



**INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA**  
Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica de Energia e Automação

# **Análise de estratégias de licitação das empresas produtoras de energia eléctrica no MIBEL**

RUTE IRENE FORTUNATO LOPES  
(Licenciada Em Engenharia Electrotécnica)

Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em  
Engenharia Electrotécnica – Ramo de Automação e Electrónica Industrial

Orientadores:

Professor Jorge Alberto Mendes de Sousa  
Professor João Hermínio Ninitas Lagarto

Júri

Presidente: Professor Luís Redondo  
Vogal: Professor Pedro Fonte  
Vogal: Professor João Lagarto

**4 de Novembro de 2016**







# Agradecimentos

O último ano foi o culminar de um árduo percurso académico, durante o qual contei com a preciosa colaboração e apoio de família, amigos, colegas e professores. A realização desta dissertação encaixa-se como um dos pontos altos de um percurso não só académico, como profissional e pessoal pelo qual agradeço a todos os que de alguma forma contribuíram.

Começo então por agradecer aos orientadores desta dissertação, Professor Jorge de Sousa e Professor João Lagarto, pelo apoio, disponibilidade e conhecimento transmitido ao longo da elaboração da dissertação.

Agradeço também aos meus amigos, de presença constante na minha vida e que sempre tentaram entender as minhas ausências pela forma como sempre priorizei os estudos nestes últimos anos. Entre eles, um agradecimento especial à colega e amiga Andreia Coelho que me acompanhou durante todo este percurso académico e que contribuiu, sem dúvida para o meu sucesso.

Por fim, mas o agradecimento mais importante, um enorme e eterno obrigado aos meus pais, por me proporcionem tudo isto, todo o apoio, força e ensinamento em relação a cada etapa. Sem eles nada teria sido possível.



# Resumo

Atendendo à crescente sofisticação da negociação de energia eléctrica em ambiente de mercado pretende-se analisar as estratégias de licitação das principais empresas produtoras de energia eléctrica no Mercado Ibérico de Energia Eléctrica, comumente designado por MIBEL, composto por Portugal e Espanha.

Esta dissertação, incide o seu estudo nas estratégias utilizadas pelas empresas produtoras de energia eléctrica em mercado e como auxílio deste estudo, foi desenvolvida para o efeito uma ferramenta em VBA e Excel, com o objectivo de obter as curvas de oferta e procura do ano em análise (2011) e assim explorar as suas potencialidades e permitir a análise sistemática do mercado diário do MIBEL tanto na perspectiva da compra como da venda de energia eléctrica.

Foram analisados três casos de estudo, cada um constituído por três casos, estes de uma matriz 3x3 previamente construída, onde os elementos variáveis são a quantidade de energia eólica e energia hídrica disponíveis.

São analisadas diversas tecnologias de produção de energia eléctrica, das empresas em estudo: EDP, Iberdrola, Gas Natural Fenosa e Endesa.

Os dados a serem estudados são disponibilizados pela OMIE (Operador de Mercado Ibérico – Pólo Espanhol).

Um das conclusões obtidas com análise efectuada é o facto de o portefólio de produção das empresas desempenhar um papel importante na venda de energia no mercado diário por parte destas.

## Palavras-Chave

Análise de Estratégias, Mercado diário, MIBEL, EDP, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, Endesa



# Abstract

Given the growing sophistication of electricity trading in a market environment, the aim of this work is to analyze the bidding strategies of the main generation companies in the Iberian Electricity Market (MIBEL), which is the market composed by the integration of the Portuguese and Spanish electricity markets.

This thesis focuses the study in the strategies of the generating companies in the market and as a support, a tool in VBA and Excel was developed, to obtain the supply and demand curves of the year in study (2011) and with this, to explore it's potential to enable the systematic analysis of the day-ahead market of MIBEL in both perspectives of the sale and purchase of electricity.

Three case studies were analyzed, each one with three cases, of a 3x3 matrix previously built, where the variables are the wind and hydro production.

Several electricity production technologies are analyzed, from the companies in the study: EDP, Iberdrola, Gas Natural Fenosa e Endesa.

The data to be studied are available at OMIE (Iberian Market Operator - Spanish Pole) web site.

One of the conclusion obtained from the analysis is the fact that the generating companies portfolio plays a major role in the selling of the production in the day-ahead market by these companies.

## Keywords

Strategy analysis, Day-ahead, MIBEL, EDP, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, Endesa



# ÍNDICE

<b>AGRADECIMENTOS</b> .....	V
<b>RESUMO</b> .....	VII
<b>PALAVRAS-CHAVE</b> .....	VII
<b>ABSTRACT</b> .....	IX
<b>KEYWORDS</b> .....	IX
<b>ÍNDICE</b> .....	XI
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	XIII
<b>ÍNDICE DE TABELAS</b> .....	XV
<b>LISTA DE ABREVIATURAS</b> .....	XVII
<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	3
1.1 CONTEXTO E MOTIVAÇÃO.....	3
1.2 OBJECTIVOS.....	3
1.3 ESTRUTURA DA TESE.....	4
<b>2. MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA ELÉCTRICA</b> .....	9
2.1 O MIBEL.....	9
2.2 EVOLUÇÃO HISTÓRICA.....	9
2.3 MERCADOS ORGANIZADOS DE ENERGIA ELÉCTRICA NO MIBEL.....	10
2.3.1 MERCADO DIÁRIO.....	10
2.3.2 MERCADO INTRADIÁRIO.....	11
2.3.3 MERCADO DE SERVIÇOS DO SISTEMA.....	12
2.3.4 MERCADO A PRAZO.....	13
2.3.5 MERCADO REGULADO.....	14
2.4 PREÇO DE FECHO DE MERCADO DIÁRIO.....	15
2.5 ORDEM DE MÉRITO.....	18
2.6 OPERAÇÃO DO MIBEL EM 2011.....	19
2.7 QUOTAS DE MERCADO.....	20
2.8 MARKET SPLITTING E CONGESTIONAMENTO DAS INTERLIGAÇÕES EM 2011.....	21
2.9 PREÇO E EVOLUÇÃO DE PREÇOS DE MERCADO.....	24
<b>3. CARACTERIZAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE PORTUGAL E ESPANHA</b> .....	29
3.1 A LIBERALIZAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO PORTUGUÊS.....	29
3.1.1 A ENTIDADE REGULADORA PORTUGUESA.....	31
3.2 A LIBERALIZAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO ESPANHOL.....	32
3.2.1 A ENTIDADE REGULADORA ESPANHOLA.....	33
3.3 PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA POR TECNOLOGIA.....	33
3.3.1 CAPACIDADE INSTALADA EM PORTUGAL E ESPANHA.....	36
3.4 REDES DE TRANSPORTE.....	38
<b>4. ANÁLISE DE ESTRATÉGIAS DE LICITAÇÃO NO MIBEL</b> .....	43
4.1 ESTRATÉGIAS DE MERCADO.....	43
4.1.1 ESTRATÉGIAS POR HORA.....	43
4.1.2 ESTRATÉGIAS POR TECNOLOGIA.....	44
4.2 CUSTOS VARIÁVEIS DE PRODUÇÃO.....	46
4.3 DEFINIÇÃO DOS CASOS DE ESTUDO.....	48
4.4 ANÁLISE A REALIZAR.....	49
4.5 ANÁLISE DE RESULTADOS.....	51
4.5.1 ESTUDO 1.....	52

4.5.1.1	ESTUDO GLOBAL DE MERCADO .....	52
4.5.1.2	ANÁLISE DE LICITAÇÕES POR TECNOLOGIA. ....	54
4.5.2	ESTUDO 2 .....	67
4.5.2.1	ESTUDO GLOBAL DE MERCADO .....	67
4.5.2.2	ANÁLISE DE LICITAÇÕES POR TECNOLOGIA. ....	69
4.5.3	ESTUDO 3 .....	81
4.5.3.1	ESTUDO GLOBAL DE MERCADO .....	81
4.5.3.2	ANÁLISE DE LICITAÇÕES POR TECNOLOGIA. ....	83
<b>5.</b>	<b>CONCLUSÃO E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS.....</b>	<b>97</b>
5.1	CONCLUSÕES.....	97
5.2	DESENVOLVIMENTOS FUTUROS .....	99
<b>I</b>	<b>FERRAMENTA DE ANÁLISE DE MERCADO DIÁRIO .....</b>	<b>109</b>
I.1	MODELO DESENVOLVIDO .....	109
I.2	UTILIZAÇÃO DO MODELO.....	110
I.3	FUNCIONAMENTO DO MODELO.....	112

# Índice de figuras

<b>Figura 2.1</b> – Estrutura de sessões do mercado intradiário no MIBEL, nas 24 horas de um dia, [6].	11
<b>Figura 2.2</b> – Curvas agregadas de oferta e procura, [11].	15
<b>Figura 2.3</b> – Processo de determinação de preço no mercado diário para Portugal e Espanha, [6].	17
<b>Figura 2.4</b> – Ordem de entrada na rede eléctrica, por tecnologia, [5].	18
<b>Figura 2.5</b> – Interligações entre Portugal e Espanha [23].	21
<b>Figura 2.6</b> – Evolução do preço médio anual em mercado spot e separação de mercados [21].	23
<b>Figura 2.7</b> – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha [21].	24
<b>Figura 2.8</b> – Relação entre tecnologia e o preço de mercado, [22].	25
<b>Figura 3.1</b> - Diagrama da divisão da cadeia de valor do SEN.	30
<b>Figura 3.2</b> - Divisão da energia eléctrica gerada por tipo de tecnologia em 2011 em Portugal, [26].	34
<b>Figura 3.3</b> - Divisão da energia eléctrica gerada por tipo de tecnologia em 2011 em Espanha, [16].	34
<b>Figura 3.4</b> – Capacidade instalada em Portugal por tecnologia, [14].	36
<b>Figura 3.5</b> – Capacidade instalada em Espanha por tecnologia, [16].	37
<b>Figura 4.1</b> – Matriz 3 x 3.	48
<b>Figura 4.2</b> – Matrizes 3 x 3 dos nove casos de estudo.	51
<b>Figura 4.3</b> – Matriz 3 x 3 – Casos 1, 2 e 3.	52
<b>Figura 4.4</b> - Curvas de oferta-procura do mercado diário para os casos 1, 2 e 3.	54
<b>Figura 4.5</b> - Curvas de oferta por tecnologia CCGT da EDP para os casos 1, 2 e 3.	56
<b>Figura 4.6</b> - Curvas de oferta da tecnologia carvão da EDP para os casos 1, 2 e 3.	56
<b>Figura 4.7</b> - Curvas de oferta da tecnologia hídrica da EDP para os casos 1, 2 e 3.	57
<b>Figura 4.8</b> - Curvas de oferta da tecnologia hídrica da Iberdrola para os casos 1, 2 e 3.	60
<b>Figura 4.9</b> - Curvas de oferta da tecnologia CCGT da Iberdrola para os casos 1, 2 e 3.	60
<b>Figura 4.10</b> - Curvas de oferta da tecnologia hídrica da Gas Natural Fenosa para os casos 1, 2 e 3.	63
<b>Figura 4.11</b> - Curvas de oferta da tecnologia CCGT da Gas Natural Fenosa para os casos 1, 2 e 3.	63
<b>Figura 4.12</b> - Curvas de oferta por tecnologia carvão da Endesa para os casos 1, 2 e 3.	65
<b>Figura 4.13</b> - Curvas de oferta da tecnologia hídrica da Endesa para os casos 1, 2 e 3.	65
<b>Figura 4.14</b> – Matriz 3 x 3 – Casos 1, 4 e 7.	67
<b>Figura 4.15</b> - Curvas de oferta de mercado para os casos 4, 5 e 6.	69
<b>Figura 4.16</b> - Curvas de oferta da tecnologia CCGT da EDP para os casos 4, 5 e 6.	71
<b>Figura 4.17</b> - Curvas de oferta da tecnologia carvão da EDP para os casos 4, 5 e 6.	71
<b>Figura 4.18</b> - Curvas de oferta da tecnologia hídrica da EDP para os casos 4, 5 e 6.	72
<b>Figura 4.19</b> - Curvas de oferta por tecnologia hídrica da Iberdrola para os casos 4, 5 e 6.	74
<b>Figura 4.20</b> - Curvas de oferta da tecnologia CCGT da Iberdrola para os casos 4, 5 e 6.	74
<b>Figura 4.21</b> - Curvas de oferta da tecnologia hídrica da Gas Natural Fenosa para os casos 4, 5 e 6.	77
<b>Figura 4.22</b> - Curvas de oferta da tecnologia CCGT da Gas Natural Fenosa para os casos 4, 5 e 6.	77
<b>Figura 4.23</b> - Curvas de oferta da tecnologia carvão da Endesa para os casos 4, 5 e 6.	79
<b>Figura 4.24</b> - Curvas de oferta da tecnologia hídrica da Endesa para os casos 4, 5 e 6.	79
<b>Figura 4.25</b> – Matriz 3 x 3 – Casos 7, 8 e 9.	81
<b>Figura 4.26</b> - Curvas de oferta e procura do mercado para os casos 7, 8 e 9.	82
<b>Figura 4.27</b> - Curvas de oferta da tecnologia CCGT da EDP para os casos 7, 8 e 9.	85
<b>Figura 4.28</b> - Curvas de oferta da tecnologia carvão da EDP para os casos 7, 8 e 9.	85
<b>Figura 4.29</b> - Curvas de oferta da tecnologia hídrica da EDP para os casos 7, 8 e 9.	86
<b>Figura 4.30</b> - Curvas de oferta da tecnologia hídrica da Iberdrola para os casos 7, 8 e 9.	88
<b>Figura 4.31</b> - Curvas de oferta da tecnologia CCGT da Iberdrola para os casos 7, 8 e 9.	88
<b>Figura 4.32</b> - Curvas de oferta da tecnologia hídrica da Gas Natural Fenosa para os casos 7, 8 e 9.	89
<b>Figura 4.33</b> - Curvas de oferta da tecnologia CCGT da Gas Natural Fenosa para os casos 7, 8 e 9.	90
<b>Figura 4.34</b> - Curvas de oferta da tecnologia carvão da Endesa para os casos 7, 8 e 9.	92
<b>Figura 4.35</b> - Curvas de oferta da tecnologia hídrica da Endesa para os casos 7, 8 e 9.	92
<b>Figura I.1</b> – Output da ferramenta criada em VBA no âmbito da presente dissertação.	110
<b>Figura I.2</b> – Pormenor do Output da ferramenta criada em VBA no âmbito da presente dissertação.	111
<b>Figura I.3</b> – Pormenor do Output da ferramenta criada em VBA no âmbito da presente dissertação.	112
<b>Figura I.4</b> – Esquema do funcionamento da ferramenta criada em VBA.	113



# Índice de tabelas

<b>Tabela 2.1</b> – Quotas dos agentes na península ibérica no ano de 2011 [17].....	20
<b>Tabela 2.2</b> – Horas com e sem congestionamento de interligação entre Portugal e Espanha em 2011 [16] .....	22
<b>Tabela 3.1</b> - Tabela relativa ao balanço de energia eléctrica por tecnologia no ano de 2011 em Portugal e Espanha [17]...	35
<b>Tabela 3.2</b> – Tabela à capacidade instalada por tecnologia no ano de 2011 em Portugal e Espanha [17] .....	37
<b>Tabela 3.3</b> – Número de quilómetros e potência de transformação das linhas M AT em Portugal e Espanha [16, 29].....	39
<b>Tabela 4.1</b> – Matriz 3 x 3, com condições para obtenção dos casos de estudo.....	48
<b>Tabela 4.2</b> – Matriz 3 x 3, com os dias e horas de casos de estudo .....	49
<b>Tabela 4.3</b> – Tabela resumo dos casos em estudo 1, 2 e 3 .....	52
<b>Tabela 4.4</b> – Tabela resumo da energia ofertada e vendida por tecnologia da EDP para os casos 1, 2 e 3 .....	55
<b>Tabela 4.5</b> – Tabela resumo da energia ofertada e vendida por tecnologia da Iberdrola para os casos 1, 2 e 3 .....	59
<b>Tabela 4.6</b> – Tabela resumo da energia ofertada e vendida por tecnologia da Gas Natural Fenosa para os casos 1, 2 e 3 ...	62
<b>Tabela 4.7</b> – Tabela resumo de energia ofertada e vendida por tecnologia da Endesa para os casos 1, 2 e 3 .....	64
<b>Tabela 4.8</b> – Tabela resumo dos casos em estudo 4, 5 e 6 .....	67
<b>Tabela 4.9</b> – Tabela resumo da energia ofertada e vendida por tecnologia da EDP para os casos 4, 5 e 6 .....	70
<b>Tabela 4.10</b> – Tabela resumo da energia ofertada e vendida por tecnologia da Iberdrola para os casos 4, 5 e 6.....	73
<b>Tabela 4.11</b> – Tabela resumo da energia ofertada e vendida por tecnologia da Gas Natural Fenosa para os casos 4, 5 e 6 ..	75
<b>Tabela 4.12</b> – Tabela resumo da energia ofertada e vendida por tecnologia da Endesa para os casos 4, 5 e 6.....	78
<b>Tabela 4.13</b> – Tabela resumo dos casos em estudo 7, 8 e 9 .....	81
<b>Tabela 4.14</b> – Tabela resumo da energia ofertada e vendida por tecnologia da EDP para os casos 7, 8 e 9 .....	84
<b>Tabela 4.15</b> – Tabela resumo da energia ofertada e vendida por tecnologia da Iberdrola para os casos 7, 8 e 9.....	87
<b>Tabela 4.16</b> – Tabela resumo da energia ofertada e vendida por tecnologia da Gas Natural Fenosa para os casos 7, 8 e 9..	89
<b>Tabela 4.17</b> – Tabela resumo da energia ofertada e vendida por tecnologia da Endesa para os casos 7, 8 e 9.....	91



# Lista de abreviaturas

- CCGT** – Combined cycle gas turbine
- CNE** – Comisión Nacional de Energía
- EDP** – Energias de Portugal
- ERSE** – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
- IPH** – Índice de Produtibilidade Hidroelétrica
- MIBEL** – Mercado Ibérico de Energia Elétrica
- OMI** – Operador de Mercado Ibérico
- OMIE** – Operador de Mercado Ibérico de Energia – Pólo Espanhol
- OMIP** – Operador de Mercado Ibérico – Pólo Português
- PRE** – Produção em Regime Especial
- PRO** – Produção em Regime Ordinário
- REE** - Red Eléctrica de España
- REN** – Redes Energéticas Nacionais
- RND** – Rede Nacional de Distribuição
- RNT** – Rede Nacional de Transporte
- SEN** – Sistema eléctrico Nacional
- SIME** - Sistema de Informação de Mercados de Energia Elétrica
- VBA** – Visual Basic for Applications



---

# Capítulo 1

---

*Este primeiro capítulo visa enquadrar a presente dissertação bem como os principais objectivos que se propõe atingir.*



# **1. INTRODUÇÃO**

## **1.1 Contexto e motivação**

Com o decorrer dos últimos anos, tem-se observado diversas reformas no sector eléctrico de Portugal e Espanha.

O sistema eléctrico de ambos os países, é actualmente constituído pelas áreas da produção, transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica, áreas que nem sempre foram geridas da mesma forma e assim várias reformas foram acontecendo de forma a separar as áreas potencialmente competitivas de produção e comercialização, das áreas não competitivas de transporte e distribuição, [1] ultrapassando desta forma o monopólio das áreas do sistema eléctrico. Tornando o sistema mais justo, equilibrado e competitivo, uma vez que cada uma destas áreas do sector eléctrico (produção, transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica) é explorada separadamente.

Deste modo, a expectativa relativamente aos mercados é crescente, devido à sofisticação de negociação de energia eléctrica em ambiente de mercado. Uma vez que toda a estrutura organizacional foi alterada, permitindo assim um estudo de análise de estratégias de licitação das empresas produtoras de energia eléctrica presentes no Mercado Ibérico de Energia Eléctrica (MIBEL), constituindo assim, um facto de motivação acrescida para a escolha deste tema para o presente estudo.

A caracterização dos sistemas eléctricos dos países em estudo – Portugal e Espanha – é essencial para a compreensão de todo o conjunto em estudo. Um sistema eléctrico que é constituído pela produção, transporte/distribuição e comercialização. No terceiro capítulo é apresentado e descrito o sistema eléctrico dos dois países, bem como a caracterização de ambos.

## **1.2 Objectivos**

A presente dissertação tem como principal objectivo estudar as estratégias de licitação das empresas produtoras de energia eléctrica no MIBEL.

Para atingir os objectivos propostos, foi desenvolvido uma ferramenta de raiz em Visual Basic for Applications (VBA), em ambiente Excel, com o objectivo de desenhar as curvas de oferta e procura das empresas, por forma a traçar um perfil das estratégias utilizadas pelas principais empresas produtoras de energia eléctrica.

Esta ferramenta possibilita ao utilizador, escolher o período, a empresa e a tecnologia a analisar, gerando graficamente, as curvas de oferta e de procura de energia em mercado para análise dos casos em estudo.

Os casos de estudo a serem analisados, tiveram por base a construção de uma matriz 3x3 onde é variável dos valores de maior (+), menor (-) e valores médios (0) de energia eólica (E) e hídrica (H) transacionada em mercado.

Os dados que a ferramenta trabalha, são dados disponibilizados pelo operador de mercado ibérico (OMIE), para o ano de 2011.

### **1.3 Estrutura da Tese**

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

O **Capítulo 1** visa enquadrar a presente dissertação, bem como os principais objectivos que se propõe atingir.

No **Capítulo 2** é realizada uma descrição do mercado ibérico de energia eléctrica - MIBEL, motivações, a liberalização, a evolução histórica, e como está actualmente estruturado em diferentes tipos de mercados.

No **Capítulo 3**, é efectuada uma visão global sobre os sistemas eléctricos português e espanhol, a entidade reguladora do sector eléctrico de cada país, os seus agentes, tecnologias de produção de energia eléctrica.

No **Capítulo 4**, são definidos os casos de estudo da dissertação, bem como apresentada a análise através dos gráficos e informação produzidos através da ferramenta desenvolvida.

No **Capítulo 5**, são enunciadas as principais conclusões obtidas com a realização do presente trabalho bem como possíveis desenvolvimentos para o futuro no MIBEL.





---

## Capítulo 2

---

# Mercado Ibérico de Energia Eléctrica

*Neste capítulo é realizada uma descrição do mercado ibérico de energia eléctrica - MIBEL, motivações, a liberalização, a evolução histórica, e como está actualmente estruturado em diferentes mercados.*



## **2. MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA ELÉCTRICA**

### **2.1 O MIBEL**

O mercado ibérico de energia eléctrica (MIBEL), é um mercado regional que integra os mercados eléctricos de Portugal e Espanha e constitui uma iniciativa conjunta de ambos os governos. O objectivo deste mercado é possibilitar a transacção de energia eléctrica entre produtores, consumidores e comercializadores, num regime de livre concorrência na Península Ibérica.

Tendo em consideração os seguintes aspectos:

- Integração dos sistemas eléctricos de Portugal e Espanha
- Organizar a actividade do mercado;
- Auxiliar o desenvolvimento do mercado de energia eléctrica de ambos os países,
- Possibilitar a qualquer um, ter o livre acesso ao mercado,
- Beneficiar a eficiência económica das empresas do sector eléctrico[2].

### **2.2 Evolução Histórica**

Em 1998, com o objectivo de criar um mercado ibérico de electricidade, Portugal e Espanha reuniram esforços neste sentido. O processo foi formalmente iniciado em Novembro de 2001 com o protocolo de colaboração entre as administrações espanhola e portuguesa para a criação do mercado ibérico de electricidade, tendo sido estabelecido o dia 1 de Janeiro de 2003 para o início de funcionamento do MIBEL. No entanto esta data foi adiada pela XVIII Cimeira Luso-Espanhola, realizada em Outubro de 2002 [3]. Seguiram-se vários encontros, mas foi em 20 de Janeiro de 2004, que os governos de Portugal e Espanha assinaram o Acordo de Lisboa, neste estabeleceu-se as bases para a criação do MIBEL e definiu-se a data de arranque do mesmo para 20 de Abril de 2004. No entanto, devido a circunstâncias de carácter legal e político, a mesma não se cumpriu.

A 1 de Outubro de 2004, realizou-se em Santiago de Compostela, a XX Cimeira Luso-Espanhola, onde foi substituído o acordo de 20 de Janeiro e onde foram introduzidos alguns ajustes na organização do MIBEL entre ambos os países.

Em Novembro de 2005, realiza-se a Cimeira Ibérica em Évora, onde os governos de Portugal e Espanha reafirmaram o seu empenho na construção do MIBEL, definindo-se Julho de 2006 como data de arranque do mesmo, no entanto houve atrasos relativamente à data acordada.

A 1 de Julho de 2007 deu-se o arranque oficial do operador comum do MIBEL e entra assim em funcionamento a plataforma de mercado comum a nível ibérico [2]. Inicialmente, foram estruturados dois operadores responsáveis pela gestão dos mercados organizados:

- OMIE – Operador de mercado ibérico - polo espanhol, responsável pela gestão do mercado diário e intra-diário.
- OMIP – Operador de mercado ibérico - polo português, responsável pela gestão do mercado a prazo [4, 5]

## **2.3 Mercados Organizados de Energia Eléctrica no MIBEL**

### **2.3.1 Mercado Diário**

O mercado diário funciona como uma plataforma comum de encontro da procura e da oferta de energia eléctrica, de forma fiável desde 1 de Janeiro de 1998 para o sistema espanhol e desde 1 de Julho de 2007 para os sistemas português e espanhol.

O mercado diário, gerido pela OMIE, tem por principal objectivo a transacção de energia eléctrica para o dia seguinte, na sequência da apresentação de ofertas de venda e licitações de compra de energia eléctrica. As ofertas de venda e licitações de compra são apresentadas para cada uma das 24 horas do dia seguinte e são submetidas até às 10h00 (hora espanhola) do dia anterior ao do consumo (09h00 na hora portuguesa) [5, 6].

## 2.3.2 Mercado Intradiário

O mercado intradiário, à semelhança do mercado diário é gerido pela OMIE e foi concebido como um mercado de ajustes. O objectivo dos mercados intradiários é adequar a oferta à procura de forma mais precisa e mais próxima do tempo real do que a permitida no mercado diário, realizado no dia anterior. Deste modo existem seis sessões de mercado intradiário, que à excepção da primeira sessão, todas as outras são realizadas no próprio dia da transacção da energia eléctrica, permitindo assim reajustes em sucessivas sessões de mercado intradiário das licitações/ofertas realizadas no mercado diário.

Na Figura 2.1, apresenta-se a estrutura das sessões de mercado intradiário no MIBEL.



**Figura 2.1**– Estrutura de sessões do mercado intradiário no MIBEL, nas 24 horas de um dia, [6].

Em cada uma das sessões de mercado intradiário é formado o preço para as horas objecto de negociação em cada sessão, assim com o avançar nas sessões de mercado intradiário, as janelas de tempo serão cada vez mais reduzidas:

- “A primeira sessão de intradiário forma preço para as 4 últimas horas do dia de negociação e para as 24 horas do dia seguinte ao da negociação. É o primeiro mercado de ajustes onde se pode alterar o programa do mercado diário
- A segunda sessão de intradiário forma preço para as 24 horas do dia seguinte ao da negociação.
- A terceira sessão de intradiário forma preço para as 20 horas compreendidas entre a hora 5 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação.
- A quarta sessão de intradiário forma preço para as 17 horas compreendidas entre a hora 8 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação.

- *A quinta sessão de intradiário forma preço para as 13 horas compreendidas entre a hora 12 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação.*
- *A sexta sessão de intradiário forma preço para as 9 horas compreendidas entre a hora 16 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação”[6].*

Assim, verificar-se que é na primeira sessão de mercado de ajustes onde se pode alterar o programa do mercado diário.

