem inclusão da PRE nos dias de menor e maior produção de PRE

De modo a compreender melhor a influência que a PRE apresenta nos preços de mercado foram analisados os dias mais distintos entre si no que à PRE diz respeito. Desta forma, e tendo em conta o período do tempo definido, neste caso o mês de dezembro de 2012, foi selecionado o dia com maior produção de PRE e também o dia com menor produção de PRE.

Analisando os dados disponibilizados pela EDP- Gestão de Produção de Energia S.A., e somando a energia total de PRE para cada dia desse mês, obteve-se o dia 14 de dezembro de 2012 como o dia do mês em que ocorreu maior produção de PRE. Por outro lado, o dia em que se verificou menor produção de PRE foi o dia 10 de dezembro de 2012.

De seguida, apresentam-se os dados referentes a estes dois dias. As Tabelas 5.1 e 5.3 estão discriminadas para cada uma das horas do dia. Em cada hora pode-se encontrar informação relativa aos preços de mercado tal como foi obtido pelo Operador de Mercado Ibérico, isto é, considerando a PRE na sua totalidade. À direita dessa coluna, são apresentados os valores do preço de mercado retirando cada tipo de PRE. Estes dados compreendem à eliminação da quantidade de energia de cada tipo de PRE, originando um novo despacho e, por conseguinte, um novo preço de mercado. Por fim, na última coluna é apresentado o preço de mercado sem a totalidade da PRE, que corresponde à subtração de energia, associada a todas as fontes de PRE em cada hora. No final de cada tabela apresenta-se também o valor médio de preço de mercado para cada uma das colunas referidas.

No sentido de facilitar a interpretação dos resultados obtidos, as Tabelas 5.2 e 5.4 apresentam para cada hora dos dias 10 e 14 de dezembro de 2012 a quantidade de energia produzida por cada tipo de PRE.

Tabela 5.1: Impacto da PRE nos preços de mercado no dia 10/12/2012.

Hora	Preço de Mercado (€/MWh)	Preço sem PRE Eólica (€/MWh)	Preço sem PRE Hídrica (€/MWh)	Preço sem PRE Térmica (€/MWh)	Preço sem PRE Fotovoltaica (€/MWh)	Preço sem PRE Total (€/MWh)
1	54,99	55,33	55,30	58,43	55,06	58,96
2	49,75	50,04	50,02	53,63	49,75	54,21
3	43,00	43,42	43,29	47,45	43,00	48,20
4	41,83	42,26	42,02	46,47	41,83	47,34
5	41,10	41,41	41,26	45,50	41,10	46,27
6	42,59	42,86	42,79	47,07	42,59	47,85
7	50,00	50,27	50,15	54,45	50,00	55,21
8	58,68	59,57	59,53	63,49	59,27	64,05
9	63,00	63,16	63,39	66,97	63,02	67,60
10	64,05	64,27	64,61	67,89	64,37	68,65
11	63,69	64,03	64,30	67,60	64,24	68,63
12	60,69	61,00	61,26	64,53	61,28	65,56
13	63,07	63,35	63,58	66,77	63,58	67,77
14	61,86	62,06	62,28	65,59	62,30	66,66
15	61,86	62,07	62,28	65,59	62,27	66,63
16	59,50	59,94	59,96	63,36	59,86	64,51
17	59,01	59,75	59,47	62,92	59,18	64,03
18	63,25	64,32	63,63	66,90	63,30	68,25
19	69,13	70,52	69,64	72,68	69,34	74,16
20	70,13	71,28	70,44	73,43	70,13	74,90
21	70,08	71,24	70,48	73,46	70,10	74,98
22	70,13	71,42	70,52	73,55	70,20	75,09
23	66,30	67,55	66,51	69,68	66,31	71,11
24	57,50	59,06	57,73	61,17	57,52	62,90
Média	58,55	59,17	58,93	62,44	58,71	63,48

Tabela 5.2: Quantidade de energia produzida por cada tipo de PRE no dia 10/12/2012.

Hora	Energia Total Despachada (MWh)	PRE Eólica (MWh)	PRE Hídrica (MWh)	PRE Térmica (MWh)	PRE Fotovoltaica (MWh)	PRE Total (MWh)
1	25 776,9	67,07	59,52	819,40	0	946,00
2	22 624,40	63,22	57,90	813,80	0	934,92
3	20 341,80	79,30	54,97	811,02	0	945,30
4	19 856,60	94,02	53,60	813,02	0	960,65
5	20 184,80	82,67	55,02	821,95	0	959,65
6	20 544,20	74,67	63,05	822,32	0	960,05
7	21 958,30	81,30	59,07	860,40	0	1000,77
8	27 952,60	75,67	65,80	1072,32	0,07	1213,87
9	31 485,80	49,90	111,57	1098,87	11,27	1271,62
10	33 734,30	33,12	132,60	1110,95	61,97	1338,65
11	34 236,40	54,92	134,97	1111,80	115,15	1416,85
12	34 759,10	49,70	128,30	1117,27	133,95	1429,22
13	36 149,10	54,70	125,02	1106,10	126,72	1412,55
14	35 763,60	59,57	124,10	1106,30	131,77	1421,75
15	35 462,40	61,77	124,42	1096,32	121,30	1403,82
16	34 728,30	115,72	119,70	1089,20	91,72	1416,35
17	34 114,70	189,12	109,65	1113,05	24,60	1436,42
18	35 153,20	312,07	100,25	1100,52	0,10	1512,95
19	37 218,10	377,87	94,97	1069,22	0	1542,07
20	38 206,20	373,62	101,70	1073,27	0	1548,60
21	38 446,50	364,00	120,90	1072,05	0	1556,95
22	38 850,10	386,42	102,40	1060,97	0	1549,80
23	37 022,00	387,87	62,10	1055,55	0	1505,52
24	32 633,50	438,17	58,20	1041,57	0	1537,95
Média	31133,45	163,60	92,49	1010,72	34,11	1300,93

Observando a Tabela 5.1, como este é o dia de menor PRE ao longo do mês, verifica-se que o preço de mercado aumenta muito pouco, inclusive para a ausência da PRE Total tal como seria de esperar.

Na Figura 5.1 pode-se observar a variação de preço e da energia da PRE Total no dia 10 de dezembro em percentagem. A percentagem de energia é obtida através da divisão da energia produzida por cada tipo de PRE por hora pela energia total negociada para cada hora. Por sua vez, a variação do preço é calculada subtraindo o valor do preço de mercado sem determinado tipo de PRE pelo preço de mercado inicial. Este valor é posteriormente dividido pelo preço de mercado inicial utilizado no cálculo anterior. Foi selecionada a variação de preço e energia referente à PRE Total, uma vez que se trata do valor com maior impacto no novo preço de mercado. Analisando o gráfico presente na Figura 5.1 verifica-se que da variação do preço e da energia para cada hora do dia apresentam uma correlação elevada.

Exceto nas primeiras horas do dia, mais concretamente entre as horas 3 e 7, em que o preço de mercado sem a PRE total aumenta de forma mais intensa.

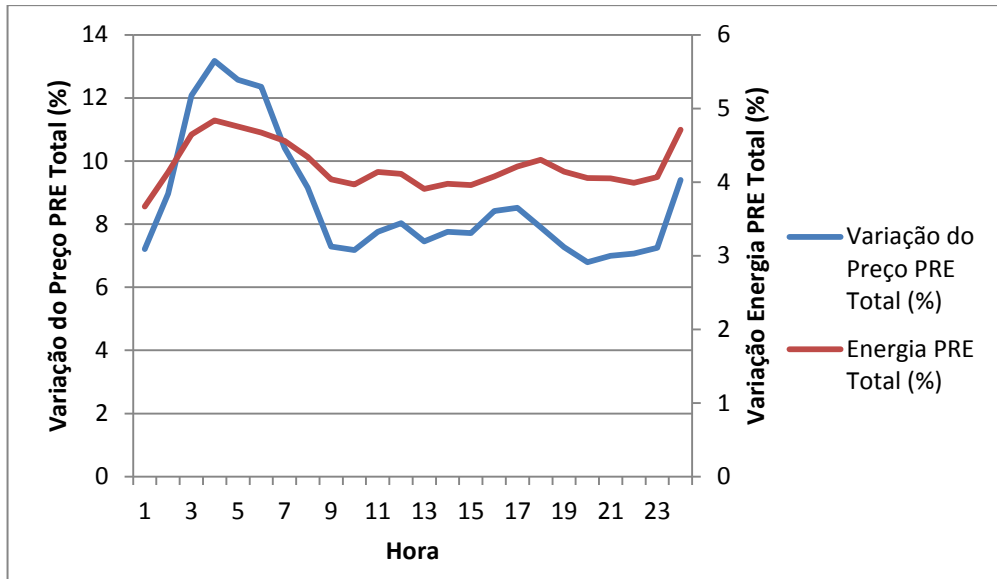


Figura 5.1: Variação de Preço e Energia da PRE total (%) no dia 10/12/2012.

