

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Análise numérica dos resultados do Mercado de
Electricidade em Portugal, inserido no Mercado
Ibérico de Electricidade (MIBEL) do ano de 2008**

Pedro Miguel Vieira Soares

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

Orientador: Prof. Dr. João Tomé Saraiva
Co-orientadores: Eng. Virgílio Mendes
Eng. José Sousa

Junho de 2009

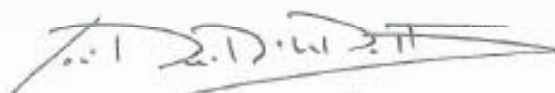
A Dissertação intitulada

“Análise numérica dos resultados do Mercado de Electricidade em Portugal, inserido no Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) do ano de 2008”

foi aprovada em provas realizadas em 20/Julho/2009

o júri

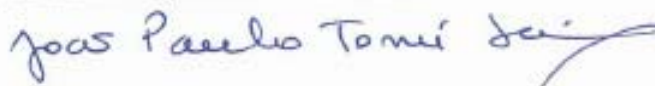
Presidente Professor Doutor José Rui da Rocha Pinto Ferreira
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor Carlos Manuel Borralho Machado Ferreira
Professor Adjunto do Departamento de Engenharia Electrotécnica do Instituto Superior de Engenharia de Coimbra



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



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

Autor – Pedro Miguel Vieira Soares



Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

O processo de globalização que se tem feito sentir ao longo das últimas décadas em todo o mundo e em diversos sectores, tem tido também o seu efeito no sector da electricidade com o processo de reestruturação. Com efeito, têm surgido nestes últimos anos diversos mercados transnacionais de electricidade, resultado da integração de mercados nacionais de diversos países.

Este processo de criação de mercados transnacionais iniciou-se no ano de 1996 com a criação do *Nordpool* e tem evoluído em diversas zonas geográficas, onde se inclui o Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), situado na Península Ibérica.

No entanto, esta nova realidade trouxe uma série de novos desafios para os processos de operação técnica do sistema. Dado que, as interligações entre os diversos países tem um limite físico para os trânsitos de potências que se realizam entre áreas de operação, o que tem vindo a acontecer é que em muitos períodos, o funcionamento do mercado tem sido diferenciado por áreas de operação. Esta situação deve-se ao facto de as interligações estarem congestionadas na grande maioria das horas e por isso ser necessário recorrer ao mecanismo de *Market Splitting* para a resolução destes problemas. Assim, este processo de reestruturação que se tem vindo a aplicar ao sector da energia tem tido uma evolução positiva, mas ainda apresenta uma série de problemas que terão de ser resolvidos para que num futuro, mais ou menos próximo, possa existir um mercado integrado em termos europeus.

Perante esta nova forma de estruturação dos mercados de electricidade, a EDP Produção, apresentou a proposta de trabalho tendo em vista a realização de uma análise ao funcionamento dos diversos aspectos do Mercado Ibérico de Electricidade, com o intuito de verificar a evolução que tem ocorrido nas duas áreas de operação, Portugal e Espanha, desde o seu início, 1 de Julho de 2007, com especial relevância para o ano de 2008.

Assim, realizou-se um estudo ao funcionamento do Mercado Diário, relativamente aos preços de mercado, quantidade de energia negociada, volume económico transaccionado e comportamento dos agentes de mercado, em ambas as áreas de operação.

Realizou-se também um estudo relativo ao Mercado Intradiário nas diferentes áreas de operação tendo em conta as diversas sessões do mercado em termos de quantidade de energia contratada, preço de mercado e volume económico transaccionado.

Procedeu-se ainda ao estudo relativo aos processos de operação técnica do sistema, garantia de abastecimento e preço horário final. Primeiramente de uma forma detalhada para o mês de Janeiro de 2008 e, posteriormente com uma análise anual para 2008 e primeiro trimestre de 2009.

Palavras-chave: **Reestruturação; Mercado ibérico de Electricidade (MIBEL); *Market Splitting*;**

Abstract

The globalization process that has occurred in recent decades all over the world and in different sectors has also had an effect on the electricity sector with the restructuring process. This triggered the appearance of different electricity transnational markets in the last few years, result of the integration of different national markets.

This process regarding the creation of transnational markets, started in 1996 with the creation of Nordpool and has been developing in different geographic districts which include the Iberian Electricity Market (MIBEL), placed in the Iberian Peninsula.

However, this new reality has brought new challenges for the operation system processes. As the interconnections between different countries, have a physical limit for the power flows that happen between operation areas, what has been happening for many periods is that the market function has been differentiated according to operation areas. This situation is due to the fact that these interconnections have been congested a big percentage of the time and therefore, the need to appeal to the Market Splitting method to solve these problems. The restructuring process that has been applied in the electric sector has had a positive evolution, but still presents us with different kinds of problems that have to be solved in a quite near future so a European integrated market may exist.

Faced with this new form of structure of electricity markets, the EDP Production, presented a work proposal with the aim of analyzing the performance of the Electricity Iberian Market in different aspects, with the goal of verifying the evolution that has occurred in the two operation areas, Portugal and Spain, starting 1st of July of 2007, with special focus on the year 2008.

In this way, a study on the functioning of the Day Market took place, in terms of market prices, quantity of energy negotiated, economic volume and conduct of the market agents in both operation areas.

A study associated to Intraday Market also occurred, in different operation areas taking into account the different market seasons in terms of quantity of energy negotiated, market price and economic volume.

Furthermore, another study was conducted in terms of operation system processes, assurance of supply and final hour price. This was done first of all in detail referring to the month of January 2008.

Afterwards, an analysis of the year 2008 was completed, as well as the first trimester of 2009.

Key words: Restructuring; Electricity Iberian Market; Market Splitting

Agradecimentos

Gostaria de agradecer ao meu orientador da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, o Professor Doutor João Tomé Saraiva por todo o apoio e disponibilidade concedida ao longo deste semestre na realização da dissertação, tal como ao longo de todo o meu percurso académico.

À EDP produção pela oportunidade oferecida e, em particular aos engenheiros Virgílio Ferreira e José Sousa, por toda disponibilidade e apoio que me concederam na realização deste trabalho.

A todos os meus colegas que me apoiaram durante o meu percurso académico, com especial abraço para engenheiro Rui Azevedo, o engenheiro José Loureiro, o engenheiro Henrique Ribas e a minha amiga Diana Costa e o meu amigo Ricardo Costa.

Aos dois colegas que frequentaram comigo a sala J101 durante a realização da minha dissertação, nomeadamente o Nuno Fonseca e o Cristiano Moreira, por todo o apoio que me deram e pelas discussões construtivas que aí foram realizadas para se chegar à melhor solução nos mais diversos temas, e também aos parceiros que por lá passaram nas fases mais descomprimidas.

E por último aos meus pais e à minha irmã por me terem sempre apoiado nas minhas decisões ao longo da minha vida e sobretudo aos meus pais pela excelente educação que sempre me deram para me tornar na pessoa que hoje sou.

Índice

Resumo	v
Abstract	vii
Agradecimentos	ix
Lista de figuras	xiii
Lista de Tabelas	xix
Abreviaturas e Símbolos	xxiii
Capítulo 1.....	1
Introdução	1
1.1 - Enquadramento e Objectivos	1
1.2 - Estrutura	2
Capítulo 2.....	3
Mercados de Electricidade	3
2.1. O Sector Eléctrico no passado e a crise petrolífera	3
2.2. Restruturação do Sector Eléctrico	4
2.3. Tipos de mercados.....	6
2.4. <i>Nordpool</i>	12
Capítulo 3.....	15
Mercado Ibérico de Electricidade	15
3.1. Sistema Eléctrico português	15
3.2. Sector Eléctrico espanhol	18
3.3. MIBEL	21
3.3.1. Aspectos Gerais	21
3.3.2. Sequência das sessões de mercado de produção de energia eléctrica	24
3.3.3. Tipo de ofertas de venda de energia eléctrica que podem ser apresentadas a mercado	27
Capítulo 4.....	29
Análise de Resultados	29
4.1. Estrutura do Capítulo	29
4.2. Mercado Diário - Janeiro 2008	30
4.2.1. Sessões do Mercado Diário	30

4.2.1.1.	Energia contratada	32
4.2.1.2.	Preço no Mercado Diário	34
4.2.1.3.	Volume económico transaccionado	40
4.2.2.	Solução de Restrições Técnicas	41
4.2.3.	<i>Market Splitting</i>	42
4.2.4.	Tecnologias	44
4.3.	Mercado Intradiário	50
4.3.1.	Preço, Energia e Volume económico	51
4.4.	Mercado Diário vs Mercado Intradiário	56
4.5.	Programa Horário Final e Quotas dos Diversos Agentes	58
4.6.	Processos de Operação técnica do sistema	61
4.6.1.	Energia e potência necessárias para a regulação técnica do sistema eléctrico	61
4.7.	Garantia de abastecimento	63
4.7.1.	Custo para garantia de abastecimento	64
4.8.	Preço horário Final	65
4.8.1.	Critério de cálculo do preço horário final médio da energia no mercado.	65
4.8.2.	Componentes do Preço Horário Final	66
4.9.	Mercado Diário - Ano 2008	68
4.9.1.	Contratação de energia eléctrica em 2008	68
4.9.2.	Preço médio mensal no Mercado Diário em 2008	71
4.9.3.	Volume económico transaccionado	76
4.9.4.	Solução de Restrições Técnicas no ano de 2008	77
4.9.5.	<i>Market Splitting</i>	77
4.9.6.	Energia diária por tecnologia em 2008	81
4.9.7.	Tecnologias que marcam o preço do mercado	82
4.10.	Mercado Intradiário em 2008	87
4.10.1.	Preço, Energia e volume económico contratados	88
4.10.2.	Análise por sessão do Mercado Intradiário no ano de 2008	91
4.10.4.	Mercado Intradiário em 2007 e 2008 em Portugal	98
4.10.5.	Programa Horário Final e Quotas dos diversos agentes em 2008	100
4.11.	Operação Técnica do Sistema durante o ano de 2008	103
4.12.	Garantia de abastecimento no ano de 2008	106
4.13.	Preço Horário Final (PHF) ano de 2008	107
4.14.	Mercado Diário no 1º trimestre de 2009	109
4.14.1.	Contratação de energia eléctrica	109
4.14.2.	Preço da energia eléctrica contratada no Mercado Diário no 1º trimestre de 2009	110
4.14.3.	Volume económico transaccionado no Mercado Diário no 1º trimestre de 2009	113
4.14.4.	Solução de restrições técnicas	114
4.14.5.	<i>Market Splitting</i>	115
4.14.6.	Energia diária por tecnologia	118
4.14.7.	Tecnologias que marcam o preço no Mercado Diário no 1º trimestre de 2009	120
4.15.	Mercado Intradiário no 1º trimestre de 2009	121
4.15.1.	Preço, energia e volume contratados	121
4.15.2.	Análise por sessão do Mercado Intradiário no 1º trimestre de 2009	124
4.15.3.	Programa Horário Final dos diversos agentes - 1º trimestre de 2009	127
4.16.	Operação técnica do Sistema para o 1º trimestre de 2009	128
4.17.	Garantia de abastecimento no 1º trimestre de 2009	129
4.18.	Preço horário Final (PHF) no 1º trimestre de 2009	130
Capítulo 5.....		133
Conclusões.....		133
Referências.....		139

Lista de figuras

Figura 2.1 - Cronologia da reestruturação dos sectores eléctricos.	4
Figura 3.1 - Estrutura actual do Sector Eléctrico português [24].	18
Figura 3.2 - Estrutura do Sector Eléctrico espanhol [11].	20
Figura 3.3 - Sequência cronológica de datas e eventos mais relevantes na formação do MIBEL [14].	22
Figura 3.4 - Quadro legal do MIBEL [17].	24
Figura 3.5 - Sessões do Mercado intradiário [18].	25
Figura 3.6 - Cronologia de funcionamento do MIBEL, envolvendo os dias (n-1) e n [5].	26
Figura 4.1 - Energia contratada no Mercado diário (Portugal e Espanha) - Janeiro 2008.	32
Figura 4.2 - Curvas de máximos e mínimos de energia contratada no Mercado Diário - Janeiro 2008.	33
Figura 4.3 - Evolução do preço no Mercado Diário em Portugal e Espanha - Janeiro 2008.	34
Figura 4.4 - Evolução horária dos preços do Mercado Diário em Portugal e Espanha - Janeiro 2008.	35
Figura 4.5 - Hora e dia de preço máximo Espanha.	35
Figura 4.6 - Hora e dia de preço mínimo Espanha.	36
Figura 4.7 - Hora e dia de preço máximo Portugal.	36
Figura 4.8 - Hora e dia de preço mínimo Portugal.	36
Figura 4.9 - Construção da curva agregada de ofertas de venda de energia eléctrica no Mercado Diário no lado espanhol.	37
Figura 4.10 - Evolução dos preços médios no vazio e fora do vazio - Janeiro 2008.	38
Figura 4.11 - Evolução dos preços horários médios ao longo de cada dia da semana - Janeiro 2008.	39

Figura 4.12 - Valor económico negociado no lado espanhol e português – Janeiro 2008.....	40
Figura 4.13 - Energia Diária para solução de restrições técnicas - Janeiro de 2008.	41
Figura 4.14 - Capacidade e ocupação nas interligações entre Portugal e Espanha – Janeiro 2008.	42
Figura 4.15 - Evolução horária da diferença de preços entre Portugal e Espanha – Janeiro 2008.	43
Figura 4.16 - Relação do <i>Market Splitting</i> com os congestionamentos nas interligações – Janeiro 2008	43
Figura 4.17 - Energia diária por tecnologia que vai a mercado em Portugal – Janeiro 2008....	44
Figura 4.18 - Energia diária por tecnologia que vai a mercado em Espanha – Janeiro 2008. ...	44
Figura 4.19 - Tecnologias que marcam o preço marginal em Portugal no Mercado Diário – Janeiro 2008.	47
Figura 4.20 - Tecnologias que marcam o preço marginal em Espanha no Mercado Diário – Janeiro 2008.	48
Figura 4.21 – Tecnologias que definem o preço marginal por hora em Portugal – Janeiro 2008.	49
Figura 4.22 – Tecnologias que definem o preço marginal por hora em Espanha – Janeiro 2008.	49
Figura 4.23 - Preço e Energia contratada no Mercado Intradiário – Janeiro 2008.	52
Figura 4.24 - Preço e Volume económico transaccionados no Mercado Intradiário – Janeiro 2008.	52
Figura 4.25 – Energia horária média contratada por sessão no Mercado Intradiário em Portugal – Janeiro 2008.....	53
Figura 4.26 - Energia horária média contratada por sessão no Mercado Intradiário em Espanha – Janeiro 2008.	54
Figura 4.27 - Preços médios por sessão no Mercado Intradiário no lado português – Janeiro 2008.	56
Figura 4.28 - Preços médios por sessão no Mercado intradiário no lado Espanhol – Janeiro 2008.	56
Figura 4.29 - Energia contratada no Mercado Diário e Intradiário no lado e português – Janeiro 2008.	57
Figura 4.30 - Energia contratada no Mercado Diário e Intradiário no lado espanhol – Janeiro 2008.	57
Figura 4.31 - Preços médios nos mercados Diário e Intradiário em Portugal e Espanha – Janeiro 2008	58
Figura 4.32 – Peso dos componentes na formação do preço horário final por agente de mercado – Janeiro 2008.	66
Figura 4.33 - Preço horário final para o lado espanhol – Janeiro 2008.....	68