As restantes sessões de mercados (do segundo ao sexto) de ajustes servem para afinar o programa contratado.

### **2.3.3 Mercado de Serviços do Sistema**

No âmbito dos serviços de sistema, estes têm como principal objectivo garantir a fiabilidade, segurança e a qualidade no serviço de fornecimento de energia eléctrica e assim são considerados dois conjuntos de serviços de sistemas que em tempo real operam de forma a cumprir as seguintes funções:

- Os serviços de sistema obrigatórios têm como função (e não são passíveis de qualquer remuneração) os seguintes pontos:

- A regulação de tensão
- A manutenção da estabilidade
- A regulação primária de frequência

- Por sua vez, os serviços de sistema complementares agregam os restantes serviços de sistema, sendo estes passíveis de remuneração e devendo ser contratados com base em mecanismos transparentes e não discriminatórios que visem a promoção da eficiência económica e têm como função os seguintes pontos:

- A regulação secundária de frequência
- A reserva de regulação
- A compensação síncrona
- O arranque autónomo
- A interruptibilidade [7]

No MIBEL, os serviços de sistema estão organizados por país, em Portugal a Redes Energéticas Nacionais (REN) é a entidade responsável, já em Espanha a Red Electrica de España (REE) assume o seu cargo.

A REN é então responsável pela gestão dos serviços de sistema necessários à operação em segurança do sistema eléctrico português, bem como é a concessionária da RNT de energia eléctrica.

Além disso, a REN é operadora do mercado de serviços de sistema, assegurando assim a contratação e liquidação, por forma a garantir o equilíbrio entre a produção e o consumo de energia eléctrica, através de mecanismos eficazes, transparentes e competitivos.

Em Portugal, o Sistema de Informação de Mercados de Energia Eléctrica (SIMEE) tem por objectivo a divulgação de informação do mercado de serviços de sistema tanto para os agentes de mercado, bem como para o público em geral. [8]

O SIMEE divulga a informação necessária ao mercado, mais concretamente a informação relativa ao mercado de serviços de sistema, nomeadamente a legislação e outra informação regulamentar que enquadra o funcionamento do mercado e a sua caracterização, resultados e informação operacional. [9]

A REE, como operador de sistema espanhol, tem a seu cargo a rede de transporte.

A REE é ainda responsável pela gestão técnica do sistema eléctrico espanhol que detém 99% da rede espanhola de transporte de energia eléctrica MAT e é, à semelhança do que acontece em Portugal a única empresa especializada no transporte de energia eléctrica em Espanha.

Como operador do sistema eléctrico espanhol, a REE tem como função principal garantir a continuidade e a segurança do fornecimento de energia eléctrica e uma boa coordenação de produção e sistema de transporte, esta exerce ainda as suas funções em coordenação com os operadores e os sujeitos do MIBEL segundo princípios de transparência, objectividade e independência. [7]

#### **2.3.4 Mercado a Prazo**

A 3 de Julho de 2006, iniciou-se o mercado a prazo no MIBEL em Portugal.

Actualmente, assume o estatuto de mercado regulado, que tem por objectivo a transacção de blocos de energia com entrega posterior ao dia da contratação.

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

Os contratos podem ser classificados como base ou ponta, sendo que o primeiro pressupõe o fornecimento de energia durante o período de entrega para as 24 horas do dia, enquanto que o segundo pressupõe o fornecimento para o período entre as 8 e as 20 horas (hora espanhola).

A negociação dos contratos a prazo realizam-se entre as 8 horas e as 18.30 horas (hora espanhola), podendo esta processar-se em contínuo ou em leilão, com horizontes temporais semanais, mensais, trimestrais e/ou anuais. As negociações em leilão são realizadas nas quatro primeiras quarta-feiras de cada mês e são de carácter obrigatório para a compra de energia eléctrica por parte dos comercializadores de último recurso [10].

### **2.3.5 Mercado Regulado**

Apesar do aparecimento do MIBEL, o mercado regulado não deixou de permanecer em Portugal e em Espanha.

Um mercado que incorpora ainda na sua tarifa, as diferentes actividades do sector: a produção de energia eléctrica, o transporte em muito alta tensão, a distribuição em alta, média e baixa tensões e a comercialização [5].

No entanto, em Portugal existe actualmente um fim à vista para as tarifas reguladas, fim esse adiado pelo menos até 2017. Visto ser uma imposição do programa de assistência financeira, da troika (composto pelo Fundo Monetário Internacional, Comissão Europeia e Banco Central Europeu) e este está integrado no pacote de medidas europeias para aumentar a concorrência no sector energético.

## 2.4 Preço de fecho de mercado diário

Tendo um mercado eléctrico subdividido entre dois países, Portugal e Espanha, foi necessário definir alguns critérios estruturais e de análise económica com vista a formação do preço e bom funcionamento do mercado.

Num dia não existe um único preço, mas sim 24 preços resultantes da sessão de mercado diário, um para cada hora do dia ou seja existem 24 curvas da oferta e da procura, e o preço final da energia eléctrica para cada hora do dia resulta do encontro entre a curva da oferta e a da procura.

Toda a energia eléctrica casada no mercado diário nessa hora é transaccionada ao preço de fecho de mercado.

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

Na figura 2.2 estão representadas as curvas da procura e da oferta para uma hora específica do mercado diário. O cruzamento entre ambas determina a quantidade de energia eléctrica transaccionada, bem como o preço de venda.

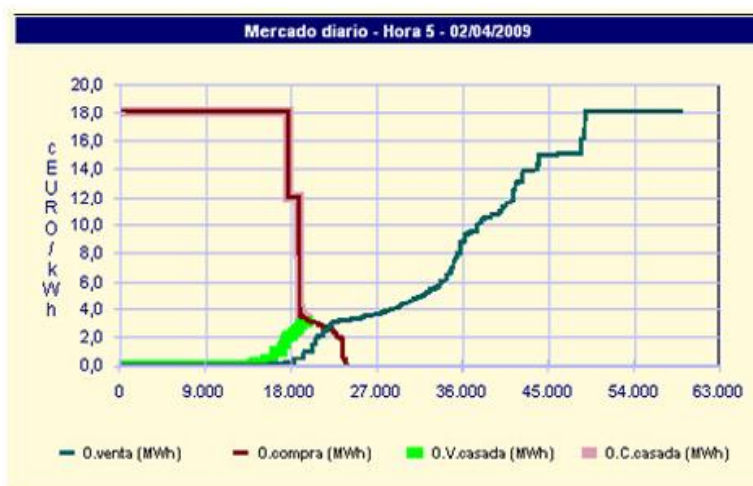


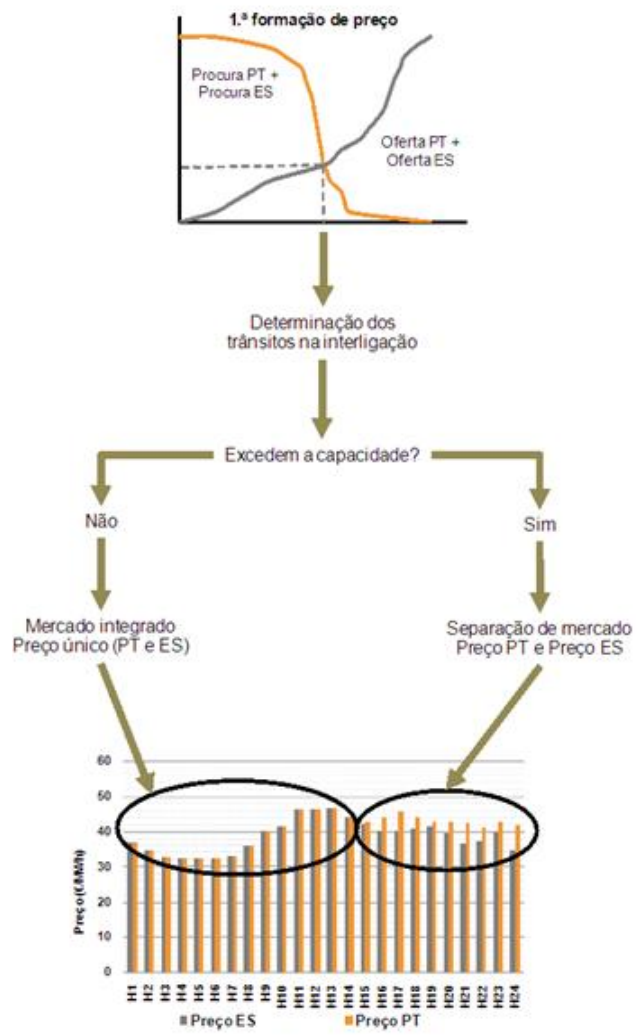
Figura 2.2 – Curvas agregadas de oferta e procura, [11].

Em resultado da aplicação das condições complexas das unidades de venda, algumas unidades são eliminadas do processo de encontro, o que provoca um deslocamento do preço de equilíbrio final do mercado para o cruzamento entre a linha verde-clara e a linha vermelha [11].

As ofertas económicas de venda de energia, que as empresas vendedoras de energia presentes no MIBEL apresentam ao operador do mercado podem ser simples ou integrar ofertas complexas em função do seu teor. As ofertas que integram condições complexas de venda são aquelas que, cumprindo com os requisitos exigidos para as ofertas simples, integram além disso, algumas ou alguma das condições técnicas e/ou económicas [7].

Há que ter ainda em consideração e de acordo com as regras de mercado, que no mercado diário e intradiário do MIBEL de acordo com as regras do mesmo, existe um valor mínimo (0 €/MWh) e um valor máximo (180,3 €/MWh) a que a energia eléctrica pode ser ofertada e consequentemente casada [6].

As ordens de venda são colocadas pelas empresas produtoras, enquanto as ordens de compra são colocadas pelas distribuidoras, pelas comercializadoras e consumidores, cada ordem é constituída por um par quantidade-preço. As ordens de compra e de venda em Portugal e Espanha são inicialmente colocadas numa plataforma comum aos dois países e enquanto existir capacidade de transporte na interligação (em MW) entre os países, nos dois sentidos, os preços de Portugal e de Espanha constituem um só. Se a capacidade de interligação é atingida em qualquer num dos dois sentidos, ocorre o Market Splitting o qual dá origem a preços diferentes em ambos os mercados, com o preço mais elevado no mercado importador conforme se pode observar na figura 2.3.



**Figura 2.3** – Processo de determinação de preço no mercado diário para Portugal e Espanha, [6].

## 2.5 Ordem de mérito

Como visto no ponto a 2.4 o preço final da energia eléctrica em mercado resulta do encontro entre as curvas de oferta e a procura, no entanto, e à excepção da PRE, as restantes formas de produção de energia eléctrica, entram na rede através da ordem de mérito.

A ordem de mérito é a ordenação crescente das diferentes tecnologias por custo marginal de produção, ou seja, a tecnologia mais cara que consegue casar a sua oferta de venda em mercado para cada hora é a que marca o preço de mercado e é a que define o preço horário a que as outras tecnologias com custo marginal de produção inferior vão vender a energia.

A cada hora do dia, e conforme a necessidade de consumo, os vários tipos de produção de energia eléctrica, têm prioridade de entrada na rede eléctrica, como se verifica na Figura 2.4:



Figura 2.4 – Ordem de entrada na rede eléctrica, por tecnologia, [5].

A produção de energia eléctrica a partir do carvão e o CCGT (Combined cycle gas turbine) têm alternado de posição na curva de mérito devido à volatilidade do preço destes combustíveis nos mercados internacionais, e também à volatilidade do preço das licenças de emissões de CO<sub>2</sub>.

A PRE tem portanto, prioridade de entrada na rede eléctrica, no entanto existem outras razões, que impõem a prioridade de entrada na rede, tais como:

- As restrições técnicas de cada tipo de central, pois uma central não pode ser ligada ou desligada numa base horária e está também limitada a um determinado número de arranques por semana/mês ou ano.
- O custo marginal de produção de energia em barragens é muito baixo. Uma albufeira constitui a forma mais económica de armazenar energia e por isso, tem um valor adicional nos períodos em que

há picos de consumo e é necessário injectar rapidamente energia eléctrica na rede, pois a produção de energia eléctrica através deste tipo de tecnologia substitui a produção através de uma central térmica cujo o custo marginal é maior que zero.

As explorações de fio de água, não possuem capacidade de regularização e tem de turbinar a água à medida que esta chega, naturalmente, estes aproveitamentos têm prioridade de entrada na rede e por isso, entram em operação antes das outras tecnologias, que são mais caras mas cuja entrada em operação é controlável [5].

## **2.6 Operação do MIBEL em 2011**

O ano de 2011 foi assinalado por dois eventos com impacto expressivo no desenvolvimento do sector eléctrico. Por um lado a celebração do Programa de Assistência Financeira entre o estado português a União Europeia, o Fundo Monetário Internacional e o Banco Central Europeu, por outro, a transposição para o direito interno português, das directivas da electricidade e do gás natural que integram o “Terceiro Pacote Energético”, da União Europeia [5].

Relativamente ao programa de ajuda financeira, a sua inclusão como acontecimento relevante para os sectores da energia eléctrica e do gás natural decorre, de entre outros, da inclusão como objectivo do programa, em matéria de mercados energéticos, a extinção de tarifas reguladas de venda a clientes finais de energia eléctrica, a qual estando prevista para Dezembro de 2015, foi adiado pelo menos até 2017 [15].

Estão em causa, as tarifas de venda a clientes finais em baixa tensão para potências contratadas inferiores ou iguais a 41,4 kVA.

## 2.7 Quotas de Mercado

No ano de 2011, as quotas dos agentes na Península Ibérica, dividiram-se de acordo com a tabela 2.1:

**Tabela 2.1** – Quotas dos agentes na península ibérica no ano de 2011 [17].

	2011
<b>Geração de electricidade - PRO (TWh)</b>	<b>200</b>
Endesa	30%
Iberdrola	25%
EDP	16%
Gas Natural Fenosa	18%
Outros	11%
<b>Comercialização de electricidade no mercado regulado (TWh)</b>	<b>90</b>
Endesa	31%
Iberdrola	25%
EDP	31%
Gas Natural Fenosa	11%
Outros	1%
<b>Comercialização de electricidade no mercado livre (TWh)</b>	<b>215</b>
Endesa	33%
Iberdrola	23%
EDP	14%
Gas Natural Fenosa	13%
Outros	16%

Como se pode verificar da análise da tabela 2.1, para os 200 TWh de produção de energia eléctrica (PRO) em 2011, a Endesa assume a maior parcela com 30% (cerca de 60 TWh), seguida da Iberdrola com 25% da produção energética na Península Ibérica (cerca de 50 TWh), por fim a Gas Natural Fenosa e EDP seguem-se com percentagens inferiores com 18% e 16% respectivamente (cerca de 36 TWh e 32 TWh) e apenas cerca de 11% dedicado a empresas mais pequenas.

Quanto à presença na comercialização de energia eléctrica no mercado regulado, o comportamento das empresas em estudo não seguem a mesma linha dos valores dedicados à produção energética. A EDP assume conjuntamente com a Endesa a liderança da tabela com 31% (cerca de 28 TWh), dos 90 TWh comercializados no mercado regulado, seguidos da Iberdrola com 25% (cerca de 23 TWh), e a Gas Natural Fenosa apenas com 11% (cerca de 11 TWh).

Já em mercado livre, as empresas produtoras de energia eléctrica, verificam um comportamento em linha com as percentagens apresentadas para os valores da primeira parte da tabela, correspondente à

geração. Assumindo novamente a Endesa o primeiro lugar com 33% dos 215 TWh comercializados em mercado livre (cerca de 71 TWh), seguido da Iberdrola com 23% (cerca de 50 TWh), e a EDP e a Gas Natural Fenosa, lado a lado com 14% e 13% respectivamente (cerca de 30 TWh e 28 TWh).

## 2.8 Market Splitting e Congestionamento das interligações em 2011

O congestionamento acontece quando a capacidade de interligação entre as duas redes não possibilita todo o fluxo de energia resultante das transacções (sentido Portugal - Espanha ou Espanha - Portugal) requeridas pelos agentes do mercado, os produtores, distribuidores e comercializadores [18].

A falta de capacidade de interligação entre Portugal e Espanha, pode acontecer devido à insuficiente capacidade das linhas de interligação entre países, mas também às limitações ao nível interno de cada uma das redes nacionais.

Na imagem 2.5, pode verificar-se as interligações entre Portugal e Espanha:



**Figura 2.5** – Interligações entre Portugal e Espanha [23].

Para resolver ou mitigar a falta de capacidade de interligação entre países, existem algumas soluções de gestão de congestionamento, em ambiente de mercado, cujo objectivo é o de preservar de forma eficiente a capacidade de interligação existente garantindo a segurança técnica do sistema.

No MIBEL, quando a capacidade de interligação se esgota, a solução existente para o mercado diário é o market splitting (separação de mercados).

Da aplicação deste mecanismo de separação de mercados entre Portugal e Espanha, resultam preços diferentes para a zona portuguesa e para a zona espanhola nas horas em que o congestionamento da rede aconteceu.

O market splitting, que era uma solução muito usual e foi parcialmente solucionada com a entrada em funcionamento das novas CCGT's em Portugal e pelo reforço das interligações entre ambos os países [3], pois no início da liberalização de mercado, e por acordo entre os governos de Portugal e Espanha que na Cimeira de Badajoz, solicitaram aos operadores de sistema REN e REE um plano acelerado de construção dos reforços de interligação com vista a reduzir significativamente as restrições e congestionamentos na interligação até Julho de 2008 [19].

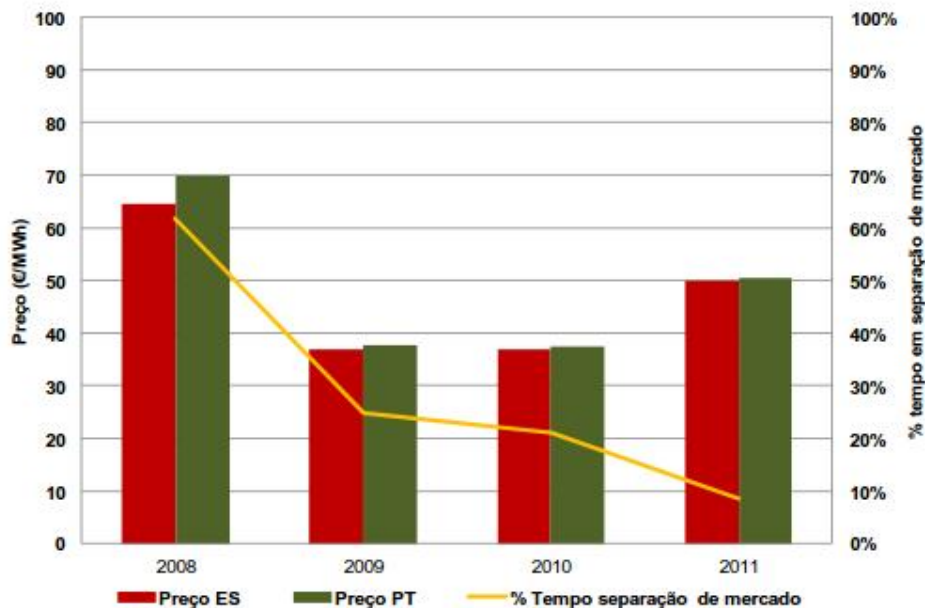
As horas com e sem congestionamento de interligação entre os países constituintes do MIBEL (Portugal e Espanha) no ano de 2011, podem ser verificadas em termos de percentagem, na tabela 2.2:

**Tabela 2.2** – Horas com e sem congestionamento de interligação entre Portugal e Espanha em 2011 [16]

Horas sem congestionamento	91,5%
Hora com congestionamento (preço espanhol < preço português)	6,7%
Hora com congestionamento (preço espanhol > preço português)	1,8 %

Em 2011, o mecanismo de market splitting foi utilizado em 8,5% das horas de funcionamento do mercado diário. Desta percentagem, em 1,8% das horas este mecanismo foi aplicado no sentido de Portugal para Espanha e em 6,7% das horas no sentido de Espanha para Portugal.

A capacidade de interligação (capacidade de transporte líquida resultante de limitações de rede) entre as redes eléctricas portuguesa e espanhola tem actualmente, valores entre 1.500MW e os 2.200 MW, ou seja 15% do consumo português em horário de ponta, em 90% do tempo. Prevê-se que estas restrições sejam ultrapassadas a partir de 2014-2015, passando a uma capacidade de interligação na ordem dos 3.000 MW, em ambos os sentidos [20]

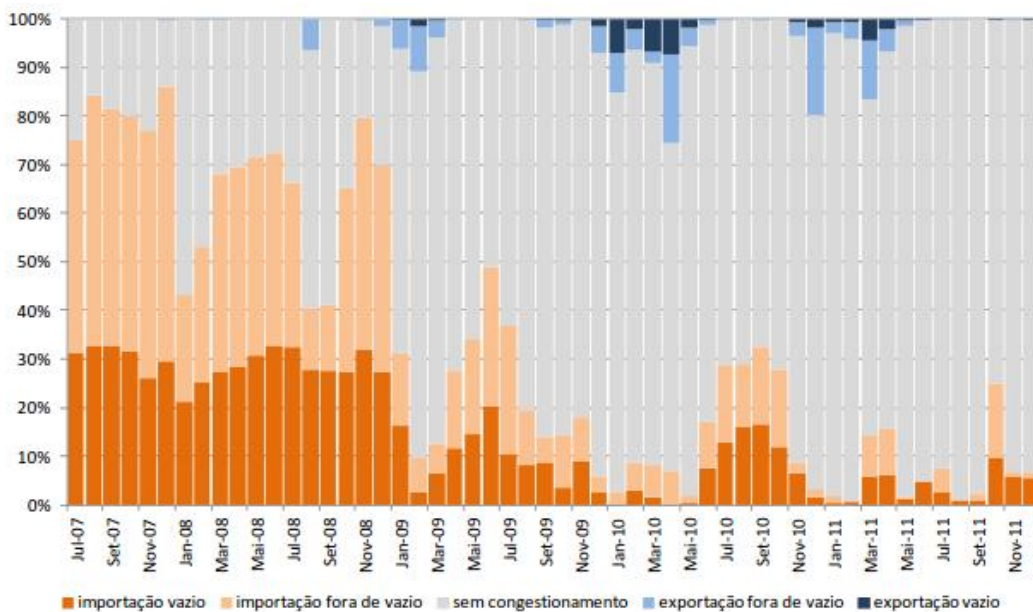


**Figura 2.6** – Evolução do preço médio anual em mercado spot e separação de mercados [21].

Conforme se pode observar na figura 2.6, o preço médio em mercado spot para Portugal, em 2011, situou-se em cerca de 50,45 €/MWh, ou seja cerca de 35% acima do preço registado em 2010 (preço médio anual de 37,33 €/MWh). Este aumento foi fundamentalmente ditado pela evolução das disponibilidades hídricas, mais elevadas em 2010 do que em 2011, que determinaram a formação de preço abaixo dos custos marginais das centrais térmicas de CCGT. Em todo o caso, o valor do preço médio de mercado em 2011 para Portugal está cerca de 15% abaixo do custo marginal das CCGT e cerca de 7% acima do custo marginal das centrais térmicas a carvão [21].

De entre os anos de 2008 e 2009, verificou-se que com o decréscimo do preço médio anual da energia eléctrica, também se verificou um decréscimo da percentagem de tempo da separação dos mercados. No entanto e apesar de em 2011, se verificar um aumento significativo do preço por MWh no mercado, verifica-se uma menor e acentuada queda da percentagem de tempo da separação dos mercados. Em 2008, a percentagem média de market splitting era cerca de 60%.

A figura 2.7 ilustra a utilização da capacidade disponível, em ambos os sentidos, na interligação Portugal-Espanha.



**Figura 2.7** – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha [21].

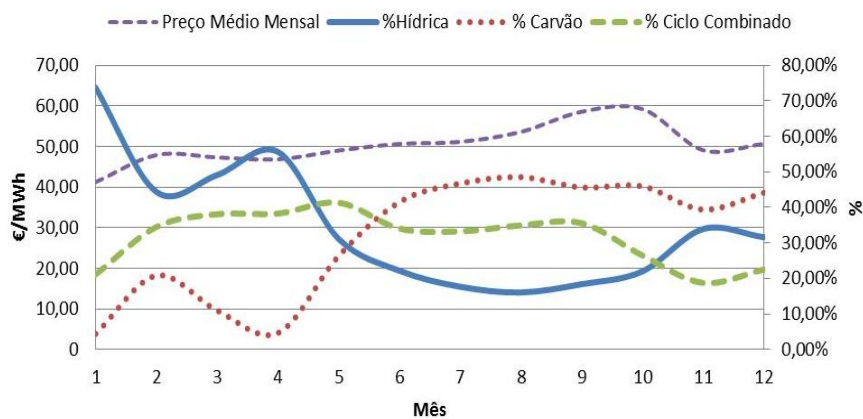
A redução para 1092 horas de congestionamento na interligação, é explicada por menos 153 horas no sentido de exportação, Portugal-Espanha (um decréscimo face às 570 horas registadas em 2010) e menos 590 horas no sentido de importação, Espanha-Portugal (um decréscimo face às 1265 horas registadas no ano anterior).

Além do reforço das interligações, é necessária uma boa coordenação entre os operadores de sistema e de mercado para que haja um preço único no MIBEL. [22]

## 2.9 Preço e Evolução de Preços de Mercado

Em termos de preço, ao longo de 2011, verificou-se um preço marginal ponderado no mercado diário e intradiário da ordem dos 51,60 €/MWh [12].

Na figura 2.8 pode verificar-se a relação entre o preço médio de mercado com a contribuição percentual de cada tecnologia presente a mercado:



**Figura 2.8** – Relação entre tecnologia e o preço de mercado, [22]

De modo geral, verifica-se que o preço médio mensal é mais elevado quando a percentagem de energia hídrica presente a mercado é menor. Quando a percentagem de hídrica diminuiu durante os meses de Verão verifica-se que o carvão e o CCGT ganham importância, pelo que ocorreu um aumento natural dos preços verificados no mercado.

Assim, verifica-se a tendência para que os preços baixem com o aumento da percentagem hídrica o que sugere que, em anos chuvosos, os preços desçam, ou seja, traduz-se numa descida generalizado dos preços no mercado diário [22].

A evolução do preço que se forma no mercado grossista em Portugal está intrinsecamente relacionada com a integração ibérica e a participação dos agentes portugueses no contexto do MIBEL.



---

## **Capítulo 3**

---

# **Caracterização dos sistemas eléctricos de Portugal e Espanha**

No capítulo 3, é efectuada uma visão global e caracterização sobre o sistema eléctrico português, sistema eléctrico espanhol, a entidade reguladora do sector eléctrico de cada país, os seus agentes e as tecnologias de produção de energia eléctrica, além disso contextualiza-se a necessidade de liberalização do sector eléctrico



### **3. CARACTERIZAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE PORTUGAL E ESPANHA**

Embora a liberalização do sector eléctrico seja relativamente recente, tendo o seu início no ano de 1990 com criação da bolsa de energia eléctrica de Inglaterra e Gales. A liberalização tem ocorrido um pouco por todo o mundo. As motivações que levaram os sistemas eléctricos a liberalizarem-se são diversos de sistema para sistema, no entanto, evidenciam-se três razões que motivaram a liberalização, sendo estas, o investimento excessivo na geração de energia eléctrica, a extinção das condições de monopólio natural e as motivações de carácter político [1].

#### **3.1 A liberalização do sector eléctrico português**

Em Portugal a liberalização ocorreu na produção e na comercialização, isto é, qualquer uma destas actividades pode ser exercida de forma livre mediante uma licença [5].