Como este período de tempo corresponde às horas de vazio, o valor de energia produzido pelas unidades de PRE é mais relevante tendo em conta a energia total negociada nessas horas. Se se analisar a Tabela 5.2 verifica-se este mesmo cenário. É neste período que a energia total despachada apresenta o valor mais baixo relativo sendo o valor da PRE Total já considerável. Na hora 8, o valor da energia negociada aumenta significativamente pelo que a eliminação da PRE Total não influencia tanto o valor do preço de mercado.

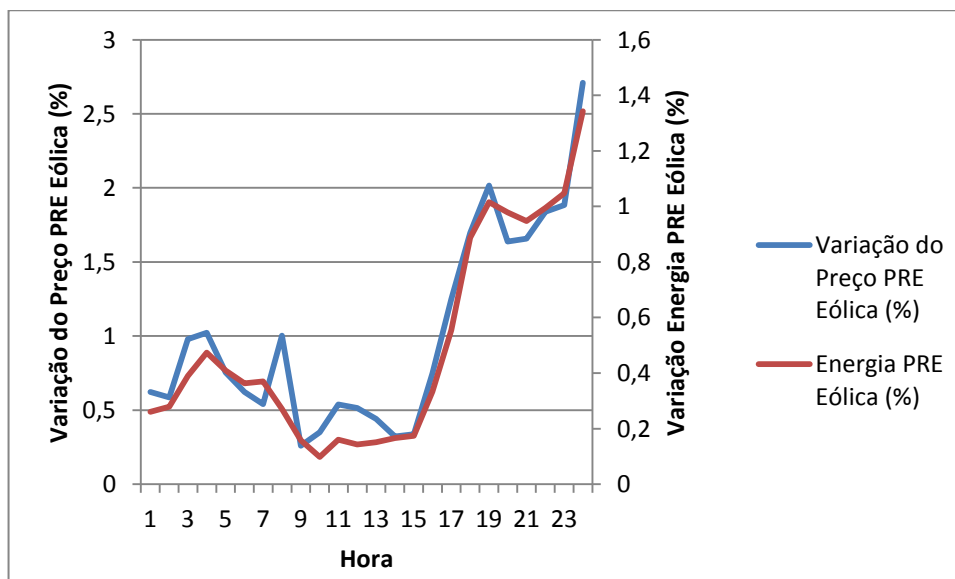


Figura 5.2: Variação de Preço e Energia da PRE Eólica (%) no dia 10/12/2012.

Da mesma forma procedeu-se à construção do gráfico referente à variação de preço e energia da PRE eólica, apresentada na Figura 5.2. Este gráfico mostra a relação forte entre estas duas grandezas, exceção feita à hora 8. Como referido anteriormente este é o dia do mês de dezembro com menor valor de PRE diário, e a PRE eólica acompanha este mesmo cenário tal como se pode verificar pela variação do seu valor de energia com valores de percentagem em torno dos 1%. Neste sentido ao ser retirada a sua energia no despacho elaborado pelo Operador de Mercado, o impacto no preço de mercado é reduzido.

De seguida apresenta-se os valores de energia e preço referentes ao dia de maior PRE diária do período em estudo.

Tabela 5.3: Impacto da PRE nos preços de mercado no dia 14/12/2012.

Hora	Preço de Mercado (€/MWh)	Preço sem PRE Eólica (€/MWh)	Preço sem PRE Hídrica (€/MWh)	Preço sem PRE Térmica (€/MWh)	Preço sem PRE Fotovoltaica (€/MWh)	Preço sem PRE Total (€/MWh)
1	42,80	64,57	43,63	48,00	42,83	70,53
2	25,39	43,64	26,04	29,56	25,39	48,52
3	20,32	72,72	21,88	32,19	20,32	87,35
4	22,06	91,54	24,83	37,89	22,06	110,88
5	23,63	112,23	27,38	43,03	23,63	135,75
6	22,06	117,50	26,54	43,26	22,22	142,87
7	22,02	114,98	26,36	43,52	22,15	140,57
8	45,00	71,29	46,09	52,33	44,85	80,02
9	49,30	71,52	50,62	55,75	49,30	79,42
10	53,59	72,70	54,70	59,10	53,59	79,52
11	52,69	72,55	53,78	58,43	52,69	79,68
12	49,75	70,27	51,26	56,18	50,20	77,84
13	51,56	70,97	52,87	57,34	51,79	78,09
14	49,75	70,74	51,13	55,88	50,01	78,33
15	46,00	68,06	47,42	52,22	46,11	75,86
16	43,57	68,87	45,24	50,84	43,71	77,71
17	43,32	68,04	44,88	50,48	43,36	76,73
18	45,75	69,87	47,28	52,62	45,78	78,21
19	49,75	69,16	51,09	55,74	49,78	76,44
20	53,59	72,59	54,99	59,51	53,69	79,71
21	49,75	67,85	51,02	55,24	49,77	74,58
22	49,75	68,07	51,02	55,48	49,75	75,10
23	46,02	63,57	47,24	51,82	46,00	70,62
24	45,00	64,97	46,49	51,53	44,98	73,01
Média	41,77	74,93	43,49	50,33	41,78	85,31

Tabela 5.4: Quantidade de energia produzida para cada tipo de PRE no dia 14/12/2012.

Hora	Energia Total Despachada (MWh)	PRE Eólica (MWh)	PRE Hídrica (MWh)	PRE Térmica (MWh)	PRE Fotovoltaica (MWh)	PRE Total (MWh)
1	29 310,00	3527,02	129,72	838,15	0	4494,90
2	27 207,10	3554,65	132,57	816,57	0	4503,80
3	5 432,00	3444,32	140,80	810,47	0	4395,60
4	5 466,40	3496,32	157,30	811,05	0	4464,67
5	5 533,40	3605,25	159,97	795,32	0	4560,55
6	5 470,90	3609,80	163,77	797,40	0	4570,97
7	5 430,10	3574,70	162,35	823,02	0	4560,07
8	29 103,10	3637,80	171,45	1029,72	0	4838,97
9	32 381,30	3606,25	222,82	1054,25	1,40	4884,72
10	34 712,60	3634,65	225,57	1057,65	8,35	4926,22
11	35 007,50	3623,55	215,62	1059,07	18,25	4916,50
12	35 150,80	3580,60	218,85	1088,97	30,25	4918,67
13	36 792,00	3579,17	230,12	1057,42	30,12	4896,85
14	36 220,40	3620,12	228,65	1049,72	34,92	4933,42
15	35 505,00	3710,95	241,55	1047,05	21,45	5021,00
16	34 621,10	3730,22	234,85	1063,17	9,65	5037,90
17	34 256,10	3697,47	230,62	1068,05	2,05	4998,20
18	34 478,20	3680,82	228,67	1045,40	0	4954,90
19	36 043,30	3404,55	231,37	1047,60	0	4683,52
20	36 844,40	3390,47	232,10	1044,10	0	4666,67
21	36 445,00	3401,15	235,57	1030,32	0	4667,05
22	36 145,60	3262,65	228,37	1022,27	0	4513,30
23	35 258,20	3152,70	222,15	1043,40	0	4418,25
24	33 080,80	3151,60	237,25	1032,25	0	4421,10
Média	28162,30	3528,20	203,42	980,51	6,51	4718,66

Analisando as Tabelas 5.3 e 5.4, é notório que para cada hora, quanta mais energia se retirar na organização do novo despacho, maior será a diferença entre os preços de mercado. Na maior parte das horas analisadas verifica-se que é a ausência de PRE eólica e de PRE térmica que originam o maior aumento de preço de mercado. Isto deve-se ao facto destas duas fontes de PRE serem as que geralmente mais energia produzem em cada hora. Como é natural, a ausência de PRE Total provoca o maior impacto no preço de mercado, visto que a quantidade de energia retirada em cada hora será sempre a mais elevada. No extremo oposto encontra-se a PRE Fotovoltaica que, para além de contribuir com pouca energia na organização do despacho, só produz em certas horas do dia.

Seguindo o mesmo método de análise em relação ao dia 10 de dezembro, apresenta-se nas Figuras 5.3 e 5.4 as variações de preço e de energia no dia 14 de dezembro para a PRE Total e PRE eólica, respetivamente.