Figura 4.34 - Evolução da energia contratada no Mercado Diário em 2008.	69
Figura 4.35 - Evolução da energia contratada no Mercado Diário no lado português em 2007 e 2008.	71
Figura 4.36 - Preço médio mensal no Mercado Diário em Portugal e Espanha - 2008.	72
Figura 4.37 - Evolução dos preços no Mercado Diário em Portugal e Espanha - 2008.	73
Figura 4.38 - Evolução diária do preço médio no Mercado Diário em Portugal e Espanha - 2008.	74
Figura 4.39 - Preço médio mensal no mercado Diário em Portugal - 2007 e 2008.	75
Figura 4.40 - Volume transaccionado no Mercado Diário em 2008 em Portugal e Espanha.	76
Figura 4.41 - Energia necessária para resolução de restrições técnicas no Mercado Diário (Espanha 2008).	77
Figura 4.42 - Percentagem do tempo mensal em <i>Market Splitting</i> - 2008.	78
Figura 4.43- Diferença de preços entre mercados no <i>Market Splitting</i> em 2008.	79
Figura 4.44 - Trânsito de potências nas interligações entre Espanha e Portugal.	80
Figura 4.45 - Evolução diária da diferença de preços entre áreas de operação no Mercado Diário - 2008.	80
Figura 4.46 - Energia diária por tecnologia no Mercado Diário em Portugal em 2008.	81
Figura 4.47 - Energia diária por tecnologia no Mercado Diário em Espanha em 2008.	81
Figura 4.48 - Número de vezes que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Portugal - 2008.	83
Figura 4.49 - Tecnologias que marcam o preço do Mercado Diário por hora em Portugal em 2008.	85
Figura 4.50 - Tecnologias que marcam o preço no Mercado Diário em Espanha - 2008.	86
Figura 4.51 - Tecnologias que marcaram o preço em termos horários no Mercado Espanhol 2008.	87
Figura 4.52 - Evolução dos preços médios mensais no Mercado Intradiário - 2008.	88
Figura 4.53 - Evolução diária dos preços médios no Mercado Intradiário em Portugal e Espanha - 2008.	89
Figura 4.54 - Evolução diária da energia contratada no Mercado Intradiário em Portugal e Espanha - 2008.	90
Figura 4.55 - Evolução do volume económico transaccionado no Mercado Intradiário em 2008.	91
Figura 4.56 - Energia média anual por hora por sessão no Mercado Intradiário no lado português - 2008.	93
Figura 4.57 - Energia média anual por hora Mercado Intradiário em Espanha - 2008.	94

Figura 4.58 - Evolução dos preços por sessão no Mercado Intradiário em Portugal 2008.	95
Figura 4.59 - Evolução dos preços por sessão no Mercado Intradiário em Espanha - 2008.	95
Figura 4.60 - Percentagem do tempo mensal em que o <i>Market Splitting</i> foi activado no Mercado Intradiário em 2008.	97
Figura 4.61 - Preços no Mercado Diário e Intradiário em Portugal e Espanha em 2008.	98
Figura 4.62 - Preço médio mensal no Mercado Intradiário em Portugal - 2007 e 2008.	99
Figura 4.63 - Energia total contratada no Mercado Intradiário em Portugal em 2007 e 2008.	99
Figura 4.64 - Quotas das unidades de produção no PHF Portugal em 2008.	101
Figura 4.65 - Energia adquirida pelas unidades de Aquisição no PHF em Portugal - 2008. ...	103
Figura 4.66 - Energia total a subir utilizada em processos de operação técnica do sistema e total negociado.....	104
Figura 4.67 - Energia total a descer utilizada em processos de operação técnica do sistema e total negociado.....	105
Figura 4.68 - Contribuição de cada parcela dos processos de operação técnica do sistema para a formação do mesmo	106
Figura 4.69 - Preço Horário Final diário ao longo do ano de 2008 no Sistema Eléctrico espanhol.	108
Figura 4.70 - Energia diária contratada no Mercado Diário em Portugal e Espanha no 1º trimestre de 2008 e 2009.	109
Figura 4.71 - Preço médio aritmético diário da energia eléctrica em Portugal e Espanha no Mercado Diário no 1º trimestre de 2008 e 2009.....	111
Figura 4.72 - Preços mínimos e máximos diários no Mercado Diário no 1º trimestre de 2008 e 2009 em Portugal e Espanha.	112
Figura 4.73 - Volume económico transaccionado no Mercado Diário no 1º trimestre do ano de 2008 e 2009.	114
Figura 4.74 - Energia para resolução de restrições técnicas no 1º trimestre de 2008 e 2008.	115
Figura 4.75 - Percentagem de tempo em <i>Market Splitting</i> no 1º trimestre de 2008 e 2009. .	116
Figura 4.76 - Trânsito de potências nas interligações entre Portugal e Espanha no 1º trimestre de 2009.	117
Figura 4.77 - Trânsito de potências nas interligações entre Portugal e Espanha no 1º trimestre de 2008.	117
Figura 4.78 - Evolução horária da diferença de preços entre áreas de operação no 1º trimestre de 2008 e 2009.	118
Figura 4.79- Energia diária por tecnologia no Mercado Diário em Portugal e Espanha - 1º trimestre de 2009.	119

Figura 4.80 - Tecnologias que marcam o preço do Mercado Diário por hora em Portugal e Espanha no 1º trimestre de 2009.....	121
Figura 4.81 - Evolução diária do preço médio no Mercado Intradiário em Portugal e Espanha no 1º trimestre de 2008 e 2009.	123
Figura 4.82 - Evolução diária da energia contratada no Mercado Intradiário em Portugal e Espanha no 1º trimestre de 2008 e 2009.	123
Figura 4.83 - Energia média no 1º trimestre por hora por sessão no Mercado Intradiário em Portugal 2009.	124
Figura 4.84 - Energia média no 1º trimestre por hora por sessão no Mercado Intradiário em Espanha - 2009.....	125
Figura 4.85 - Evolução dos preços por sessão no Mercado Intradiário no 1º trimestre de 2009 - Portugal.	126
Figura 4.86 - Evolução dos preços por sessão no Mercado Intradiário no 1º trimestre de 2009 - Espanha.....	126
Figura 4.87 - Preço horário Final diário no 1º trimestre de 2009 no Sistema Eléctrico espanhol.	130
Figura 4.88 - Peso de cada uma das parcelas na formação do preço horário final - 1º trimestre de 2009.	131

Lista de Tabelas

Tabela 4.1 - Mercado Diário – Lado Espanhol.	30
Tabela 4.2 - Mercado Diário - Lado Português.	31
Tabela 4.3 - Total de energia transaccionada no Mercado Diário – Janeiro 2008.	33
Tabela 4.4 - Contratação Diária no Mercado Diário – Janeiro 2008.	33
Tabela 4.5 - Valores máximos e mínimos de energia horária Mercado Diário – Janeiro 2008...	34
Tabela 4.6 - Valor médio aritmético do preço no Mercado Diário em Espanha e Portugal – Janeiro 2008.	34
Tabela 4.7 - Preços máximos e mínimos atingidos em cada uma das áreas de operação – Janeiro 2008.	35
Tabela 4.8 - Preços no vazio e fora do vazio – Janeiro 2008.	38
Tabela 4.9 - Valores negociados as duas áreas de operação – Janeiro 2008.	40
Tabela 4.10 - Peso por tecnologias na produção para o Mercado Diário - Janeiro 2008.....	45
Tabela 4.11 - Número de horas de cada dia em que cada tecnologia marcou o preço de mercado no Mercado Diário em Portugal – Janeiro 2008.	46
Tabela 4.12 - Número de horas de cada dia em que cada tecnologia marcou o preço de mercado no Mercado Diário em Espanha – Janeiro 2008.....	46
Tabela 4.13 - Escalonamento das Sessões do Mercado Intradiário [22].....	50
Tabela 4.14 - Preço, Energia e Volume económico contratado no Mercado Intradiário em Portugal e Espanha – Janeiro 2008.....	51
Tabela 4.15 - Preço, Energia e Volume económico médios diários no Mercado Intradiário – Janeiro 2008.	53
Tabela 4.16 - Valor médio horário da energia contratada por sessão em cada uma das áreas de operação – Janeiro 2008.....	55
Tabela 4.17 - Preços médios e Energia total por sessão – Janeiro 2008.	55

Tabela 4.18 - Quotas de mercado de unidades de produção no PHF – Janeiro 2008.....	59
Tabela 4.19 - Quotas de mercado das unidades de aquisição no PHF – Janeiro 2008.....	59
Tabela 4.20 - Quotas de Mercado de unidades de produção no PHF MIBEL – Janeiro 2008.	60
Tabela 4.21 - Quotas de Mercado de unidades de aquisição MIBEL – Janeiro 2008.	61
Tabela 4.22 - Processos de Operação técnica do Sistema – Janeiro 2008.	62
Tabela 4.23 - Preços médios devido aos processos de Operação técnica do Sistema – Janeiro 2008.	63
Tabela 4.24 - Componentes do preço horário final (comercializadores, consumidores elegíveis e agentes externos) – Janeiro 2008.....	64
Tabela 4.25 - Componentes do preço horário final (distribuidores) – Janeiro 2008.....	64
Tabela 4.26 - Componentes do preço horário final (unidades de aquisição) – Janeiro 2008....	64
Tabela 4.27 - Preço horário final lado espanhol – Janeiro 2008.	67
Tabela 4.28 - Energia contratada por mês no mercado diário em Portugal e Espanha em 2008.	69
Tabela 4.29 - Média, Máximo e Mínimo anual de energia contratada no Mercado Diário em 2008.	70
Tabela 4.30 - Energia contratada no Mercado Diário em Portugal em 2007 e 2008.....	70
Tabela 4.31 - Preços médios mensais no mercado Diário de Portugal e Espanha – em 2008. ..	72
Tabela 4.32 - Preços máximos e mínimos mensais no Mercado Diário em Portugal e Espanha – 2008.....	73
Tabela 4.33 - Preços médios mensais no Mercado Diário no lado português em 2007 e 2008.	75
Tabela 4.34 - Volume económico total mensal transaccionado no ano de 2008 em Portugal e Espanha.....	76
Tabela. 4.35 - <i>Market Splitting</i> mensal em 2008.	78
Tabela 4.36 - Diferença de preços máxima e mínima entre mercados em 2008.	79
Tabela 4.37 - “Peso” das tecnologias que lançam as propostas no Mercado Diário – 2008.	82
Tabela 4.38 - Tecnologias que marcaram o preço no Mercado Diário em Portugal em 2008. ..	83
Tabela 4.39 - Tecnologias que marcam o preço no Mercado Diário por hora em Portugal (horas) – 2008.	84
Tabela 4.40 - Tecnologias que marcam o preço no mercado diário em Espanha – 2008.	85
Tabela 4.41 - Número de vezes que cada tecnologia marca o preço no Mercado Diário em Espanha (horas) - 2008.	86
Tabela 4.42 - Preços médios e energia total contratada no Mercado Intradiário em 2008.	88

Tabela 4.43 - Preços médios mínimos, máximos e preços médios no Mercado Intradiário - 2008.	89
Tabela 4.44 - Valores mínimos, médios e máximos de energia contratada no Mercado Intradiário em 2008.	90
Tabela 4.45 - Mínimos, médios e máximos de transacção económica no Mercado Intradiário em 2008.	91
Tabela 4.46 - Energia média anual contratada por hora em cada sessão no Mercado Intradiário em 2008.	92
Tabela 4.47 - Energia total, máxima, média e mínima contratada no Mercado Intradiário - 2008.	93
Tabela 4.48 - Energia total, máxima, média e mínima contratada no Mercado Intradiário em Espanha - 2008.	94
Tabela 4.49 - Preços mínimos, médios e máximos obtidos das 6 sessões do Mercado Intradiário em Portugal e Espanha - 2008.	96
Tabela 4.50 - <i>Market Splitting</i> no Mercado Intradiário por mês no ano de 2008.	97
Tabela 4.51 - Preço Médio aritmético e energia contratada no Mercado Intradiário em Portugal - 2007 e 2008.	98
Tabela 4.52 - Energia transaccionada unidades de produção no PHF em Portugal - 2008. ...	100
Tabela 4.53 - Diferença entre unidade de produção e aquisição.	101
Tabela 4.54 - Quota das unidades de aquisição no PHF em Portugal - 2008.	102
Tabela 4.55 - Energia total a subir e a descer utilizada em processos de operação técnica do sistema.	104
Tabela 4.56 - Preços médios devidos a processos de operação técnica do sistema em cada mês de 2008.	105
Tabela 4.57 - Energia e custo por garantia de abastecimento mensal em 2008 para comercializadores, consumidores elegíveis e agentes externos.	107
Tabela 4.58 - Valor percentual de cada parcela na formação do preço horário final em 2008.	108
Tabela 4.59 - Energia diária contratada no Mercado Diário no 1º trimestre de 2008 e 2009.	110
Tabela 4.60 - Preço médio mensal no Mercado Diário no 1º trimestre de 2008 e 2009.	111
Tabela 4.61 - Preço mínimo, médio e máximo obtido no 1º trimestre de 2008 e 2009.	112
Tabela 4.62 - Preços médios semanais no Mercado Diário em Portugal e Espanha no 1º trimestre de 2009.	113
Tabela 4.63 - Volume económico total transaccionado no 1º trimestre de 2008 e 2009 em ambas as áreas de operação.	114
Tabela 4.64 - Comparação da aplicação do mecanismo de <i>Market Splitting</i> durante o 1º trimestre de 2008 e 2009.	115

Tabela 4.65 - Diferença de preços máxima e mínima entre áreas de operação no 1º trimestre de 2008 e 2009.....	116
Tabela 4.66 - Energia oferecida por tipo de tecnologia que lança as propostas de venda de energia eléctrica no Mercado Diário no 1º trimestre de 2008 e 2009.	119
Tabela 4.67 - Preços e Energia média contratada no Mercado Intradiário no 1º trimestre de 2008 e 2009.....	122
Tabela 4.68 - Quotas das unidades de produção no PHF em Portugal - 2009.	127
Tabela 4.69 - Quotas das unidades de aquisição no PHF em Portugal - 2009.	128
Tabela 4.70 - Energia total a subir ou a descer utilizada em processos de operação técnica do sistema no 1º trimestre de 2009.....	128
Tabela 4.71 - Preços médios devidos a processos de operação técnica do sistema no 1º trimestre de 2009.	129
Tabela 4.72 - Energia e custo por garantia de abastecimento mensal no 1º trimestre de 2009 para comercializadores, consumidores elegíveis e agentes externos. ...	130

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

CB	Contrato Bilateral
CFD's	<i>Contracts for Differences</i>
CMVM	Comissão de Mercado de Valores Mobiliários
CNE	<i>Comisión Nacional de Energía</i>
CNMV	<i>Comisión Nacional del Mercado de Valores</i>
CSEN	<i>Comisión Nacional del Sistema Eléctrico</i>
EDP	Electricidade de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ISO	<i>Independent System Operator</i>
LOSEN	<i>Ley del Orden del Sistema Eléctrico Nacional</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
Nordpool	<i>Nordic Power Exchange</i>
MO	<i>Market Operator</i>
OMEL	Operador del Mercado Ibérico de Energía
OMI	Operador do Mercado Ibérico
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia
OS	Operador do Sistema
PHF	Programa Horário Final
REE	<i>Red Eléctrica de España</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENV	Sistema Eléctrico não Vinculado
SEP	Sistema Eléctrico de Serviço Público
TSO	<i>Transmission System Operator</i>

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento e Objectivos

O presente documento resulta de um estudo efectuado no âmbito de um trabalho de mestrado integrado proposto pela EDP Produção e cujo tema consistiu na análise numérica dos resultados do mercado de electricidade em Portugal inserido no Mercado Ibérico de Electricidade, durante o ano de 2008.