Até há alguns anos atrás, em Portugal Continental a transacção de energia eléctrica, acontecia num sistema centralizado e sem concorrência. O sistema caracterizado por um monopólio verticalmente integrado, onde existia apenas um único operador (Energias de Portugal – EDP, à data ainda denominada Electricidade de Portugal), que produzia, transportava (pois a Redes Energéticas Nacionais – REN, à data era propriedade integrante da EDP) distribuía e vendia a energia eléctrica num mercado regulado, em que a tarifa era determinada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) [10, 22].

A tarifa remunerava as diferentes actividades realizadas, desde a produção ao consumidor final, esta retinha ainda os acertos dos desvios das previsões feitas em anos anteriores bem como os custos referentes às medidas de eficiência energética e as energias renováveis.

Assim, ao consumidor final era apenas apresentada uma conta final, de tarifa única, sem qualquer tipo de escolha prévia por parte do mesmo.

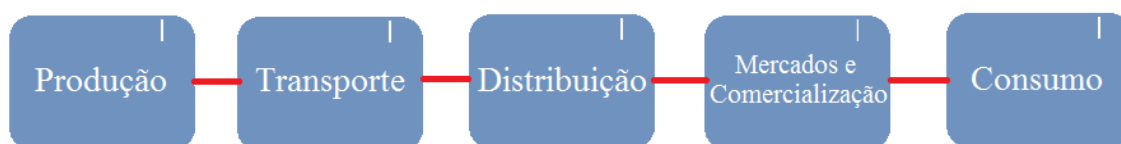
A 26 de Junho de 2003, a Directiva do Parlamento Europeu 2003/54/CE, estabeleceu regras comuns para o mercado interno de electricidade e o governo português adoptou as recomendações que incluía, entre outros, os seguintes objectivos:

- Diversificação das fontes de energia primária
- Maior preocupação ambiental
- Uso mais racional da energia e dos serviços energéticos
- Promoção da competitividade

Com os objectivos recomendados pelo Parlamento Europeu para Portugal, com a liberalização do mercado espanhol (1998), e à semelhança do que ocorria na Europa surgiu então a necessidade de um mercado liberalizado em Portugal, emergindo este agregado à criação do MIBEL. Caminhava-se assim, no sentido da criação do que seria o MIBEL.

Com a implementação das leis de base da electricidade e do gás natural e transposições, Despacho 10318/2005 de 9 de Maio de 2005, os sectores vinculado e não vinculado do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) foram substituídos por um sistema de mercado único, onde as actividades de produção e comercialização de energia eléctrica e a gestão dos mercados de electricidade organizados estão actualmente abertas à concorrência mas sujeitas no entanto à obtenção de licenças e aprovações necessárias. Contudo, as componentes de transporte e distribuição na indústria de electricidade continuam a ser desenvolvidas através de concessões públicas atribuídas [10].

Actualmente em Portugal, o SEN divide-se em cinco grandes áreas, esquematizadas na figura 3.1:



**Figura 3.1** - Diagrama da divisão da cadeia de valor do SEN.

A energia eléctrica em Portugal, é produzida com recurso a diferentes tecnologias e a diferentes fontes primárias de energia (carvão, gás natural, fuel, gasóleo, água, vento, sol, biomassa, resíduos).

A produção de electricidade tem dois regimes legais em Portugal. A produção em regime ordinário (PRO), ou seja, a produção de electricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e centros electroprodutores hídricos de dimensão considerada que entre 2000 e 2011 tem apresentado um crescimento cerca de 2% ao ano [20], e a produção em regime especial (PRE), relativa à cogeração e à

produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis, cuja potência de ligação seja inferior ou igual a 10 MW.

Por sua vez, a distribuição de energia eléctrica realiza-se através da exploração da Rede Nacional de Distribuição (RND) constituída por infra-estruturas de alta, média e baixa tensão. A EDP Distribuição efectua a distribuição de energia em alta e média tensão, bem como de energia em baixa tensão.

Os mercados organizados de energia eléctrica em Portugal operam em regime livre. Os comercializadores presentes nos mercados, de forma livre, compram e vendem energia eléctrica e podem aceder às redes de transporte e de distribuição, para isso têm de pagar uma tarifa de acesso estabelecidas pela ERSE.

Em Portugal Continental existem mais de 6,1 milhões de consumidores, sendo na sua maioria em baixa tensão, cerca de 23 mil em média tensão e 325 em alta e muito alta tensão.

Actualmente, com a abertura do mercado de energia eléctrica em Portugal, os consumidores podem escolher livremente o seu comercializador de energia eléctrica.

Em um ano, o número de consumidores no mercado livre cresceu 57%, a uma taxa média mensal de 3,8%, e o consumo cresceu cerca de 15%, o que corresponde a uma taxa de crescimento média mensal de 1,1%. [24]

### **3.1.1 A entidade reguladora portuguesa**

A ERSE é responsável pela regulação dos sectores do gás natural e da electricidade e é dotada de autonomia administrativa, financeira e de património próprio. Rege-se pelos seus estatutos aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril e, pelo regime das entidades públicas empresariais.

No exercício das suas actividades, a ERSE tem por missão:

- Proteger os interesses dos consumidores em relação a preços, qualidade de serviço, acesso à informação e segurança de abastecimento.
- Fomentar a concorrência, nomeadamente no mercado interno da energia, garantindo às empresas reguladas o equilíbrio económico-financeiro no âmbito de uma gestão adequada e eficiente.

- Estimular a utilização eficiente da energia e a defesa do meio ambiente e ainda arbitrar e resolver litígios, fomentando a arbitragem voluntária.

De referir que as actividades de produção, transporte e distribuição nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira estão a cargo respectivamente da EDA - Electricidade dos Açores, S.A e da EEM - Empresa de Electricidade da Madeira [25].

### **3.2 A liberalização do sector eléctrico espanhol**

O sector eléctrico espanhol regula-se, do ponto de vista legal pela "Ley 54/1997 del Sector Eléctrico" de 27 de Novembro de 1997, que estabelece as suas bases da regulação, com o objectivo de garantir o fornecimento eléctrico, a qualidade deste serviço e o menor custo possível.

O modelo do sector da electricidade em Espanha compreende também a existência de dois sistemas: sistema regulado e sistema liberalizado.

As principais características do sistema eléctrico espanhol são a existência de um mercado grossista de geração (denominado "Pool Espanhola") e desde 1 de Janeiro de 2003, o facto de os consumidores poderem escolher livremente o seu fornecedor de electricidade. Adicionalmente, desde 2006, os contractos bilaterais e o mercado a prazo assumiram uma crescente e especial importância.

Quanto à produção de energia eléctrica em Espanha, as centrais de geração de energia eléctrica, operam sob o regime ordinário ou regime especial, e desta forma, o sistema eléctrico está obrigado a adquirir toda a energia produzida pelos produtores em regime especial com tarifas fixadas por real decreto ou ordem e que variam dependente do tipo de produção e são por norma tarifas mais caras do que os preços praticados na pool espanhola. Já os produtores em regime ordinário vendem energia a preços de mercado na pool espanhola ou através de contratos bilaterais com consumidores qualificados ou outros comercializadores, a preços previamente acordados.

Desde 1 de Julho de 2009, os comercializadores de último recurso, nomeados pelo governo espanhol, fornecem electricidade aos clientes de último recurso (clientes de baixa tensão). Desde então, os distribuidores não podem fornecer electricidade aos consumidores.

Os comercializadores e consumidores, bem como as empresas estrangeiras podem comprar energia eléctrica na pool espanhola.

As empresas de transporte de energia eléctrica e os distribuidores regulados têm de disponibilizar o acesso de todos os consumidores que tenham escolhido ser fornecidos por um comercializador no mercado livre. Contudo, estes consumidores devem pagar tarifas de acesso às empresas distribuidoras caso tal acesso seja disponibilizado.

A rede de transporte em Espanha é gerida na sua maioria pela Red Eléctrica de España (REE) a qual é responsável pela gestão técnica do sistema eléctrico espanhol.

O Operador de Mercado Ibérico de Energia – Pólo Espanhol (OMIE) é para além de operador de mercado a agência responsável pela gestão económica e processo de licitação no mercado. [15].

### **3.2.1 A entidade reguladora espanhola**

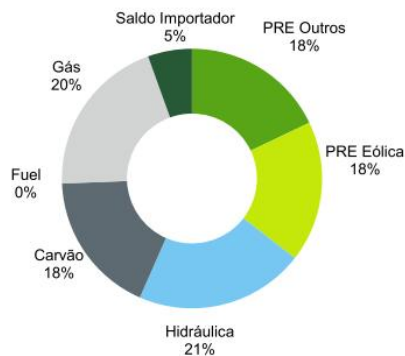
Em Espanha, a entidade reguladora é a Comisión Nacional de Energía (CNE). A CNE é a instituição reguladora do sector eléctrico, e do sector de hidrocarbonetos tanto líquidos como gasosos e foi criada pela Lei 24/1998, de 7 de Outubro, desenvolvida pelo Real Decreto 1339/1999, de 31 de Julho, que aprovou o seu regulamento.

As Leis 37/1988 e 44/2002 actualizaram mais tarde a lei anterior, estabelecendo um marco regulador adaptado às exigências da União Europeia.

### **3.3 Produção de energia eléctrica por tecnologia**

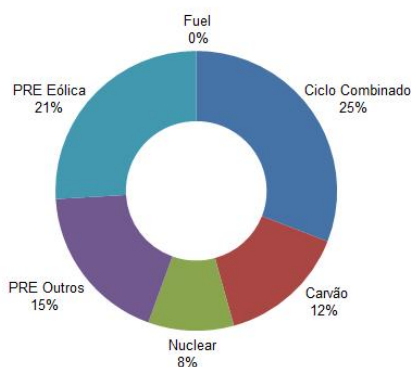
Em Portugal, a energia eléctrica é gerada com recurso a diferentes fontes de energia primária, utilizando-se para tal centrais de tecnologias diferentes que se agrupam em duas categorias: tecnologias de fontes energéticas não renováveis e tecnologias de fontes energéticas renováveis.

O sistema electroprodutor de Portugal possui uma grande variedade de tecnologias, apresentando, no ano de 2011, uma distribuição da geração de energia eléctrica relativamente equilibrada, como se verifica na Figura 3.2.



**Figura 3.2** - Divisão da energia eléctrica gerada por tipo de tecnologia em 2011 em Portugal, [26]

À semelhança do que acontece em Portugal, em Espanha, a energia eléctrica é gerada com recurso a diferentes fontes de energia primária, utilizando-se para tal centrais de tecnologias diferentes que se agrupam em duas categorias: tecnologias não renováveis são tipicamente baseadas em processos de combustão de combustíveis fósseis (tais como o carvão, fuelóleo, diesel ou gás natural) e tecnologias renováveis que permitem a sua utilização sem se esgotarem (sol, ondas, marés, rios, vento, geotermia e biomassa).



**Figura 3.3** - Divisão da energia eléctrica gerada por tipo de tecnologia em 2011 em Espanha, [16]

O sistema electroprodutor de Espanha possui um leque mais extenso de tecnologias, do que Portugal, pois inclui-se a produção de energia eléctrica através de energia nuclear.

Na tabela 3.1, pode verificar-se o balanço de energia eléctrica por tecnologia tanto na produção em regime ordinário (PRO) como na PRE, nos mercados electroprodutores de Portugal e Espanha, no ano de 2011.

**Tabela 3.1** - Tabela relativa ao balanço de energia eléctrica por tecnologia no ano de 2011 em Portugal e Espanha [17]

	GWh	Portugal	%	Espanha	%
<b>Regime Ordinário (PRO)</b>		<b>30.243</b>	<b>60%</b>	<b>172.277</b>	<b>67%</b>
Nuclear		-	-	57.731	23%
Hidráulica		10.808	21%	27.571	11%
Térmica		19.435	38%	94.222	37%
CCGT		10.317	20%	50.734	20%
Carvão		9.129	18%	43.488	17%
Fuel / Gasóleo		-9	0%	0	0%
Autoconsumos		0	0%	-7.247	-3%
<b>Regime Especial (PRE)</b>		<b>18.181</b>	<b>36%</b>	<b>92.660</b>	<b>36%</b>
Hidráulica		1.019	2%	5.294	2%
Eólica		9.003	18%	42.105	16%
Solar		262	1%	8.924	3%
Térmica		7.898	16%	36.336	14%
Cogeração		6.557	13%	25.068	10%
Biomassa e Resíduos		1.341	3%	11.268	4%
<b>Saldo Importador</b>		<b>2.813</b>	<b>6%</b>	<b>-6.092</b>	<b>-2%</b>
Importação		4.446	9%	7.931	3%
Exportação		-1.635	-3%	-14.023	-5%
<b>Consumo em Bombagem</b>		<b>-737</b>	<b>-1%</b>	<b>-3.216</b>	<b>-1%</b>
<b>Consumo Total</b>		<b>50.499</b>	<b>100%</b>	<b>255.628</b>	<b>100%</b>
<b>Consumo Total + Saldo Importador</b>		<b>53.458</b>	-	<b>266.092</b>	-
<b>IPH</b>		<b>0,92</b>	-	<b>0,81</b>	-

Da análise da tabela 3.1 pode verificar-se que a produção energética em Espanha apresenta valores cerca de cinco vezes superiores aos valores de produção em Portugal, tanto na produção de PRO, como na PRE.

Em Portugal e em termos de PRO, verifica-se que a produção hídrica, CCGT e carvão assumem em 2011 valores muito semelhantes (cerca de 10 mil GWh). Já em Espanha o cenário é bem diferente, uma vez que a produção em PRO Nuclear tem uma parcela superior a 57 mil GWh, seguido da produção CCGT com cerca de 50 mil GWh.

Já em PRE, em Portugal a produção de energia eólica assume a liderança com cerca de 9 mil GWh, já em Espanha é também esta energia que está à frente no ranking da PRE mas com valores muito superiores aos de Portugal, com cerca de 42 mil GWh.

Assim é claro, que os valores de consumo entre Portugal e Espanha são bastante distintos, devido obviamente às suas diferentes áreas geográficas, e assim Portugal em 2011 verificou um consumo energético de cerca de 51 mil GWh e Espanha, cerca de 256 mil GWh.

### 3.3.1 Capacidade Instalada em Portugal e Espanha

Em Portugal, relativamente à capacidade instalada por tecnologias disponíveis para a produção de energia eléctrica, em 2011 a mesma foi de 18902 MW.

Por sua vez, Espanha, finalizou o ano de 2011 com uma capacidade instalada de 100.168MW, verificando um aumento de cerca de 20397MW quando comparado com o ano anterior, este aumento corresponde maioritariamente a instalação de nova PRE no Sistema Eléctrico Espanhol [13].

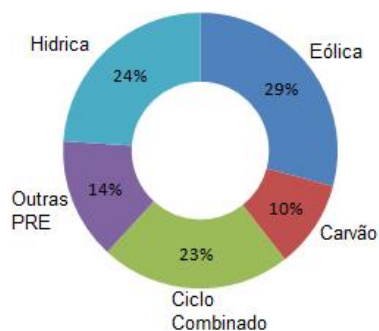
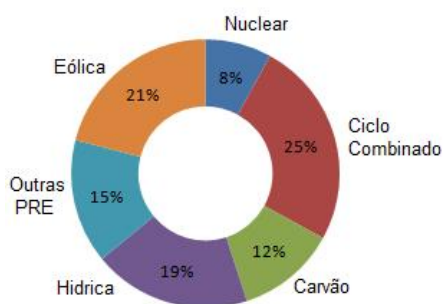


Figura 3.4 – Capacidade instalada em Portugal por tecnologia, [14]



**Figura 3.5** – Capacidade instalada em Espanha por tecnologia, [16]

Neste ponto, é possível ainda analisar a capacidade eléctrica instalada em Portugal e Espanha, no ano de 2011, como mostra a tabela 3.2.

**Tabela 3.2** – Tabela à capacidade instalada por tecnologia no ano de 2011 em Portugal e Espanha [17]

GWh	Portugal	%	Espanha	%
<b>Regime Ordinário (PRO)</b>	<b>12.422</b>	<b>65%</b>	<b>60.778</b>	<b>63%</b>
Nuclear	0	0%	7.456	8%
Hidráulica	5.015	25%	16.657	17%
Térmica	7.407	37%	36.665	38%
CCGT	3.830	19%	24.785	25%
Carvão	1.756	9%	10.784	11%
Fuel / Gasóleo	1.821	9%	1.095	1%
<b>Regime Especial (PRE)</b>	<b>6.728</b>	<b>35%</b>	<b>36.035</b>	<b>37%</b>
Hidráulica	412	5%	2.037	5%
Eólica	4.301	50%	20.925	47%
Solar	155	2%	5.047	11%
Térmica	1.860	22%	8.026	18%
Cogeração	1.605	19%	6.090	14%
Biomassa e Resíduos	255	3%	1.936	4%
<b>Capacidade Total</b>	<b>19.150</b>	<b>100%</b>	<b>96.813</b>	<b>100%</b>
<b>Capacidade de Ponta</b>	<b>12.009</b>	-	<b>56.089</b>	-
<b>Ponta Anual</b>	<b>9.912</b>	-	<b>44.107</b>	-
<b>Índice de Cobertura</b>	<b>1,31</b>	-	<b>1,27</b>	-

No entanto, verifica-se o presente cenário da tabela 3.2, onde é analisada a capacidade instalada por tecnologia no ano de 2011 em ambos os países da Península Ibérica.

Portugal com cerca de 19 GW e Espanha com cerca de 97 GW, em que cerca de 37% são de capacidade instalada de produção em regime ordinário térmica em Portugal e 38% em Espanha. Já a capacidade de produção em regime especial de energia eólica assume em Portugal 50% da PRE e 47% em Espanha.

Em suma, no ano de 2011, verificou-se em Portugal, uma produção bruta de energia eléctrica de cerca de 51 TWh, dos quais 5% corresponderam a saldo importador, apresentando uma redução de 3% ou 1,8 TWh face a 2010. Já em Espanha, registou-se uma queda do consumo anual de energia eléctrica de cerca de 2,1% relativamente a 2010, com uma produção bruta de cerca de 255 TWh

O saldo importador de electricidade registou uma taxa de crescimento médio anual de +11% no período 2000-2011, este crescimento, foi muito influenciado pela abertura do MIBEL [16, 20].

### **3.4 Redes de Transporte**

As redes eléctricas de Portugal e de Espanha da REN e REE respectivamente, estão interligadas através da rede, permitindo assim a realização de trocas de energia eléctrica entre ambos os países.

As redes de transporte, asseguram o escoamento de energia eléctrica produzida nos centros electroprodutores até às redes de distribuição, que por sua vez conduzem essa mesma energia até às instalações dos consumidores finais. As redes de transporte são constituídas por linhas aéreas e subterrâneas nos níveis de tensão de 60, 150, 220 e 400 kV.

A evolução da rede de transporte, tanto em extensão como em capacidade de transporte, é determinada, tanto pela necessidade de satisfação dos consumidores, que determinam a ligação de novos centros electroprodutores e novas subestações, como pela necessidade crescente de ligação de novos produtores em regime especial [27].

No período 1997 a 2009, a extensão das linhas de MAT verificou um acréscimo de cerca de 28% explicado, essencialmente, pelo desenvolvimento das linhas de 220 kV e de 400kV, que registaram acréscimos de 40% e de 30%, respectivamente [28].

A expansão da rede de transporte é também condicionada por questões ambientais e de ordenamento do território, pelo que, numa tentativa de redução de impactes ambientais, tem-se verificado que a opção mais viável tem sido remodelar, reconstruir ou reforçar instalações já existentes [27].

Em 2011, existiam milhares de quilómetros de linhas de transporte de energia, como pode ser verificado na tabela 3.3.

**Tabela 3.3** – Número de quilómetros e potência de transformação das linhas M AT em Portugal e Espanha [16, 29]

	<b><math>\leq 200</math> kV</b>	<b>400 kV</b>	<b>Potência de Transformação</b>
<b>Portugal</b>	6.135 km	2.236 km	33.777 MVA
<b>Espanha</b>	19.622 km	17.806 km	71.047 MVA



---

## Capítulo 4

---

### **Análise de estratégias de licitação no MIBEL**

*No presente capítulo, define-se em primeiro lugar os casos de estudo da dissertação. Posteriormente é feita a análise das estratégias de licitação das empresas produtoras para cada um dos casos de estudo utilizando o programa desenvolvido em VBA e Excel.*



## **4. Análise de estratégias de licitação no MIBEL**

### **4.1 Estratégias de Mercado**

Na compra e venda de energia, os *traders* seguem algumas linhas orientadoras como base nas suas acções no MIBEL.

As ofertas no mercado diário encontram uma elevada volatilidade, uma vez que os factores condicionantes de mercado podem variar e alterar significativamente os planos de quem constrói a oferta para o dia seguinte.

Os pressupostos que os *traders* têm de ter em conta, surgem aqui como forma de estratégia, tais como estratégias por hora e estratégias por tecnologia.

#### **4.1.1 Estratégias por hora**

Como mencionado anteriormente, as ofertas de energia são realizadas por hora nos mercados diário e intradiário. Desta forma os operadores de mercado têm em consideração a energia necessária em cada hora de um dia, tendo em consideração os seguintes aspectos:

- O horário da população activa, tem como rotina comum e dominante, um horário laboral das 9h às 18h em dias úteis, em que as horas de vazio do consumo doméstico são as horas em que a mesma se encontra nos locais de trabalho. Com o regresso às suas casas, o consumo aumenta das 18h às 24h, e mais tarde este reduzido novamente durante as horas da noite (das 0h às 6h).
- Por outro prisma poderemos considerar outro cenário. Se considerarmos como hora de ponta de consumo energético, as horas de funcionamento de fábricas e /ou industrias, ou seja, todas as horas de vazio, no ponto anterior.

Assim, no estudo a ser realizado, tentar-se-á perceber a influência que a hora de mercado tem na energia transaccionada, bem como a influência no preço de mercado.

### 4.1.2 Estratégias por tecnologia

Como verificado no ponto 2.5, existe uma ordem de prioridade pela qual o tipo de tecnologias entra em produção. Analisando esta ordem de mérito de um ponto de vista económico, pode tentar aferir-se qual a estratégia a ser utilizada, tendo em conta que:

- Nas centrais térmicas, a produção de energia faz-se através da queima de um combustível. Este facto faz aumentar o custo de produção, apesar de, e em teoria ter uma ordem de entrada na rede posterior a uma PRE, existem necessidades da rede que apenas são colmatadas com a entrada das térmicas, assim, devido a estes dois factores (custo marginal e necessidade em rede). Ou seja, é com este tipo de produção de energia eléctrica que é possível responder às necessidades da rede, apesar do preço destas em mercado acima do seu custo marginal.
- Por sua vez, nas centrais hidroeléctricas com tipo de aproveitamento de fio de água, estas localizam-se em cursos de água de declive pouco acentuado e principalmente com reduzida capacidade de armazenamento, o que faz com que as aflúências sejam lançadas para jusante (em direcção à foz) quase instantaneamente. Assim este aproveitamento para produção energética, tem de ser feito no momento em que o recurso está disponível. Assim do ponto de vista dos *traders* de mercado, estes têm em consideração que não poderá ser desperdiçado um recurso e incluem-no seu trabalho em mercado
- Já nas centrais hidroeléctricas de albufeira, e ao contrário do que acontece no ponto anterior, verifica-se a retenção de água, ou seja, o armazenamento de um recurso para a produção de energia eléctrica. Os reservatórios de água são utilizados para a produção de energia e para a regularização do regime dos rios. As centrais hidroeléctricas de albufeiras são vistas aos olhos dos *traders* de energia, e à semelhança do que acontece com outro tipo de tecnologias, esta é também tecnologia de produção que apenas entra em funcionamento, quando existe uma necessidade de suprir o consumo energético, uma vez que é possível a armazenagem de água em albufeira. Este tipo de energia acaba por ser considerada e comercializada em mercado, a consumos muito próximos de produção térmica, e mais caros que uma produção de fio de água. Em suma, uma vez que este tipo de aproveitamento permite armazenar cotas elevadas de água e esta começar a produzir assim que necessário, o seu custo marginal é idêntico ao das centrais térmicas.

- Por sua vez, e fazendo a ponte com o ponto anterior, as albufeiras com bombagem estão equipadas com turbinas-bombas que permitem o retorno da água a montante. Este facto, reflecte vários benefícios como estratégia em mercado. Um desses benefícios resulta do facto de ao bombear a água novamente
- para a albufeira, está-se a obter dois ganhos em simultâneo. Por um lado, a dispor novamente de um recurso para produção de energia, elevando a água da albufeira a jusante para a albufeira a montante, ou seja, maximiza-se a receita da utilização do “mesmo” recurso, para produção de energia em diferentes períodos. Por outro lado, ao bombear-se em períodos de consumo energético mais baixos, os excedentes de energia eléctrica produzida são utilizados para bombear [30]. Assim, compra-se energia mais barata em mercado, que permite a bombagem e que permite por sua vez a produção de energia eléctrica que pode ser vendida a um preço mais caro.

Não esquecendo ainda, que a exigência do consumo da rede é crescente, tornando-se assim necessário assegurar o consumo, com uma fonte de produção de energia “segura” e disponível aquando das necessidades. Assim, as centrais térmicas estão ao dispor dos operadores de mercado sempre que necessário, por forma a satisfazer o consumo energético no MIBEL.

Em suma, na análise a realizar, tentar-se-á compreender a influência do tipo de tecnologia utilizada na produção da energia, quando vista da perspectiva de análise de estratégias de licitação de mercado, e como poderá influenciar o preço de licitação de mercado.

Existem ainda outros pontos que são tidos em consideração pelos operadores de mercado aquando as licitações que causam a diferença de preços na energia tais como:

- Consumo de electricidade
- Produção em regime especial (PRE)
- Hidraulicidade
- Preço do CO<sub>2</sub>
- Preços dos combustíveis
- Câmbio €/USD
- Indisponibilidades
- Interligações
- Estratégia dos agentes

## 4.2 Custos Variáveis de Produção

Os custos associados à produção de energia eléctrica podem ser calculados pela seguintes fórmulas [31]:

$$C_P = C_{\text{COMB}} + C_{\text{CO}_2} \quad \left( \frac{\text{€}}{\text{MWh}_e} \right)$$

(4.1)

Onde:

$C_P$  : Custo variável da central P (combustível + emissões) em €/MWh<sub>e</sub>;

$C_{\text{COMB}}$  : Custo variável da central relativo ao combustível em €/MWh<sub>e</sub>;

$C_{\text{CO}_2}$  : Custo variável da central relativo às emissões de CO<sub>2</sub> em €/MWh<sub>e</sub>.

O cálculo do custo de combustível é dado pela expressão:

$$C_{\text{COMB}} = \frac{F}{1,163 \times 10^{-6} \times \text{PCI} \times \eta_p} \quad \left( \frac{\text{€}}{\text{MWh}_e} \right)$$

(4.2)

Onde:

$F$  : Custo do combustível (preço de fecho de mercado diário do Gás ou Carvão) em €/kg para o Carvão ou €/Nm<sup>3</sup> para o Gás;

$\text{PCI}$  : Poder calorífico inferior do combustível em kcal/kg para o Carvão ou kcal/Nm<sup>3</sup> para o Gás;

$\eta_p$  : Rendimento da central P;

Factor de conversão : Factor de conversão do PCI com o valor de  $1,163 \times 10^{-6}$  em MWh<sub>e</sub>/kcal.

O cálculo do custo de emissões de CO<sub>2</sub> é dado pela expressão:

$$C_{\text{CO}_2} = P_{\text{CO}_2} \times eep \quad \left( \frac{\text{€}}{\text{MWh}_e} \right)$$

(4.3)

Onde:

$P_{CO_2}$  : Custo das emissões de  $CO_2$  (Preço de fecho no mercado diário do  $CO_2$ ) em €/kg $CO_2$ ;

$ee_p$  : Emissão específica de  $CO_2$  da central em kg $CO_2$ /MWh<sub>e</sub>.