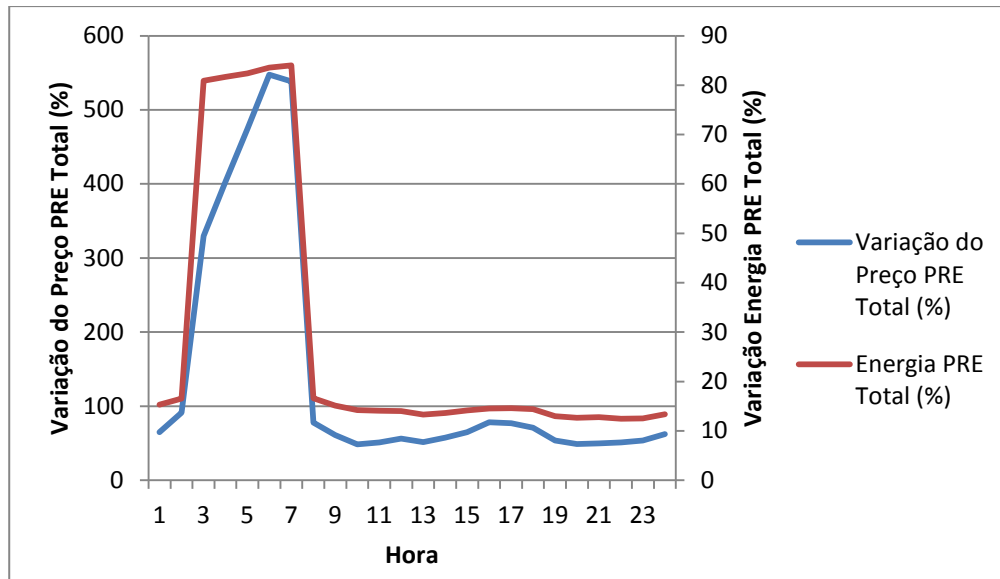


Figura 5.3: Variação de Preço e Energia da PRE Total (%) no dia 14/12/2012.

Novamente se observa que, de acordo com a quantidade de energia retirada do despacho do Operador de Mercado, o preço de mercado acompanha essa energia. Comparativamente ao dia anterior estudado, o dia 10 de dezembro, a variação de energia e do preço aumentaram consideravelmente, inclusive para a PRE eólica. A variação do preço registou mesmo a maior variação registando valores de variação de preços na ordem dos 100% se se retirar a PRE Total. De realçar que em ambas as figuras entre as horas 3 e 7 se verificaram grandes elevações do preço de mercado nomeadamente tendo em conta a ocorrência de *Market Splitting* nesse período.

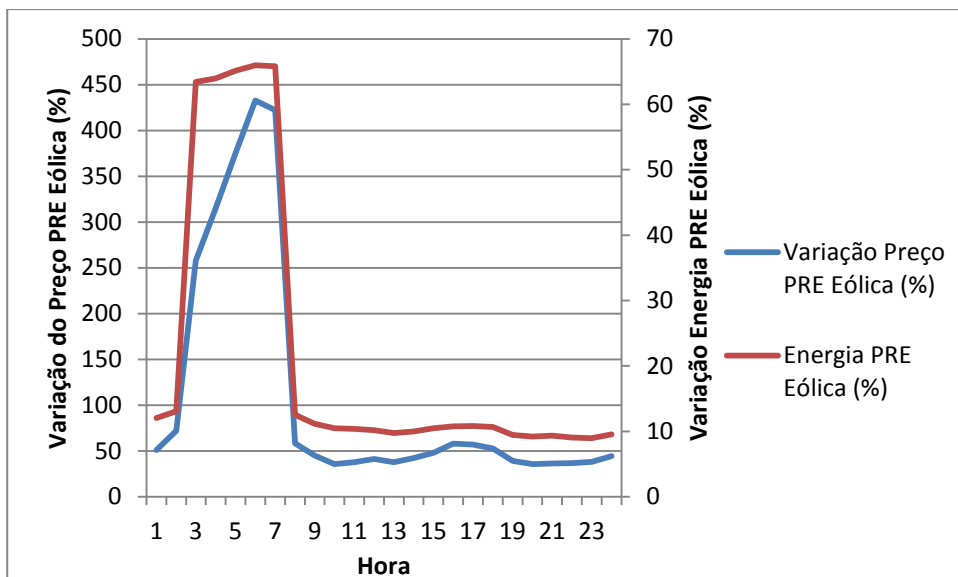


Figura 5.4: Variação de Preço e Energia da PRE Eólica (%) no dia 14/12/2012.

É essencialmente sobre este ponto que se vai fazer a análise seguinte. O congestionamento entre as interligações dos dois países ocorreu no sentido Espanha-Portugal. Retirando a produção referente às fontes de PRE, obtém-se um preço de mercado consideravelmente elevado, em parte explicado pelas tecnologias de produção de energia mais caras em Portugal com a agravante deste dia ser o dia do período em análise em que se verificou maior produção de energia por parte das fontes de PRE. Esta situação pode ser melhor observada na Figura 5.5.

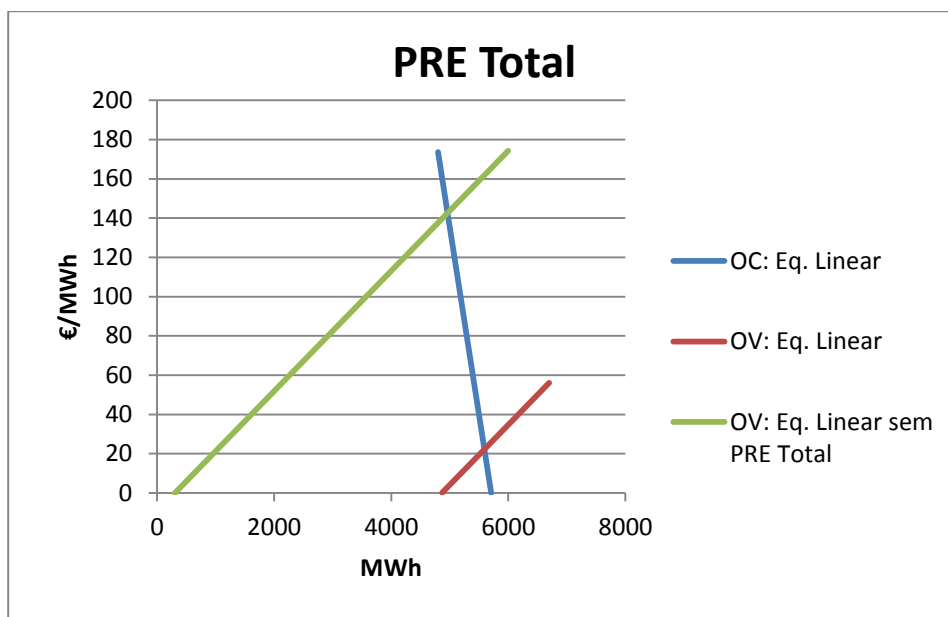


Figura 5.5: Impacto da PRE Total para a hora 6 do dia 14/12/2012.

Nesta figura, são apresentadas as equações das retas que aproximam as curvas de ofertas de compra e de venda obtidas pela aplicação computacional quer para as ofertas de venda quer para as ofertas de compra, assim como a nova equação de reta para as propostas de venda sem a PRE Total. Foi selecionada a hora 6, pois esta foi a hora em que se registou uma maior elevação do preço de mercado com PRE e sem PRE Total.

### 5.3 - Impacto da PRE nos preços de Mercado no dia 6 de dezembro de 2012

De modo a obter-se uma análise mais completa foi selecionado um dia do mês de dezembro em que um determinado tipo de PRE apresentasse uma grande variação de produção de energia. O dia escolhido foi o dia 6 de dezembro de 2012, sendo que a fonte de PRE que maior variação de produção de energia apresentou foi a eólica. Neste sentido foi calculado o preço de mercado para cada hora deste dia, assim como o preço de mercado sem a energia referente à produção eólica. Obtidos estes valores, determinou-se a variação de preço para cada hora. Este valor foi calculado subtraindo o valor do preço de mercado sem a PRE eólica ao valor do preço de mercado inicial para cada hora do dia. Deste modo pode-se observar na Figura 5.6 a variação de preço de acordo com a energia eólica retirada para cada hora. Para cada ponto do gráfico é indicada a hora correspondente.

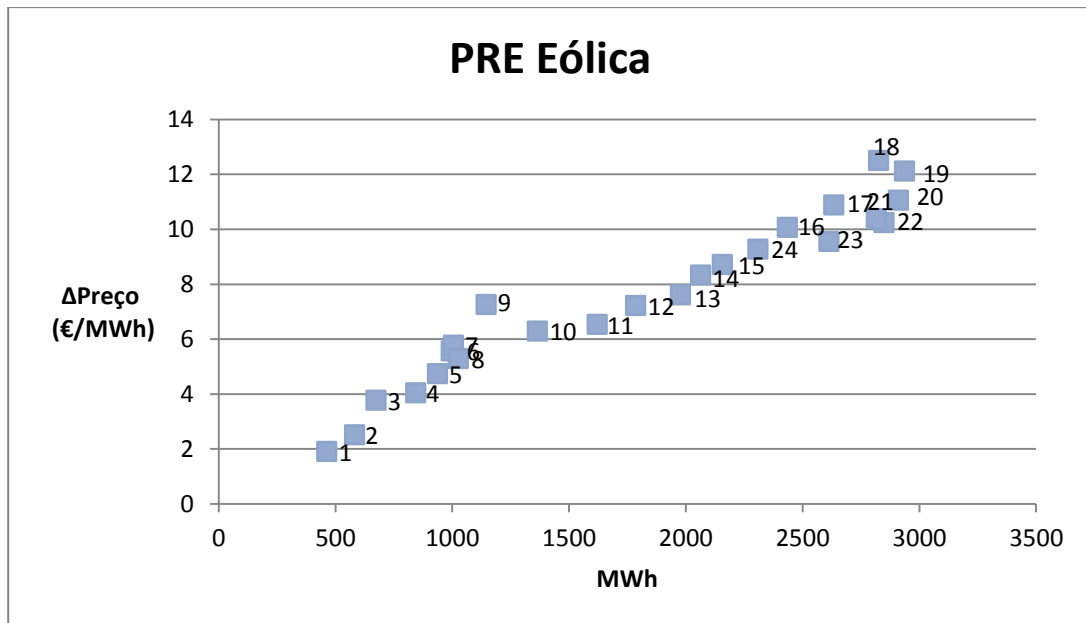


Figura 5.6: Variação de preço relativo à energia eólica no dia 6/12/2012.