A realização deste trabalho, proposto pela EDP Produção, foi motivada pela necessidade desta, compreender como evoluiu o funcionamento do MIBEL durante o ano de 2008 para se obter, em seguida, um conhecimento mais profundo do mesmo, e do modo como este tem evoluído tendo em vista a adopção das melhores estratégias a implementar neste mercado.

Este conhecimento é muito importante porque com a liberalização dos mercados de electricidade tem vindo a assistir-se a um aumento da competitividade neste sector.

Ao longo deste documento é realizada uma caracterização do mercado de electricidade em Portugal e Espanha e, a sua respectiva evolução para um mercado mais abrangente, onde as decisões a tomar por parte dos intervenientes se revestem de maior complexidade e para o qual o *know-how* ainda se está a aperfeiçoar.

Da análise dos resultados são retiradas as respectivas conclusões relativas às citadas diferenças entre áreas de operação, e apresentadas explicações que justifiquem a ocorrência de determinados fenómenos.

1.2 - Estrutura

O documento está estruturado em cinco capítulos. Os Capítulos 1, 2 e 3 apresentam os aspectos teóricos introdutórios ao tema em questão. Nos restantes capítulos, nomeadamente os Capítulos 4 e 5, é realizada uma análise aos resultados verificados no MIBEL em 2008 e respectiva comparação com o 1º trimestre de 2009. São ainda descritas as conclusões retiradas da análise deste trabalho.

No Capítulo 2 é apresentada uma introdução teórica sobre o funcionamento do sector eléctrico no passado e o processo de reestruturação que se implementou no mesmo. É realizada uma explicação do tipo de mercados existentes e do princípio de funcionamento dos mesmos. Finalmente, é realizada uma breve descrição da forma como se formou o primeiro mercado transnacional, mais concretamente o *Nordpool*.

O Capítulo 3 descreve a evolução do Sistema Eléctrico português desde os seus primórdios até ao processo de integração no MIBEL. Análise semelhante é realizada para o Sistema Eléctrico espanhol. É apresentada também uma descrição das bases que originaram a formação do Mercado Ibérico de Electricidade e das etapas evolutivas que se processaram desde o início do processo até ao início da sua actividade, focando ainda os principais objectivos do mesmo.

Finalmente é apresentada uma explicação teórica sobre a sequência das sessões do mercado de produção de energia eléctrica.

No Capítulo 4 está descrita a análise de resultados referente ao Mercado Ibérico de Electricidade no ano de 2008 em todas as suas vertentes, Mercado Diário, Mercado Intradiário, resolução de restrições técnicas, garantia de abastecimento, programa horário final, quotas de mercado dos diversos agentes e processos de operação técnica do sistema.

É feita ainda uma comparação com o segundo semestre do ano de 2007 e com os resultados verificados no primeiro trimestre do ano de 2009.

No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões finais deste trabalho e sugeridas algumas medidas cuja implementação permitiria melhorar o funcionamento deste mercado (MIBEL).

Capítulo 2

Mercados de Electricidade

2.1. O Sector Eléctrico no passado e a crise petrolífera

A actividade de produção de electricidade, bem como do seu transporte e distribuição até aos consumidores iniciou-se no final do século XIX e, desde essa altura, o sector conheceu muitas transformações. Na sua fase inicial, o sector eléctrico era formado por redes eléctricas de pequena potência e extensão geográfica devido, não apenas, ao valor diminuto das potências de carga envolvidas, mas também às tecnologias então disponíveis. À medida que as potências de carga foram aumentando e começaram a ser adoptadas diversas inovações tecnológicas, a extensão geográfica das redes e as potências envolvidas começaram também a sofrer incrementos. Este processo, a par do aproveitamento de recursos hídricos muitas vezes disponíveis em locais afastados dos centros de consumo, originou a construção de redes de transporte de energia eléctrica envolvendo distâncias e níveis de tensão cada vez mais elevados. Esta evolução originou a passagem de pequenos sistemas para grandes sistemas eléctricos, envolvendo investimentos cada vez mais significativos e cobrindo extensões geográficas crescentes coincidindo, com frequência, com o território de um país. Este movimento foi, em seguida, acompanhado pela progressiva interligação dos sistemas eléctricos nacionais por razões relacionadas com a obtenção de uma segurança de exploração e estabilidade mais elevadas, isto é, por razões de ordem eminentemente técnica. Esses sistemas eléctricos eram verticalmente integrados, isto é, integravam áreas desde a produção até ao relacionamento com o cliente final e, apesar de existirem diversas empresas a actuar no mesmo país, existiam áreas concessionadas a cada uma delas pelo que não havia qualquer competição [1].

Até à crise petrolífera de 1973, o ambiente económico era muito estável, traduzindo-se na presença de poucos factores de risco nas diversas actividades económicas, em geral, e no

sector eléctrico, em particular. Após as décadas de 50, 60 e início dos anos 70, o ambiente económico que se viveu, nomeadamente nos países mais industrializados, modificou-se de um modo muito rápido. Desenvolveram-se conjunturas económicas caracterizadas pela existência de elevadas taxas de juro e inflação, que contribuíram para criar um ambiente económico mais volátil. Como consequência desta situação geral, o consumo de diversas formas de energia e, em particular da energia eléctrica, começou a apresentar comportamentos mais erráticos [1].

2.2. Restruturação do Sector Eléctrico

Com o surgimento deste ambiente económico mais desfavorável e prejudicial para as actividades de capital intensivo, e com os processos de reestruturação que surgiram em diversas actividades económicas, onde se incluem a indústria aérea, as redes de telecomunicações e distribuição de gás, teve lugar o aparecimento de diversos novos agentes, aumentando com isso a concorrência, e conferindo aos clientes um papel mais activo tendo em conta que podiam seleccionar a entidade fornecedora de serviços. Começou então a questionar-se se não se poderia realizar uma reestruturação semelhante no sector eléctrico. No entanto, este sector manteve-se imune a estes ventos de mudança até finais dos anos 80, com excepção da experiência de reestruturação iniciada no Chile em 1979. Com efeito, foi apenas em 1990 que se iniciou sob o governo de Margareth Thatcher a reestruturação do sector eléctrico em Inglaterra e Gales e que, a partir daí, este movimento conheceu um desenvolvimento mais acelerado e generalizado. Daí em diante, o processo acelerou-se de forma imparável, assistindo-se hoje à formação de mercados transnacionais. A este nível, a integração em 1996 dos sectores eléctricos da Noruega e Suécia no *Nordpool*, posteriormente alargado a entidades da Finlândia e da Dinamarca, constitui o primeiro exemplo deste movimento. Na Península Ibérica o movimento integrador entre os sectores eléctricos de Portugal e Espanha é cada vez mais forte após a concretização do acordo para a criação do Mercado Ibérico de Electricidade [1].

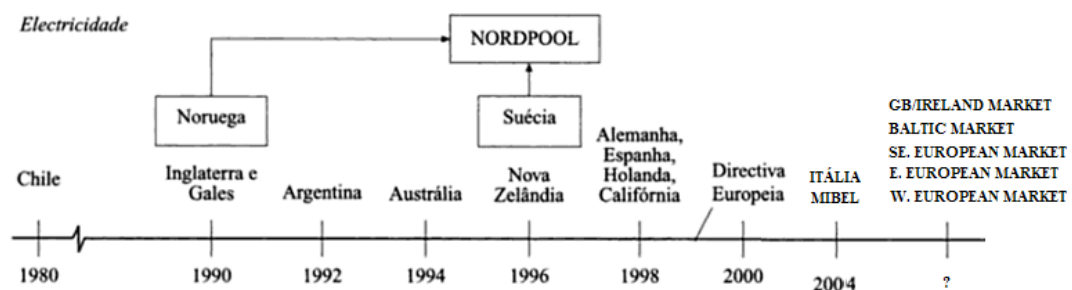


Figura 2.1 - Cronologia da reestruturação dos sectores eléctricos.

A reestruturação do sector eléctrico consistiu, em termos gerais, na passagem de um sistema verticalmente integrado, em que uma única empresa tinha o domínio em termos de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia, para um sistema desverticalizado, *Unbundling*, o que permitiu a criação de diversas empresas actuando a nível de produção e de comercialização, aumentando com isso a concorrência nestas actividades. Devido a este processo de desverticalização, e ao facto de as actividades de transporte e distribuição funcionarem em regime de monopólio natural, houve a necessidade de criar entidades reguladoras, e por consequência de um regime de índole regulatória, para fazer face às possíveis situações de poder de mercado devido a esses monopólios. Surgiu também o Operador Independente de Sistema (*ISO*), que tem como função a coordenação técnica do sistema de transporte. Esta entidade recebe a informação relativa aos contratos bilaterais, em termos dos nós da rede tal como das potências envolvidas, agregando-as com os despachos económicos obtidos nos mercados centralizados. O *ISO* deverá então proceder a um conjunto de estudos de forma a verificar a viabilidade técnica do conjunto despachos/contratos para cada intervalo do dia seguinte, tendo em atenção, entre outros aspectos, as situações de congestionamento. Se o conjunto de contratos/despachos não originar congestionamentos, a exploração do sistema é viável do ponto de vista técnico, seguindo-se a identificação e contratação dos níveis necessários dos serviços auxiliares. Caso existam situações de congestionamento, o despacho não é viável devendo ser sujeito a modificações induzidas ou forçadas através de diversos mecanismos, como é o caso dos mercados de ajustes ou do mecanismo de *Market Splitting* [1].

Em mercados transnacionais, dado que existe um Operador de Sistema em cada país, normalmente existe uma agregação das actividades de transporte e de coordenação técnica do sistema passando-se de um *ISO* para um *TSO*, *Transmission System Operator*. A título de exemplo, na estrutura existente na Noruega e Suécia, no âmbito do *Nordpool*, existem duas empresas proprietárias das redes de transporte, uma na Noruega e outra na Suécia, às quais em cada país estão cometidas as actividades de Operador do Sistema. Neste sentido existe uma agregação das actividades de transporte e de coordenação técnica do sistema, existindo portanto entidades correspondentes a *TSO* [1].

Para a gestão dos mercados centralizados foi criado o Operador de Mercado, *Market Operator (MO)*. É a esta entidade que está atribuída a administração dos mercados centralizados, recebendo propostas de compra e venda de energia eléctrica e procedendo à sua agregação. Do encontro destas propostas é obtido o despacho de mercado, despacho este puramente económico.

Em relação à actividade de produção, cada uma das empresas integradas originais deu origem a várias empresas, dependendo esse número da dimensão do sector, da necessidade de se criar um número adequado de entidades que criem um regime competitivo e da conveniência em evitar a existência de posições dominantes no mercado. Para a actividade de

transporte, originalmente associada a cada área geográfica, ficou apenas uma única empresa que presta o serviço de transporte de energia eléctrica em termos de monopólio regulado. O mesmo aconteceu na actividade de distribuição, dado que nestes dois casos se torna inviável do ponto de vista económico e ambiental a duplicação de redes na mesma área geográfica [1].

Com esta mudança e com o aumento da diversidade de empresas oferentes, surgiu também o conceito de consumidor elegível. Consumidor elegível é aquele que pode escolher ou eleger a entidade fornecedora de energia eléctrica. No entanto, nos primórdios desta reestruturação, apenas uma pequena fracção dos consumidores tinha a condição de elegibilidade. Ou seja, apenas os consumidores com maior consumo e/ou níveis de tensão mais elevados é que verificavam esta condição [1]. Progressivamente, o conceito de elegibilidade foi-se alargando, e em Portugal desde Setembro de 2006 todos os consumidores podem escolher o seu fornecedor. Em Espanha isso é possível desde 1 de Janeiro de 2003 [2].

Outro aspecto a ter em consideração com a reestruturação do sector eléctrico consistiu na introdução de mecanismos de mercado que originaram a mudança dos grandes objectivos perseguidos pelos sistemas eléctricos. Ou seja, de uma lógica de minimização de custos passou-se para um paradigma de bem-estar social, decorrente da utilização de energia eléctrica. Essa modificação pode ser interpretada como resultado do desejo de abrir novas áreas de negócio a novas entidades, de desenvolver uma estrutura mais descentralizada e de aumentar o número de agentes que passam a actuar no sector, sem que isso signifique uma alteração substancial dos grandes fluxos financeiros envolvidos [1].

Com esta reestruturação passaram a existir duas formas dos consumidores adquirirem energia. Ou através de contratos bilaterais (CB), ou recorrendo a mercados centralizados, de tipo *Pool* [1].

2.3. Tipos de mercados

O mercado tipo *Pool*, pode ser considerado como a “bolsa” da electricidade. Este mercado é regido por mecanismos de curto prazo, onde se pretende equilibrar a produção e a carga através de propostas de compra e venda de energia eléctrica. Funciona normalmente no dia anterior àquele em que será implementado o resultado das propostas que tiverem sido aceites. Dentro deste tipo de mercado, existe o *Pool* simétrico ou assimétrico e o voluntário ou obrigatório [1].

As versões mais frequentes destes mercados de energia eléctrica correspondem a mecanismos simétricos, ou seja, há a possibilidade de transmitir ofertas de compra e de venda de energia eléctrica. Neste sentido, as entidades produtoras, por um lado, e as entidades comercializadoras, consumidores elegíveis e agentes externos, por outro, deverão transmitir ao Operador de Mercado as suas ofertas de venda e de compra, respectivamente, incluindo também, em relação às ofertas de venda, o nó de injeção, a disponibilidade de produção em cada período e o preço mínimo que pretendem ver remunerado o serviço. Em

relação às ofertas de compra deverá ser indicado o nó de absorção, a potência pretendida para cada intervalo e o preço máximo que estão disponíveis a pagar pela energia [1].