Sendo que as emissões específicas são calculadas pela seguinte expressão:

$$ee_p = \frac{e_{comb}}{1,163 \times 10^{-6} \times PCI \times \eta_p} \quad \left[ \frac{KgCO_2}{MWh_e} \right]$$

(4.4)

Onde:

$ee_p$  : Emissões específicas em kg $CO_2$ /MWh<sub>e</sub>

$e_{comb}$  : Coeficiente de emissão de  $CO_2$  do combustível em kg $CO_2$ /kg para o Carvão ou kg $CO_2$ /Nm<sup>3</sup> para o Gás;

PCI : Poder calorífico inferior do combustível em kcal/kg para o Carvão ou kcal/Nm<sup>3</sup> para o Gás;

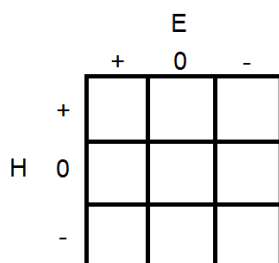
$\eta_p$  : Rendimento da central P.

### 4.3 Definição dos Casos de Estudo

Com o objectivo de analisar o impacto das estratégias de licitação utilizadas pelas empresas produtoras de energia eléctrica inseridas no MIBEL, existem muitas variáveis que influenciam os preços praticados em mercado, assim de forma a balizar o estudo e encontrar quais os casos a estudar, consideraram-se como variáveis a quantidade de energia eólica e hídrica disponíveis em mercado.

Assim e por forma a encontrar os dias e horas correspondentes aos casos de estudo, preencheu-se a matriz 3x3 da figura 4.1 com os valores de maior (+), menor (-) e valores médios (0) de energia eólica (E) e hídrica (H) transaccionada em mercado.

Obteve-se os 9 pares de dia e hora, que verificam as condições da matriz com as condições verificadas na tabela 4.1.



**Figura 4.1** – Matriz 3 x 3

Tendo em consideração os dados disponibilizados pela OMIE, para todos os dias do ano de 2011, foi realizada uma pré-escolha dos dias para estudo tendo em consideração condições verificadas na tabela 4.1 para as seguintes situações de maior (+), menor (-) e valor médio (0) da energia hídrica e eólica vendida em mercado, durante o ano de 2011, que deveriam obedecer aos critérios apresentados na tabela 4.1:

**Tabela 4.1** – Matriz 3 x 3, com condições para obtenção dos casos de estudo

	Maior Eólica		Média Eólica		Menor Eólica	
	Hídrica	Eólica	Hídrica	Eólica	Hídrica	Eólica
<b>Maior Hídrica</b>	$\geq 70\%$	$\geq 70\%$	$\geq 70\%$	$\geq 30\%$ e $< 70\%$	$\geq 70\%$	$< 30\%$
<b>Média Hídrica</b>	$\geq 30\%$ e $< 70\%$	$\geq 70\%$	$\geq 30\%$ e $< 70\%$	$\geq 30\%$ e $< 70\%$	$\geq 30\%$ e $< 70\%$	$< 30\%$
<b>Menor Hídrica</b>	$< 30\%$	$\geq 70\%$	$< 30\%$	$\geq 30\%$ e $< 70\%$	$< 30\%$	$< 30\%$

Após construído um pequeno programa de auxílio em VBA, obteve-se os dias e horas constantes da tabela 4.2 que obedecem aos critérios da tabela 4.1.

Os dias e horas apresentadas na tabela 4.2 constituíram assim, os nove casos de estudo analisados.

**Tabela 4.2** – Matriz 3 x 3, com os dias e horas de casos de estudo

		Eólica		
		Maior	Média	Menor
Hídrica	Maior	Data 05-01-2011 Hora 17 Hídrica 2 678.0 71.4% Eólica 2 949.6 72.7%	Data 04-01-2011 Hora 9 Hídrica 2 894.3 70.1% Eólica 1 276.6 34.6%	Data 07-03-2011 Hora 19 Hídrica 2 923.5 70.8% Eólica 1 086.9 29.5%
	Média	Data 05-04-2011 Hora 23 Hídrica 1 792.8 43.4% Eólica 2 584.0 70.1%	Data 30-12-2011 Hora 22 Hídrica 1 384.9 33.5% Eólica 1 407.7 38.2%	Data 10-02-2011 Hora 21 Hídrica 2 884.6 69.9% Eólica 1 103.4 29.9%
	Menor	Data 11-11-2011 Hora 8 Hídrica 1 237.3 30.0% Eólica 2 728.4 74.0%	Data 31-10-2011 Hora 19 Hídrica 1 238.0 30.0% Eólica 1 546.0 41.9%	Data 21-04-2011 Hora 13 Hídrica 1 226.3 29.7% Eólica 1 068.9 29.0%

#### 4.4 Análise a realizar

Com o preenchimento da matriz 3x3, e a definição dos 9 casos para estudo, referido no ponto 4.2 e para uma análise mais específica do tema, há que ter em conta diversos aspectos mencionados nos pontos anteriores, bem como relativamente à liberalização do mercado ibérico de energia, ou seja, um mercado em que várias empresas podem actualmente concorrer em mercado livre, à compra e venda de energia eléctrica. No entanto existem empresas de maior dimensão, líderes na sua área de actuação. Assim para este estudo, realizar-se-á a análise de empresas produtoras de energia eléctrica, tais como a EDP, a Iberdrola, a Gas Natural Fenosa e Endesa.

A análise das estratégias será efectuada através da observação dos gráficos contendo as curvas de oferta e procura do mercado e dos gráficos contendo as curvas de oferta por empresa e por tecnologia de produção. Estas curvas são geradas através de uma ferramenta computacional desenvolvida para o efeito em VBA do Excel. Uma explicação detalhada desta ferramenta é apresentada no Anexo I deste documento.

Com a geração dos gráficos, estudar-se-á a influência na construção de preço de mercado e compreensão das suas posições de estratégias de licitação. Tendo em conta a construção da matriz de

casos de estudo, directamente interligada com a prioridade que a PRE tem na entrada nas licitações de venda, assim estas (energia eólica e energia hídrica) serão os factores variáveis.

## 4.5 Análise de Resultados

Por forma a numerar os casos de estudo para melhor e fácil entendimento de que caso se encontra em estudo, considera-se a seguinte numeração:

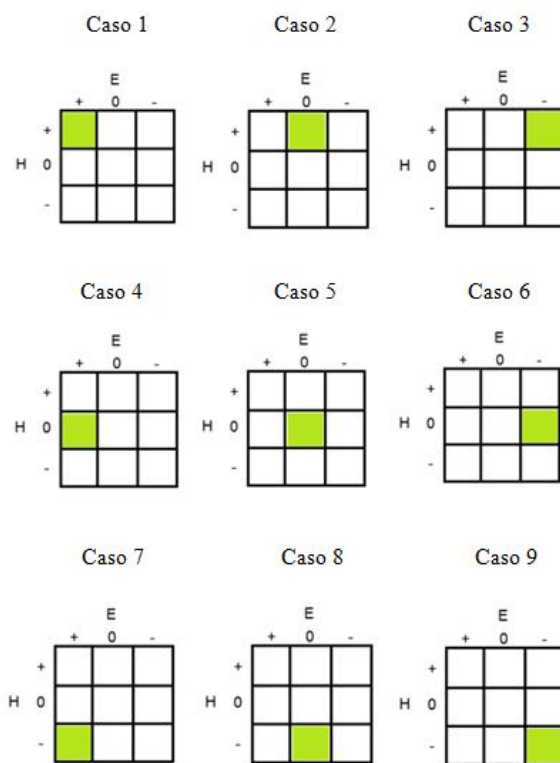


Figura 4.2 – Matrizes 3 x 3 dos nove casos de estudo

Para melhorar a análise das estratégias das empresas produtoras, fizeram-se três estudos, agrupando e comparando os casos da seguinte forma:

- Estudo 1 (caso 1, 2 e 3) casos com maior energia hídrica ( $\geq 70\%$ ) e com a energia eólica variável de maior para menor (+, 0, -).
- Estudo 2 (caso 4, 5 e 6) casos com energia hídrica com valor médio ( $\geq 30\% \wedge \leq 70\%$ ) e com a energia eólica variável de maior para menor (+, 0, -).
- Estudo 3 (caso 7, 8 e 9) casos com menor energia hídrica ( $\leq 30\%$ ) com valor médio e com a energia eólica variável de maior para menor (+, 0, -).

## 4.5.1 Estudo 1

### 4.5.1.1 Estudo global de mercado

Neste primeiro conjunto de casos em estudo, analisou-se o comportamento em mercado de empresas líderes, quando existe muita energia hídrica disponível (maior, ou seja  $\geq 70\%$ ) e a energia eólica disponível é a variante (do maior para o menor, ou seja +, 0, -).

		E		
		+	0	-
H	+			
	0			
	-			

**Figura 4.3** – Matriz 3 x 3 – Casos 1, 2 e 3

Na tabela 4.3, são resumidos os valores obtidos para os três casos (caso 1, 2 e 3) em estudo:

**Tabela 4.3** – Tabela resumo dos casos em estudo 1, 2 e 3

	Caso 1 5 Janeiro 2011 – H17 ( $\geq 70\%$ H e $\geq 70\%$ E)	Caso 2 4 Janeiro 2011 – H9 ( $\geq 70\%$ H e $\geq 30\%$ ^ $\leq 70\%$ E)	Caso 3 7 Março 2011 – H19 ( $\geq 70\%$ H e $\leq 30\%$ E)
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	76.452	69.982	69.281
<b>Energia de Compra Ofertada (MWh)</b>	37.503	39.952	42.472
<b>Energia Transaccionada em Mercado (MWh)</b>	27.604	27.030	29.934
<b>Preço de Mercado (€/MWh)</b>	22,07	45,88	50,69

No caso 1, e visto existir uma quantidade percentual mais elevada de energia eólica (caso maior com uma percentagem maior ou igual a 70%), verifica-se um preço de mercado de cerca de 22,07 €/MWh. Um valor relativamente baixo, quando comparado com os valores de preço de mercado dos

caso 2 e 3, de 45,88 €/MWh e de 50,69 €/MWh, onde a quantidade de energia eólica também diminui (caso médio e mínimo, respectivamente).

Apesar das condições de energia disponível em mercado serem variáveis, de acordo com os casos em estudo, a quantidade de energia ofertada é bastante semelhante nos três primeiros casos em estudo, apesar de no caso 3, a energia transaccionada ser ligeiramente superior aos dois casos anteriores.

No entanto, esta análise, não pode ser realizada de forma linear para os três casos em estudo, pois estes não apresentam uma hora coincidente.

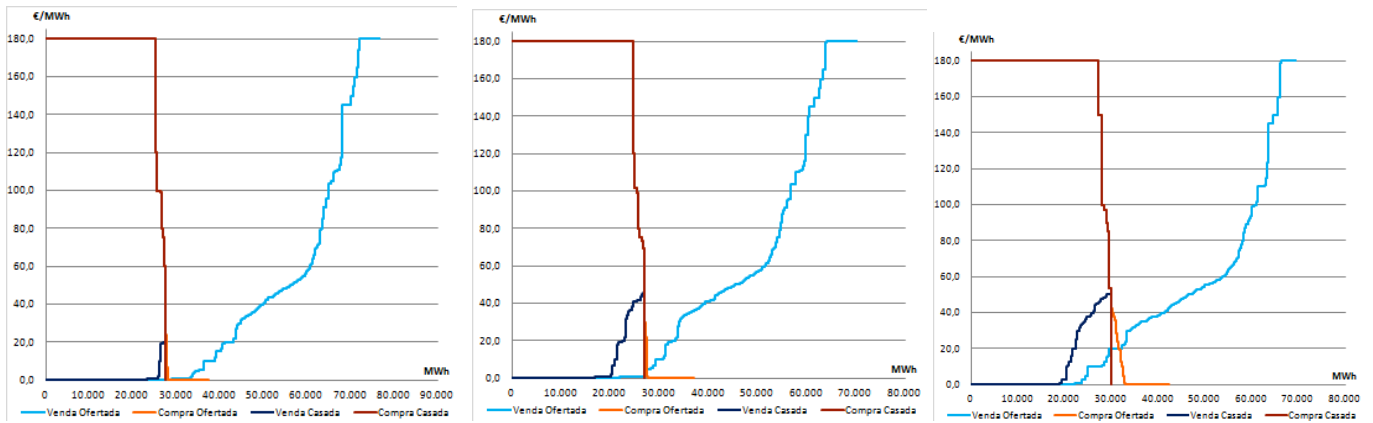
Considerando um horário de consumo de ponta, da hora 7 à hora 10 e da hora 18 à hora 24, do ponto de vista do consumo doméstico, as restantes horas serão de vazio. Por outro lado, do ponto de vista do consumo energético de fábricas e grandes instalações empresariais, verifica-se um horário de ponta inverso ao do consumo doméstico, ou seja da hora 8 à hora 17 com necessidades de alimentação de média ou alta tensão de forma a suportar os seus consumos.

Face ao exposto, verifica-se para o caso 1, um preço de mercado mais económico para um período considerado uma hora de vazio (consumo doméstico) – hora 17, e por sua vez, a hora de término do ciclo da classe trabalhadora e por consequência o início de uma diminuição gradual de consumo. Logo, dois possíveis factores que influenciam o valor de 22,07 €/MWh.

Não podendo esquecer ainda, as condições do caso 1 ( $\geq 70\%$  H e  $\geq 70\%$  E), maior quantidade de recursos disponíveis (produção hídrica e eólica) para a necessidade da hora em estudo, logo uma redução do valor de preço de mercado.

Comparando os casos 2 e 3, existe por sua vez um aumento significativo do valor do preço de mercado, quase para o dobro do valor do caso 1. Este poderá ser justificado pelos motivos apresentados anteriormente: consumos de hora de ponta – Hora 9 e Hora 19, em que é claramente verificado a lei da oferta e procura: aumenta a procura, o preço de mercado também aumenta, uma vez que em mercado, os consumidores estão disponíveis para pagar um preço mais alto pela energia que consomem em hora de ponta. Assim, havendo mais procura em uma hora de ponta e havendo menos energia eólica disponível, o preço naturalmente aumenta para quantidades de energia idênticas às transaccionadas no caso 1.

Na figura 4.4, apresentam-se as curvas de oferta e procura do mercado diário para os três casos em análise.



**Figura 4.4 -** Curvas de oferta-procura do mercado diário para os casos 1, 2 e 3

Assim, e analisando agora as curvas de oferta e procura para estes três primeiros casos de estudo, pode verificar-se que a curva de venda ofertada (curva azul clara), evolui aproximadamente de 35000 MWh no caso 1, para aproximadamente 25000 MWh no caso 3, sendo que um dos motivos possíveis será a menor quantidade de energia eólica disponível e assim esta ser licitada a 0 €/MWh.

O mesmo não acontece com a curva de licitação de compra (curva laranja), uma vez que esta atinge valores ligeiramente mais elevados relativamente ao valor da energia transaccionada (€/MWh) conforme se evolui desde o caso 1 para o caso 3, ou seja, à medida que a quantidade de energia eólica diminui.

Por sua vez, a curva de venda casada (curva azul escura), aumenta também de forma proporcional relativamente ao preço de mercado conforme se evolui desde o caso 1 para o caso 3, ou seja, à medida que a quantidade de energia eólica diminui. Inversamente verifica-se um comportamento bastante semelhante entre os três casos para a curva de compra casada (curva vermelha).

#### **4.5.1.2 Análise de licitações por tecnologia.**

Nesta secção, faz-se a análise do comportamento das licitações em mercado por tipo de tecnologia (CCGT, carvão, nuclear, hídrica e fuel), para cada uma das empresas EDP, Iberdrola, Gas Natural Fenosa e Endesa.

Na tabela 4.4, estão resumidos os valores de energia ofertada e transaccionada nas diferentes tecnologias da EDP para os 3 casos em estudo.

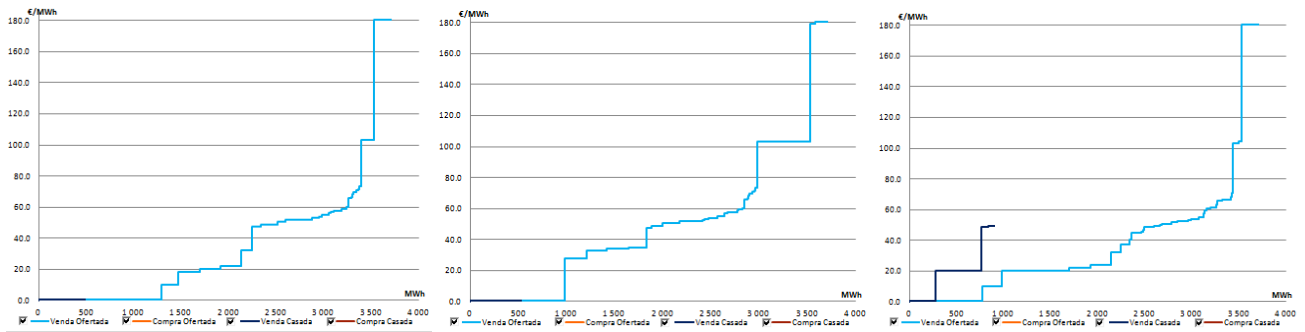
**Tabela 4.4** – Tabela resumo da energia ofertada e vendida por tecnologia da EDP para os casos 1, 2 e 3

	CCGT	Carvão	Nuclear	Hídrica	Fuel
<b>Caso 1 - 6 Janeiro 2011, Hora 17 (<math>\geq 70\%</math> H e <math>\geq 70\%</math> E)</b>					
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	3.695	2.638	89	4.285	1.182
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	480	625	89	2.413	0
<b>Caso 2 - 4 Janeiro 2011, Hora 9 (<math>\geq 70\%</math> H e <math>\geq 30\%</math> ^ <math>\leq 70\%</math> E)</b>					
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	3.695	2.638	89	4.235	1.182
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	525	420	89	2.531	0
<b>Caso 3 - 7 Março 2011, Hora 19 (<math>\geq 70\%</math> H e <math>\leq 30\%</math> E)</b>					
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	3.695	2.343	91	4.351	946
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	895	1.205	91	2.664	0

Para qualquer um dos casos, verificamos que as ofertas da EDP apresentam tendências muito semelhantes, ou até mesmo iguais, independentemente da quantidade de energia eólica disponível.

No entanto a energia transaccionada nem sempre é igual, e não está directamente relacionada com a energia ofertada de cada caso em estudo.

Nos gráficos presentes na figura 4.5, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia CCGT da EDP para os primeiros casos de estudo



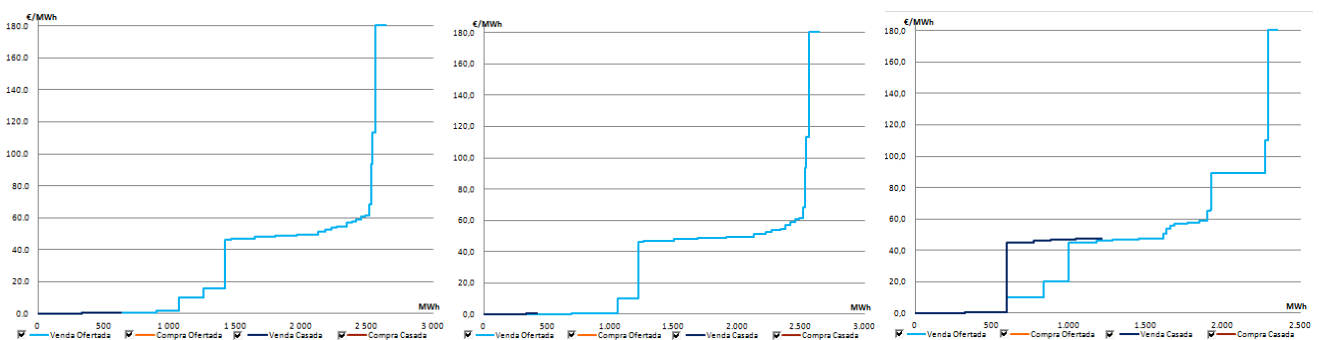
**Figura 4.5** - Curvas de oferta por tecnologia CCGT da EDP para os casos 1, 2 e 3

Entre os três casos onde a energia de produção CCGT tem menores quantidades de energia transaccionada, isso poderá dever-se logicamente ao facto de ser o caso com a maior quantidade de energia eólica e hídrica disponível.

Ou seja, é no caso 1, em que o valor do preço de mercado é mais baixo, cerca de 22 €/MWh, mas é, entre os três casos onde a energia de produção CCGT tem menores quantidades de energia transaccionada, isso poderá dever-se logicamente ao facto de ser o caso com a maior quantidade de energia eólica e hídrica disponível para o dia em estudo.

No entanto verifica-se um comportamento idêntico na estratégia de oferta da EDP para a tecnologia de CCGT.

Por sua vez, e fazendo a análise a outro tipo de tecnologia de produção da EDP, o carvão, na figura 4.6 apresentam-se as curvas de oferta desta tecnologia para os primeiros casos de estudo.



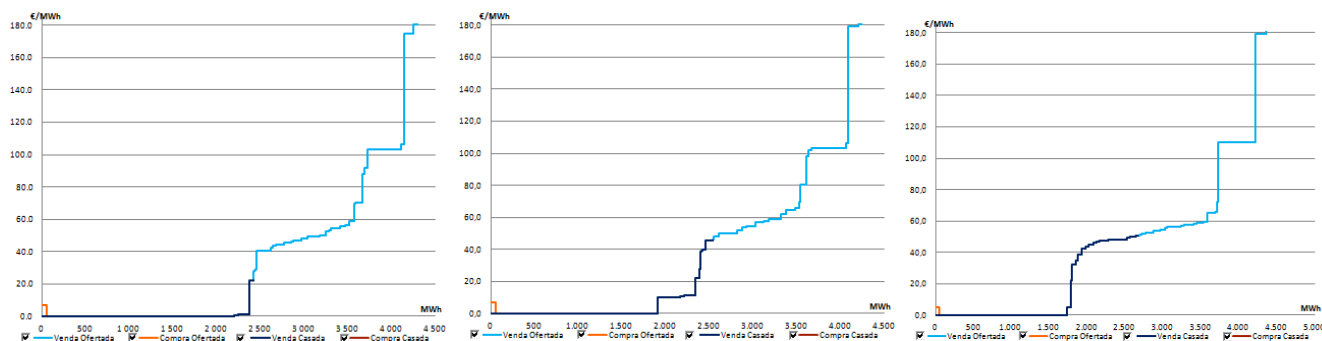
**Figura 4.6** - Curvas de oferta da tecnologia carvão da EDP para os casos 1, 2 e 3

A tecnologia de produção carvão verifica também uma quantidade de energia casada, e seguindo o comportamento da CCGT, onde é verificada uma maior quantidade de energia de carvão transaccionada, corresponde também ao preço de mercado mais elevado.

Fazendo a análise a outro tipo de tecnologia presente na EDP, a tecnologia de produção de energia eléctrica a partir do carvão verifica também uma quantidade de energia casada superior à tecnologia de CCGT. Seguindo o comportamento da tecnologia CCGT, é no caso 3 que se verifica uma quantidade bastante superior de energia transaccionada (mais do dobro, do caso 1 e 2), mas mais uma vez a EDP mantém um padrão nos valores de oferta também para esta tecnologia.

Para este estudo, verifica-se que quando a variável de energia eólica disponível se encontra no valor menor ( $\leq 30\%$ ) existe uma maior quantidade de energia transaccionada, na tecnologia de produção de energia eléctrica a partir do carvão.

Nos gráficos presentes na figura 4.7, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia hídrica da EDP para os primeiros casos de estudo.



**Figura 4.7** - Curvas de oferta da tecnologia hídrica da EDP para os casos 1, 2 e 3

Relativamente à energia de produção hídrica, a EDP aposta fortemente em utilizar este tipo de tecnologia em dias em que existe uma maior quantidade de energia hídrica disponível ( $\geq 70\%$ ), e assim para os três casos se verifica a maior transacção de energia verifica também um menor preço de mercado, correspondente ao caso 1.

Já relativamente à energia de produção hídrica, a EDP aposta fortemente em utilizar este tipo de tecnologia em dias em que existe imensa hídrica disponível ( $\geq 70\%$ ), e assim para os três casos se verifica a maior transacção de energia quando comparada com os diferentes tipos de tecnologia.

Em suma, e relativamente à quantidade de energia licitada a 0 €/MWh, a EDP apresenta para o caso 1, cerca de 1000 MWh ofertados, em CCGT e em carvão, e só cerca de metade dessa energia transaccionada.

Já a energia hídrica foi ofertada a 0 €/MWh, apresentou valores ligeiramente superiores a 2000 MWh. A restante energia ofertada, para estas três tecnologias, foi ofertada por blocos com preços que variaram entre 0 e 180 €/MWh.

Para o caso 2, verifica-se um comportamento muito semelhante para a produção CCGT e carvão, ao passo que para a energia hídrica existe um aumento de energia hídrica transaccionada a valores superiores 0 €/MWh.

No caso 3, e contrariando a tendência dos dois casos anteriores, houve menores quantidades de energia transaccionada a 0 €/MWh, o que justifica a evolução do preço de mercado, uma vez que este é superior neste caso, relativamente aos casos 1 e 2.

Da análise feita, pode-se concluir que a EDP recorre principalmente às tecnologias de produção CCGT, carvão e hídrica, aumentando a sua produção a partir das duas primeiras de forma proporcional à diminuição de energia eólica disponível em mercado.

Relativamente à Iberdrola, na tabela 4.5, estão resumidos os valores de energia ofertada e transaccionada nas diferentes tecnologias para os três casos de estudo.

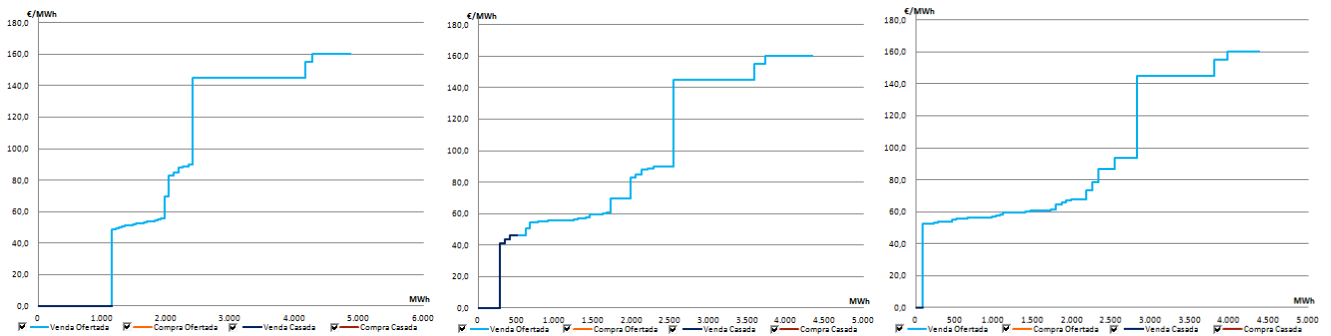
**Tabela 4.5** – Tabela resumo da energia ofertada e vendida por tecnologia da Iberdrola para os casos 1, 2 e 3

	CCGT	Carvão	Nuclear	Hídrica	Fuel
	<b>Caso 1 - 6 Janeiro 2011, Hora 17 (<math>\geq 70\%</math> H e <math>\geq 70\%</math> E)</b>				
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	4.825	1.195	348,	4.860	0
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	0	0	0	1.150	0
	<b>Caso 2 - 4 Janeiro 2011, Hora 9 (<math>\geq 70\%</math> H e <math>\geq 30\%</math> ^ <math>\leq 70\%</math> E)</b>				
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	4.825	1.195	350	4.326	0
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	0	0	344	505	0
	<b>Caso 3 - 7 Março 2011, Hora 19 (<math>\geq 70\%</math> H e <math>\leq 30\%</math> E)</b>				
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	4.825	1195	411	4.374	0
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	655	0	410	80	0

A Iberdrola, e à semelhança do que acontece com a EDP nestes três casos de estudo, apresenta também uma tendência muito idêntica relativamente às quantidades de energia ofertada, e em alguns dos casos até mesmo igual independentemente da quantidade de energia eólica disponível.