Este dia compreendeu uma variação de produção de energia eólica de mais de 2000 MWh. Facilmente se comprova que quanto mais energia se retirar maior será a diferença entre o preço de mercado com e sem o valor de PRE eólica. Por conseguinte, maior também é o preço de mercado obtido na ausência da PRE eólica.

No entanto, esta situação não é linear. Observando o gráfico, para diferentes valores de produção de energia eólica retirada verifica-se que se obtém diferentes variações de preço. Este cenário é mais evidente quando o valor de energia retirado se centra em torno dos 3000 MWh. A explicação para a obtenção destes valores baseia-se no cálculo dos diferentes preços de mercado para cada hora. Como referido no Capítulo 4, a metodologia utilizada para determinar o impacto que a variação da PRE tem nos preços de mercado centra-se essencialmente no declive das retas das propostas de ofertas de venda. É precisamente neste aspeto que se reflete a diferença de preços de mercado para a mesma quantidade de energia retirada e que não entra no despacho.

Deve notar-se que para a mesma quantidade de energia referente à PRE eólica retirada na faixa acima de 2900 MWh, o impacto no preço será diferente de acordo com a hora do dia. Esta situação explica porque é que neste gráfico para a mesma energia retirada em torno dos 2900 MWh há dois pontos.

Posto isto, e ainda referente ao dia 6 de dezembro, procurou-se ilustrar graficamente esta situação. Nas Figuras 5.7 e 5.8 pode-se observar como o preço de mercado varia para diferentes horas nesse dia. Foram selecionadas 2 horas que apresentavam aproximadamente a mesma quantidade de energia produzida de PRE eólica nesse mesmo dia. Verificou-se que as horas 18 e 21 apresentavam valores semelhantes em torno dos 2900 MWh.

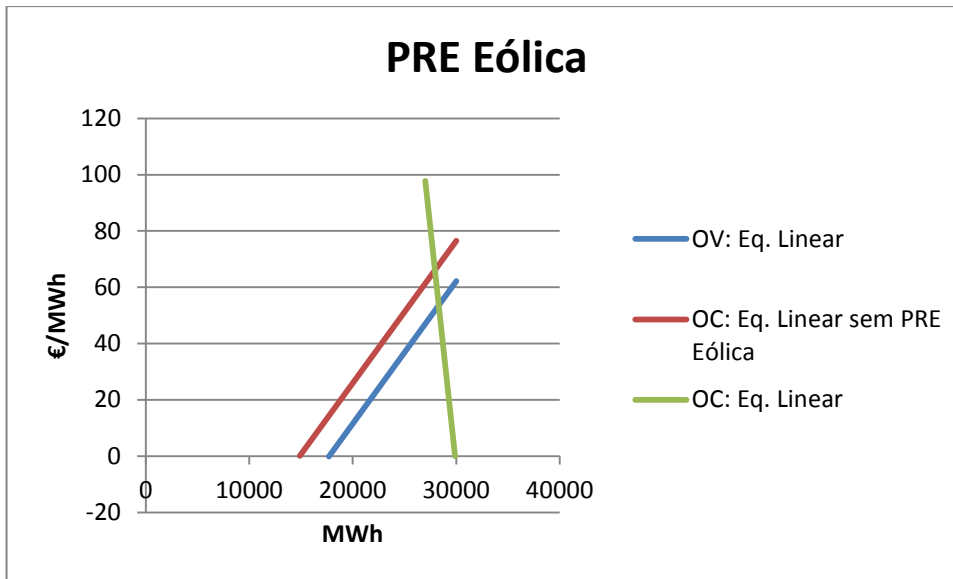


Figura 5.7: Impacto da PRE Eólica na hora 18 do dia 6/12/2012.

Verifica-se que o preço de mercado inicial é relativamente diferente. Para além dos declives das retas que aproximam as curvas das ofertas de venda não serem iguais, a principal razão para esta diferença de preços está relacionada com a quantidade de energia negociada. Esta energia é bastante mais elevada na hora 21 de tal modo que o preço inicial de mercado nessa hora é muito mais elevado. Por outro lado como a energia negociada é mais elevada na hora 21 a percentagem de PRE eólica nessa hora é mais reduzida.

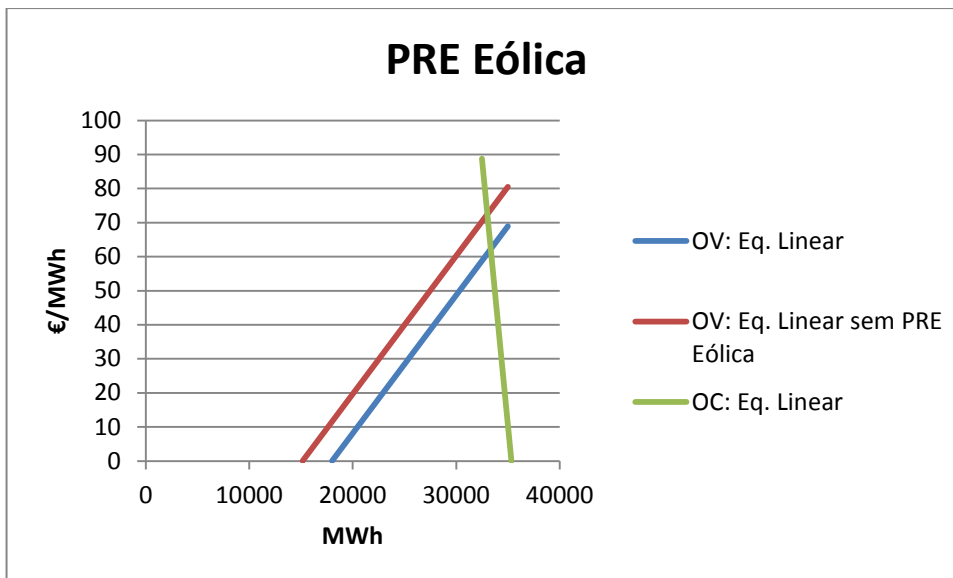


Figura 5.8: Impacto da PRE Eólica na hora 21 do dia 6/12/2012.

Tal como referido anteriormente a principal explicação para esta diferença resulta do declive da reta de ofertas de venda e também no declive da reta de ofertas de compra para cada hora, embora neste último em menor escala. Neste caso, a diferença mais perceptível é relativa às propostas de ofertas de venda, apresentando um declive menor na hora 18 e originando deste modo um preço de mercado inferior.

## 5.4 - Impacto da PRE no mês de dezembro de 2012

A Tabela 5.5 exibe os valores médios do preço de mercado com a PRE incluída, e os preços de mercado sem a quantidade de energia referente a cada fonte de PRE, assim como sem a PRE total, para cada dia do mês de dezembro. O preço médio para cada dia do mês de dezembro foi obtido pela soma dos preços de mercado para cada hora dividido pelo número total de horas existentes num dia.

Tabela 5.5: Impacto da PRE no mês de Dezembro.