Comunicadas as propostas, o Operador de Mercado, relativamente a cada um dos intervalos de tempo, 1 hora ou 30 minutos, organiza as propostas recebidas construindo as curvas agregadas de oferta de compra e venda de energia eléctrica. Da intercepção dessas curvas fica definido o preço de mercado – *Market Clearing Price* –, e a quantidade de energia que é transaccionada – *Market Clearing Quantity* [1].

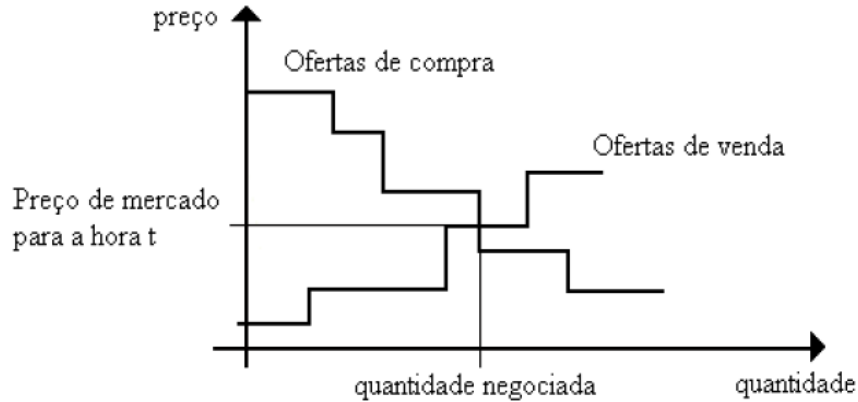


Figura 2.2 - Funcionamento de um Mercado em *Pool* Simétrico.

Ou seja, o grande objectivo deste mercado é a maximização do bem-estar social, que é dado pela área A_1 . Em termos matemáticos, este problema pode ser descrito pela formulação (2.1) a (2.4):

$$\text{Máx } A_1 = \sum_{i=1}^{N_d} C_{Di}^{of} * P_{Di} - \sum_{j=1}^{N_g} C_{Gj}^{of} * P_{Gj} \quad (2.1)$$

$$\text{Suj a : } 0 \leq P_{Di} \leq P_{Di}^{of} \quad (2.2)$$

$$0 \leq P_{Gj} \leq P_{Gj}^{of} \quad (2.3)$$

$$\sum_{j=1}^{N_g} P_{Gj} = \sum_{i=1}^{N_d} P_{Di} \quad (2.4)$$

Na formulação 2.1 pretende-se maximizar o bem-estar social, representado pela área A_1 em que:

- C_{Di}^{of} – preço que a carga está disponível a pagar pelo consumo de energia;
- P_{Di}^{of} – quantidade pedida no lançamento da proposta de compra;
- C_{Gj}^{of} – preço que a produção quer receber por unidade da energia oferecida;
- P_{Gj}^{of} – quantidade oferecida na proposta de venda;

A expressão 2.2 é uma das restrições do problema, em que a carga consumida deve de ser menor ou igual à que foi pedida durante as propostas de compra:

- P_{Di} - Potência de carga despachada;

A expressão 2.3 diz-nos que a quantidade produzida não pode ser superior à oferecida no lançamento das propostas de venda:

- P_{Gi} - Potência produzida despachada;

Na expressão 2.4 o somatório da produção despachada tem de ser igual ao somatório da potência consumida:

O funcionamento de um mercado deste tipo será tanto mais eficiente quanto mais agentes actuarem nos segmentos de compra e venda e quanto menos concertação existir na preparação das propostas respectivas [1].

Uma versão menos frequente, mas igualmente integrante em mercados tipo *Pool* é o modelo assimétrico. Este modelo está estruturado de forma a permitir apenas que sejam apresentadas propostas de venda de energia eléctrica. Admite, com isso, de forma implícita que a carga é inelástica, isto é, que se encontra apta a pagar qualquer preço que resulte do funcionamento do mercado.

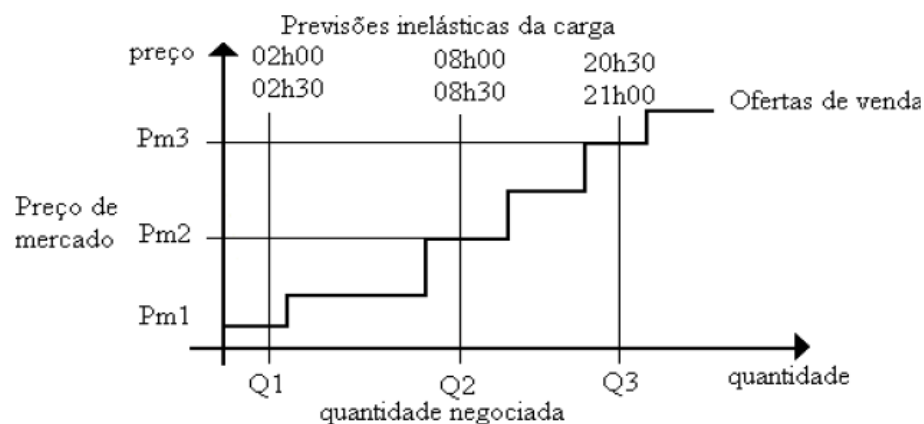


Figura 2.3 - Funcionamento de um Mercado tipo *Pool* assimétrico.

Neste caso, a maximização do bem-estar social, passa pela minimização da área A_2 . A formulação matemática deste problema é dada por (2.5) a (2.7):

$$\text{Min } A_2 = \sum_{j=1}^{N_d} C_{Gj}^{of} * P_{Gj} \quad (2.5)$$

$$\text{Suj a: } 0 \leq P_{Gj} \leq P_{Gj}^{of} \quad (2.6)$$

$$\sum_{j=1}^{N_g} P_{Gj} = \sum_{i=1}^{N_d} P_D^{Spec} \quad (2.7)$$

Nesta formulação em 2.5 o objectivo passa pela minimização da área A_2 em que:

- C_{Gi}^{of} - preço que a produção quer receber por unidade da energia oferecida;
- P_{Gj}^{of} - quantidade oferecida na proposta de venda;

A expressão 2.6 é uma das restrições do problema que indica que a potência produzida deve de ser menor ou igual à potência oferecida no lançamento das propostas de venda de energia eléctrica:

- P_{Gi} - Potência despachada;

A restrição 2.7 é outra das restrições do problema que impõe que o somatório da potência produzida despachada tem de ser igual ao somatório da potência consumida especificada, para que exista equilíbrio no sistema:

- P_{Di}^{Spec} - Potência consumida especificada;

Os preços oriundos deste tipo de mercado são muito voláteis, dado que são fortemente influenciados pelos preços de venda oferecidos, pelo nível da procura e pela ocorrência, ou não, de saídas de serviço, programadas ou por avaria [1].

Para além da classificação em termos de tratamento conferido à produção e à carga, os mercados centralizados podem ser ainda classificados em obrigatórios ou voluntários. Num mercado do tipo obrigatório não são admitidas outras formas de relacionamento comercial entre produtores, por um lado, e comercializadores, consumidores elegíveis e agentes externos, por outro. Nos mercados voluntários estas entidades poderão apresentar as suas propostas a este mercado ou recorrer a mecanismos denominados contratos bilaterais para adquirir energia [1].

Dado que nas situações de mercados centralizados, as entidades compradoras não tem possibilidade de identificar as entidades produtoras que as estão a alimentar, tal como as entidades produtoras não conseguem identificar quais são as entidades consumidoras que estão a alimentar, e também devido à grande volatilidade que existe neste tipo de mercados e por consequência da incerteza em termos de preços, existe uma forma alternativa de

mecanismos contratuais para aquisição de energia. São os chamados contratos bilaterais. Estes pretendem responder de forma adequada ao risco inerente do funcionamento dos mercados a curto prazo e conferir às entidades consumidoras uma capacidade real de eleger o fornecedor com o qual se pretendem relacionar [1].

Existem diferentes tipos de contratos bilaterais. Existem os contratos bilaterais físicos e contratos de tipo financeiro, onde se incluem os contratos às diferenças, os futuros e de Opções [1].

Relativamente aos contratos bilaterais físicos, esta é uma primeira possibilidade de se estabelecer um relacionamento directo entre entidades produtoras e consumidoras. Estes contratos englobam usualmente prazos iguais ou superiores a 1 ano, e integram diversas disposições relativas ao preço do serviço a fornecer e às condições de fornecimento relativas, por exemplo, à modulação da potência ao longo do período de contrato, à indicação dos nós em que será realizada a injeção e absorção de potência, à qualidade de serviço, etc. [1].

Um aspecto a salientar neste tipo de contratos está relacionado com o facto de as condições contratuais que se estabelecem entre as duas entidades, produtor e consumidor, dizerem respeito apenas ao relacionamento entre ambas. Ou seja, o Operador de Sistema apenas deverá assegurar a viabilidade técnica do conjunto de contratos efectivados em simultâneo, não precisando de saber qual foi o preço contratual definido entre ambas [1].

Para além dos contratos físicos, a reestruturação do sector eléctrico tem implicado a adopção de mecanismos de índole puramente financeira, como forma de lidar com o risco mais acentuado decorrente do funcionamento de mercados a curto prazo. Nestes mecanismos as entidades contratantes pretendem precaver-se relativamente a comportamentos menos favoráveis dos preços obtidos nos mercados a curto prazo. Nestas condições, pode-se dizer que estamos perante a progressiva financeirização do sector eléctrico [1].

Os contratos às diferenças aparecem como uma forma de lidar com a volatilidade do mercado, em termos de preços, sendo por isso um mecanismo estabilizador das remunerações a pagar pelas entidades consumidoras e a receber pelas entidades produtoras [1].

Relativamente aos contratos às diferenças, também conhecidos como CFD'S – *Contracts for Differencies*, estabelece-se um preço alvo, *Target price*, entre as duas entidades envolvidas, e consoante o funcionamento e variação do preço de mercado, e de forma a estabilizar os fluxos financeiros estabelece-se o seguinte acordo:

- nos intervalos de tempo em que o preço alvo estiver acima do preço de mercado, a entidade consumidora paga a diferença entre o preço alvo e o preço de mercado à entidade produtora, como se ilustra na Figura 2.4;
- nos intervalos de tempo em que o preço alvo estiver abaixo do preço de mercado, a entidade produtora paga a diferença entre o preço de mercado e o preço alvo à entidade consumidora, tal como se indica na Figura 2.4;

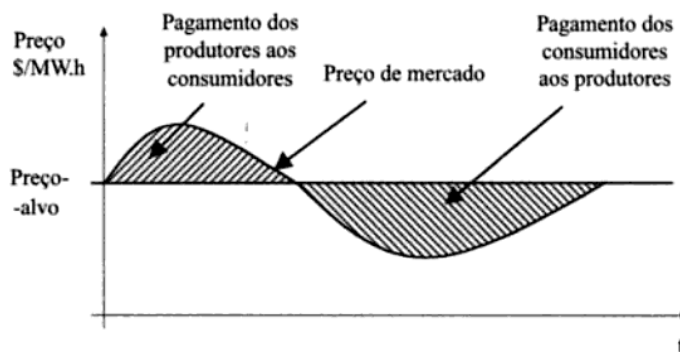


Figura 2.4 – Esquema de funcionamento de um contrato às diferenças [1].

Nos contratos de futuros as entidades contratantes reservam a utilização de um determinado recurso, neste caso energia eléctrica, a um determinado preço e por um determinado horizonte temporal. Estes contratos apresentam um risco elevado dado que implicam a utilização efectiva do recurso ao fim do prazo estabelecido. Com isso poderão ocorrer perdas financeiras significativas se o preço de mercado a curto prazo vier a evoluir para valores inferiores ao estabelecido no contrato [1].

Nos contratos de Opções é permitido que as entidades contratantes possam utilizar ou não o recurso. Ou seja, confere-se a possibilidade de utilizar ou não o recurso, dependendo de ser identificada uma possibilidade mais atraente de investimento. Assim, estes contratos apresentam um risco menos elevado quando comparados com os futuros [1].

Apesar de tudo e salvas raras excepções, a maioria dos sistemas eléctricos tem optado por estruturas mistas. Neste caso, funciona em simultâneo um mercado centralizado tipo *Pool* e existe a possibilidade de se estabelecerem contratos bilaterais físicos. São exemplos disso, o mercado escandinavo, *Nordpool* [1].

O funcionamento de um modelo misto pode ser ilustrado pela Figura 2.5.

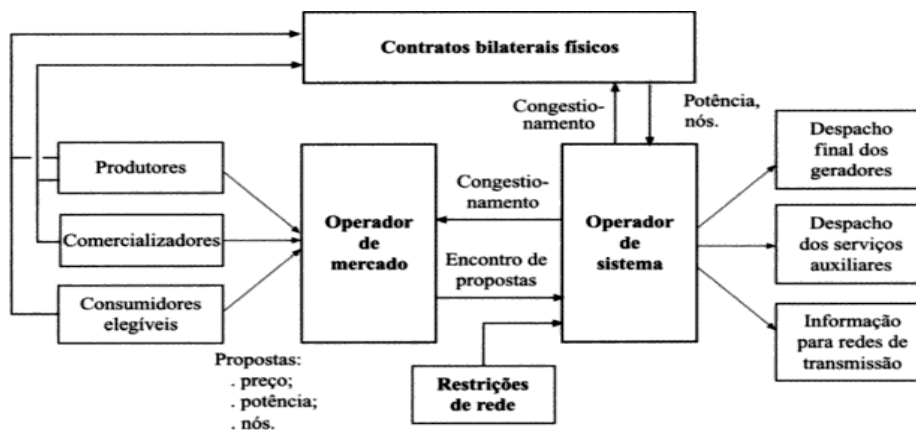


Figura 2.5 – Funcionamento de um modelo misto do sector eléctrico [1].

Os produtores, comercializadores e consumidores elegíveis apresentam as suas ofertas de venda e compra de energia eléctrica, respectivamente, ao Operador de Mercado. Esta entidade organiza as ofertas de venda por ordem crescente de preço e as ofertas de compra por ordem decrescente de preço, criando as curvas agregadas de oferta de compra e venda de energia eléctrica. A intercepção das mesmas define o preço/quantidade de mercado que é transaccionada. Esta informação, preço, potência e nós de injeção, são enviados ao Operador de Sistema que as adiciona aos contratos bilaterais e verifica se o despacho final, *Pool* + CB, é viável do ponto de vista técnico. Se todas as restrições forem cumpridas, o Operador do Sistema, envia a informação final do despacho aos produtores, contratando também os serviços auxiliares necessários, enviando ainda a informação dos trânsitos de potência à entidade da rede de transmissão. Caso existam situações de congestionamento, o Operador de Sistema retorna essa informação aos intervenientes, podendo activar mercados de ajustes recebendo propostas de incrementos/decrementos de potência tendo em vista ultrapassar as situações de inviabilidade detectada, ou activando um mecanismo como o *Market Splitting* [1].