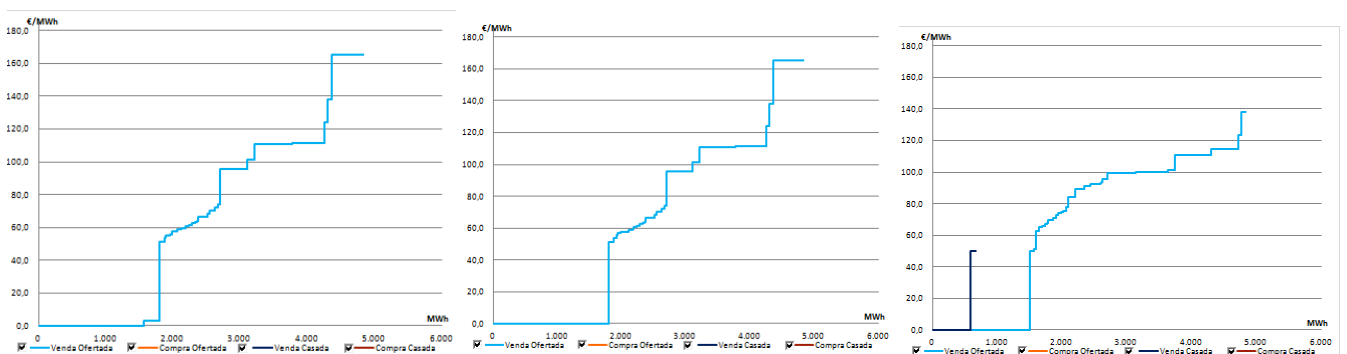
A Iberdrola, apesar de ser uma empresa com uma predominância para a produção de energia hídrica e CCGT, esta não se verifica nestes três casos apresentados.

Nos gráficos presentes na figura 4.8, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia hídrica da Iberdrola para os primeiros casos de estudo.



**Figura 4.8** - Curvas de oferta da tecnologia hídrica da Iberdrola para os casos 1, 2 e 3

Nos gráficos presentes na figura 4.9, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia CCGT da Iberdrola para os primeiros casos de estudo.



**Figura 4.9** - Curvas de oferta da tecnologia CCGT da Iberdrola para os casos 1, 2 e 3

Para o caso 1, apenas foi transaccionada energia hídrica, transaccionando assim valores superiores, quando comparado com o caso 2 e 3.

Por sua vez, no caso 3 existe uma redução significativa de energia hídrica transaccionada, mas existe assim uma transacção de energia de produção de CCGT, bem como de energia a partir da nuclear, ou seja, como estratégia, a Iberdrola com a diminuição da energia eólica disponível, aposta na oferta e consequente aumento da energia transaccionada de produção a partir de PRO (CCGT e nuclear).

Relativamente à quantidade de energia licitada a 0 €/MWh, a Iberdrola apresenta para o caso 1, cerca de 1500MWh ofertados em CCGT, cerca de 1000MWh para a hídrica e cerca de 500MWh para o carvão. No entanto apenas a energia de produção hídrica casou os seus valores em mercado e transaccionou, os cerca de 1000MWh, apesar da oferta por blocos de valores de preços que variaram de 0 a 180 €/MWh.

Já para o caso 2, verifica-se um comportamento muito semelhante para as energias resultantes de produção CCGT e de carvão relativamente ao caso 1. Já para a energia hídrica existe apenas cerca de 250 MWh ofertados e transaccionados a 0 €/MWh, e a restante energia transaccionada a um valor maior ou igual a 40 €/MWh.

Relativamente à relação entre a energia hídrica disponível e o preço das licitações em mercado, verifica-se por um lado o patamar de preço de mercado próximo dos 140€/MWh o que é relativamente estável (acontece normalmente para valores superiores a 2500MWh). No entanto, por outro lado verifica-se que no caso 3, os patamares de preços para energia inferiores a 2500MWh são mais altos que nos casos 1 e 2.

No caso 3, contrariando a tendência dos dois casos anteriores, houve menores quantidades de energia licitada a 0 €/MWh, pois apenas a CCGT tem oferta a esse valor, de cerca de 500MWh.

Quanto à produção a partir de nuclear, esta casa, praticamente toda a energia ofertada.

Da análise feita, pode-se concluir que a Iberdrola recorre principalmente às tecnologias CCGT e hídrica para a venda de energia no mercado diário, aumentando a sua produção a partir de CCGT de forma proporcional à diminuição de energia eólica disponível em mercado.

Em relação à Gas natural Fenosa, na tabela 4.6, estão resumidos os valores de energia ofertada e transaccionada nas diferentes tecnologias para os três casos em estudo.

**Tabela 4.6** – Tabela resumo da energia ofertada e vendida por tecnologia da Gas Natural Fenosa para os casos 1, 2 e 3

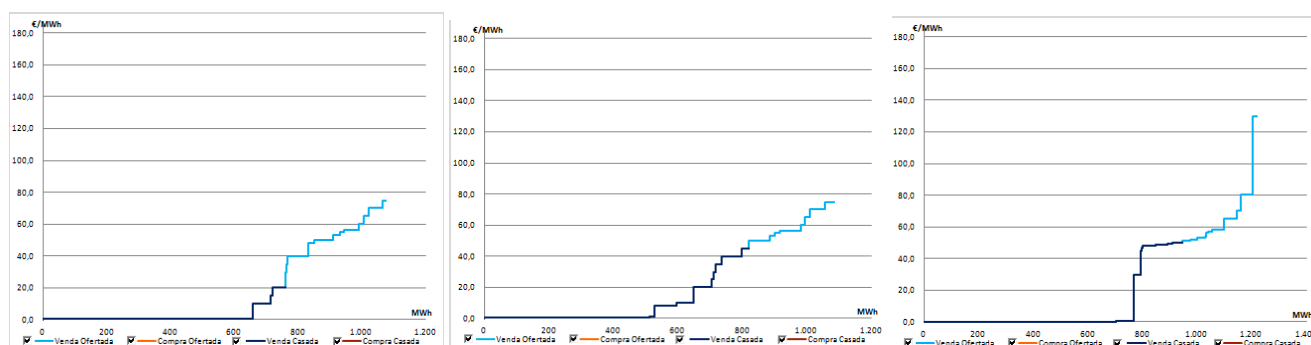
	CCGT	Carvão	Nuclear	Hídrica	Fuel
<b>Caso 1 - 6 Janeiro 2011, Hora 17 (<math>\geq 70\%</math> H e <math>\geq 70\%</math> E)</b>					
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	8.169	1948	190	1.072	0
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	0	0	190	759	0
<b>Caso 2 - 4 Janeiro 2011, Hora 9 (<math>\geq 70\%</math> H e <math>\geq 30\%</math> ^ <math>\leq 70\%</math> E)</b>					
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	8.169	1948	192	1.082	0
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	1.877	0	192,	820	0
<b>Caso 3 - 7 Março 2011, Hora 19 (<math>\geq 70\%</math> H e <math>\leq 30\%</math> E)</b>					
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	7769	1.888	209	1.217	0
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	2.088	0	209	944	0

Relativamente à Gas Natural Fenosa, para estes três casos de estudo, esta empresa apresenta também uma tendência muito idêntica relativamente às quantidades de energia ofertada, e em alguns dos casos até mesmo igual independentemente da quantidade de energia eólica disponível.

De entre estes três primeiros casos em estudo, verifica-se que a energia de produção CCGT apresenta menores quantidades de energia transaccionada, quanto comparada com os valores de energia ofertada de venda praticados pelos *traders* em mercado.

Fazendo a análise a outro tipo de tecnologia utilizada pela Gas Natural Fenosa, nomeadamente a energia de produção hídrica, esta revela uma aposta muito semelhante de entre os valores de oferta de venda para os três casos em estudo. Pois esta apenas aumenta cerca de 200 MWh quando a PRE disponível está num patamar mais baixo. No entanto em todos os casos deste estudo, esta energia é transaccionada.

Nos gráficos presentes na figura 4.10, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia hídrica da Gas Natural Fenosa para os primeiros casos de estudo.

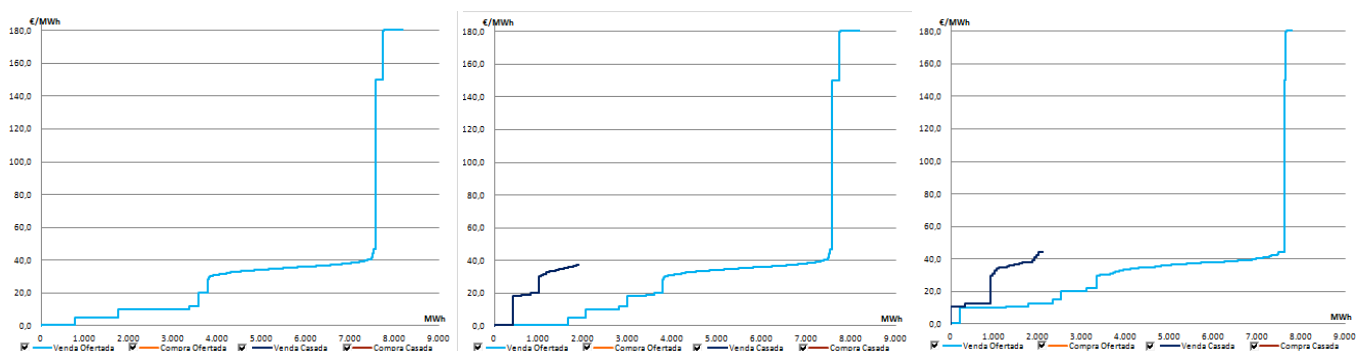


**Figura 4.10** - Curvas de oferta da tecnologia hídrica da Gas Natural Fenosa para os casos 1, 2 e 3

Para o caso 1, apenas foi transaccionada energia hídrica, por sua vez no caso 3 existe um ligeiro aumento de energia hídrica transaccionada, mas existe também assim uma transacção de cerca de 2000 MWh energia de produção de CCGT, bem como cerca de 200MWh de energia nuclear.

Sendo o caso 3, um caso com a hora 19 em estudo, hora de ponta e com PRE reduzida (energia eólica com valores de  $\leq 30\%$ ) verifica-se assim um aumento da produção com outro tipo de tecnologias, nomeadamente CCGT e em menor dimensão, hídrica.

Nos gráficos presentes na figura 4.11, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia CCGT da Gas Natural Fenosa para os primeiros casos de estudo.



**Figura 4.11** - Curvas de oferta da tecnologia CCGT da Gas Natural Fenosa para os casos 1, 2 e 3

A Gas Natural Fenosa, tem como principais tecnologias de produção a CCGT e a hídrica, ou seja, como estratégia a Gas Natural Fenosa, com a diminuição da energia eólica disponível, apresenta um aumento da energia transaccionada de produção CCGT e hídrica.

Relativamente à quantidade de energia licitada a 0 €/MWh, a Gas Natural Fenosa apresenta para o caso 1, cerca de 1000 MWh ofertados, de CCGT, cerca de 700MWh em energia de produção hídrica e cerca de 180 MWh para a nuclear. No entanto, neste dia em estudo, apenas a tecnologia de produção hídrica e tecnologia nuclear casou as suas ofertas em mercado e transaccionou, mesmo que a 0 €/MWh

Já para o caso 2 todas as tecnologias, com a excepção do fuel, apresentam ofertas a 0 €/MWh, mas apenas a CCGT, nuclear e hídrica, casam. A nuclear licita totalmente a 0 €/MWh. Já a CCGT licita com diferentes blocos de valores, à semelhança do que acontece com a energia hídrica transaccionada.

O caso 3, apresenta um comportamento muito semelhante ao caso 2.

Da análise efectuada, pode concluir que a Gas Natural Fenosa tem como principais tecnologias de produção CCGT e hídrica, aumentando a sua produção a CCGT de forma proporcional à diminuição de energia eólica disponível em mercado.

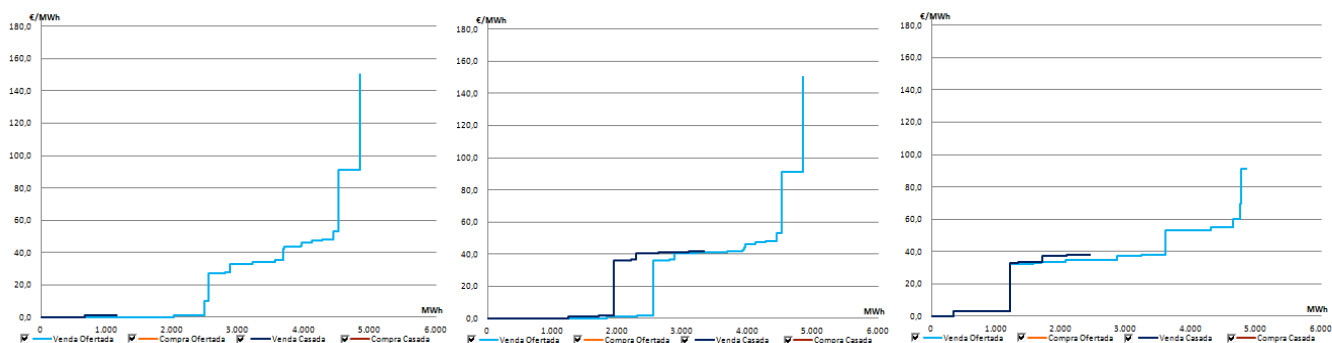
Relativamente à Endesa, na tabela 4.7, estão resumidos os valores de energia ofertada e transaccionada nas diferentes tecnologias para os três casos em estudo.

**Tabela 4.7** – Tabela resumo de energia ofertada e vendida por tecnologia da Endesa para os casos 1, 2 e 3

	CCGT	Carvão	Nuclear	Hídrica	Fuel
<b>Caso 1 - 6 Janeiro 2011, Hora 17 (&gt;=70% H e &gt;=70% E)</b>					
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	2.879	4.843	177	1.791	1.120
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	0	1.140	119	3	0
<b>Caso 2 - 4 Janeiro 2011, Hora 9 (&gt;=70% H e &gt;=30% ^ &lt;=70% E)</b>					
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	2.879	4.843	178	1.836	1.120
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	400	3.320	120	113	0
<b>Caso 3 - 7 Março 2011, Hora 19 (&gt;=70% H e &lt;=30% E)</b>					
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	2.039	4.839	197	1.432	1.120
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	400	2.437	141	1.070	0

Relativamente à Endesa, para estes 3 casos de estudo, esta empresa, e à semelhança do que acontece para as três anteriores, apresenta mais uma vez um padrão de valores a ofertar por tipo de tecnologia.

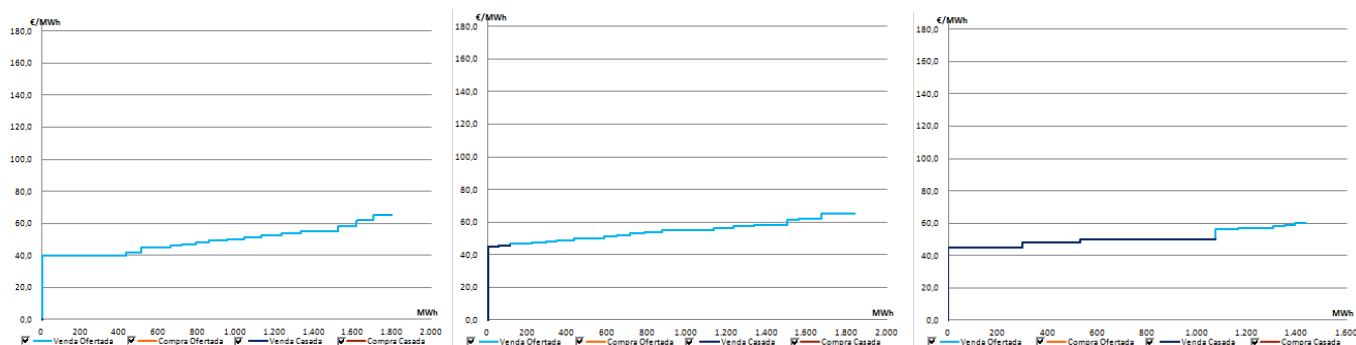
Nos gráficos presentes na figura 4.12, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia carvão da Endesa para os primeiros casos de estudo.



**Figura 4.12** - Curvas de oferta por tecnologia carvão da Endesa para os casos 1, 2 e 3

Para o caso 1, foi transaccionada energia de tecnologia carvão de forma mais significativa, quando comparada com as outras tecnologias em estudo. Apesar de as quantidades de energia ofertadas manterem um valor padronizado para a empresa, verifica-se que a energia transaccionada apresenta valores bastante diferentes entre os três casos. No entanto, não é possível verificar uma estratégia óbvia, relacionada com a variável de energia eólica disponível no caso em estudo.

Nos gráficos presentes na figura 4.13, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia hídrica da Endesa para os primeiros casos de estudo.



**Figura 4.13** - Curvas de oferta da tecnologia hídrica da Endesa para os casos 1, 2 e 3

Por sua vez, no caso 3 existe um aumento significativa de energia hídrica transaccionada, e enquanto no caso 1, não existe transacção de energia produzida a partir de CCGT, para os casos 2 e 3 existe um aumento desta para um valor fixo de 400 MWh, bem como para os três casos de energia nuclear.

No caso 2, para todas as tecnologias, com a excepção da hídrica, verificam-se ofertas a 0 €/MWh, e todas, à excepção do fuel, casam. A nuclear licita totalmente 0 €/MWh. Já a CCGT licita com dois blocos de valores, à semelhança do que acontece com a energia hídrica transaccionada.

O caso 3, todas as tecnologias tem ofertas a 0 €/MWh, bem como blocos de valores mais elevados e todas casam com a excepção do fuel.

Da análise efectuada pode-se concluir que a Endesa, tem assim como principal tecnologia de produção de energia eléctrica a tecnologia a carvão.

## 4.5.2 Estudo 2

### 4.5.2.1 Estudo global de mercado

No segundo conjunto de casos em estudo, analisou-se o comportamento em mercado de empresas líderes quando existe um valor médio de energia hídrica disponível (caso médio, ou seja  $\geq 30\% \wedge < 70\%$ ) e a energia eólica disponível é a variante (do maior para o menor, +, 0, -).

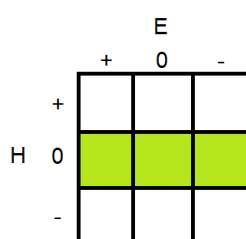


Figura 4.14 – Matriz 3 x 3 – Casos 1, 4 e 7

Na tabela 4.8, são resumidos os valores obtidos para os três casos em estudo:

Tabela 4.8 – Tabela resumo dos casos em estudo 4, 5 e 6

	<b>Caso 4</b> 5 Abril 2011 H 23 ( $\geq 30\% \wedge < 70\%$ H e $\geq 70\%$ E)	<b>Caso 5</b> 30 Dezembro 2011 H22 ( $\geq 30\%$ e $< 70\%$ H <sup>^</sup> $\geq 30\%$ e $< 70\%$ E)	<b>Caso 6</b> 10 Fevereiro 2011 H 21 ( $\geq 30\% \wedge < 70\%$ H e $< 30\%$ E)
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	70.519	71.229	69.537
<b>Energia de Compra Ofertada (MWh)</b>	40.173	43.310	48.744
<b>Energia Transaccionada em Mercado (MWh)</b>	29.193	27.365	35.667
<b>Preço de Mercado (€/MWh)</b>	50,98	55,25	55,61

No caso 4, apesar de existir uma quantidade percentual mais elevada de energia eólica, existe um valor médio para a energia hídrica, verificou-se um preço de mercado de 50,98 €/MWh. Este valor é cerca de 5 €/MWh mais baixo em relação ao preço de mercado, dos caso 5 e 6, cujos valores são 55,25 €/MWh e 55,61 €/MWh, respectivamente.

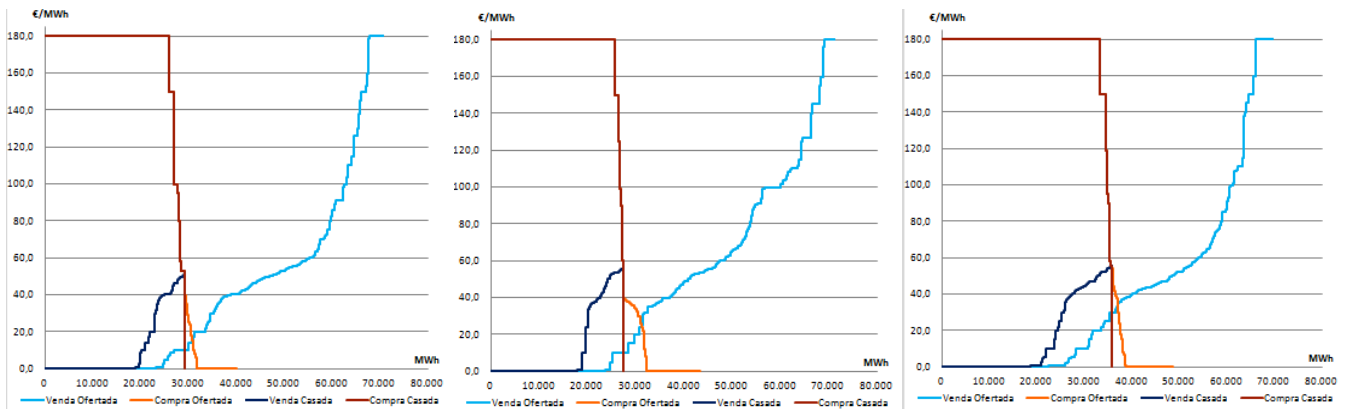
Pode verificar-se ainda que conforme a energia eólica varia do caso 5 para o 6, verifica-se um aumento da quantidade de energia de compra ofertada, no entanto não é possível verificar uma proporcionalidade linear, do caso 4 para o 6 energia de venda ofertada.

Nos três casos, todos se encontram numa janela horária muito próxima, pelo que sendo uma hora ainda considerada como hora de ponta em consumo doméstico e por isso com necessidades de consumo energético superiores quando comparadas a horas de vazio e assim como esperado a energia transaccionada, tem valores muito semelhantes. Além disso, o preço de mercado é muito semelhante para os três casos.

No entanto, é no caso 6, no qual a quantidade de energia eólica disponível, apresenta valores inferiores dos 30% em que existe uma quantidade de energia transaccionada superior aos dois outros casos em estudo, mas também o que apresenta o preço de mercado mais elevado, embora que apenas ligeiramente superior ao caso 5.

No entanto, verifica-se mais uma vez no estudo, que o preço de mercado não varia de forma directa com a variação de PRE disponível em mercado, o que poderá então ir ao encontro de consumo de horas de ponta, uma vez que preço de mercado mais elevado é o do caso 6 (55,61 €/MWh), na hora 21 de 10 de Fevereiro, ou seja hora de ponta de consumo de inverno num período onde o consumo sobe com o uso de aquecedores pelas famílias.

Na figura 4.15 apresentam-se as curvas de oferta e procura do mercado diário para os três casos em estudo.



**Figura 4.15** - Curvas de oferta de mercado para os casos 4, 5 e 6

Analisando agora as curvas de oferta e procura para estes segundo conjunto de três casos de estudo, pode verificar-se que a curva de venda ofertada (curva azul clara) tem um comportamento idêntico. No entanto é no caso 5 onde os valores de venda ofertada são ligeiramente superiores quando comparado com os casos 4 e 6.

Por sua vez a curva de licitação de compra (curva laranja), apresenta um comportamento crescente, quando verificado pela ordem de 4, 5 e 6, ou seja, através desta análise, verifica-se que quanto menor é energia eólica disponível, maior é quantidade de compra ofertada.

Já a curva de venda casada (curva azul escura), não apresenta um comportamento regular relativamente ao preço de mercado. Conforme se evolui desde o caso 4 para o caso 6, ou seja, à medida que a quantidade de energia eólica diminui, verifica-se um comportamento semelhante entre o caso 4 e 5, e já o caso 6 apresenta um valor de energia transaccionada em mercado, mais de 6000 MWh superior aos casos 4 e 5.

Quanto à curva de compra casada (curva vermelha), apresenta um comportamento semelhante à curva de venda casada, uma vez que verifica-se um comportamento semelhante entre o caso 4 e 5, e já no caso 6, apresenta um valor de energia transaccionada em mercado, mais de 6000 MWh superior aos casos 4 e 5.

#### **4.5.2.2 Análise de licitações por tecnologia.**

Analisando agora as licitações em mercado por tipo de tecnologia (CCGT, carvão, nuclear, hídrica e fuel), para cada uma das empresas em análise (EDP, Iberdrola, Gas Natural Fenosa e Endesa), a tabela

4.9, apresenta os valores de energia ofertada e transaccionada nas diferentes tecnologias da EDP para os três casos em estudo.

**Tabela 4.9** – Tabela resumo da energia ofertada e vendida por tecnologia da EDP para os casos 4, 5 e 6

	CCGT	Carvão	Nuclear	Hídrica	Fuel
<b>Caso 4 - 5 Abril 2011, Hora 23 (<math>\geq 30\%</math> H e <math>\geq 70\%</math> E)</b>					
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	3.303	2.602	89	4.371	946
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	525	578	89	2.907	0
<b>Caso 5 - 30 Dezembro 2011, Hora 22 (<math>\geq 30\%</math> e <math>&lt; 70\%</math> H <math>\wedge</math> <math>\geq 30\%</math> e <math>&lt; 70\%</math> E)</b>					
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	3.695	2.622	90	4.858	946
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	245	1.700	90	1.524	0
<b>Caso 6 - 10 Fevereiro 2011, Hora 21 (<math>\geq 30\%</math> e <math>&lt; 70\%</math> H <math>\wedge</math> <math>&lt; 70\%</math> e <math>&lt; 30\%</math> E)</b>					
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	3.694	2.638	90	4.404	946
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	1.370	1.700	90	2.708	0

Para qualquer um dos casos, verificamos que as ofertas da EDP apresentam nestes três casos de estudo, também uma tendência muito idêntica relativamente às quantidades de energia ofertada, ou até mesmo iguais, independentemente da quantidade de energia eólica disponível.

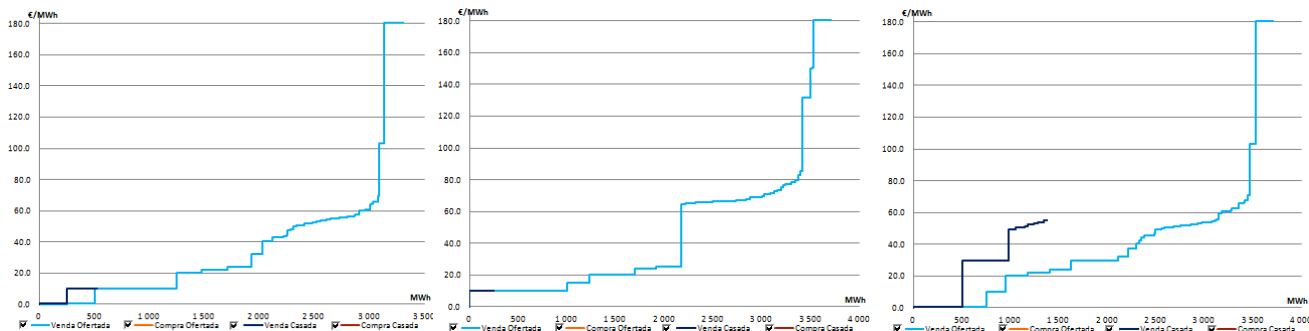
No entanto, a energia transaccionada nem sempre é igual, e não está directamente relacionada com a energia de cada caso.