Hora	Preço de Mercado (€/MWh)	Preço sem PRE Eólica (€/MWh)	Preço sem PRE Hídrica (€/MWh)	Preço sem PRE Térmica (€/MWh)	Preço sem PRE Fotovoltaica (€/MWh)	Preço sem PRE Total (€/MWh)
1	48,82	57,89	49,39	52,72	49,04	62,48
2	49,16	53,52	49,71	53,48	49,41	58,57
3	56,84	59,90	57,34	61,06	57,09	64,53
4	48,44	58,28	49,04	53,17	48,58	63,54
5	48,80	52,80	49,46	53,47	49,05	57,88
6	52,82	60,39	53,40	57,24	52,96	65,16
7	51,80	54,93	52,59	56,55	52,07	60,18
8	48,12	52,61	48,90	53,00	48,38	58,15
9	54,02	58,36	54,56	58,41	54,23	63,33
10	58,54	59,17	58,93	62,44	58,70	63,47
11	64,13	66,07	64,56	68,12	64,29	70,45
12	67,49	69,09	67,92	71,25	67,68	73,08
13	52,60	64,42	53,20	57,43	52,77	69,77
14	41,76	74,92	43,49	50,33	41,77	85,30
15	37,14	75,39	40,79	48,78	37,26	90,60
16	22,36	45,78	25,29	29,98	22,79	55,99
17	50,67	53,77	52,16	55,33	50,77	59,83
18	52,08	56,41	53,44	56,17	52,31	61,66
19	50,04	57,39	51,44	54,53	50,28	62,96
20	37,16	49,59	39,16	43,64	37,71	57,61
21	31,33	45,25	34,33	40,70	31,68	57,72
22	37,49	43,36	40,15	44,19	38,04	52,42
23	28,7	51,46	32,39	38,53	29,32	64,86
24	14,48	38,67	16,99	23,70	14,59	50,98
25	10,99	19,37	12,44	15,01	11,26	24,75
26	27,10	31,84	28,88	33,52	27,55	39,99
27	34,40	37,87	36,32	41,34	35,00	46,40
28	42,46	51,36	43,90	49,57	42,67	60,26
29	20,23	35,97	21,63	26,51	20,01	44,49
30	35,25	38,68	37,07	40,70	35,83	45,67
31	32,84	45,57	35,01	39,86	33,17	54,71
Média	42,19	52,26	43,67	48,09	42,46	59,57

Estes valores estão organizados para cada um dos dias do mês de dezembro. Por outro lado, na Tabela 5.6 apresentam-se os valores de energia produzidos diariamente por cada tipo de PRE no mês de dezembro.

Tabela 5.6: Energia total produzida diariamente por cada tipo de PRE no mês de dezembro.

Dia	PRE Eólica (MWh)	PRE Hídrica (MWh)	PRE Térmica (MWh)	PRE Fotovoltaica (MWh)	PRE Total (MWh)
1	44574,13	2678,32	19277,90	943,82	67474,20
2	18371,65	2390,65	19191,57	1002,15	40956,00
3	19141,43	2393,25	24520,90	958,82	47014,40
4	49083,60	2824,20	24182,57	400,00	76490,40
5	18434,88	2666,15	24141,17	482,12	45724,30
6	42975,53	2565,72	23949,87	81,07	69572,20
7	14775,78	3209,80	24011,00	502,90	42499,50
8	17598,78	2651,22	19173,32	542,32	39965,70
9	16107,80	2250,35	19466,62	683,67	38508,50
10	3926,55	2219,82	24257,30	818,65	31222,30
11	9175,00	2226,82	23208,75	695,50	35306,10
12	10731,85	2090,52	24753,35	434,82	38010,60
13	60618,58	2730,12	24452,60	513,95	88315,30
14	84676,83	4882,12	23532,45	156,45	113248,00
15	62990,93	6470,95	20649,92	184,70	90296,50
16	59903,38	6983,17	19090,05	388,52	86365,10
17	12896,08	7031,10	23317,02	247,90	43492,10
18	23742,68	6937,85	22837,25	548,12	54065,90
19	40723,95	6556,07	23663,52	330,90	71274,50
20	50651,05	6625,87	23928,70	735,32	81941,00
21	40831,45	7239,45	22807,12	543,77	71421,80
22	16514,53	7159,37	19511,97	793,35	43979,20
23	44100,13	6689,30	18600,00	693,40	70082,80
24	57517,00	6182,00	22240,90	767,87	86707,80
25	40541,73	6104,37	18130,47	710,12	65486,70
26	19400,78	6002,52	22881,92	868,22	49153,50
27	10570,20	5605,62	23033,35	931,12	40140,30
28	32236,88	5101,50	24579,87	953,55	62871,80
29	52802,93	5486,30	20927,72	413,67	79630,60
30	12232,50	5653,67	19375,42	892,02	38153,60
31	41133,95	5668,82	22966,42	438,25	70207,50
Média	33192,98	4686,35	22150,35	601,84	60631,50

De uma forma geral, verifica-se que os preços de mercado mais elevados coincidem com períodos em que existe maior quantidade de energia provenientes das fontes de Produção em

Regime Especial. Excluindo os dias em que ocorre *Market Splitting*, verifica-se que é no dia 12 que se encontra o maior preço de mercado quando se retira a energia referente à PRE Total. De realçar o facto de no dia 25 de Dezembro, feriado de Natal, se ter verificado o preço médio de mercado diário mais baixo, apesar de ter sido um dia com bastante produção de energia obtida de fontes de PRE.

De forma a compreender-se melhor a informação relativa aos preços médios em relação a cada um dos dias do mês de dezembro, pode-se observar na Figura 5.9 a comparação entre os preços médios de mercado com a inclusão da PRE e com a ausência da PRE Total.

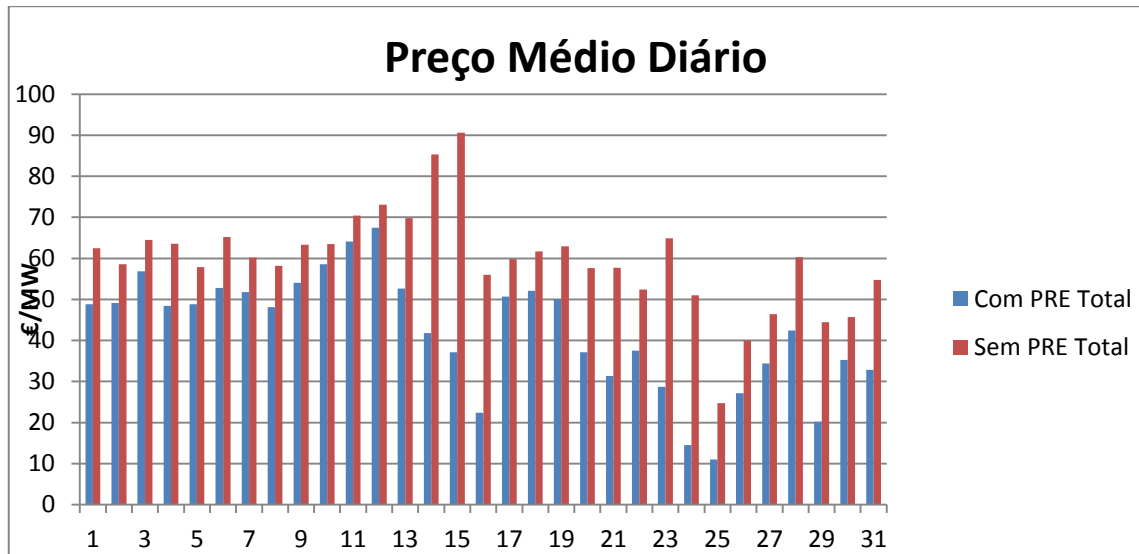


Figura 5.9. Preço Médio Diário no mês de dezembro de 2012.

Apesar do dia 14 de dezembro ter sido o dia em que registou maior PRE, foi no dia 15 que se obteve o maior preço médio de mercado não considerando a PRE Total. Esta situação pode estar relacionada com o facto de ter sido um dia de grande produção de energia de fontes de PRE associado ao facto de apresentar várias horas em que ocorreu *Market Splitting* originando desta forma uma grande diferença entre o preço de mercado médio com PRE e sem qualquer tipo de PRE. Uma situação análoga sucedeu no dia 16. Nos dias em que não se verifica a existência de congestionamento nas interligações entre os dois países, observa-se um menor incremento do preço de mercado com e sem PRE total.

Na Tabela 5.7 apresenta-se para cada dia do mês de dezembro o impacto que a eliminação de cada tipo de PRE provoca nos preços de mercado em percentagem. Estes dados vêm corroborar a análise feita anteriormente. O caso mais relevante é o preço de mercado sem PRE Eólica, que origina o aumento do preço de mercado em cerca de 33%. O tipo de PRE que menos expressão tem na obtenção do preço de mercado é a PRE Fotovoltaica seguida pela PRE Hídrica. De realçar que nos dias em que ocorreu *Market Splitting*, de um modo geral o preço de mercado para quase todos os tipos de PRE aumentou em relação ao valor médio final.

Tabela 5.7: Preço para cada tipo de PRE no mês de dezembro de 2012.