2.4. Nordpool

Um exemplo de um mercado transnacional é o *Nordpool*.

O *Nordpool* (*Nordic Power Exchange*) é um mercado de electricidade transnacional formado actualmente pela Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca [3].

A formação deste mercado começou em 1991 quando a estrutura do sector eléctrico se começou a alterar na Noruega, com a publicação de nova legislação com o intuito de reestruturar o sector. O principal objectivo consistia em estabelecer um mercado competitivo, integrando quer empresas produtoras, quer compradores, permitindo que o sistema em termos globais se tornasse mais eficiente. Na sequência destas alterações legislativas, o estado norueguês reorganizou as suas participações no sector eléctrico criando a *STATNET*, empresa vocacionada para a exploração da rede de transporte e a *STATKRAFT* que agrupava a actividade de produção. Surgiu mais tarde, e através da *STATNET*, o mercado de energia eléctrica onde se tornava possível transaccionar energia quer através de contratos físicos, quer através de contratos de tipo financeiro [1].

Em 1992 a Suécia, e tal como a Noruega, iniciou a reestruturação do sector eléctrico, procedendo, também, à separação das actividades de produção e exploração da rede. Surgiram assim a *VATTENFALL*, para a produção, e a *SVENSKA KRAFTNAT*, para a transmissão.

Em 1993 iniciaram-se as conversações entre os dois países para a formação de um mercado comum de electricidade, que foi constituído em 1996. Para que isso acontecesse, as empresas da rede de transmissão dos dois países concordaram em eliminar as barreiras tarifárias existentes entre ambos, no que diz respeito ao trânsito de electricidade transfronteiriço, permitindo assim que as empresas produtoras e consumidoras dos dois países

fossem remuneradas e pagassem os seus consumos tendo em conta o preço nodal correspondente ao ponto em que se interligam. Foi criada a empresa *Nordpool*, detida em partes iguais pelas duas empresas de transmissão, sendo esta a responsável pela operação da bolsa de electricidade nórdica [1].

Mais tarde juntaram-se a este mercado a Finlândia e a Dinamarca, respectivamente em 15 de Junho de 1998 e 1 de Outubro de 2000 [4].

No que diz respeito aos mecanismos de contratação de electricidade, esta pode ser realizada recorrendo ao mercado *spot* (*Elspot*), ou recorrendo a contratos bilaterais físicos (*Elbas*).

O mercado diário é um mercado de tipo *Pool*, simétrico e voluntário. A este mercado são comunicadas ofertas de compra e de venda de energia, e o preço/quantidade de mercado, para cada hora, fica definido pela intercepção das curvas agregadas da oferta e da procura.

No mercado de contratação bilateral (*Elbas*), são realizados contratos até uma hora antes da entrega física de energia entre produtores e consumidores [5].

Os despachos obtidos nos mercados *Elbas* e *Elspot* são enviados para os Operadores de Sistema que verificam a sua viabilidade técnica. Inicialmente é atribuído um preço único a todo o sistema. Seguidamente são verificados os limites nos ramos das interconexões entre a Suécia, Finlândia, Dinamarca e Noruega, e também nas diferentes zonas na Noruega. Se não existirem congestionamentos fica definido um preço único para todo o sistema. Caso existam situações de congestionamento nas interligações, são criadas 6 zonas, sendo determinados preços marginais zonais para cada uma. Será necessário neste caso o tratamento dos congestionamentos, através do mecanismo de *Market Splitting* [5].

O *Market Splitting* é um mecanismo de resolução de congestionamentos em que se avalia a capacidade das interligações entre as diferentes áreas de licitação. Isto significa que os balanços de mercado entre a oferta e a procura são automaticamente determinados pela combinação de ambas, tendo em conta a capacidade avaliada entre essas áreas. Por outras palavras, no *Market Splitting* os mecanismos de preços reflectem as licitações em cada área e a capacidade das interligações. Se bem que o equilíbrio global do mercado possa ser determinado sem ser necessário que toda a capacidade das interligações seja usada, caso isso aconteça, ficará definido um preço de mercado único para todas as áreas. No entanto, pode acontecer que a capacidade que existe nas interligações não seja suficiente para o equilíbrio de mercado que é definido, surgindo então situações de congestionamento nas interligações. Quando isso acontece o equilíbrio de mercado que é definido não garante a segurança em termos técnicos do sistema. Nesses casos os trânsitos de potência nas interligações que estavam congestionadas são colocados no seu limite máximo, ou seja, toda a capacidade disponível será usada para o trânsito de potência da zona que tem um défice de procura em relação à oferta, preços mais baixos, para a zona que tem um excesso de procura em relação à oferta, preços mais altos [6].

Como exemplo, no *Nordpool*, consideremos que a Suécia está a fornecer energia à Noruega e que na interligação existe uma situação de congestionamento. O mecanismo de *Market Splitting* ajusta o limite da interligação para o seu valor máximo, ou seja, o trânsito de potências da Suécia para a Noruega é reduzido para o limite máximo dos ramos da interligação. Com isso, o preço da energia na Suécia diminui, dado que a procura de energia baixou, devido ao limite na interligação. Do lado da Noruega, e dado que a recepção de energia provida da Suécia está limitada pela capacidade da interligação, para equilibrar a produção e o consumo será necessário aceitar ofertas mais caras pelo que o preço irá aumentar. Nestas condições, o preço nas duas zonas passará a ser diferente, quando se aplica o mecanismo de *Market Splitting* para resolver os congestionamentos nas interligações. Ou seja, o preço na Suécia será o da última unidade a ser despachada neste país, enquanto que o preço da Noruega será o da última unidade a ser despachada em todo o Sistema, *Nordpool*. Assim passa-se de um mercado único, com um preço único para uma situação em que há um preço marginal por zona. Este exemplo encontra-se retratado na Figura 2.6 [5].

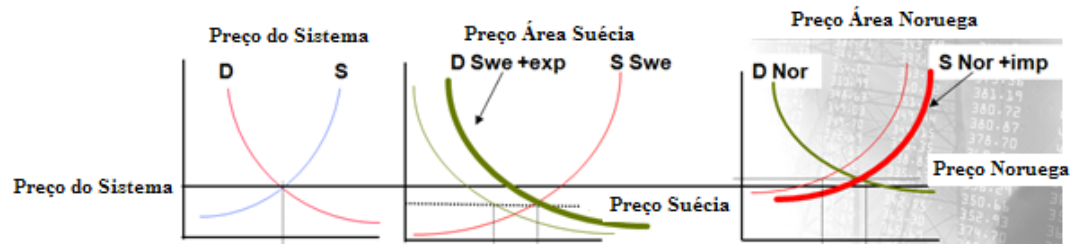


Figura 2.6 - Situação de Market Splitting entre a Suécia e a Noruega [4].

Capítulo 3

Mercado Ibérico de Electricidade

3.1. Sistema Eléctrico português

Rezam as crónicas que a primeira experiência relativa à produção e utilização de energia eléctrica realizada em Portugal terá ocorrido em Lisboa em 1878. Foi já em 1889 que foi implementada a primeira rede eléctrica de iluminação pública alimentada por uma central eléctrica. Depois de Lisboa, seguiram-se outros municípios, mas o funcionamento do sistema era muito precário com interrupções frequentes e prolongadas [2].

Nos últimos 30 anos o sector eléctrico português sofreu uma evolução assinalável do ponto de vista estrutural, regulamentar e de propriedade dos activos envolvidos. Até 1975, este sector encontrava-se organizado em termos de diversas empresas concessionárias mas, nesse ano, assistiu-se à nacionalização do sector eléctrico e, em consequência disso, à criação de empresas públicas às quais são conferidas, em exclusivo e em regime de serviço público, por tempo indeterminado, o exercício da actividade de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica. Desse processo emergiu a Electricidade de Portugal, EDP. Esta empresa foi transformada, nos anos 90, em empresas de capitais públicos, EDP, SA, iniciando-se assim uma série de transformações que tem continuado até aos nossos dias [1].

Em 1995, antecipando em alguns anos a entrada em vigor da Directiva Europeia 96/92/CE de 19 de Dezembro, foi publicada nova legislação - Decretos-Lei nº 182/95 a 188/95 de 27 de Julho, consolidados pelo Decreto-Lei nº 44/97, de 20 de Fevereiro, - que estruturava o Sector

Eléctrico Nacional em termos de um sector de serviço público e de um sistema explorado segundo as leis de mercado. Definiu-se então um Sistema Eléctrico Nacional baseado na existência de um Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e de um Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV). Neste âmbito, o Governo de então aprovou uma reestruturação vertical e horizontal da EDP, SA, com a criação de uma *holding* e de diversas empresas participadas actuando, nomeadamente, nas áreas de produção, hídrica e térmica, transporte e distribuição de energia eléctrica. No âmbito do pacote legislativo de 1995 foi criada a entidade Reguladora do Sector Eléctrico - ERSE - à qual foram atribuídas diversas funções de índole regulamentar, sancionatória e administrativa. Esta entidade entrou em funções em Fevereiro de 1997 [1].

Ainda em 1995, pretendeu-se iniciar um processo de privatização das diversas empresas participadas pela *holding* então criada. De facto, o processo de privatização foi iniciado com a particularidade da privatização ter sido iniciada sobre a própria *holding*. No ano 2000, culminando diversas fases deste processo de privatização, a maioria do capital social da EDP, SA, tornou-se privado. Antecedendo esta nova fase de privatização, em Junho de 2000 o Governo entendeu autonomizar a empresa REN, SA, à qual está concessionada a Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica. De forma a reforçar as condições de isenção e transparência de actuação do Operador do Sistema, 70% do capital da REN, SA, foi adquirido pelo Estado [1].

A publicação dos Decretos-Lei nº 184/2003 e 185/2003, ambos de 20 de Agosto, representam o aprofundamento do processo de liberalização do sector eléctrico, liberalização essa que tem os seus princípios expressos na Directiva 54/CE/2003, de 26 de Junho, e na qual se inspira a criação do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), expresso nos acordos celebrados entre Portugal e Espanha [2].

O enquadramento do funcionamento do sector eléctrico no âmbito dos princípios de abertura e concorrência estabelecido na Directiva 2003/54/CE, de 26 de Junho, passou a estar consagrado no Decreto-Lei nº 29/2006, de 15 de Fevereiro e consequente regulamentação. Este diploma estabelece os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional, bem como ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade e à organização dos mercados de electricidade, transpondo para a ordem jurídica interna os princípios da Directiva 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de electricidade, e que revogou a Directiva 96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Dezembro [2].

O Decreto-Lei nº 29/2006, de 15 de Fevereiro, veio estabelecer as bases e os princípios de organização e funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), revogando o Decreto-Lei nº 182/95, de 27 de Julho, bem como as revisões introduzidas pelos Decretos-Lei nº 184/2003 e 185/2003, ambos de 20 de Agosto, 36/2003, de 26 de Fevereiro, 192/2004, de 17 de Agosto e 240/2004 de 27 de Dezembro [8].

O Decreto-Lei nº 29/2006, de 15 de Fevereiro, estabeleceu os princípios gerais relativos:

- à organização e funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional;
- à organização dos mercados de electricidade;
- ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização;

A produção de electricidade integra a classificação de produção em regime ordinário e produção em regime especial. Ao exercício desta actividade está subjacente a garantia do abastecimento, no âmbito do funcionamento de um mercado liberalizado, em articulação com a promoção de uma política que confere grande relevância à eficiência energética e à protecção do ambiente, incrementando a produção de electricidade mediante o recurso a fontes endógenas renováveis de energia. O acesso a esta actividade é livre, cabendo aos interessados, no quadro de um mercado liberalizado, a respectiva iniciativa. Abandona-se, assim, a lógica do planeamento centralizado dos centros electroprodutores [7].

O transporte e a distribuição são exercidos mediante a atribuição de concessões de serviço público.

Os consumidores podem livremente comprar electricidade. Nesse sentido, tem o direito de acesso às redes de transporte e distribuição, mediante o pagamento de tarifas reguladas. Podem também escolher livremente o seu fornecedor dado que, desde Setembro de 2006, o conceito de elegibilidade se estendeu a todos os consumidores [8].

Está também consagrada, para protecção dos consumidores, a figura do comercializador de último recurso, cuja finalidade consiste em servir de garante do fornecimento de electricidade aos consumidores, nomeadamente os mais frágeis, em condições de qualidade e continuidade de serviço. Este comercializador irá actuar nomeadamente enquanto o mercado não estiver a funcionar com plena eficácia e eficiência [8].

Neste contexto, as actividades de transporte, distribuição, comercialização de último recurso e operação logística de mudança de comercializador estão sujeitas à regulação exercida pela ERSE. A monitorização da segurança de abastecimento é da competência da Direcção-Geral de Geologia e Energia, com a colaboração da REN [8].

A estrutura actual do sector eléctrico em Portugal está apresentada na Figura 3.1.

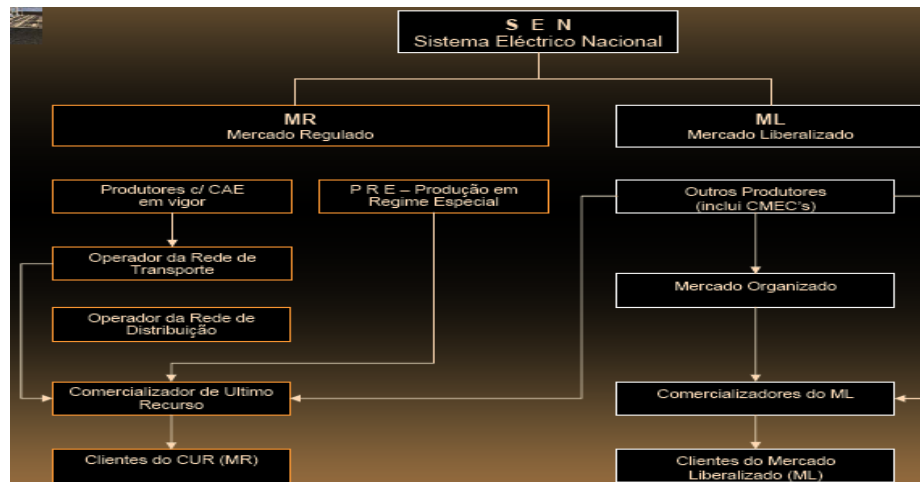


Figura 3.1 - Estrutura actual do Sector Eléctrico português [24].