Entre os três casos onde a energia de produção CCGT tem menores quantidades de energia transaccionada, isso poderá dever-se logicamente ao facto de ser o caso com a maior quantidade de energia eólica e hídrica disponível.

Por sua vez, e fazendo a análise a outro tipo de tecnologia de produção da EDP, o carvão verifica também uma quantidade de energia casada, e seguindo o comportamento da CCGT, e onde é verificada uma maior quantidade de energia de carvão transaccionada, corresponde também ao preço de mercado mais caro.

Inversamente, a energia de produção hídrica, a EDP aposta fortemente em utilizar este tipo de tecnologia em dias em que a quantidade de energia hídrica disponível se encontra no valor médio em estudo ( $\geq 30\%$  e  $< 70\%$ ), e assim para os três casos se verifica a maior transacção de energia verificada também um menor preço de mercado, correspondente ao caso 4.

Nos gráficos presentes na figura 4.16, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia CCGT da EDP para o estudo 3.

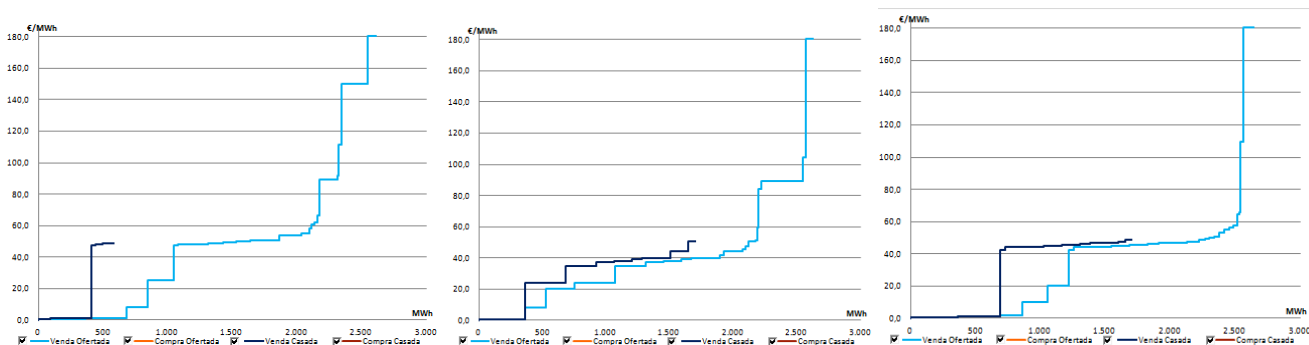


**Figura 4.16** - Curvas de oferta da tecnologia CCGT da EDP para os casos 4, 5 e 6

No caso 5, apresenta um preço de mercado muito semelhante ao do caso 4, cerca de 50 €/MWh, mas é, entre os três casos onde a energia de produção CCGT tem menores quantidades de energia transaccionada.

No entanto, verifica-se um comportamento idêntico na estratégia de oferta da EDP para a tecnologia de CCGT.

Nos gráficos presentes na figura 4.17, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia carvão da EDP para o estudo 2.



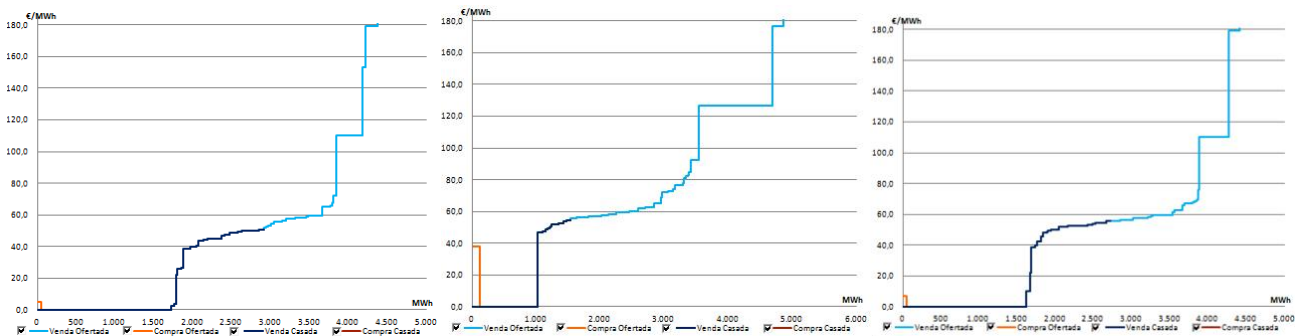
**Figura 4.17**- Curvas de oferta da tecnologia carvão da EDP para os casos 4, 5 e 6

Fazendo a análise a outro tipo de tecnologia de produção da EDP, o carvão verifica também uma quantidade de energia casada superior ao CCGT. Os casos 5 e 6 verificam uma quantidade bastante

superior (mais do triplo, do caso 4), mas mais uma vez a EDP mantém um padrão nos valores de oferta também para esta tecnologia.

Sendo a energia eólica variável, existe uma maior quantidade de energia transaccionada, na tecnologia de carvão, quando a variável de energia eólica está no seu valor mínimo da matriz de casos em estudo.

Nos gráficos presentes na figura 4.18, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia hídrica da EDP para o estudo 2.



**Figura 4.18** - Curvas de oferta da tecnologia hídrica da EDP para os casos 4, 5 e 6

Relativamente à energia de produção hídrica, a EDP aposta fortemente em utilizar este tipo de tecnologia em dias em que existe quantidade de energia hídrica disponível média ( $\geq 30\% H^{\wedge} < 70\%$ ) e assim para os três casos se verifica a maior transacção de energia quando comparada com os diferentes tipos de tecnologia.

Relativamente à quantidade de energia licitada a 0 €/MWh, a EDP apresenta para os casos 4 e 5, cerca de 250 MWh, e para o caso 6, cerca de 500MWh, para a energia produzida a partir do carvão.

Já a produção de energia hídrica, apresenta valores transaccionados a 0 €/MWh de cerca de 1000 MWh para o caso 5 e cerca de 1500 MWh para os casos 4 e 6.

Na tabela 4.10, estão resumidos os valores de energia ofertada e transaccionada nas diferentes tecnologias da Iberdrola para os três casos em estudo.

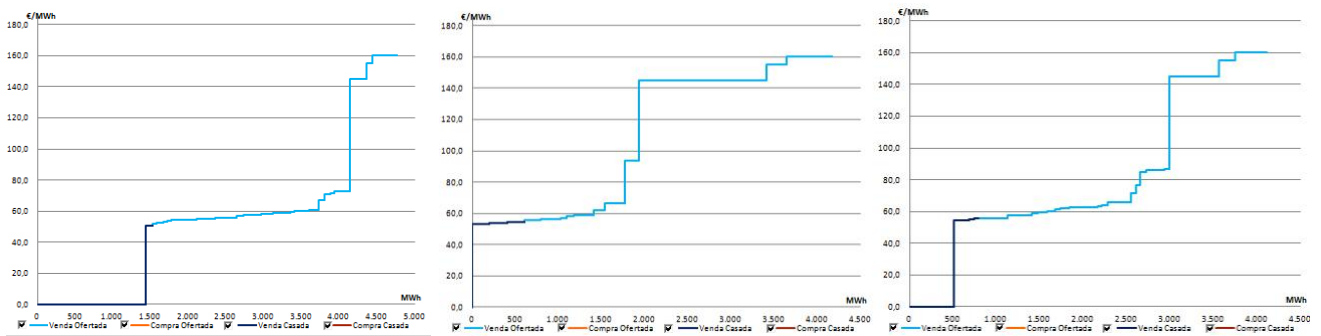
**Tabela 4.10** – Tabela resumo da energia ofertada e vendida por tecnologia da Iberdrola para os casos 4, 5 e 6

	<b>CCGT</b>	<b>Carvão</b>	<b>Nuclear</b>	<b>Hídrica</b>	<b>Fuel</b>
	<b>Caso 4 - 5 Abril 2011, Hora 23 (<math>\geq 30\%</math> H e <math>\geq 70\%</math> E)</b>				
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	4.439	1.195	708	4.757	0
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	900	0	438	1.519	0
	<b>Caso 5 - 30 Dezembro 2011, Hora 22 (<math>\geq 30\%</math> e <math>&lt; 70\%</math> H <math>\wedge</math> <math>\geq 30\%</math> e <math>&lt; 70\%</math> E)</b>				
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	4.451	1.195	426	4.169	0
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	0	0	421	600	0
	<b>Caso 6 - 10 Fevereiro 2011, Hora 21 (<math>\geq 30\%</math> H <math>\wedge</math> <math>&lt; 70\%</math> e <math>&lt; 30\%</math> E)</b>				
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	4.825	1.195	432	4.106	0
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	130	533	432	787	0

Relativamente à Iberdrola, e à semelhança do que acontece com a EDP nestes três casos de estudo, esta empresa apresenta também uma tendência muito semelhante, e em alguns dos casos até mesmo igual independentemente da quantidade de energia eólica disponível.

A Iberdrola, apesar de ser uma empresa com uma predominância para a produção de energia hídrica e CCGT, não verifica neste estudo a sua normal tendência em todos os casos deste estudo.

Nos gráficos presentes na figura 4.19, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia hídrica da Iberdrola para o estudo 3.



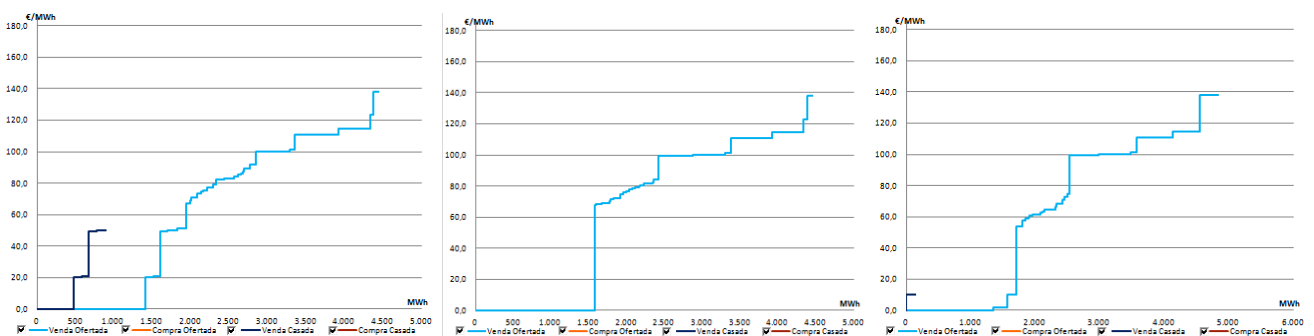
**Figura 4.19** - Curvas de oferta por tecnologia hídrica da Iberdrola para os casos 4, 5 e 6

Para o caso 4, apenas foi transaccionada energia hídrica, transaccionando assim valores superiores, quando comparado com os casos 5 e 6.

Por sua vez, nos casos 5 e 6, existe uma redução significativa de energia hídrica transaccionada, quando comparado com o caso 4.

Tendo em consideração que estes três casos do estudo 2, se encontram todos numa janela horária muito semelhante (hora de ponta), no entanto, são casos com datas muito dispare e por isso encontram-se todos em estações do ano diferentes, pode-se então justificar esta diferença de comportamento de transacção de energia hídrica, com a disponibilidade do recurso de água a quando da oferta realizada.

Nos gráficos presentes na figura 4.20, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia CCGT da Iberdrola para o estudo 3.



**Figura 4.20** - Curvas de oferta da tecnologia CCGT da Iberdrola para os casos 4, 5 e 6

Como estratégia, a Iberdrola com a diminuição da energia eólica disponível, aumenta a energia transaccionada de produção PRO (CCGT e nuclear).

Apesar de nos dois primeiros casos a energia de produção CCGT não ser transaccionada, é clara a aposta da Iberdrola na produção de energia a partir das tecnologias CCGT e hídrica.

Relativamente à quantidade de energia transaccionada a 0 €/MWh, a Iberdrola apresenta para os casos 4 e 6, cerca de 1500 MWh e 500 MWh, transaccionados de energia de produção hídrica, respectivamente. No entanto verifica-se para o caso 5 que não houve energia transaccionada que tenha sido licitada a 0 €/MWh, ou seja, toda a produção casou com um valor superior a este.

Já na energia de produção CCGT, apenas no caso 4 se transaccionou cerca de 500 MWh a 0 €/MWh, pelo o que os outros dois casos em estudo (casos 5 e 6) transaccionaram toda a sua energia deste tipo de tecnologia a valores superiores a de 500 MWh.

Na tabela 4.11, estão resumidos os valores de energia ofertada e transaccionada nas diferentes tecnologias da Gas Natural Fenosa para os três casos em estudo.

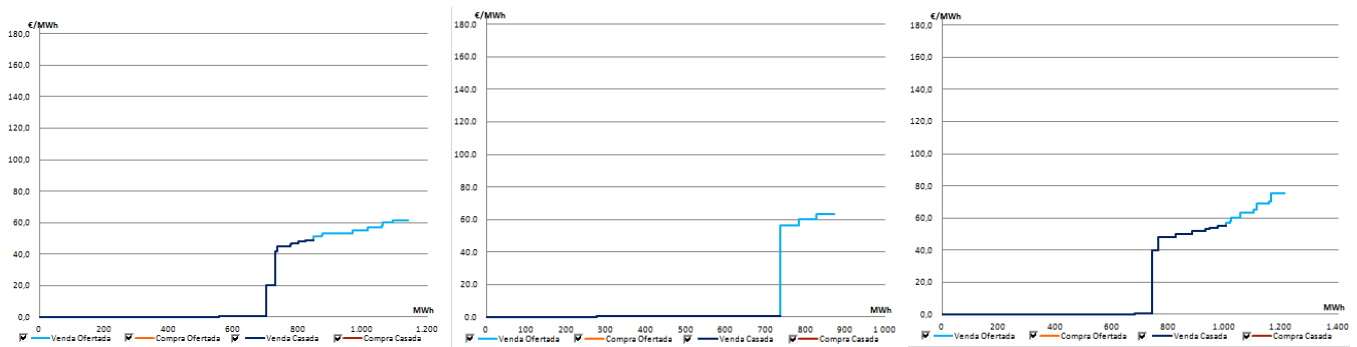
**Tabela 4.11**– Tabela resumo da energia ofertada e vendida por tecnologia da Gas Natural Fenosa para os casos 4, 5 e 6

	<b>CCGT</b>	<b>Carvão</b>	<b>Nuclear</b>	<b>Hídrica</b>	<b>Fuel</b>
	<b>Caso 4 - 5 Abril 2011, Hora 23 (<math>\geq 30\%</math> H e <math>\geq 70\%</math> E)</b>				
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	7.778	1.896	209	1.137	0
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	1.251	0	209	847	0
	<b>Caso 5 - 30 Dezembro 2011, Hora 22 (<math>\geq 30\%</math> e <math>&lt; 70\%</math> H e <math>\geq 30\%</math> e <math>&lt; 70\%</math> E)</b>				
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	7.410	1.894	210	872	0
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	996	143	210	737	0
	<b>Caso 6 - 10 Fevereiro 2011, Hora 21 (<math>\geq 30\%</math> H e <math>&lt; 70\%</math> e <math>&lt; 30\%</math> E)</b>				
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	7.359	1.948	212	1.207	0
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	2.260	0	212	1.003	0

Relativamente à Gas Natural Fenosa, nos três casos deste estudo, esta empresa apresenta uma tendência muito semelhante, em alguns dos casos até mesmo igual, independentemente da quantidade de energia eólica disponível.

Numa análise generalizada verifica-se uma tendência clara da Gas Natural Fenosa para apostar a sua oferta de venda em tecnologias como a CCGT, hídrica e carvão, apesar desta última não apresentar neste estudo valores consideráveis de transacção desta energia.

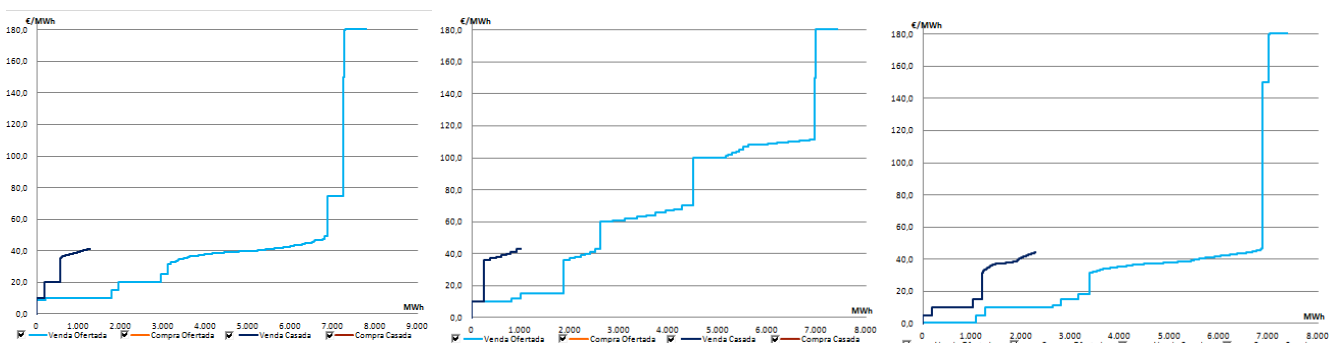
Nos gráficos presentes na figura 4.21, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia Hídrica da Gas Natural Fenosa para o estudo 2.



**Figura 4.21-** Curvas de oferta da tecnologia hídrica da Gas Natural Fenosa para os casos 4, 5 e 6

Para todos os casos, verifica-se uma grande aposta na energia ofertada de venda de produção hídrica e CCGT. Embora a aposta apresente valores bastante superiores na energia ofertada de venda de CCGT, verifica-se que apenas uma pequena percentagem desta (cerca de 1/7) é transaccionada. Ao contrário do que acontece na energia hídrica, verifica-se que na energia ofertada de venda apresenta valores muito mais próximos do que realmente é transaccionado, nos três casos em estudo.

Nos gráficos presentes na figura 4.22, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia CCGT da Gas Natural Fenosa para o estudo 2.



**Figura 4.22-** Curvas de oferta da tecnologia CCGT da Gas Natural Fenosa para os casos 4, 5 e 6

Relativamente à energia transaccionada a 0 €/MWh, verifica-se para os três casos em estudo, que a energia de produção hídrica, foi quase toda transaccionada a este valor, pelo que se verifica que a Gas Natural Fenosa, independentemente do preço de mercado estaria disposta a vender essa energia.

Já a energia de produção CCGT verifica valores muito baixos para as quantidades de energia transaccionada a 0 €/MWh, para os casos 4 e 5. Estes, valores rondam apenas cerca de 100 MWh.

Pelo que se verifica mais uma vez que a Gas Natural Fenosa aposta o seu negócio em venda de energia de produção de CCGT e hídrica.

Na tabela 4.12, estão resumidos os valores de energia ofertada e transaccionada nas diferentes tecnologias da Endesa para os três casos em estudo.

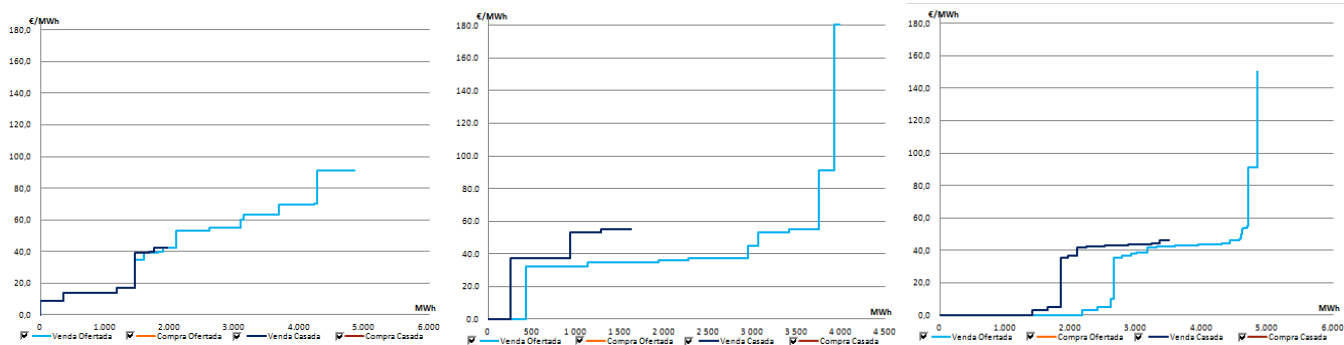
**Tabela 4.12** – Tabela resumo da energia ofertada e vendida por tecnologia da Endesa para os casos 4, 5 e 6

	<b>CCGT</b>	<b>Carvão</b>	<b>Nuclear</b>	<b>Hídrica</b>	<b>Fuel</b>
<b>Caso 4 - 5 Abril 2011, Hora 23 (<math>\geq 30\%</math> H e <math>\geq 70\%</math> E)</b>					
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	2.898	4.838	904	1.235	502
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	1.670	1.955	207	1.091	0
<b>Caso 5 - 30 Dezembro 2011, H22 (<math>\geq 30\%</math> e <math>&lt; 70\%</math> H <math>\geq 30\%</math> e <math>&lt; 70\%</math> E)</b>					
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	2.698	3.976	177	1.155	502
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	0	1.612	137	983	0
<b>Caso 6 - 10 Fevereiro 2011, Hora 21 (<math>\geq 30\%</math> H <math>&lt; 70\%</math> e <math>&lt; 30\%</math> E)</b>					
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	2.898	4.843	198	1.822	1.120
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	858	3.488	156	1.560	0

Relativamente à empresa Endesa, para estes três casos em estudo, à semelhança do que acontece para as três empresas anteriores, verifica mais uma vez um padrão de valores a ofertar por tipo de tecnologia.

Numa análise mais global, verifica-se para o caso 5, uma redução da energia transaccionada em todos os tipos de tecnologia, quando comparada com os casos 4 e 6, não podendo assim verificar-se uma tendência linear de acordo com a redução da energia eólica disponível.

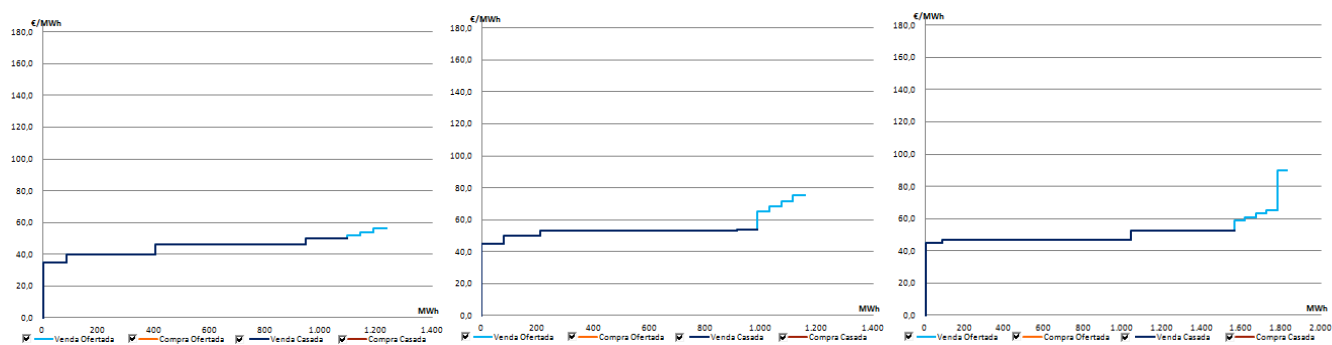
Nos gráficos presentes na figura 4.23, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia carvão da Endesa para o estudo 2.



**Figura 4.23** - Curvas de oferta da tecnologia carvão da Endesa para os casos 4, 5 e 6

Para os três casos, é notória a aposta na energia ofertada de venda de tecnologia carvão, e é esta também que verifica maiores quantidades de energia transaccionada. No entanto, apesar da energia ofertada manter um valor padrão, verifica-se que a energia transaccionada apresenta valores bastante diferentes entre os três casos, apesar de não se verificar uma estratégia clara relacionada com a variável de energia eólica disponível.

Nos gráficos presentes na figura 4.24, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia hídrica da Endesa para o estudo 2.



**Figura 4.24** - Curvas de oferta da tecnologia hídrica da Endesa para os casos 4, 5 e 6

Por sua vez, no caso da energia hídrica ofertada e transaccionada, verifica-se um padrão mais constante, em qualquer um destes três casos, apesar de uma ligeira subida na quantidade de energia hídrica ofertada e transaccionada no caso 6 (caso com menos energia eólica disponível).

Relativamente à produção de tecnologia carvão, conforme se verifica, do caso 4, para o 6 existe um aumento progressivo da energia transaccionada 0 €/MWh.

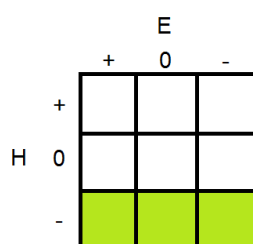
Por sua vez, a energia de produção hídrica, não apresenta nenhum bloco de energia significativo transaccionado a 0 €/MWh.

Tal como se verificou no estudo 1, a Endesa, recorre principalmente à produção de energia a partir do carvão.

### 4.5.3 Estudo 3

#### 4.5.3.1 Estudo global de mercado

Neste terceiro conjunto de casos em estudo, analisou-se o comportamento em mercado de empresas líderes quando existe menos energia hídrica disponível (caso menor, ou seja <30%) e a energia eólica disponível é a variante (do maior para o menor, +,0, -).



**Figura 4.25** – Matriz 3 x 3 – Casos 7, 8 e 9

Na tabela 4.13, são resumidos os valores obtidos para os três casos em estudo:

**Tabela 4.13** – Tabela resumo dos casos em estudo 7, 8 e 9

	<b>Caso 7</b> 11 Novembro 2011, H8 (<30% H e >=70% E)	<b>Caso 8</b> 31 Outubro 2011, H 19 (<30% H e >=30% ^ <=70% E)	<b>Caso 9</b> 21 Abril 2011, H 13 (<30% H e <=30% E)
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	64.320	57.360	71.904
<b>Energia de Compra Ofertada (MWh)</b>	32.905	35.288	33.452
<b>Energia Transaccionada em Mercado (MWh)</b>	21.172	23.343	25.274
<b>Preço de Mercado (€/MWh)</b>	53,03	64,94	52,69

No caso 7, visto existir uma quantidade percentual mais elevada de energia eólica, verificou-se um preço de mercado de 53,03€/MWh transaccionado. Por sua vez, os preços de mercado dos casos 8 e 9, de cerca de 64,94 €/MWh e de 52,69 €/MWh, respectivamente.

Assim, face aos valores acima mencionados, não é clara a confirmação da lógica que quanto menor a energia hídrica e eólica disponíveis, o preço de mercado aumenta. Este cenário poderá dever-se à disparidade que existe entre as horas dos três casos em estudo, uma vez que estas se encontram em zonas horárias completamente diferentes do diagrama de carga e por isso apresentar necessidades e comportamentos diferentes relativamente à necessidade energética e preço de mercado.

O caso 8 é o que apresenta o valor de preço de mercado mais elevado e, é entre os três o que tem um valor intermédio de energia transaccionada. É também o único que se encontra numa hora, considerada de ponta e talvez por isso o seu valor se torne mais elevado.

Pelo contrário, os outros dois casos encontram-se entre horas de vazio e o início do horário de ponta do consumo.

Apesar das condições de energia disponível em mercado, ser variável de acordo com os casos em estudo, a quantidade de energia ofertada é também bastante semelhante para os três casos bem como a energia transaccionada apresenta valores da mesma ordem de grandeza.