Dia	Preço sem PRE Eólica (%)	Preço sem PRE Hídrica (%)	Preço sem PRE Térmica (%)	Preço sem PRE Fotovoltaica (%)	Preço sem PRE Total (%)
1	18,59	1,17	7,99	0,46	27,98
2	8,87	1,13	8,79	0,51	19,14
3	5,37	0,88	7,42	0,44	13,52
4	20,33	1,26	9,78	0,31	31,18
5	8,20	1,35	9,58	0,52	18,62
6	14,32	1,09	8,37	0,26	23,35
7	6,04	1,51	9,16	0,51	16,18
8	9,34	1,62	10,14	0,55	20,84
9	8,05	1,01	8,14	0,39	17,25
10	1,07	0,66	6,65	0,27	8,42
11	3,01	0,67	6,22	0,25	9,85
12	2,38	0,65	5,58	0,29	8,29
13	22,47	1,13	9,17	0,32	32,64
14	79,39	4,13	20,50	0,02	104,24
15	102,97	9,82	31,33	0,33	143,92
16	104,75	13,12	34,10	1,95	150,42
17	6,13	2,94	9,20	0,21	18,09
18	8,32	2,63	7,85	0,44	18,40
19	14,68	2,80	8,96	0,47	25,80
20	33,46	5,40	17,44	1,49	55,03
21	44,41	9,54	29,87	1,09	84,20
22	15,67	7,11	17,87	1,46	39,82
23	79,32	12,88	34,25	2,17	126,01
24	167,02	17,37	63,66	0,78	252,03
25	76,19	13,15	36,56	2,44	125,17
26	17,48	6,58	23,69	1,66	47,57
27	10,11	5,59	20,18	1,75	34,89
28	20,96	3,40	16,75	0,50	41,93
29	77,80	6,91	31,04	0,42	119,89
30	9,75	5,17	15,48	1,66	29,56
31	38,76	6,60	21,38	0,99	66,58

Continuando ainda a análise ao gráfico da Figura 5.9 verifica-se que um dos dias em que se verifica uma maior diferença de preços com PRE Total e sem PRE Total é no dia 28. Para além do mais, é um dia em que não ocorreu *Market Splitting*, não introduzindo por esta via uma alteração tão significativo na obtenção de valores de preço de mercado. Neste sentido, procedeu-se ao cálculo da variação de preço para cada tipo de PRE nesse preciso dia, tal como se apresenta na Tabela 5.8.

Tabela 5.8: Variação de Preço para cada tipo de PRE no dia 28/12/2012.

Hora	Preço sem PRE Eólica (%)	Preço sem PRE Hídrica (%)	Preço sem PRE Térmica (%)	Preço sem PRE Fotovoltaica (%)	Preço sem PRE Total (%)
1	3,77	3,68	14,06	0	19,13
2	6,45	3,99	19,65	0	30,21
3	11,49	3,52	29,11	0	50,77
4	22,93	4,31	33,07	0	66,20
5	27,50	4,66	33,08	0	71,02
6	28,80	4,45	29,96	0	69,49
7	27,57	3,81	24,83	0	60,55
8	16,14	2,61	15,13	0,09	33,71
9	19,80	2,68	16,38	2,74	41,18
10	22,59	5,59	17,96	3,17	43,75
11	22,35	5,74	17,96	3,93	43,50
12	19,51	4,44	16,46	2,91	40,55
13	16,15	4,07	14,28	2,90	33,87
14	16,61	2,96	13,90	1,75	35,33
15	19,37	3,91	15,22	2,46	38,75
16	25,44	3,94	17,69	1,77	48,53
17	25,78	3,54	16,54	0,63	46,33
18	24,00	3,35	14,77	0	41,56
19	23,78	2,79	13,11	0	39,62
20	22,27	3,21	12,27	0	36,27
21	22,87	3,32	12,80	0	37,55
22	22,35	1,58	10,99	0	36,97
23	24,79	0,71	11,86	0	39,93
24	32,56	0,69	15,11	0	51,89

Mais uma vez se conclui que a PRE eólica e cogeração são os principais tipos de PRE causadoras do grande aumento de preço de mercado para este dia. A enfatizar ainda mais esta situação está o preço Total da PRE, pois em certas horas, retirando toda a PRE, verifica-se um acréscimo de preço de mercado superior a 50%, um aumento já considerável.

Na Figura 5.10 apresenta-se a variação de preço da PRE Total em relação à variação de energia para todos os tipos de PRE no dia 28 de dezembro em percentagem. A Figura 5.10 apresenta portanto graficamente diversos dados que se encontram na Tabela 5.9.

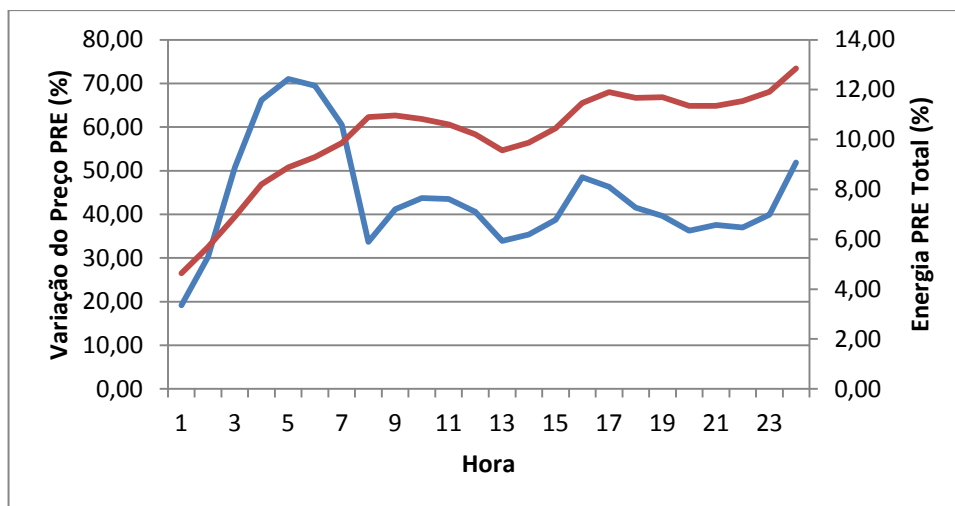


Figura 5.10: Variação de Preço da PRE Total (%) e Energia da PRE Total (%) no dia 28/12/2012.

Tabela 5.9: Variação Energia (%) e Preço PRE Total (%) no dia 28/12/2012.

Hora	Variação Preço PRE Total (%)	Energia PRE Eólica (%)	Energia PRE Hídrica (%)	Energia PRE Térmica (%)	Energia PRE Fotovoltaica (%)	Energia PRE Total (%)
1	19,13	0,67	0,64	3,33	0,00	4,64
2	30,22	1,22	0,76	3,71	0,00	5,69
3	50,77	1,89	0,87	4,14	0,00	6,91
4	66,20	3,07	0,86	4,27	0,00	8,20
5	71,03	3,65	0,91	4,32	0,00	8,88
6	69,49	4,09	0,97	4,24	0,00	9,30
7	60,55	4,68	0,94	4,24	0,00	9,86
8	33,71	5,21	0,82	4,88	0,00	10,91
9	41,18	5,40	0,95	4,51	0,10	10,96
10	43,75	5,36	0,97	4,16	0,34	10,82
11	43,51	5,18	0,92	4,05	0,45	10,60
12	40,56	4,79	0,91	4,00	0,51	10,21
13	33,87	4,38	0,85	3,84	0,50	9,57
14	35,34	4,65	0,84	3,89	0,50	9,87
15	38,76	5,12	0,87	3,98	0,47	10,45
16	48,53	6,00	0,91	4,16	0,39	11,46
17	46,33	6,61	0,90	4,24	0,15	11,90
18	41,57	6,70	0,87	4,09	0,00	11,67
19	39,63	7,01	0,81	3,86	0,00	11,69
20	36,27	6,88	0,79	3,68	0,00	11,35
21	37,56	6,82	0,80	3,72	0,00	11,35
22	36,98	7,10	0,79	3,65	0,00	11,54
23	39,93	7,54	0,57	3,80	0,00	11,91
24	51,90	8,22	0,59	4,04	0,00	12,85
Média	44,03	5,09	0,84	4,03	0,14	10,11

Foi novamente selecionado a variação de preço e energia referente à PRE Total, uma vez que se trata do valor que maior impacto provoca no novo preço de mercado. Observando este gráfico, verifica-se que há uma relação entre a variação do preço da PRE Total e a variação da energia da PRE Total em cada hora do dia. Deste modo, nas horas em que se verifica um grande aumento do preço de mercado sem a PRE Total em relação ao preço de mercado inicial, o mesmo ocorre para a quantidade de energia retirada no despacho organizado pelo Operador de Mercado. No entanto nas primeiras horas do dia, esta situação não se verifica uma vez que o preço varia de uma forma bem mais acentuada do que a energia correspondente à PRE total.

Esta situação pode ser explicada pela situação similar ocorrida para o dia 10 de dezembro. Deste modo, sendo este período correspondente às horas de vazio, o preço de mercado inicial é mais reduzido. Desta forma, ao retirar energias correspondentes a 10% do total negociado o preço de mercado sofre aumentos percentuais elevados.

Seguindo o mesmo procedimento construiu-se o gráfico da Figura 5.11, neste caso referente a todos os dias do mês de dezembro.