3.2. Sector Eléctrico espanhol

A primeira aplicação prática de electricidade em Espanha data do ano de 1852, em que o farmacêutico Domenech, em Barcelona, foi capaz de iluminar a sua casa com uma invenção sua. Em Madrid, nesse mesmo ano realizaram-se experiências de iluminação recorrendo ao uso de uma pilha galvânica, na praça da Armería e no Congresso dos Deputados. A partir do ano de 1876 começa a electrificação industrial em Espanha [9].

Até Janeiro de 1975, o sistema eléctrico espanhol apresentava uma estrutura em que o Estado espanhol era detentor de uma parte do sistema, sendo a outra propriedade de interesses privados. A actividade de transporte e o despacho encontravam-se integrados na mesma entidade. A regulação tarifária era realizada pelo Estado tendo em conta aspectos políticos e sociais. As tarifas eram baseadas em históricos de custos, e correspondiam a uma tarifa única para todo o país, sendo as zonas mais desfavorecidas compensadas desse facto com subsídios ou benefícios [1].

Em 1995 foi promulgada a Lei de Ordenação do Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN), que previa a criação de um sistema de produção independente, que funcionaria em regime de concorrência, mantendo-se o regime regulado para as instalações de produção já existentes [9].

A legislação aprovada em 1995 pretendia promover a reestruturação do sector eléctrico tendo em conta três grandes tópicos:

- a nova legislação deveria de ser flexível, mas deveria de ser mantida uma presença do Estado no sector, consubstanciada na existência de uma entidade reguladora que supervisionasse o mesmo;
- a produção de energia eléctrica deveria de ser separada da distribuição, promovendo-se ainda a separação progressiva da distribuição em relação à actividade de comercialização;

- a legislação deveria contemplar a coexistência de dois subsistemas: um sistema “integrado”, que assegurava o serviço público e outro “independente”, sujeito às leis do mercado.

Com base neste modelo de organização do sector eléctrico, foi criada uma entidade reguladora do sector eléctrico, *Comisión Nacional del Sistema Eléctrico – CSEN*. Esta entidade tinha como principais objectivos e funções a elaboração de propostas de preços, o planeamento, o cálculo das remunerações das actividades reguladas, a preparação de alterações legislativas, a supervisão do sector eléctrico, bem como a resolução de conflitos, servindo também como órgão consultivo do Governo [1].

Nessa altura, o sistema regulado era constituído por empresas produtoras, pela totalidade das redes de transporte e de distribuição, por distribuidores e por clientes finais cuja tarifa era regulada. O sistema liberalizado era constituído por alguns produtores que abasteciam apenas grandes clientes, clientes elegíveis.

Com a evolução do mercado e o desenvolvimento de diversas experiências mais aprofundadas de reestruturação noutros países, ocorreu um debate intenso acerca deste modelo. Como resultado desse debate foi aprovada nova legislação pelo Governo espanhol em Novembro de 1997 – *Ley del Sector Eléctrico*.

Segundo a *Ley 54/1997*, de 27 de Novembro, a nova estrutura eliminou a noção tradicional de serviço público, substituindo-a pela garantia de abastecimento com qualidade de serviço e com o menor custo possível. Por outro lado, deixaram de existir dois sistemas distintos, no que diz respeito à produção, para passar a haver um único, liberalizado, sendo ainda criadas duas novas entidades definidas no artigo 33 desta lei. São elas o *Operador del Sistema* e o *Operador del Mercado*. A supervisão continua a ser exercida pela *CSEN* [1].

O Operador do Sistema foi criado com o intuito de garantir a continuidade e segurança no abastecimento de energia eléctrica e a correcta coordenação do sistema de produção e transporte. O Operador de Mercado é a entidade responsável pela gestão económica do sistema, assumindo a gestão do sistema de ofertas de compra e venda de energia nos termos legais [1].

Em relação à evolução do acesso ao mercado pelos consumidores, desde 1 Janeiro de 2003 que todos os consumidores são considerados elegíveis, pelo que podem escolher o seu fornecedor de energia eléctrica.

Em Dezembro de 2000 foi publicado pelo Ministério da Economia um decreto que clarificou determinados aspectos referentes a diversas actividades. Este decreto indicava que as actividades de transporte e de distribuição seriam exercidas por sociedades cujo objectivo social seria exclusivamente o de transporte e de distribuição de energia eléctrica. A actividade de transporte seria exercida pela *REE, SA*, à qual estão também atribuídas as funções de Operador de Sistema e de gestão da rede de transporte. [1] Em 2007 com a *Ley*

17/2007, de 4 de Julho, foi realizada a consolidação definitiva do modelo *TSO* (*Transmission System Operator*). Neste sentido, a *REE*, na sua condição de Operador de Sistema, tem de garantir a continuidade e a segurança no abastecimento de energia eléctrica, tal como a correcta coordenação do sistema de produção e transporte, exercendo as suas funções de uma forma objectiva e transparente [10].

Actualmente, o modelo do sector eléctrico em Espanha compreende a existência de dois sistemas. O sistema regulado e o sistema liberalizado [1].

No sistema regulado, os consumidores adquirem electricidade aos distribuidores sob o regime de tarifas reguladas. As empresas de distribuição adquirem electricidade no mercado grossista, também conhecido como Mercado Atacadista, sendo de seguida entregue na rede de distribuição através da rede de transporte. Os negócios de transporte e distribuição são exercidos em termos de actividades reguladas [1].

No sistema liberalizado, os consumidores elegíveis e os comercializadores, estabelecem bilateralmente as condições para a transacção de electricidade entre si ou apresentam as suas propostas ao Operador de Mercado. Nestas condições, a Figura 3.2 ilustra a organização do sector eléctrico espanhol [11].



Figura 3.2 - Estrutura do Sector Eléctrico espanhol [11].

O mercado de electricidade é constituído pelo conjunto de transacções devidas à participação dos agentes de mercado nas sessões dos mercados Diário e Intradiário e, está ainda relacionado com a aplicação dos procedimentos de operação técnica do sistema. No Mercado Diário fazem-se propostas de compra e venda de energia eléctrica, simples ou incorporando condições complexas, por parte das entidades produtoras, consumidores elegíveis, distribuidores, comercializadores e agentes externos. Após obter o respectivo

despacho económico, esta informação é transmitida aos Operadores do Sistema que, conjuntamente com as informações providas dos contratos bilaterais, realizam diversos estudos de validação técnica destas produções/cargas. Uma vez ultrapassados eventuais problemas de congestionamento, são definidos os níveis de serviços auxiliares e procede-se à sua alocação ou contratação. No próprio dia a que estes valores de produção/carga dizem respeito, são activadas diversas sessões do Mercado Intradiário para proceder a ajustes, de modo a manter o equilíbrio entre a produção e a carga [1].

Após o término de cada sessão do Mercado Intradiário, os Operadores do Sistema realizam a gestão do sistema em tempo real mediante a utilização dos serviços auxiliares e de procedimentos para a gestão de desvios entre valores produzidos e a carga.

3.3. MIBEL

3.3.1. Aspectos Gerais

O MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidade) “nasceu” com a assinatura de um memorando entre as Administrações de Portugal e Espanha, com o intuito da criação de um mercado único de energia, que deveria iniciar funções em Janeiro de 2003 [12].

Resultado da fusão de dois mercados independentes num único, o MIBEL tinha como principais metas:

- criação de um mercado concorrencial tanto em termos de produção como de comercialização, favorecendo com isso a eficiência económica das empresas do sector;
- beneficiar os consumidores de electricidade dos dois países, dado que lhes permitiria a escolha da entidade fornecedora de energia;
- estruturar o funcionamento do mercado liberalizado com base em princípios de transparência, livre concorrência, objectividade, liquidez, auto-financiamento e auto-organização;
- facultar o livre acesso ao mercado em condições de igualdade, transparência e objectividade;
- construir um preço de referência único para toda a Península Ibérica [13];

Nestas condições, passou-se de uma situação em que existiam dois mercados independentes, um com cerca de 6 milhões de consumidores e com uma procura de 50,1 TWh e outro com cerca de 24 milhões de consumidores e uma procura de 260,8 TWh, para um mercado único integrado com 30 milhões de consumidores e uma procura de 311 TWh [14].

No entanto, para que o processo de formação do MIBEL fosse realizado com sucesso, seria necessária a harmonização do funcionamento dos dois sistemas. Estes aspectos foram abordados na XVIII Cimeira Luso-Espanhola realizada em Valência, em Outubro de 2002, onde ficou definido o modelo de organização do MIBEL, assente na existência de um Operador de Mercado (OMI), tendo sido igualmente estabelecidas as principais metas para a sua concretização. As conclusões dessa Cimeira permitiram prefigurar a construção do MIBEL como uma abordagem intermédia regional do processo de integração dos mercados nacionais num mercado único europeu, segundo um modelo de construção faseada, assente em três eixos principais.

- estabelecimento de uma plataforma física de suporte do mercado regional ibérico, apoiada no desenvolvimento das infra-estruturas de transporte e na articulação da planificação energética e das redes de transporte;
- harmonização dos enquadramentos legais e regulatórios das condições económicas de participação no MIBEL e dos procedimentos de operação dos sistemas;
- harmonização das condições económicas e da participação no mercado, através da convergência das metodologias de definição de tarifas, dos custos de transição para a concorrência, das condições de acesso às interligações, do grau de abertura dos mercados e da criação de um Operador de Mercado Ibérico (OMI) [15].

Posteriormente foram realizadas diversas cimeiras e estabelecidos novos acordos, sendo os mais importantes referidos na Figura 3.3.



Figura 3.3 - Sequência cronológica de datas e eventos mais relevantes na formação do MIBEL [14].

O Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), assenta num modelo misto, dado que integra um *Pool* comum, onde se incluem o Mercado Diário e Intradiário, e o regime de contratos bilaterais físicos e financeiros [16].

O MIBEL é regido pelo Operador de Mercado Ibérico (OMI), que actualmente está dividido em duas entidades, uma em Portugal (OMIP) e outra em Espanha (OMEL).

O OMIP é a entidade responsável pela organização do pólo português do MIBEL, assegurando a gestão do mercado de derivados conjuntamente com o OMIClear, o qual assegura funções de Compensação e Contraparte Central das operações realizadas no mercado. O OMEL, pólo espanhol do OMI, é responsável pela gestão dos mercados Diário e Intradiário. Está previsto que de futuro estes dois pólos se fundam criando o OMI, que será o Operador de Mercado único do Sistema Ibérico [15].

O princípio de funcionamento do mercado tipo *Pool* no MIBEL, dado que é um mercado simétrico e voluntário, é o que está descrito no princípio de funcionamento deste tipo de mercados já referido no Capítulo 2. Dado que as transacções são realizadas no dia anterior ao da entrega física, surgem inevitavelmente desequilíbrios entre os valores efectivamente registados na produção e consumo, que são ajustados numa fase posterior através de mecanismos de gestão de desvios, que são realizados em tempo real. A energia que não é contratada em regime de mercado, poderá ser assegurada através de contratos bilaterais.

Para que exista um bom funcionamento das redes eléctricas é necessária a existência dos Operadores do Sistema. Estas entidades têm como função principal validar os despachos providos dos dois regimes de contratação, assegurar a fiabilidade das redes, a qualidade de serviço, a segurança de abastecimento devendo também contratar os níveis necessários de serviços auxiliares. No MIBEL existem actualmente dois Operadores de Sistema referentes a cada país, que são a REN, SA (Redes Energéticas Nacionais), na parte portuguesa, e a REE, SA (*Red Eléctrica de Espana*) referente ao lado espanhol. Estes dois operadores devem funcionar em conjunto de forma a desenvolver o sistema de interligações, a garantir a segurança de abastecimento, a harmonizar procedimentos e a implementar medidas necessárias para o funcionamento do MIBEL. Prevê-se que no futuro estas duas entidades se fundam numa única formando assim um único Operador de Sistema [14].

Como entidades reguladoras do sector energético existem duas, uma referente a cada país. Temos do lado português a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e do lado espanhol a *Comisión Nacional de Energia (CNE)*. Como entidades financeiras existem a Comissão do Mercado de Valores e Mobiliário (CMVM), do lado português e a *Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV)*, do lado espanhol. O quadro legal do MIBEL está representado na Figura 3.4 [17].

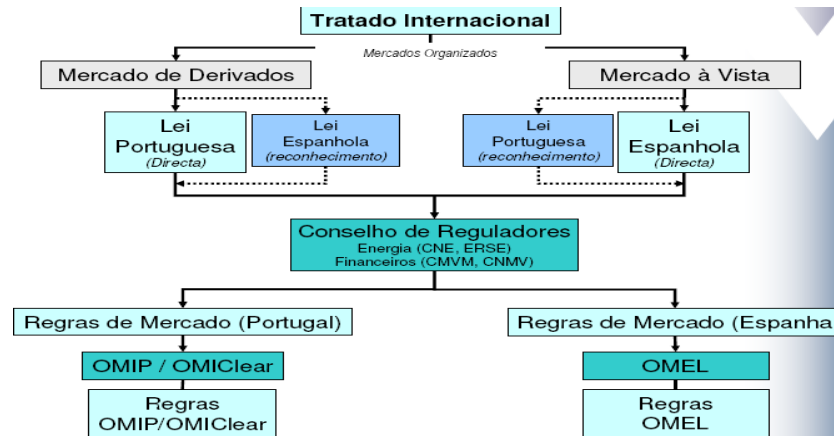


Figura 3.4 - Quadro legal do MIBEL [17].

Devido ao valor existente de capacidade das interligações entre Portugal e Espanha, é inviável do ponto de vista técnico que o mercado funcione como um único, a tempo inteiro, devido às situações de congestionamento que poderão surgir. Assim, quando a capacidade das interligações não for excedida o mercado funcionará como um único, existindo um preço único em toda a Península. Quando ocorrerem situações de congestionamento nas interligações, a resolução desse problema será efectuada com o recurso ao mecanismo de *Market Splitting*, passando o mercado a funcionar em duas zonas com preços diferenciados por zona.

3.3.2. Sequência das sessões de mercado de produção de energia eléctrica

O conjunto de sessões do mercado de produção de energia eléctrica decorre no dia anterior ao da entrega física e tem como finalidade a determinação das transacções de energia e da programação das unidades de produção necessárias para que se realizem os intercâmbios.