No entanto, à semelhança do estudo anterior, esta análise, não pode ser analisada de forma regular, uma vez que nos três casos em estudo, estes não apresentam uma hora coincidente.

O caso 7 e o caso 8, apresentam horas no extremos do dia normal de trabalho, ou seja início e fim da rotina comum da população activa, como mencionada no ponto 4.1.1 do consumo doméstico, por outro lado o caso 9, com a hora 13, encontra-se num período de horário de almoço, representando assim também uma baixa no consumo energético de fábricas ou instalações empresariais.

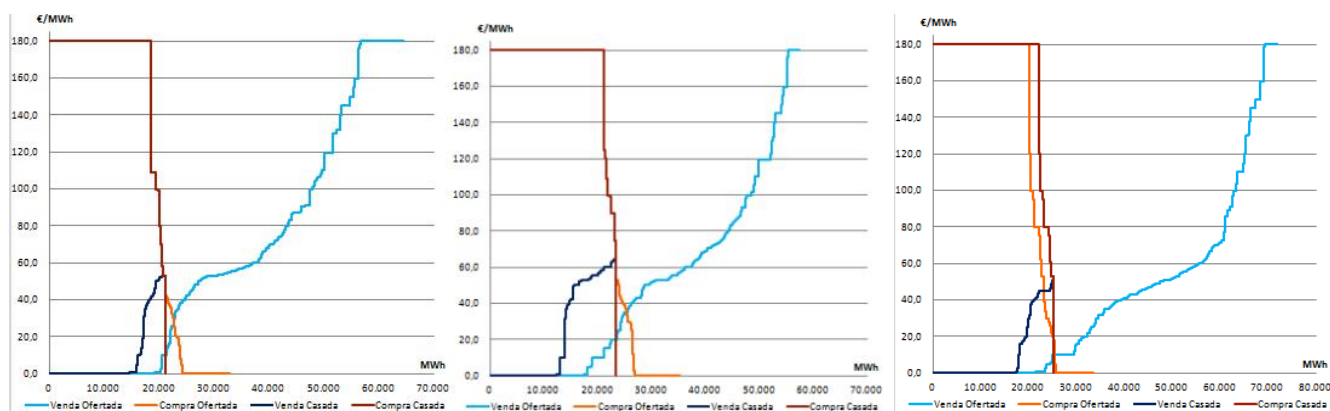


Figura 4.26 - Curvas de oferta e procura do mercado para os casos 7, 8 e 9

Assim, analisando agora as curvas de oferta e procura para estes três casos em estudo, pode verificar-se que a curva de venda ofertada (curva azul clara) é muito semelhante para os três casos. O mesmo não acontece com a curva de licitação de compra (curva laranja), uma vez que esta atinge valores ligeiramente mais elevados relativamente ao preço de mercado conforme se evolui desde o caso 7 para o caso 9, ou seja, à medida que a quantidade de energia eólica diminui.

Por sua vez, a curva de venda casada (curva azul escura), não apresenta um comportamento linear quando comparado com a evolução das características de cada caso (energia hídrica e eólica disponíveis), uma vez que o caso 7 e 9 tem um comportamento idêntico, mas o caso 8, a energia de venda casa a valores superiores. Já para a curva de compra casada (curva vermelha), esta é muito semelhante para os três casos em estudo.

No entanto, é no caso 9 onde se verifica a maior quantidade de energia casada, quando comparada com os dois casos anteriores, no entanto com o preço de mercado mais baixo, também entre os três, o que contraria a condição de construção deste caso, ou seja, não podendo ser retirada uma conclusão directa e linear, uma vez que este caso contraria a tendência de quanto maior a quantidade de energia PRE disponível, menor é o preço praticado. Aqui verifica-se o oposto, uma vez que entre os três casos deste estudo este é o que apresenta menores quantidades de PRE nas suas condições de construção. Assim pode-se justificar o preço praticado, indo ao encontro do que descrito no início do do parágrafo anterior, por ser uma hora considerada de almoço, existe menor necessidade de consumo energético, mas por estratégia da empresa em operação, opta por continuar a vender, mesmo que a um valor mais baixo o preço de mercado, para que não interrompa o funcionamento, por exemplo de um grupo térmico.

#### **4.5.3.2 Análise de licitações por tecnologia.**

Analisa-se de seguida as licitações em mercado por tipo de tecnologia (CCGT, carvão, nuclear, hídrica e fuel) e para cada uma das empresas em análise (EDP, Iberdrola, Gas Natural Fenosa e Endesa).

Na tabela 4.14, estão resumidos os valores de energia ofertada e transaccionada nas diferentes tecnologias para a EDP para os três casos em estudo.

**Tabela 4.14** – Tabela resumo da energia ofertada e vendida por tecnologia da EDP para os casos 7, 8 e 9

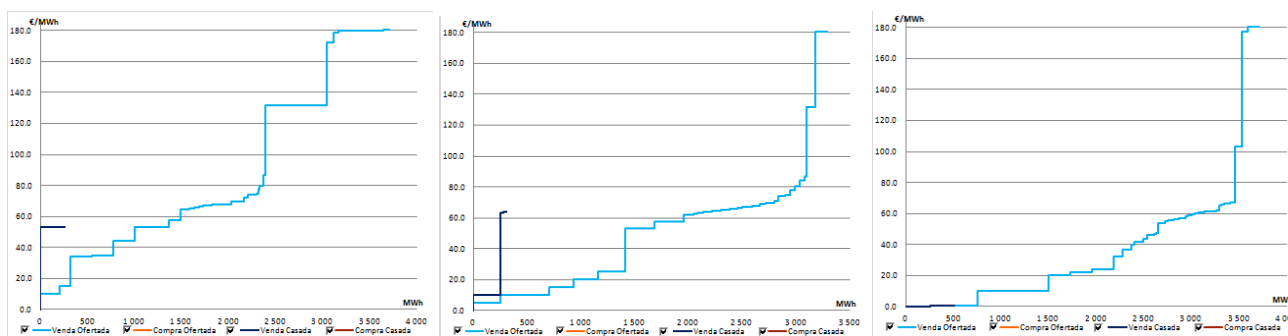
	CCGT	Carvão	Nuclear	Hídrica	Fuel
<b>Caso 7- 11 Novembro 2011, Hora 8 (&lt;30% H e &gt;=70% E)</b>					
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	3.695	2.617	91	4.731	946
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	250	1.180	91	926	0
<b>Caso 8 - 31 Outubro 2011, Hora 19 (&lt;30% H e &gt;=30% ^ &lt;=70% E)</b>					
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	3.280	2.617	89	4,782	946
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	300	350	89	1.173	0
<b>Caso 9 - 21 Abril 2011, Hora 13 (&lt;30% H e &lt;=30% E)</b>					
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	3.695	2.638	90	4.435	946
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	500	520	90	1.583	0

Para qualquer um dos casos, verificamos que as ofertas da EDP apresentam mais uma vez tendências muito semelhantes, e em alguns dos casos até mesmo iguais independentemente da quantidade de energia eólica disponível. No entanto a energia transaccionada não é sempre igual. No caso 7, em que o valor do preço de mercado é intermédio, relativamente aos casos 8 e 9, cerca de 53 €/MWh, mas é, entre os três casos onde a energia de produção CCGT tem menores quantidades de energia transaccionada. Isso poderá dever-se logicamente ao facto de ser o caso com a maior quantidade de energia eólica e hídrica disponível.

Por sua vez, fazendo a análise a outro tipo de tecnologia de produção da EDP, o carvão verifica também uma quantidade de energia casada, e seguindo o comportamento da CCGT, e onde é verificada uma maior quantidade de energia de carvão transaccionada, corresponde também ao valor de preço de mercado mais caro.

Inversamente, relativo à energia de produção hídrica, a EDP aposta fortemente em utilizar este tipo de tecnologia em dias em que existe energia de produção hídrica disponível, mesmo que em valores inferiores aos casos de estudo anteriores (<30%), e assim para os três casos se a maior transacção de energia verifica também um valor menor de preço de mercado, correspondente ao caso 9.

Nos gráficos presentes na figura 4.27, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia CCGT da EDP para o estudo 2.



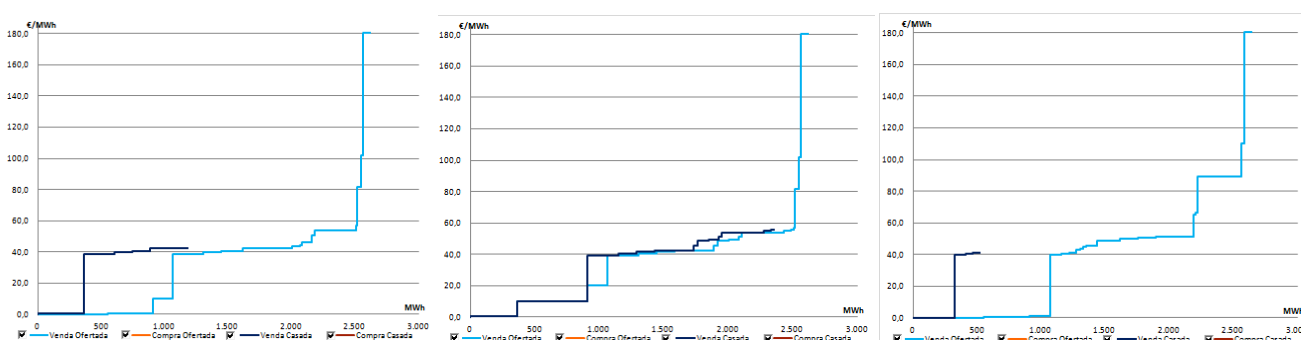
**Figura 4.27** - Curvas de oferta da tecnologia CCGT da EDP para os casos 7, 8 e 9

Os casos 7 e 9, apresentam um valor de preço de mercado muito semelhante com cerca de 53 €/MWh, mas é, entre os três casos onde a energia de produção CCGT tem menores quantidades de energia transaccionada.

Verifica-se que conforme a energia eólica disponível é menor (do caso 7 para o 8) verifica-se um aumento gradual da energia de produção CCGT transaccionada.

No entanto, verifica-se mais uma vez, um comportamento idêntico na estratégia de oferta da EDP para a tecnologia de CCGT.

Nos gráficos presentes na figura 4.28, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia carvão da EDP para o estudo 2



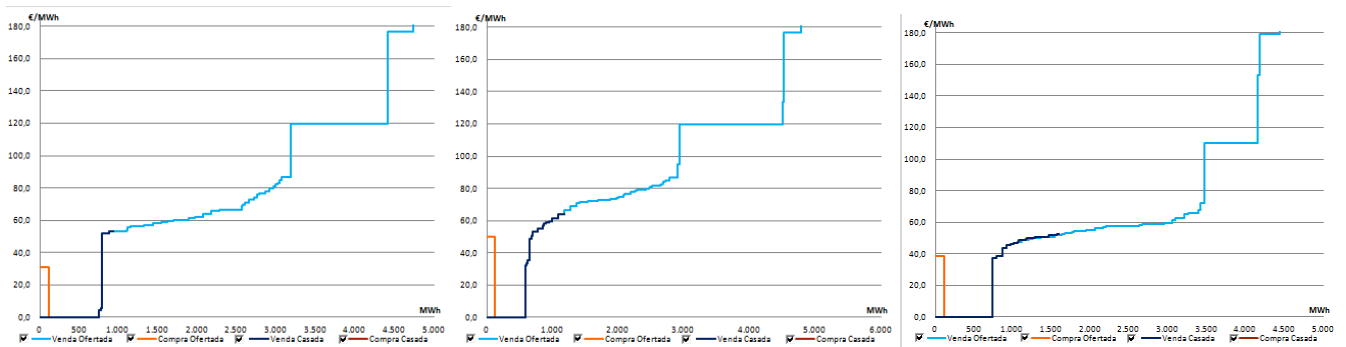
**Figura 4.28** - Curvas de oferta da tecnologia carvão da EDP para os casos 7, 8 e 9

Fazendo a análise a outra tipo de tecnologia de produção da EDP, o carvão verifica também uma quantidade de energia casada superior ao CCGT. No entanto, ao contrário dos estudos anteriores, apenas no caso 7 se verifica uma quantidade bastante superior (mais do dobro quando comparado com os outros dois casos em estudo), mas no caso 8 e caso 9 verifica-se uma quantidade de energia.

transaccionada muito semelhante com a energia transaccionada de produção de CCGT, contrariando tendências anteriores.

Mais uma vez a EDP mantém um padrão nos valores de oferta também para esta tecnologia.

Nos gráficos presentes na figura 4.29, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia hídrica da EDP para o estudo 2.



**Figura 4.29** - Curvas de oferta da tecnologia hídrica da EDP para os casos 7, 8 e 9

Sendo a energia eólica variável, existe uma maior quantidade de energia transaccionada, na tecnologia de carvão, quando a energia eólica está no seu valor mínimo da matriz de casos em estudo

Relativamente à energia de produção hídrica, a EDP aposta fortemente em utilizar este tipo de tecnologia em dias em que existe quantidade de energia hídrica disponível mesmo para valores mínimos (<30% ) e assim para os três casos se verifica a maior transacção de energia quando comparada com os diferentes tipos de tecnologia.

Relativamente à quantidade de energia licitada a 0 €/MWh, a EDP apresenta para o caso 7, cerca de 500MWh ofertados a partir de hídrica e cerca de 1000 MWh do carvão, sendo que só cerca de metade do carvão são transaccionados, mesmo com licitação a 0 €/MWh. Já a energia hídrica licitada a 0 €/MWh foi transaccionada na totalidade, além de ter transaccionado, mais uns blocos licitados a um valor superior.

Já para o caso 8, verifica-se um comportamento muito semelhante, apesar do ligeiro aumento de energia transaccionada.

No caso 9, existe um aumento de energia transaccionada, apesar de quantidades licitadas a 0 €/MWh para cerca de 500 MWh para CCGT e hídrica e cerca de 300 MWh de carvão.

Da análise efectuada, pode-se concluir que a EDP utiliza como principais tecnologias de produção a CCGT, o carvão e a hídrica.

Aumentando a produção da energia eléctrica produzida em CCGT, de forma inversamente proporcional com a diminuição de energia eólica disponível em mercado.

Na tabela 4.15, estão resumidos os valores de energia ofertada e transaccionada nas diferentes tecnologias da Iberdrola para os três casos em estudo.

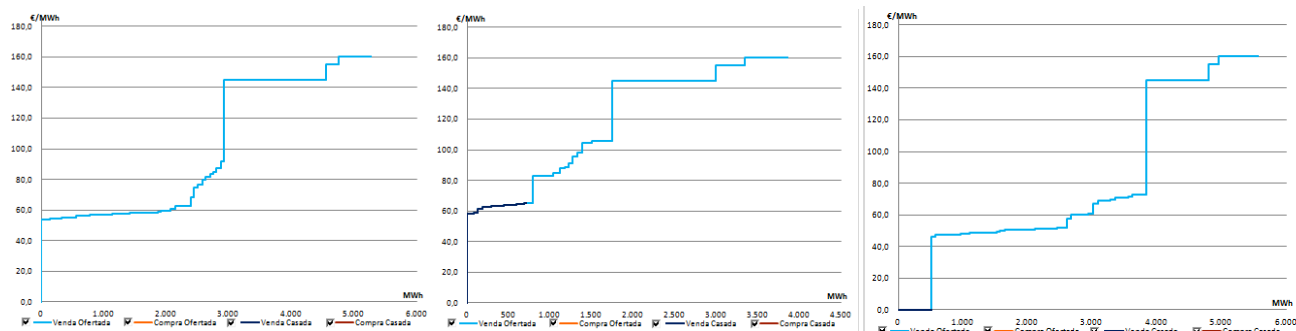
**Tabela 4.15** – Tabela resumo da energia ofertada e vendida por tecnologia da Iberdrola para os casos 7, 8 e 9

	<b>CCGT</b>	<b>Carvão</b>	<b>Nuclear</b>	<b>Hídrica</b>	<b>Fuel</b>
	<b>Caso 7- 11 Novembro 2011, Hora 8 (&lt;30% H e &gt;=70% E)</b>				
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	2.875	1.195	453	5.252	0
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	0	0	444	0	0
	<b>Caso 8 - 31 Outubro 2011, Hora 19 (&lt;30% H e &gt;=30% ^ &lt;=70% E)</b>				
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	3.248	1.195	886	3.854	0
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	0	875	873	710	0
	<b>Caso 9 - 21 Abril 2011, Hora 13 (&lt;30% H e &lt;=30% E)</b>				
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	4.002	1.195	438	5.544	0
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	350	1	430	506	0

Relativamente à Iberdrola, e à semelhança do que acontece com a EDP nestes três casos de estudo, esta empresa apresenta também uma tendência muito semelhante, e em alguns dos casos até mesmo igual independentemente da quantidade de energia eólica disponível.

A Iberdrola, apesar de ser uma empresa com uma predominância para a produção de energia hídrica e CCGT, não verifica neste estudo a sua normal tendência.

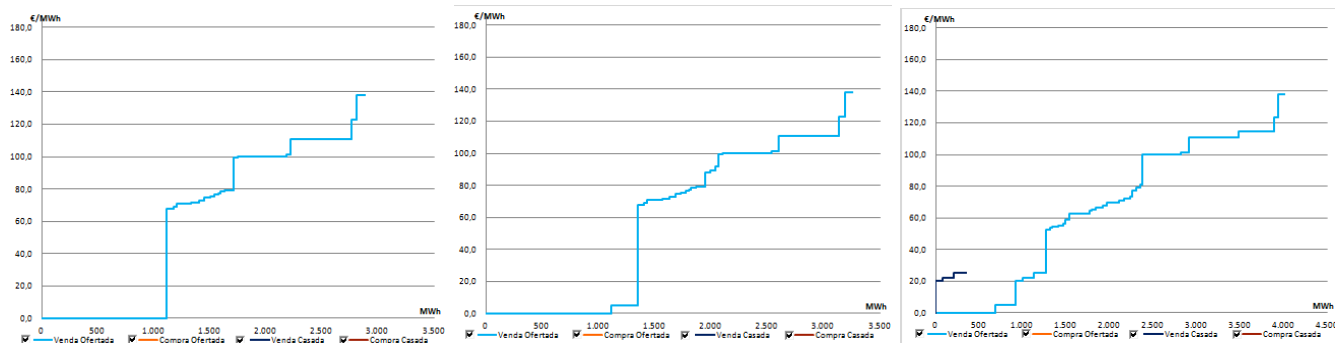
Nos gráficos presentes na figura 4.30, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia hídrica da Iberdrola para o estudo 2:



**Figura 4.30-** Curvas de oferta da tecnologia hídrica da Iberdrola para os casos 7, 8 e 9

Para o caso 7, não foi transaccionada energia hídrica, apenas foi transaccionada energia nuclear. Por sua vez nos casos 8 e 9, naturalmente existe uma redução significativa de energia hídrica transaccionada, quando comparado com os casos dos estudos anteriores, uma vez que este estudo apresenta uma condição de menor energia hídrica disponível (< 30%).

Nos gráficos presentes na figura 4.31, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia CCGT da Iberdrola para o estudo 3.



**Figura 4.31-** Curvas de oferta da tecnologia CCGT da Iberdrola para os casos 7, 8 e 9

Neste conjunto de casos de estudo, verifica-se a não transacção de energia de produção CCGT nos casos 7 e 8, e apenas 350 MWh transaccionados no caso 9. Verifica-se que a energia ofertada de venda é crescente nesta tecnologia, com a redução da energia eólica disponível para mercado,

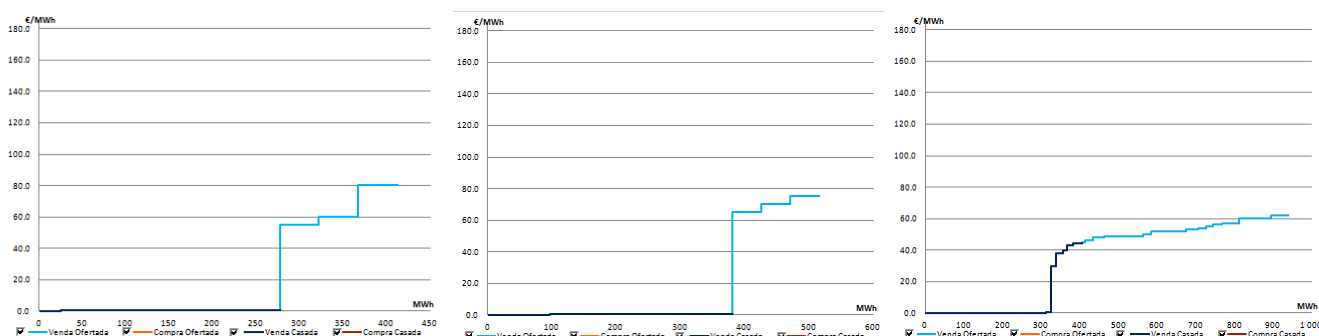
Na tabela 4.16, estão resumidos os valores de energia ofertada e transaccionada nas diferentes tecnologias da Gas Natural Fenosa para os três casos em estudo.

**Tabela 4.16** – Tabela resumo da energia ofertada e vendida por tecnologia da Gas Natural Fenosa para os casos 7, 8 e 9

	CCGT	Carvão	Nuclear	Hídrica	Fuel
<b>Caso 7- 11 Novembro 2011, Hora 8 (&lt;30% H e &gt;=70% E)</b>					
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	7.016	1.415	211	412	0
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	655	170	211	277	0
<b>Caso 8 - 31 Outubro 2011, Hora 19 (&lt;30% H e &gt;=30% ^ &lt;=70% E)</b>					
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	5.376	1.528	302	516	0
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	313	670	302	381	0
<b>Caso 9 - 21 Abril 2011, Hora 13 (&lt;30% H e &lt;=30% E)</b>					
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	6.957	1.353	210	939	0
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	0	0	210	405	0

Relativamente à Gas Natural Fenosa, nos três casos deste estudo, esta empresa apresenta uma tendência muito semelhante, e em alguns dos casos até mesmo igual independentemente da quantidade de energia eólica disponível.

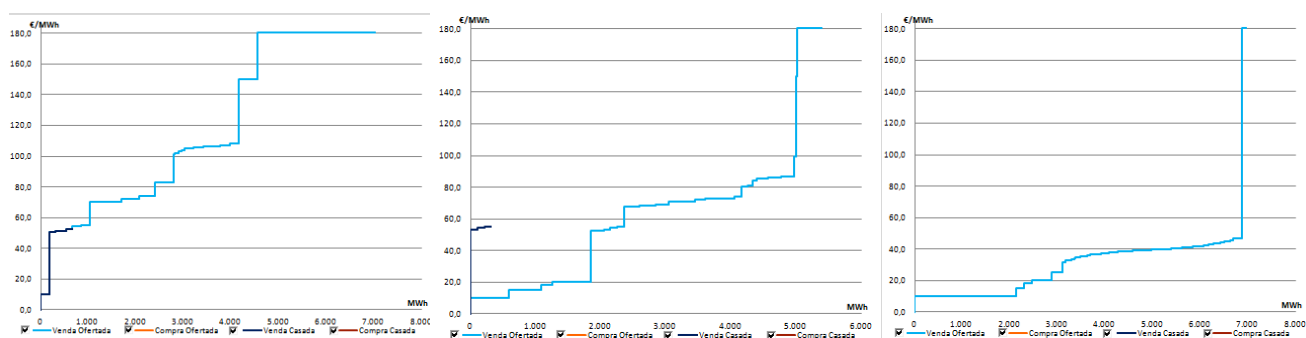
Nos gráficos presentes na figura 4.32, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia hídrica da Gas Natural Fenosa para o estudo 3.



**Figura 4.32** - Curvas de oferta da tecnologia hídrica da Gas Natural Fenosa para os casos 7, 8 e 9

Verifica-se um aumento na energia de produção hídrica, com a redução de PRE disponível (<30% H e <=30% E), ou seja, havendo pouca energia eólica e hídrica disponível é necessário o seu aproveitamento para consumo em tempo real.

Nos gráficos presentes na figura 4.33, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia CCGT da Gas Natural Fenosa para o estudo 3.



**Figura 4.33** - Curvas de oferta da tecnologia CCGT da Gas Natural Fenosa para os casos 7, 8 e 9

Para todos os casos verifica-se uma grande aposta na energia ofertada de venda de produção hídrica e CCGT. Embora a aposta apresente valores bastante superiores na energia ofertada de venda de CCGT, verifica-se que apenas uma pequena percentagem desta é transaccionada.

Verifica-se ainda que no caso 9 (caso mais extremo de condições mínimas de PRE, ou seja <30% H e <=30% E), não existe energia transaccionada de CCGT, existindo apenas cerca de 405 MWh de hídrica e 210 MWh de nuclear, isto poderá dever-se ao facto de se tratar de uma hora de vazio (hora 13), e uma hora de paragens de unidades fabris em que o consumo energético decresce drasticamente.

Relativamente à energia transaccionada a 0 €/MWh, verifica-se com a excepção do caso 9, toda a energia transaccionada de produção hídrica é transaccionada a 0 €/MWh.

Já na energia de produção CCGT, a pouca energia que foi transaccionada, em comparação com a energia ofertada de venda, casaram a valores superiores a 0 €/MWh, e verifica-se uma decrescente tendência de energia transaccionada relativamente à energia eólica disponível.

Na tabela 4.17, estão resumidos os valores de energia ofertada e transaccionada nas diferentes tecnologias da Endesa para os três casos em estudo.

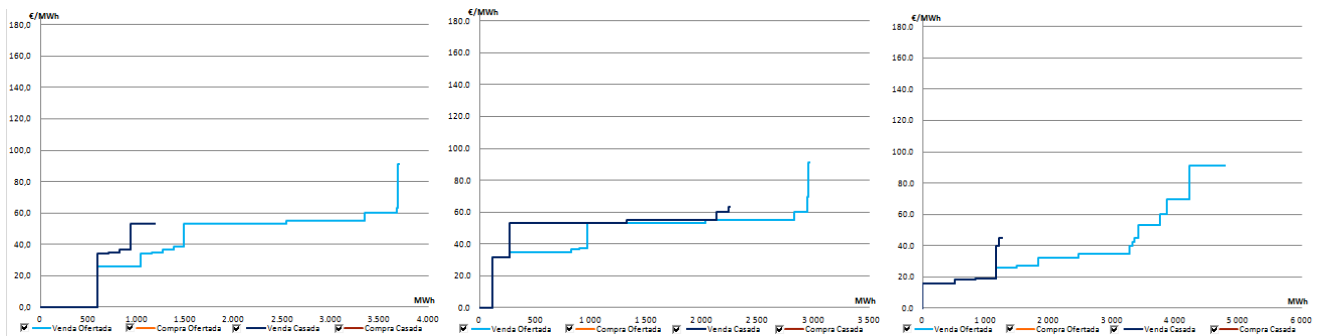
**Tabela 4.17** – Tabela resumo da energia ofertada e vendida por tecnologia da Endesa para os casos 7, 8 e 9

	<b>CCGT</b>	<b>Carvão</b>	<b>Nuclear</b>	<b>Hídrica</b>	<b>Fuel</b>
<b>Caso 7- 11 Novembro 2011, Hora 8 (&lt;30% H e &gt;=70% E)</b>					
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	2.875	3.691	500	885	502
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	0	1.173	442	0	0
<b>Caso 8 - 31 Outubro 2011, Hora 19 (&lt;30% H e &gt;=30% ^ &lt;=70% E)</b>					
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	2.384	2.956	565	1.177	502
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	0	2.241	475	1.061	0
<b>Caso 9 - 21 Abril 2011, Hora 13 (&lt;30% H e &lt;=30% E)</b>					
<b>Energia de Venda Ofertada (MWh)</b>	2.898	4.776	204	1885	502
<b>Energia de Venda Casada (MWh)</b>	0	1.258	177	594	0

Relativamente à empresa Endesa, para estes três casos em estudo, esta, à semelhança do que acontece nas três anteriores, verifica mais uma vez um padrão de valores a ofertar por tipo de tecnologia. No entanto, neste estudo verifica-se uma diferença relativamente à energia transaccionada, uma vez que existem vários casos em que a energia transaccionada foi zero.