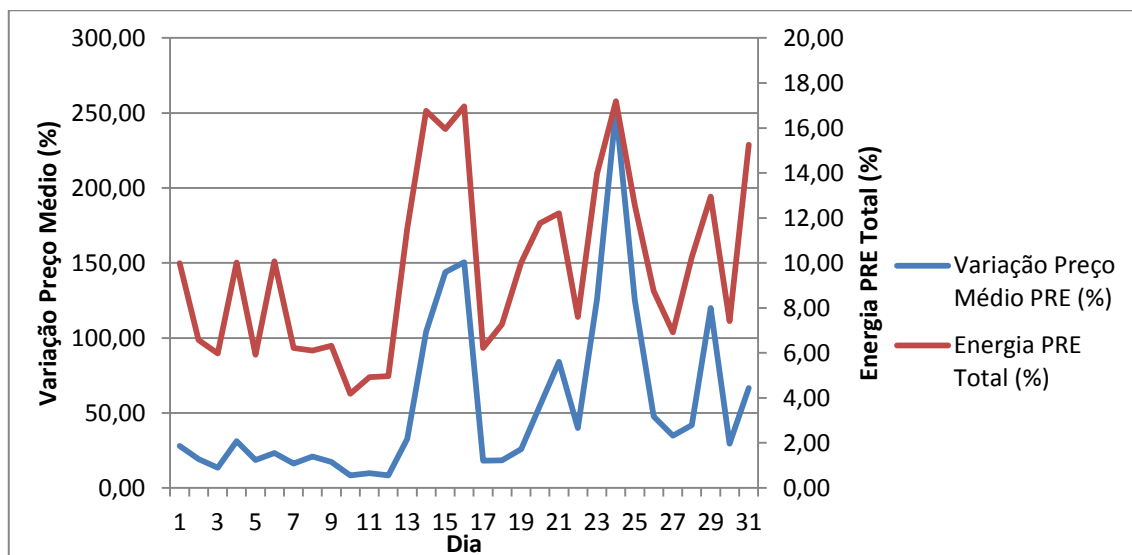


Figura 5.11: Variação de Preço e Energia da PRE total (%) no mês de dezembro de 2012.

Tal como se sucedeu no dia 28 deste mês, também aqui se verifica uma linearidade na variação de preço da PRE Total acompanha a variação de energia correspondente para cada dia. A Tabela 5.10 contém a informação que serviu de suporte à elaboração da Figura 5.11.

Neste mês, devem realçar-se os dias 14, 15, 16, 23, 24, e 25 tendo em conta as variações de preços que foram detetadas. Assinala-se que nestes dias ocorreu *Market Splitting* e a percentagem de energia de PRE total foi elevada. O dia 29 também apresenta uma elevada variação de preço, embora neste dia não tivesse ocorrido *Market Splitting*. No entanto este dia, apresentou uma grande produção de energia referente à PRE como se pode observar pela tabela 5.6, originando desta forma uma elevada percentagem de energia de PRE total.

Tabela 5.10: Variação Energia (%) e Preço PRE Total (%) no mês de dezembro.

Dia	Variação Preço PRE Total (%)	Energia PRE Eólica (%)	Energia PRE Hídrica (%)	Energia PRE Térmica (%)	Energia PRE Fotovoltaica (%)	Energia PRE Total (%)
1	27,98	6,60	0,40	2,85	0,14	9,99
2	19,14	2,95	0,38	3,08	0,16	6,57
3	13,52	2,43	0,30	3,12	0,12	5,98
4	31,18	6,43	0,37	3,17	0,05	10,02
5	18,62	2,39	0,35	3,13	0,06	5,92
6	23,35	6,22	0,37	3,47	0,01	10,07
7	16,18	2,16	0,47	3,52	0,07	6,22
8	20,84	2,69	0,41	2,93	0,08	6,11
9	17,25	2,64	0,37	3,20	0,11	6,32
10	8,42	0,53	0,30	3,25	0,11	4,18
11	9,85	1,28	0,31	3,24	0,10	4,92
12	8,29	1,40	0,27	3,23	0,06	4,97
13	32,64	7,91	0,36	3,19	0,07	11,52
14	104,24	12,53	0,72	3,48	0,02	16,76
15	143,92	11,13	1,14	3,65	0,03	15,95
16	150,42	11,76	1,37	3,75	0,08	16,96
17	18,09	1,84	1,00	3,33	0,04	6,21
18	18,40	3,20	0,93	3,07	0,07	7,28
19	25,80	5,73	0,92	3,33	0,05	10,02
20	55,03	7,27	0,95	3,43	0,11	11,76
21	84,20	6,98	1,24	3,90	0,09	12,20
22	39,82	2,85	1,24	3,37	0,14	7,60
23	126,01	8,79	1,33	3,71	0,14	13,97
24	252,03	11,41	1,23	4,41	0,15	17,19
25	125,17	7,78	1,17	3,48	0,14	12,57
26	47,57	3,46	1,07	4,08	0,15	8,76
27	34,89	1,82	0,97	3,97	0,16	6,91
28	41,93	5,26	0,83	4,01	0,16	10,26
29	119,89	8,59	0,89	3,40	0,07	12,95
30	29,56	2,38	1,10	3,76	0,17	7,41
31	66,58	8,94	1,23	4,99	0,10	15,26
Média	55,33	5,39	0,77	3,49	0,09	9,76

# Capítulo 6

## Conclusões

### 6.1 - Síntese e Conclusões

A Produção em Regime Especial só assumiu uma grande preponderância no mercado de energia elétrica após a reestruturação do setor elétrico. A reestruturação do setor elétrico ocorreu nas últimas décadas do século XX. Até então este setor era caracterizado pela sua estrutura verticalmente integrada, em que uma empresa era responsável pelas atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica aos consumidores. A liberalização do setor elétrico foi acontecendo gradualmente, tendo-se intensificado nos últimos anos da década de 80. Foram criados mecanismos de mercado com vista à desverticalização do setor, deixando este de ser considerado um monopólio natural. Houve a liberalização das atividades de produção e de comercialização procurando-se que nenhum agente tivesse uma posição dominante no setor.

Desenvolveu-se então o conceito de Produção em Regime Especial, permitindo a produção de energia elétrica através de energias renováveis ou através da cogeração. Posteriormente começaram a formar-se os primeiros mercados regionais, ou seja, mercados constituídos pela integração dos setores elétricos de 2 ou mais países. Portugal e Espanha deram o primeiro passo para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade em 2001, mas só em 2007 este entrou em funcionamento.

Ao mesmo tempo que isto se sucedia a PRE apresentava em Portugal um crescimento e uma contribuição cada vez maior quer ao nível da satisfação do consumo energético quer ao nível do Sistema Elétrico Nacional. Este enorme contributo, e uma vez que a energia proveniente destas fontes de produção tem de ser toda despachada, permitiu que se estabelecessem preços de mercado mais baixos uma vez que a PRE é paga atualmente em Portugal de acordo com as tarifas *feed-in*.

O estudo do impacto da variação da PRE nos preços de mercado foi efetuado para o mês de dezembro de 2012 e foi calculado admitindo a ausência de cada um dos tipos de PRE, assim como para o caso da ausência do valor total da PRE. Neste período de tempo, foi selecionado o dia em que se verificou uma maior produção de energia das fontes de PRE correspondente ao dia 14 de Dezembro, assim como o dia em que se presenciou um menor valor de PRE diário que foi o dia 10 de Dezembro. Verificou-se que para o dia de menor PRE diária os preços não registaram grande oscilação aumentando em média 5 €/MWh admitindo-

se a ausência total de PRE. Em algumas horas, mesmo retirando energia referente a um determinado tipo de PRE, não se registou praticamente qualquer aumento de preço de mercado. Nestas situações, como há um grande número de ofertas de venda de energia que compõem o despacho, retirando uma certa quantidade de energia, a curva das propostas de ofertas de venda não sofre mudanças significativas.

Por outro lado no dia de maior PRE diária, ocorreu um grande aumento dos preços na ausência de PRE comparativamente ao valor do preço inicial de mercado. De uma forma geral, pode-se afirmar que quanto maior for o valor de energia retirado das propostas de venda que se incluem no despacho do Operador de Mercado mais elevado será o preço de mercado final obtido.

No entanto, como se pode observar no dia 6 de dezembro em que se registou uma grande variação de PRE eólica ao longo das horas do dia, para a mesma quantidade de energia retirada no despacho para diferentes horas, registaram-se diferentes valores de variação de preço. Observa-se desta forma uma grande variabilidade dos preços de mercado, mesmo entre horas do mesmo dia. Fatores como a quantidade de propostas de venda, assim como a curva agregada das propostas de venda cujo declive varia bastante de hora para hora, são as razões pelas quais se podem registar diferentes preços de mercado para igual quantidade de energia retirada.

Numa das análises de dias efetuada, verificou-se que ocorreu um período de tempo em que houve *Market Splitting* em diversas horas do dia, nomeadamente no dia 14 de dezembro. Este congestionamento das interligações entre Portugal e Espanha deu-se no sentido Espanha-Portugal. Segundo a metodologia aplicada em que apenas se consideram as propostas de ofertas de compra e de venda provenientes de Portugal, verifica-se que há uma grande variação de preços de mercado com ou sem determinado tipo de PRE. O preço de mercado obtido ainda com a inclusão no despacho da energia proveniente de fontes de PRE é relativamente baixo. Neste sentido, ainda que se retire uma pequena parcela de energia, o preço de mercado final sobe bastante uma vez que se torna necessário despachar centrais localizadas em Portugal com preços fornecidos mais elevados.