Em conformidade com as regras de funcionamento do mercado e com os procedimentos de operação do sistema, o esquema de funcionamento é o seguinte [18]:

- **Mercado diário:** As transacções da sessão do Mercado Diário conjuntamente com as dos contratos bilaterais internacionais, dão lugar ao **programa diário base** de funcionamento, que termina às 11 horas espanholas [18].
- **Solução das restrições técnicas:** Obtido o despacho diário base, os Operadores de Sistema verificam se o despacho é viável do ponto de vista técnico. Caso o despacho não seja viável, ou seja, se alguma restrição não for cumprida, os Operadores de

Sistema determinam quais são as unidades de compra e/ou venda que devem ser eliminadas do despacho base, sendo substituídas por outras, de forma a viabilizá-lo em termos técnicos. A resolução das restrições nas interligações é realizada em primeiro lugar, sendo que a selecção de propostas a eliminar ou introduzir tem como objectivo principal a minimização do impacto sobre o resultado do Mercado Diário. Obtém-se assim o **programa diário viável provisório**. Este fica definido às 14 horas espanholas;

- **Atribuição da regulação secundária:** Definido o programa base viável provisório, os Operadores de Sistema atribuem uma banda de regulação secundária, a subir ou a descer, às unidades de produção participantes. O resultado correspondente é o **programa diário viável definitivo**. Este programa fica definido às 16 horas espanholas [18];
- **Mercado Intradiário:** Os agentes de mercado podem participar nas 6 sessões do Mercado Intradiário convocadas pelo Operador de Mercado. A participação pode realizar-se com ofertas de compra e venda, com o único requisito de respeitar os compromissos adquiridos de serviços auxiliares no programa diário viável, e a condição de as unidades de venda deverem ter participado no Mercado Diário ou em contratos bilaterais e não se encontrarem indisponíveis, e as unidades de aquisição terem participado nesse mercado ou terem executado um contrato bilateral no dia correspondente. O resultado de cada sessão do Mercado Intradiário dá lugar ao **programa horário final**. O horizonte das sessões do Mercado Intradiário é apresentado na Figura 3.5.

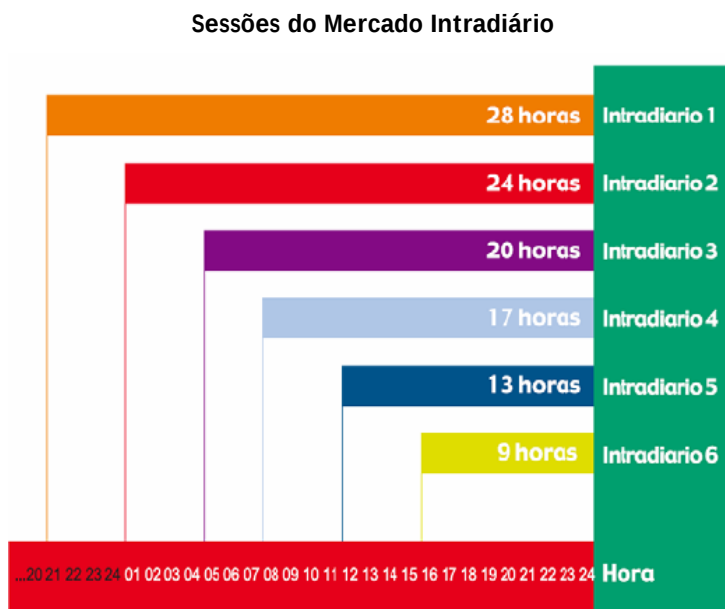


Figura 3.5 - Sessões do Mercado Intradiário [18].

- **Programa horário final:** O resultado de cada sessão do Mercado Intradiário dá origem ao programa horário final, o qual será posteriormente comunicado aos Operadores de Sistema. Aos agentes de mercado serão comunicados os dados correspondentes às suas unidades de produção e de carga, e aos distribuidores os dados correspondentes exclusivamente à sua rede de distribuição, agregados por cada nó definido e comunicado pelos Operadores de Sistema. Este programa inclui para cada período horário de programação os seguintes elementos:
 - * o preço marginal de energia eléctrica determinado no Mercado Diário, e em cada uma das sessões do Mercado Intradiário;
 - * a energia eléctrica correspondente, por períodos, a cada unidade de produção cujas propostas de venda tenham sido incorporadas como resultado do algoritmo de encontro de mercado, após terem sido modificadas para o processo de resolução de restrições técnicas;
 - * a energia eléctrica associada aos contratos bilaterais;
 - * a quantidade de energia eléctrica associada às propostas de venda, em cada período horário [19].

- **Desvios entre sessões do Mercado Intradiário:** A garantia de que existe equilíbrio físico na rede entre os fluxos de produção e de consumo de energia eléctrica é da responsabilidade do Operador do Sistema de cada zona, mediante a utilização de serviços auxiliares e de gestão de desvios, a menos que seja necessária a intervenção de unidades de produção, o que constitui a aplicação de procedimentos especiais de emergência. Esta gestão é realizada em tempo real [18].

Sintetizando, a sequência cronológica que vai desde a comunicação das propostas até ao fornecimento de energia, está representada na Figura 3.6.

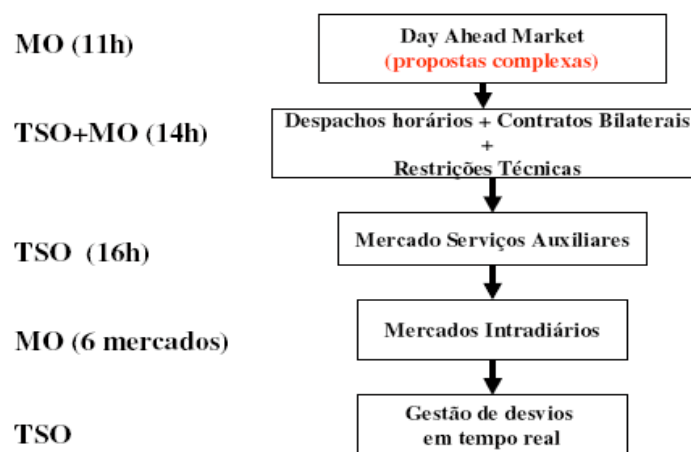


Figura 3.6 - Cronologia de funcionamento do MIBEL, envolvendo os dias (n-1) e n [5].

3.3.3. Tipo de ofertas de venda de energia eléctrica que podem ser apresentadas a mercado

As ofertas económicas de venda de energia eléctrica, que os vendedores apresentam ao Operador de Mercado, podem ser simples ou incorporar condições complexas. As ofertas simples, são ofertas que os vendedores apresentam para cada período horário sem qualquer tipo de restrição. As ofertas que incorporam condições complexas são aquelas que, cumprindo os requisitos exigidos para as ofertas simples, incorporam ainda alguma das seguintes condições:

- indivisibilidade;
- gradiente de carga;
- ingresso mínimo;
- paragem programada;

A condição de indivisibilidade, permite fixar na primeira unidade de cada hora um valor mínimo de funcionamento. Este valor pode ser dividido pela aplicação do gradiente de carga declarado pelo mesmo agente [18].

O gradiente de carga permite estabelecer a diferença máxima entre a potência de início de hora e a potência de fim de hora da unidade de produção, evitando com isso mudanças bruscas na quantidade a produzir, mudança essa, que pode ser tecnicamente impossível por parte da central [18].

A condição de ingresso mínimo permite a realização de ofertas em todas as horas, no entanto, respeitando que a unidade de produção não participe no resultado da cassação do dia, se não obtiver para o conjunto da sua produção no dia a condição de ingresso mínimo, que é superior a uma quantidade fixa [18].

A condição de paragem programada permite que, se a unidade de produção tiver sido retirada do despacho, por não cumprir a condição para ser despachada, realize uma paragem programada com um tempo mínimo de 3 horas, evitando com isso, parar desde o seu programa na última hora do dia anterior até à primeira hora do dia seguinte, mediante a aceitação da primeira unidade das três primeiras horas da sua oferta como oferta simples, com a única condição de que a energia oferecida seja decrescente em cada hora [18].

Capítulo 4

Análise de Resultados

4.1. Estrutura do Capítulo

Neste capítulo serão analisados os resultados do Mercado Ibérico de Electricidade no que diz respeito ao Mercado Diário e Mercado Intradiário, primeiramente para o mês de Janeiro de 2008, com uma análise mais pormenorizada, e posteriormente com uma análise mais global para o ano de 2008.

A análise irá debruçar-se sobre a evolução da energia contratada, preço médio e volume económico transaccionados em ambos os mercados e em ambas as áreas de operação. Será realizada também uma análise à aplicação do mecanismo de *Market Splitting*, tecnologias que lançam as suas propostas ao mercado e quais, e em que quantidade, estas definem o preço de mercado.

Far-se-á uma análise à energia média contratada nas diversas sessões do Mercado Intradiário, em ambas as áreas de operação, bem como às quotas dos diversos agentes no Programa Horário Final (PHF).

Será abordado o tema da garantia de abastecimento e os custos inerentes, bem como os critérios de formação do preço horário final, as respectivas componentes e a importância das mesmas na determinação do preço final.

Para finalizar, será feita uma análise semelhante para o 1º trimestre do ano de 2009 e a respectiva comparação com o período homólogo do ano de 2008.

4.2. Mercado Diário - Janeiro 2008

O Mercado Diário é o mercado onde se realizam a maioria das transacções. Neste mercado devem de participar como vendedores de energia eléctrica todas as unidades de produção disponíveis, que não estejam vinculadas a um contrato bilateral físico, tal como os agentes externos registados como vendedores.

Os compradores no Mercado Diário são os distribuidores, comercializadores, consumidores elegíveis e agentes externos registados como compradores.

O resultado deste mercado garante que a capacidade das interligações, no que diz respeito ao trânsito de potências, não é superada [18].

No mês de Janeiro de 2008 a procura de electricidade no MIBEL foi de 25363 GWh o que representa um crescimento de 0,8% em relação ao período homólogo. Por áreas de operação, a procura decresceu 1% no lado português e cresceu 1,2% no lado espanhol.

O diagrama de cargas do MIBEL manteve-se acima do diagrama do mesmo mês do ano anterior na maioria das horas, à excepção das horas de maior procura. A ponta de consumo do mês de Janeiro foi de 50095 MW, 3,1% inferior à registada no período homólogo [20].

4.2.1. Sessões do Mercado Diário

Os resultados obtidos no Mercado Diário no que diz respeito às transacções de energia eléctrica, preços médios, máximos e mínimos, energia máxima e mínima horária, e valor económico negociado no lado espanhol e português são apresentados nas Tabelas 4.1 e 4.2.

Tabela 4.1 - Mercado Diário - Lado espanhol.

Mercado Diário - Lado Espanhol								
Dia	Energia Total	Preço Médio Arit.	Preço Máx	Preço Mín.	Amplitude	Energia Máx. Horária	Energia Mín. Horária	Total Negociado
	MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	MWh	MWh	K€
1	583677	67	102,39	47,8	54,59	28623	20225	39766
2	703856	68,46	91,02	40,07	50,95	34531	23169	49335
3	749461	68,21	102,3	37,66	64,64	35137	26314	52329
4	746827	75,36	91,02	48,46	42,56	35394	25129	57392
5	668320	68,13	88,99	50	38,99	32108	23213	46275
6	633518	61,16	99,99	34,13	65,86	30980	22725	39991
7	694433	73,85	96,05	46,48	49,57	34017	23333	52567
8	716053	75,62	100	48	52	34607	23650	55368
9	715172	74,76	99,84	46,48	53,36	34006	24725	54552
10	745793	69,68	85,4	46,48	38,92	35495	25786	52838
11	746075	66,6	85	37,67	47,33	34572	26021	50691
12	695081	64,88	82,14	50,52	31,62	32406	25283	45601
13	654609	64,2	86,02	49,81	36,21	31804	23654	42745
14	752718	75,55	96,2	50,52	45,68	36288	24747	58129
15	748092	68,52	84,6	50,73	33,87	35239	26351	51904

Tabela 4.1 - Mercado Diário - Lado espanhol (continuação).

16	769114	62,59	86	35	51	35852	27067	49028
17	766193	62,96	85	33,75	51,25	35899	26662	49268
18	739452	68,78	89,19	31,15	58,04	33705	26274	51848
19	671204	68,5	83,62	55,2	28,42	31471	24483	46460
20	655175	67,33	88,17	52	36,17	32055	23492	44927
21	728265	69,95	82,3	50,9	31,4	34537	24312	51734
22	730246	67,02	82,5	41,25	41,25	33894	25460	49757
23	725164	72,71	88,92	46,89	42,03	33849	25936	53494
24	732660	67,96	82,9	51,51	31,39	34822	25606	50430
25	741413	66,84	86,01	35	51,01	33940	26743	50356
26	684011	70,77	86,29	54,94	31,35	32182	24617	48932
27	641054	73,62	90	53,2	36,8	31254	23477	47898
28	716987	79,9	93,43	55	38,43	33908	24498	58170
29	736862	82,13	99	57,39	41,61	34741	25857	61405
30	759859	73,75	93,34	58,52	34,82	36050	26547	56614
31	766958	80,12	103,15	52,42	50,73	35824	26904	62492

Tabela 4.2 - Mercado Diário - Lado Português.

Mercado Diário - Lado Português								
Dia	Energia Total	Preço Médio Arit.	Preço Máx.	Preço Mín.	Amplitude	Energia Máx. Horária	Energia Mín. Horária	Total Negociado
	MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	MWh	MWh	K€
1	83521	68,4	102,39	55,5	46,89	5110	2414	5921
2	94329	70,08	91,02	55,99	35,03	5538	2220	6825
3	100808	71,67	102,3	56,05	46,25	6511	2426	7627
4	113353	86,61	103,08	56,5	46,58	6291	2962	10276
5	103059	74,52	99,99	57,24	42,75	5549	3480	7927
6	89194	71,95	99,99	57,24	42,75	5951	2814	6775
7	118767	87,88	103,21	57,24	45,97	6830	2836	11032
8	120442	85,78	102,96	57,24	45,72	6544	3177	10823
9	119132	86,32	99,84	53,68	46,16	6735	2844	10726
10	108738	75,94	85,4	56,1	29,3	5715	3052	8447
11	99438	70,05	85	52	33	5763	2541	7200
12	102077	66,45	82,14	55,44	26,7	5969	3031	6969
13	86894	64,65	86,02	50,7	35,32	5599	1646	5892
14	110321	76,86	96,2	54	42,2	6072	2641	8821
15	109424	68,91	84,6	55,33	29,27	5935	3063	7766
16	102904	66,52	86	53,78	32,22	6152	2486	7071
17	114352	72,27	85	55,1	29,9	6189	3051	8515
18	118243	73,81	89,19	55,2	33,99	6238	3270	9046
19	100715	68,5	83,62	55,2	28,42	6023	2957	7080
20	88498	68,71	88,17	52	36,17	5692	2387	6386
21	111031	73,29	82,3	54,46	27,84	5926	3009	8383

Tabela 4.2 - Mercado Diário - Lado português (continuação).