Nomeadamente, a energia de produção de CCGT, em nenhum dos três casos transacciona qualquer energia no mercado. Por sua vez, a energia de produção de carvão, transacciona em qualquer um dos casos valores acima dos 1000 MWh e no caso 8 cerca de 2200 MWh, aposta clara da empresa Endesa uma vez que o caso 8, neste conjunto de casos, foi o caso com um preço de mercado mais elevado de cerca de 65 €/MWh.

Nos gráficos presentes na figura 4.34, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia carvão da Endesa para o estudo 3:

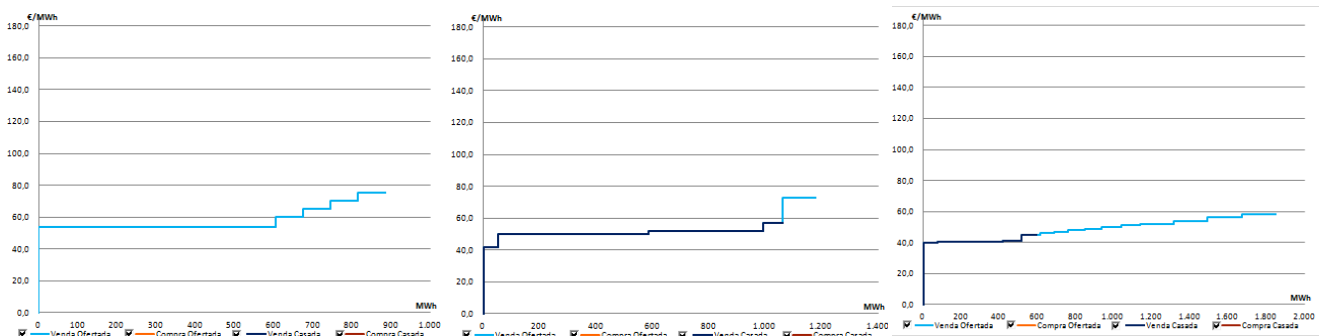


**Figura 4.34** - Curvas de oferta da tecnologia carvão da Endesa para os casos 7, 8 e 9

Para os casos 8 e 9, é notória a aposta na energia ofertada de venda de tecnologia carvão, e é esta também que verifica maiores quantidades de energia transaccionada.

Já o caso 7, embora se trate de um caso em hora 8 (hora de ponta) trata-se de um caso com elevada energia eólica disponível ( $\geq 70\%$ ).

Nos gráficos presentes na figura 4.35, pode verificar-se as curvas de oferta de tecnologia hídrica da Endesa para o estudo 3.



**Figura 4.35** - Curvas de oferta da tecnologia hídrica da Endesa para os casos 7, 8 e 9

Por sua vez, e no caso da energia hídrica ofertada e transaccionada, esta apenas se verifica nos casos 8 e 9, uma vez que o caso 7 não transaccionou qualquer bloco de energia mesmo que a 0 €/MWh.

Relativamente, à energia transaccionada a 0 €/MWh, verifica-se no estudo de tecnologia de carvão, que apenas o caso 7 apresenta um bloco considerável de cerca de 500 MWh transaccionados a 0 €/MWh.

Já a energia de produção hídrica, nos casos 8 e 9 em que esta energia foi transaccionada, não houve qualquer bloco energético transaccionado a 0 €/MWh.

Confirma-se mais uma vez a tendência clara da Endesa, em apostar na produção de energia a carvão, para transacções em mercado.



---

## Capítulo 5

---

### **Conclusões e Desenvolvimentos Futuros**

*Neste capítulo, são enunciadas as principais conclusões obtidas com a realização do presente trabalho bem como possíveis desenvolvimentos para o futuro no MIBEL.*



## 5. CONCLUSÃO E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

### 5.1 Conclusões

Com os consecutivos aumentos do custo dos combustíveis fósseis, a PRE tem sido fortemente impulsionadas. No entanto estas dependem das condições atmosféricas para realizarem a sua geração de energia eléctrica, tornando-se esta geração incerta e pouco controlável. Deste modo os operadores de mercado encontram diversas condicionantes nas suas funções, por forma a estabelecerem e realizarem a melhor estratégia de compra e venda de energia eléctrica.

Quando existe um excesso na geração de energia eléctrica, existem várias hipóteses a serem consideradas. Uma solução é o corte da geração eólica, medida que implica o desperdício de um recurso renovável e o conseqüente aumento do consumo de combustíveis fósseis, pelo que esta solução por norma é evitada. Outra opção por forma a evitar o corte de geração é armazenar a energia em excesso, para que esta seja utilizada a quando for mais necessária, solução encontrada nas centrais hídricas reversíveis, com a sua elevada capacidade de armazenamento de água nas albufeiras e o seu elevado rendimento, colocam esta tecnologia como uma das principais opções para solucionar o problema do excesso de geração.

A presente dissertação teve como principal objectivo estudar as estratégias de licitação das empresas produtoras de energia eléctrica no MIBEL, mais especificamente a EDP, Iberdrola, Gas Natural Fenosa e Endesa.

Para este fim, foi desenvolvida uma ferramenta em VBA, em ambiente Excel, de forma a traçar as curvas de oferta e procura das empresas em estudo e assim traçar um perfil das estratégias utilizadas pelas principais empresas produtoras de energia eléctrica.

Posteriormente, foram analisados três casos de estudo:

O estudo 1 teve como base de análise os três primeiros casos da matriz (casos 1, 2 e 3) em que foi proposto analisar o comportamento em mercado de empresas líderes nas condições de muita energia hídrica disponível (maior, ou seja  $\geq 70\%$ ) e a energia eólica disponível é a variante (do maior para o menor, ou seja +, 0, -).

Já o estudo 2 teve como base de análise os três casos médios da matriz (casos 4, 5 e 6) em que foi proposto analisar o comportamento em mercado de empresas líderes nas condições de valor médio de energia hídrica disponível (caso médio, ou seja  $\geq 30\%$  e  $< 70\%$ ) e a energia eólica disponível é a variante (do maior para o menor, +, 0, -).

No último estudo, o estudo 3, teve como base de análise os últimos três casos da matriz (casos 7, 8 e 9) em que foi proposto analisar o comportamento em mercado de empresas líderes nas condições de existir pouca energia hídrica disponível (caso menor, ou seja  $< 30\%$ ) e a energia eólica disponível é a variante (do maior para o menor, +, 0, -).

Genericamente e de forma bastante simplificada para a formação de uma estratégia do agente em mercado há que ter em conta que com o aumento da procura de energia eléctrica, verifica-se um aumento do preço da energia, ao passo que com o aumento da oferta de venda de energia eléctrica, verifica-se uma diminuição do preço da energia.

Da análise efectuada, conclui-se que quando existe muita energia eólica e /ou hídrica de fio de água disponível, o facto de esta não ser armazenável e apenas consumível no momento de produção, implicará em mercado muita oferta a 0 €/MWh ou seja, verificar-se-á um preço de mercado baixo. Pelo contrário, quando existe pouca energia eólica e /ou hídrica disponível, existirá uma maior necessidade de cobrir consumo recorrendo a fontes de energia mais caras (CCGT, Carvão, etc.) pelo que implicará, que licitações feitas a preço mais elevado sejam vendidas em mercado. Por outro lado, menor quantidade de energia eólica pressupõe menos oferta a 0 €/MWh e um preço de mercado mais elevado.

Outro aspecto que se tem de ter em conta, é o facto de se estar a analisar uma hora de ponta ou de vazio. Nas horas de ponta o consumo é maior e por isso é necessário satisfazer esse consumo recorrendo a centrais cujo custo de produção é mais caro, resultando assim um preço de mercado mais elevado.

Outra conclusão que se pode tirar das análises efectuadas, é o facto de o portfólio de produção das empresas desempenhar um papel importante na venda de energia no mercado diário por parte destas. Assim, a EDP vende sobretudo energia recorrendo às tecnologias CCGT, carvão e hídrica, uma vez que são centrais destas tecnologias que assumem maior preponderância no seu portfólio. Por seu turno, a Iberdrola vende sobretudo energia produzida com as suas centrais CCGT e hídricas, ao passo que para a Gas Natural Fenosa a tecnologia mais importante é a CCGT. Finalmente, a produção a partir de

centrais a carvão e centrais hídricas assume a primazia na Endesa, onde estes dois tipos de tecnologia se destacam no seu portfólio.

Outro aspecto com interesse a concluir é o facto da produção de energia eléctrica a partir do combustível fuel, ser nula em todos os casos analisados, e que na maior parte dos casos, as próprias empresas não fizeram qualquer licitação de oferta. Isto poderá dever-se a vários factores, nomeadamente ao seu custo de produção, bem como a questões de carácter ambiental.

Finalmente, verificou-se que mesmo para centrais de tecnologias cujo custo de produção é superior a 0 €/MWh (CCGT, carvão e nuclear), as empresas efectuaram licitações de 0 €/MWh, sendo que muitas destas licitações foram satisfeitas no mercado. A razão para este comportamento por parte das empresas, deve-se à pouca flexibilidade de operação deste tipo de centrais (sobretudo nuclear e carvão), as quais não podem variar rapidamente a sua produção de hora para hora, obrigando por isso a que as empresas licitem a energia produzida por estas centrais a um valor baixo (incluindo 0 €/MWh) de modo a garantir a sua operação.

## **5.2 Desenvolvimentos futuros**

Com a realização da presente dissertação foram surgindo alguns tópicos de interesse para desenvolvimento em futuros trabalhos.

O trabalho e a ferramenta desenvolvidos contemplam apenas o estudo de licitações de empresas produtoras em mercados diários. No entanto, para além dos mercados diários, existem outros mercados, como sendo os mercados intradiários ou mercados de serviços de sistema. No entanto e sendo este âmbito, o estudo das estratégias a utilizar pelas empresas produtoras de energia eléctrica no MIBEL, um tópico de interesse para futuros estudos.



---

## **Referências**

---



- [1] J. Sousa, “Integração de mercados liberalizados de energia eléctrica com aplicações no MIBEL”, Tese de doutoramento, Universidade Nova de Lisboa – Faculdade de Economia, Lisboa, 2005.
- [2] Obtido de Operador de Mercado Ibérico de Energia – Pólo Português:  
<http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx>
- [3] Obtido de Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE):  
[http://www.erse.pt/pt/mibel/compatibilizacaoregulatoria/Documents/PROPOSTADEMECANISMOD  
EGEST%C3%83OCONJUNTADAINTERLIGA%C3%87%C3%83OESPANHAPORTUGAL.pdf](http://www.erse.pt/pt/mibel/compatibilizacaoregulatoria/Documents/PROPOSTADEMECANISMOD<br/>EGEST%C3%83OCONJUNTADAINTERLIGA%C3%87%C3%83OESPANHAPORTUGAL.pdf)
- [4] Obtido de Energias de Portugal (EDP):  
<http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoportugues/Pages/SistElectNacional.aspx>
- [5] Obtido de GALP: <http://www.galpenergia.com/PT/agalpenergia/os-nossos-negocios/Gas-Power/Power/Paginas/Negocio-da-electricidade-em-Portugal.aspx>
- [6] Obtido de Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE):  
<http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>
- [7] Obtido de Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE):  
[http://www.erse.pt/pt/mibel/conselhodereguladores/Documents/Estudo\\_MIBEL\\_PT.pdf](http://www.erse.pt/pt/mibel/conselhodereguladores/Documents/Estudo_MIBEL_PT.pdf)
- [8] Obtido de Redes Energéticas Nacionais (REN):  
[http://www.ren.pt/pt-PT/o\\_que\\_fazemos/eletricidade/sistema\\_de\\_informacao\\_de\\_mercados/](http://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/eletricidade/sistema_de_informacao_de_mercados/)
- [9] Obtido de Redes Energéticas Nacionais (REN):  
<http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/Paginas/default.aspx>
- [10] F. Teixeira, “Impacto do poder de mercado no despacho de um central hídrica reversível”, Tese de mestrado, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, 2012.
- [11] Obtido de Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE):  
<http://www.erse.pt/pt/mibel/conselhodereguladores/Paginas/Estudos.aspx>

[12] Obtido de Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE):

[http://www.erse.pt/pt/uniao-europeia/Documents/Relat%C3%B3rio\\_CE\\_agosto2012.pdf](http://www.erse.pt/pt/uniao-europeia/Documents/Relat%C3%B3rio_CE_agosto2012.pdf)

[13] Obtido de El Sistema eléctrico español:

[http://www.ree.es/sistema\\_electrico/pdf/infosis/Inf\\_Sis\\_Elec\\_REE\\_2011\\_v3.pdf](http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Inf_Sis_Elec_REE_2011_v3.pdf)

[14] Obtido de INESC TEC:

<https://www.inesctec.pt/cpes/noticias-eventos/nos-na-imprensa/o-sistema-eletrico-nacional-2013-regulacao-e-tarifas-perspetivas-de-evolucao-e-desafios/>

[15] Obtido de Energias de Portugal (EDP):

<http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoespanhol/Pages/SistElectES.aspx>

[16] Obtido de El Sistema eléctrico español:

[http://www.ree.es/sistema\\_electrico/pdf/infosis/Inf\\_Sis\\_Elec\\_REE\\_2011\\_v3.pdf](http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Inf_Sis_Elec_REE_2011_v3.pdf)

[17] Obtido de Energias de Portugal (EDP):

[http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/Dados%20Ibricos/DadosIbricosJulho2013\\_PT.pdf](http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/Dados%20Ibricos/DadosIbricosJulho2013_PT.pdf)

[18] P. Torres, “Metodologias de Resolução de Congestionamentos: Rede Ibérica de Transporte de Electricidade”, Tese de mestrado, Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2004.

[19] Obtido de Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE):

<http://www.erse.pt/pt/mibel/conselhodereguladores/Documents/Plano%20de%20Compatibiliza%C3%A7%C3%A3o%20entre%20Portugal%20e%20Espanha%20no%20sector%20energ%C3%A9tico.pdf>

[20] Obtido de Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE):

[http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/49\\_1/RMSA-E%202012.pdf](http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/49_1/RMSA-E%202012.pdf)

[21] Obtido de Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE):

[http://www.erse.pt/pt/uniao-europeia/Documents/Relat%C3%B3rio\\_CE\\_agosto2012.pdf](http://www.erse.pt/pt/uniao-europeia/Documents/Relat%C3%B3rio_CE_agosto2012.pdf)

[22] Obtido de Análise Estatística dos resultados do MIBEL no ano de 2011:

[http://paginas.fe.up.pt/~ee07386/?page\\_id=384](http://paginas.fe.up.pt/~ee07386/?page_id=384)

[23] J. Lagarto, “Market Power Evaluation in Electricity Markets”, Tese de doutoramento, Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2014.

[24] Obtido de Rede Energética Nacional (REN): [http://www.ren.pt/o\\_que\\_fazemos/eletricidade/](http://www.ren.pt/o_que_fazemos/eletricidade/)

[25] Obtido de Portugal Global:

<http://www.portugalglobal.pt/PT/InvestirPortugal/Portugal/Documents/O%20sector%20electrico.pdf>

[26] Obtido de Rede Energética Nacional (REN):

<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/CaracterizacaoRNT/Caracterização%20da%20RNT%2031-12-2011.pdf>

[27] Obtido de Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE):

<http://www.erse.pt/pt/eletricidade/regulamentos/rededetransporte/Paginas/default.aspx>

[28] Obtido de Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE):

<http://www.erse.pt/pt/eletricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/RNT-Linhas.aspx>

[29] Obtido de:

<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/CaracterizacaoRNT/Caracteriza%C3%A7%C3%A3o%20da%20RNT%2031-12-2011.pdf>

[30] Obtido de Energias Renováveis:

<http://apenergiasrenovaveis.wordpress.com/hidrica/tipos-de-aproveitamento/>

[31] J. Damião, “Análise do Mercado de Serviços de Regulação de Frequência Secundária e Terciária no Sistema Eléctrico Português”, Tese de mestrado, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, 2015.



## **ANEXO I**



# I FERRAMENTA DE ANÁLISE DE MERCADO DIÁRIO

## I.1 Modelo desenvolvido

O modelo proposto para o estudo das estratégias utilizadas pelas empresas produtoras de energia eléctrica presente no MIBEL foi desenvolvido de raiz em VBA (Visual Basic for Applications), em ambiente Excel.

Numa primeira fase foi desenhado o output, desejado para a ferramenta, e estudada as suas potencialidades por forma a permitir a análise sistemática dos mercados diário do MIBEL tanto na perspectiva da compra como da venda de energia eléctrica e por forma a ser uma ferramenta de fácil uso/aplicação por parte do utilizador.

A ferramenta permite que seja efectuada uma análise detalhada, permitindo filtrar diversos campos de estudo de acordo com: o período de dias em estudo, hora de estudo, empresa, tecnologia e unidade de oferta.

Ao serem seleccionadas, dentro das opções possíveis, a ferramenta carrega os dados e são gerados gráficos, onde podem ser analisadas as curvas da oferta e da procura de energia de acordo com os filtros previamente escolhidos, bem como pequenos relatórios sobre a quantidade de energia transaccionada, dando assim ao utilizador de uma forma amigável, acessível e intuitiva, dados que permitem uma análise mais eficaz e conclusiva sobre os mercados de energia e as suas estratégias.

## I.2 Utilização do Modelo

A figura I.1 apresenta o output da ferramenta desenvolvida para a análise dos casos de estudo da presente dissertação, onde é possível observar o seu layout.

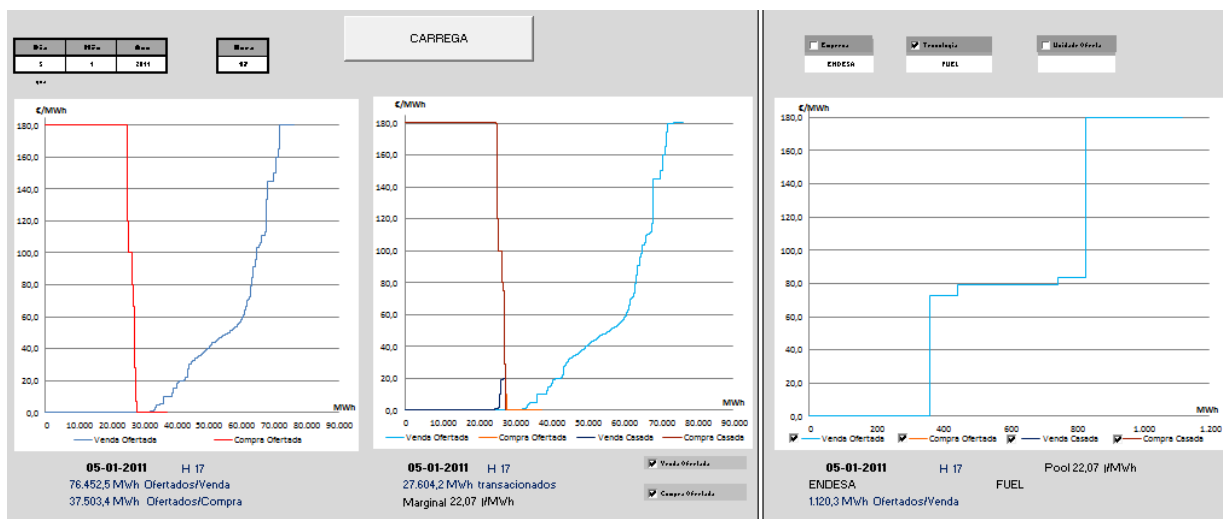
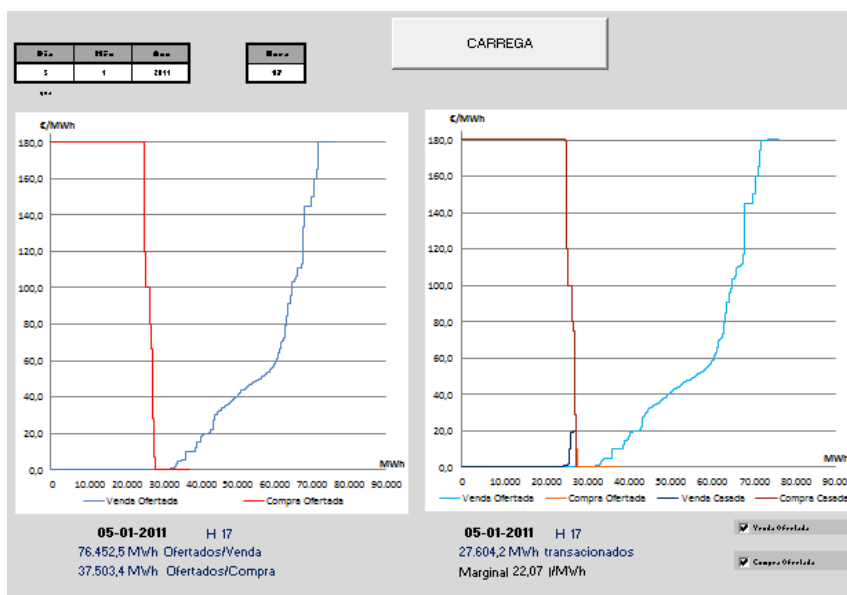


Figura I.1 – Output da ferramenta criada em VBA no âmbito da presente dissertação

A ferramenta encontra-se dividida em dois segmentos. No primeiro segmento, (lado esquerdo do utilizador) é o segmento onde poderá ser seleccionado o dia e hora (pela ordem de dia, mês, ano) a analisar.



**Figura I.2** – Pormenor do Output da ferramenta criada em VBA no âmbito da presente dissertação

Depois de seleccionado o período a analisar, é necessário pressionar o botão “CARREGA” para que a ferramenta arranque e comece a carregar os dados, disponibilizados em ficheiros tipo .txt e a gerar os primeiros gráficos, também visíveis na figura I.2. Nesta situação são gerados pela obtenção e tratamento de dados referidos em cima, os gráficos com as curvas de oferta e procura.

Nestes primeiros gráficos para análise, são também mostrados dados relativos à energia transaccionada bem como o preço de mercado.

Já para o segundo segmento, segue-se o procedimento acima mencionado, seleccionando o dia, mês, ano e seguidamente a hora para efectuar a análise. Posteriormente é possível efectuar uma análise mais específica (para o período de tempo selecionado no primeiro segmento), de um ponto de vista da escolha por filtros por empresa e/ou tecnologia.

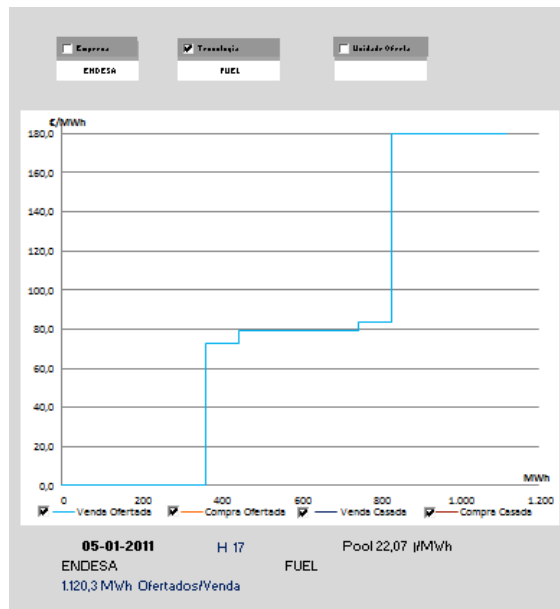
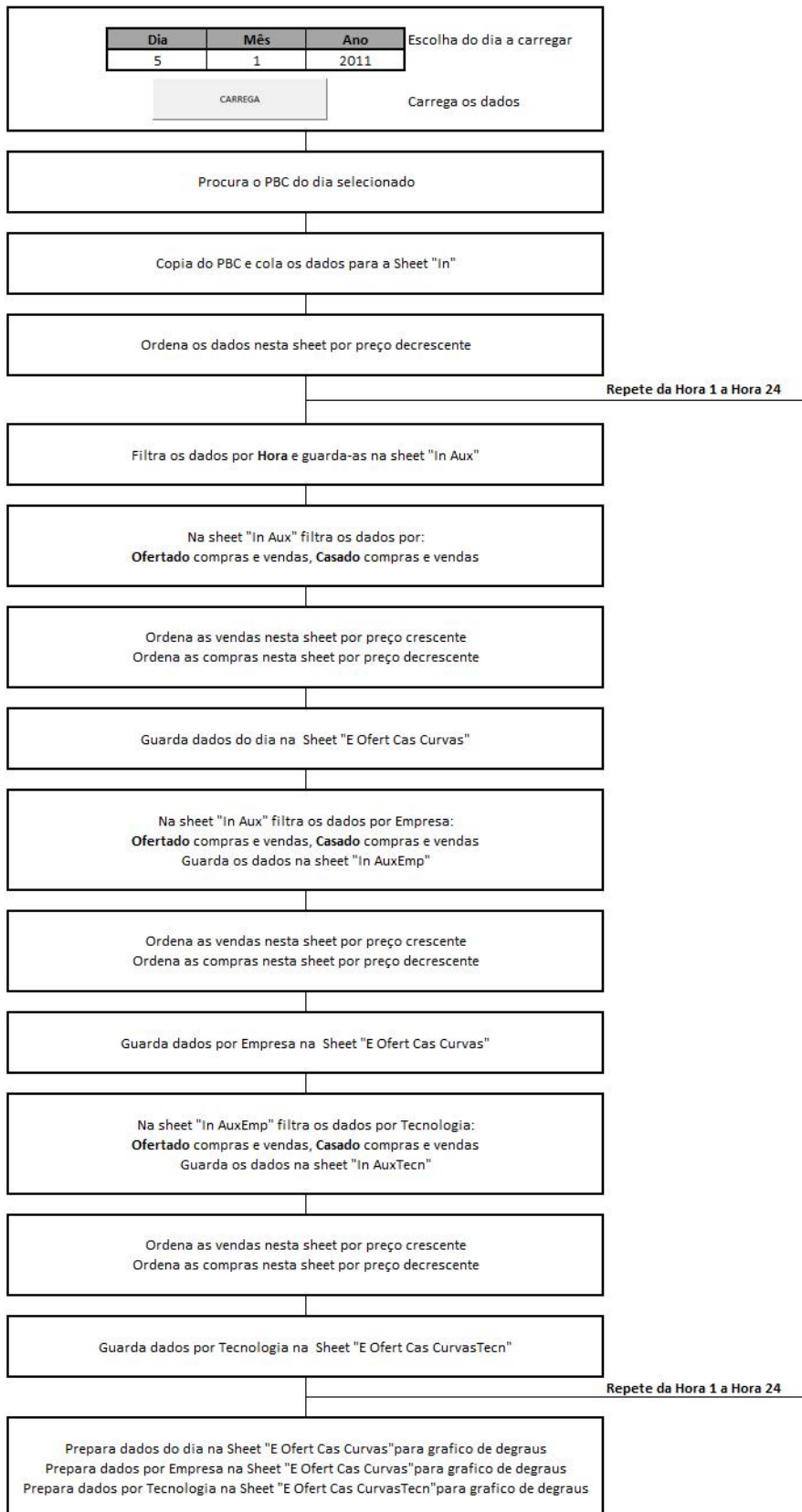


Figura I.3 – Pormenor do Output da ferramenta criada em VBA no âmbito da presente dissertação

### I.3 Funcionamento do Modelo

Na figura I.4, é esquematizado o funcionamento da ferramenta realizada como auxílio da análise dos casos de estudo da presente dissertação.



**Figura I.4** – Esquema do funcionamento da ferramenta criada em VBA