## 6.2 - Perspetivas de Trabalho Futuro

Com vista a um melhoramento da metodologia aplicada neste estudo, um dos aspetos a referir é a forma como são obtidos os dados referentes às propostas de ofertas de compra e venda disponibilizados pelo Operador de Mercado. Este processo apresenta algumas limitações, sendo demorado e pouco automatizado. A sua automatização iria viabilizar a análise de intervalos de tempo mais alongados permitindo assim obter conclusões mais sólidas.

Relativamente às horas em que se verifica *Market Splitting* os resultados obtidos revelam uma maior elevação do preço obtido quando esta situação se verificava. De modo a tornar estes valores mais realistas seria então necessário considerar as propostas de compra e venda dos dois países, sendo necessário, dispor dos dados referentes à Produção em Regime Especial relativos aos dois países.

Para uma amostra de resultados mais significativos, seria também importante aumentar o período de tempo de análise em estudo.

Por último ao finalizar este trabalho, espera-se que ele possa dar um contributo relevante para o melhor conhecimento do impacto da PRE nos preços de mercado e possa ser útil à EDP Produção.



# Bibliografia

- [1] J. P. Tomé Saraiva, J. L. Pinto Pereira da Silva e M. T. Ponce de Leão, "Mercados de Eletricidade - Regulação e Tarifação do Uso das Redes", Porto: FEUP Edições, 2002.
- [2] J. Sousa, "Integração de mercados liberalizados de energia eléctrica com aplicações ao MIBEL", Lisboa: Universidade Nova de Lisboa, Faculdade de Economia, 2005.
- [3] H. Rudnick e J. Zolezzi, "Electric sector deregulation and restructuring in Latin America: lessons to be learnt and possible ways forward", IEE, 2001.
- [4] V. Preto, "Redes de Distribuição Ativas," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Janeiro 2012.
- [5] P. Gonçalves, "Análise Estatística dos Resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade no ano de 2011," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Junho 2012.
- [6] R. Araújo, "Análise dos Serviços de Sistema em Portugal e Espanha," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Janeiro 2009.
- [7] C. Andrade, "Aplicação para Tratamento de Congestionamentos em Redes de Transmissão de Energia Eléctrica Utilizando Market Splitting," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Março 2008.
- [8] P. Europeu, "Mercado Interno de Energia," [URL]: [http://www.europarl.europa.eu/aboutparliament/pt/displayFtu.html?ftuId=FTU\\_5.7.2.html](http://www.europarl.europa.eu/aboutparliament/pt/displayFtu.html?ftuId=FTU_5.7.2.html). [Acedido em 2 1 2014].
- [9] J. Bolas, "Análise estrutural e previsão do preço da energia eléctrica no MIBEL," Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, Outubro 2012.
- [10] vLex, "Directiva 2003/54/CE," [URL]: <http://vlex.com/vid/regras-comuns-electricidade-revoga-36459934>. [Acedido em 7 1 2014].
- [11] Europa, "Mercado Interno da Eletricidade," [URL]: [http://europa.eu/legislation\\_summaries/energy/internal\\_energy\\_market/l27005\\_pt.htm](http://europa.eu/legislation_summaries/energy/internal_energy_market/l27005_pt.htm). [Acedido em 7 1 2014].
- [12] C. Guedes, "A regulação no âmbito do mercado interno de eletricidade: da existência de um regulador europeu único," Universidade Católica Portuguesa, Lisboa, Maio 2012.
- [13] REN, "Contexto Regulamentar," [URL]: [https://www.ren.pt/quem\\_somos/contexto\\_regulamentar/](https://www.ren.pt/quem_somos/contexto_regulamentar/). [Acedido em 7 1 2014].

- [14] P. Ferreira, M. Araújo e M. O'Kelly, "An overview of the Portuguese electricity market," 2007.
- [15] R. Faria, "Previsão das Estratégias Competitivas dos Produtores de Energia Eléctrica no MIBEL," Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, Outubro 2012.
- [16] M. Gomes, "Novos mecanismos de mercado de energia eléctrica e de serviços auxiliares em sistemas eléctricos," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Janeiro 2007.
- [17] ERSE, "A Nova Organização do Setor Elétrico Nacional," [URL]: [http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/historico/Documents/CP\\_01/01\\_1/Apresenta%C3%A7oANovaOrganiza%C3%A7odoSectorEl%C3%A9ctrico.pdf](http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/historico/Documents/CP_01/01_1/Apresenta%C3%A7oANovaOrganiza%C3%A7odoSectorEl%C3%A9ctrico.pdf). [Acedido em 17 12 2013].
- [18] P. Global, "O Sector Elétrico," [URL]: <http://www.portugalglobal.pt/PT/InvestirPortugal/Portugal/Documentos/O%20sector%20electrico.pdf>. [Acedido em 2 12 2013].
- [19] IST, "Breve Caracterização do Setor Elétrico Nacional," [URL]: [https://dspace.ist.utl.pt/bitstream/2295/288542/1/Caracterizacao\\_SEN\\_ed0.pdf](https://dspace.ist.utl.pt/bitstream/2295/288542/1/Caracterizacao_SEN_ed0.pdf) [Acedido em 2 12 2013].
- [20] EDP, "Organização do Mercado," [URL]: <http://www.edpsu.pt/pt/CUR/Pages/organizacaoDoMercado.aspx>.
- [21] P. Silva, "O sector da energia eléctrica na União Europeia: evolução e perspectivas," Imprensa da Universidade de Coimbra, Coimbra, 2007.
- [22] EDP, "Sistema Elétrico Espanhol," [URL]: <http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoespanhol/Pages/SistElectES.aspx>. [Acedido em 9 12 2013].
- [23] OMIP, "MIBEL," [URL]: <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx>. [Acedido em 9 12 2013].
- [24] ERSE, "MIBEL," [URL]: <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesarvolvimento/Paginas/2005.aspx>. [Acedido em 10 12 2013].
- [25] OMIP, "Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha relativo à Constituição de um Mercado Ibérico de Energia Eléctrica," Outubro 2004.
- [26] CMVM, "Descrição do Funcionamento do MIBEL," Novembro 2009.
- [27] OMIP, "OMIP," [URL]: <http://www.omip.pt/OMIP/Perfil/tabid/63/language/pt-PT/Default.aspx>. [Acedido em 10 12 2013].
- [28] ERSE, "Mercado a Prazo," [URL]: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadoa prazo/Paginas/default.aspx?master=ErsePrint.master>. [Acedido em 9 12 2013].
- [29] OMIP, "OMIE," [URL]: <http://www.omip.pt/OMIP/OMIE/tabid/71/language/pt-PT/Default.aspx>. [Acedido em 9 12 2013].
- [30] ERSE, "Mercado Diário," [URL]: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercado diario/Paginas/default.aspx>. [Acedido em 11 12 2013].
- [31] OMIE, "Mercado Diário," [URL]: <http://www.omel.es/pt/principal/mercados-e>

- produtos/mercado-da-electricidade/diario-e-intradiario/mercado-diario. [Acedido em 11 12 2013].
- [32] B. Pereira, “Contratos Bilaterais em Mercados Multi-Agente de Energia Eléctrica: Protocolo de Ofertas Alternadas,” Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, Novembro 2011.
- [33] OMIE, “Mercado Intradiário,” [URL]: <http://www.omel.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/diario-e-intradiario/mercado-intradiario>. [Acedido em 11 12 2013].
- [34] ERSE, “Regulamento Tarifário,” [URL]: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/tarifario/Paginas/default.aspx>. [Acedido em 22 12 2013].
- [35] ERSE, “Tarifas Reguladas,” [URL]: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/tarifario/Paginas/Tarifas%20reguladas.aspx>. [Acedido em 22 12 2013].
- [36] ERSE, “Tarifas e Preços,” [URL]: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/Paginas/default.aspx>. [Acedido em 22 12 2013].
- [37] ERSE, “Serviços de Sistema,” [URL]: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/Servicosdesistema.aspx>. [Acedido em 22 12 2013].
- [38] ERSE, “Resolução de Restrições Técnicas,” [URL]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/Restricoes tecnicas.aspx>. [Acedido em 22 12 2013].
- [39] ERSE, “Informação sobre Produção em Regime Especial (PRE),” [URL]: [http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/prodregesp/Documents/Info\\_mensal/SIPREinfoMai13.pdf](http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/prodregesp/Documents/Info_mensal/SIPREinfoMai13.pdf). [Acedido em 23 12 2013].
- [40] ERSE, “Harmonização Regulatória da Integração da Produção em Regime Especial no MIBEL e na Operação dos Respetivos Sistemas Eléctricos,” Conselho de Reguladores do MIBEL, [URL]: [http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/38\\_1/201111\\_Mibel\\_ConPub\\_PRE\\_PT.pdf](http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/38_1/201111_Mibel_ConPub_PRE_PT.pdf). [Acedido em 23 12 2013].