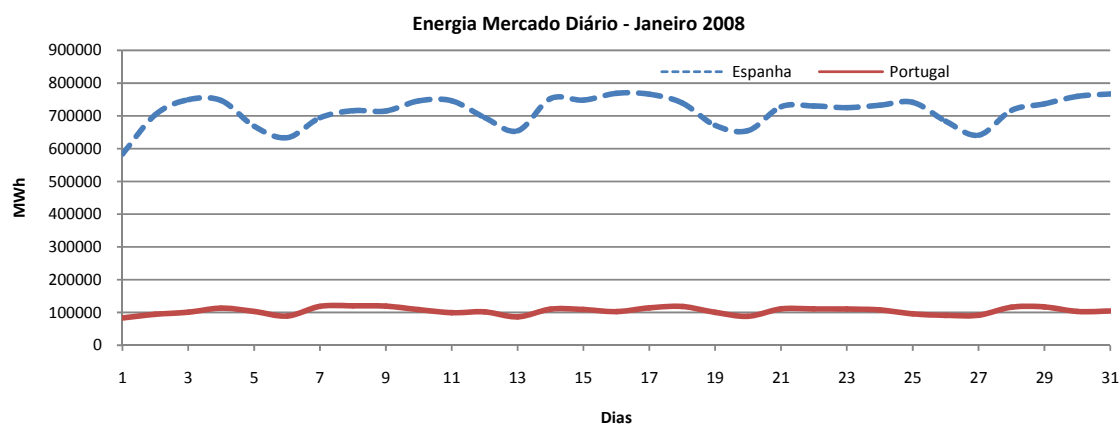
22	110962	71,93	82,5	55,2	27,3	5982	3074	8208
23	110544	74,87	88,92	54,56	34,36	6237	2798	8582
24	107979	70,44	82,9	53,2	29,7	5607	2962	7856
25	95728	70,39	86,01	52,7	33,31	5682	2230	7040
26	91420	72,32	86,29	54,94	31,35	5379	2617	6769
27	91950	73,62	90	53,2	36,8	5941	2617	7058
28	116307	79,9	93,43	55	38,43	6211	3292	9550
29	117167	82,13	99	57,39	41,61	6214	3303	9928
30	103230	78,68	93,34	59,13	34,21	5277	2812	8289
31	104715	83,1	103,15	53,2	49,95	5913	2847	9092

Seguidamente será realizada uma análise detalhada dos resultados obtidos em ambas as áreas de operação, e efectuados os comentários que se considerem necessários para explicar os mesmos.

4.2.1.1. Energia contratada

No Mercado Diário procede-se ao lançamento das ofertas de compra e venda de energia eléctrica, e o processo de “casamento” das curvas agregadas e respectiva comunicação aos agentes é realizada com base nas regras de funcionamento do mercado [18].

A Figura 4.1 mostra a evolução dos valores da energia contratada no Mercado Diário referentes a cada dia do mês em cada uma das áreas de operação.

**Figura 4.1** - Energia contratada no Mercado diário (Portugal e Espanha) - Janeiro 2008.

No lado espanhol a energia eléctrica transaccionada é bastante superior quando comparado com o português, o que seria de esperar dada a sua maior envergadura, tal como

o maior número de consumidores existentes. A energia total contratada no Mercado Diário no lado português e espanhol está representada na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Total de energia transaccionada no Mercado Diário – Janeiro 2008.

GWh	Total
Lado português	3245
Lado espanhol	22118
MIBEL	25363

O máximo e mínimo de contratação diária para o Mercado Ibérico no mês de Janeiro de 2008, como um todo, e para o lado espanhol e português são apresentados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Contratação Diária no Mercado Diário – Janeiro 2008.

Contratação diária				
	Mínimo		Máximo	
	MWh	Dia	MWh	Dia
MIBEL	667198	1-Janeiro	880545	1-Janeiro
Lado espanhol	583677	1-Janeiro	769144	16-Janeiro
Lado português	83521	1-Janeiro	120442	8-Janeiro

No que diz respeito aos valores máximos e mínimos de energia contratada em termos horários em cada uma das áreas de operação, curvas de energia máxima e mínima, estas estão retratadas na Figura 4.2.

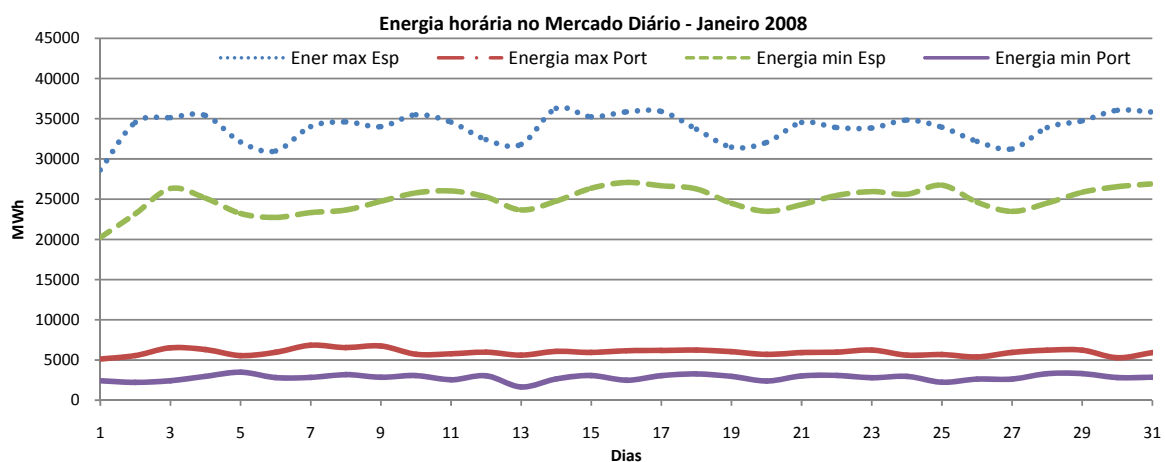


Figura 4.2 - Curvas de máximos e mínimos de energia contratada no Mercado Diário - Janeiro 2008.

Os valores máximos e mínimos de contratação horária para as duas áreas de operação estão indicados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Valores máximos e mínimos de energia horária contratada no Mercado Diário - Janeiro 2008.

	Contratação horária					
	Mínimo			Máximo		
	MWh	Dia	Hora	MWh	Dia	Hora
MIBEL	22808,2	1-Terça-Feira	9	42359,8	14-Segunda-Feira	20
Lado espanhol	18825,2	1-Terça-Feira	9	35605,9	14-Segunda-Feira	20
Lado Português	2981,8	13-Domingo	10	7929,6	7- Segunda-Feira	21

4.2.1.2. Preço no Mercado Diário

A evolução dos preços no Mercado Diário no Sistema Eléctrico espanhol e português ao longo do mês de Janeiro de 2008 está representada na Figura 4.3.

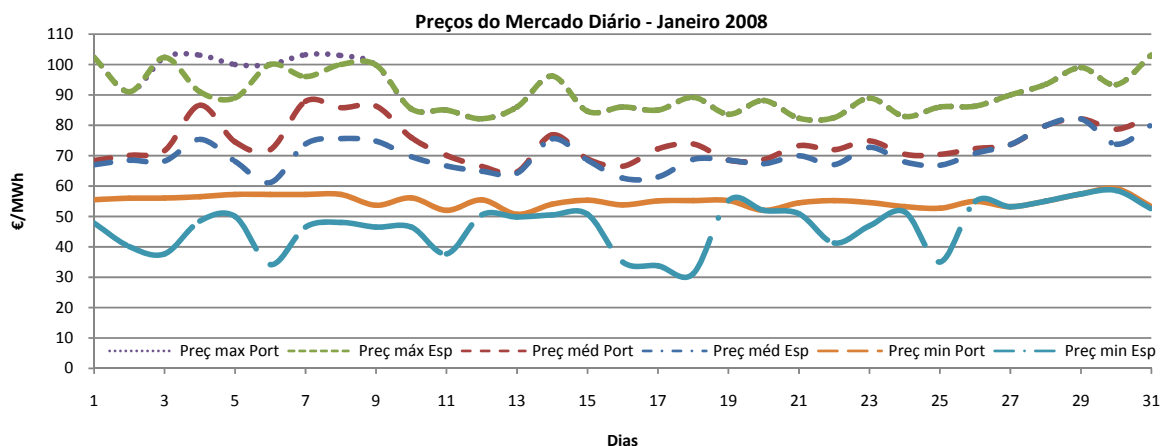


Figura 4.3 - Evolução do preço no Mercado Diário em Portugal e Espanha - Janeiro 2008.

O valor médio aritmético dos preços nas áreas, espanhola e portuguesa, estão indicados na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 - Valor médio aritmético do preço no Mercado Diário em Espanha e Portugal - Janeiro 2008.

(€/MWh)	Lado Espanhol	Dia	Lado Português	Dia
Preço méd. Arit.	70,22		74,4	
Preço méd. Máx.	82,13	29-Terça-feira	87,88	7-Segunda-feira
Preço méd. Mín.	61,16	6-Domingo	64,65	13-Domingo

Os preços, máximo e mínimo, atingidos em cada uma das áreas de operação estão indicados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 - Preços máximos e mínimos atingidos em cada uma das áreas de operação – Janeiro 2008.

(€/MWh)	Lado Espanhol	Hora	Dia	Lado Português	Hora	Dia
Preço Max.	103,15	20	31-Quinta-feira	103,21	21	7-Segunda-feira
Preço mín.	31,15	5	4-Segunda-feira	50,70	9	13-Domingo

A evolução horária dos preços em ambas áreas pode ser verificada na Figura 4.4.

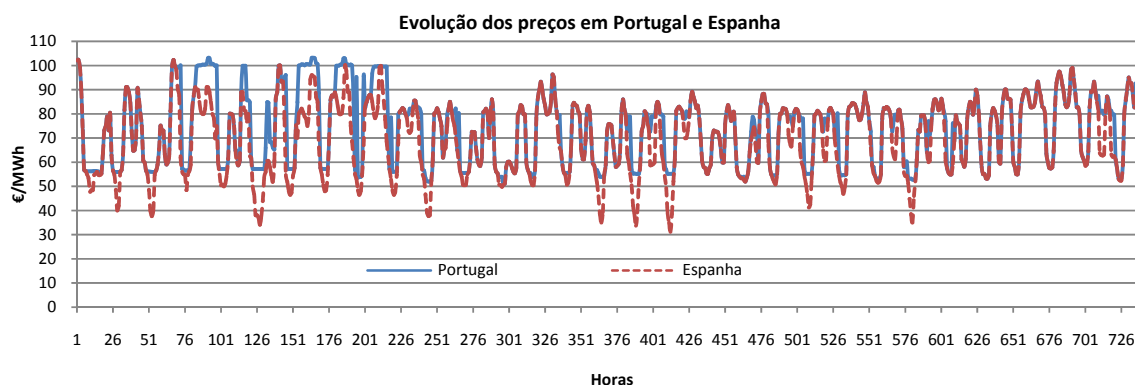


Figura 4.4 - Evolução horária dos preços do Mercado Diário em Portugal e Espanha – Janeiro 2008.

Nas Figuras 4.5 a 4.8 estão representadas as horas de maior e menor preço no Mercado Diário no mês de Janeiro de 2008 em cada uma das áreas de operação. Estas curvas representam os preços máximos e mínimos para o MIBEL no caso de não existir separação de mercados, e para cada uma das áreas de operação em caso de congestionamentos nas interligações.

- Curvas do MIBEL ou do sistema eléctrico espanhol e português em caso de separação de mercados em Janeiro de 2008.

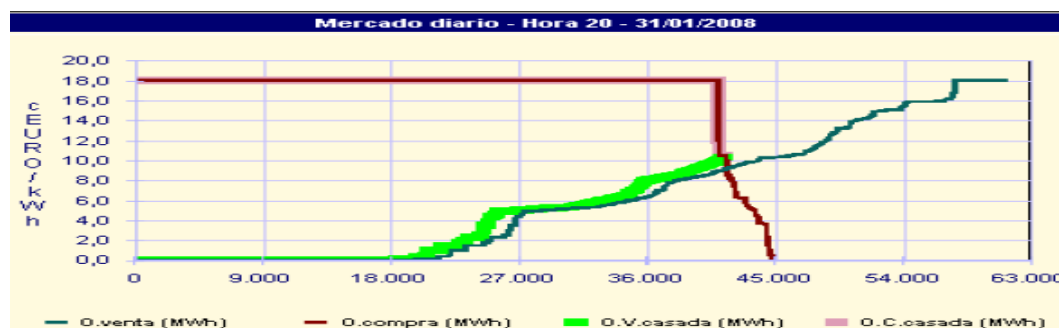


Figura 4.5 - Hora e dia de preço máximo Espanha.

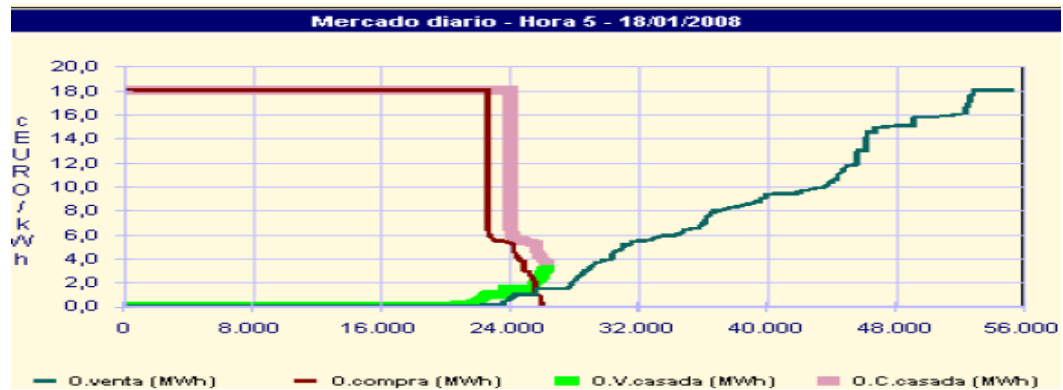


Figura 4.6 - Hora e dia de preço mínimo Espanha.

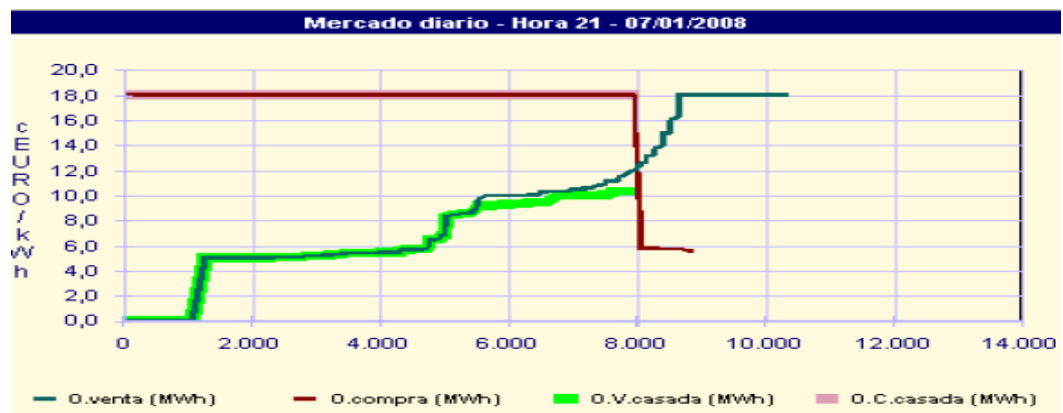


Figura 4.7 - Hora e dia de preço máximo Portugal.

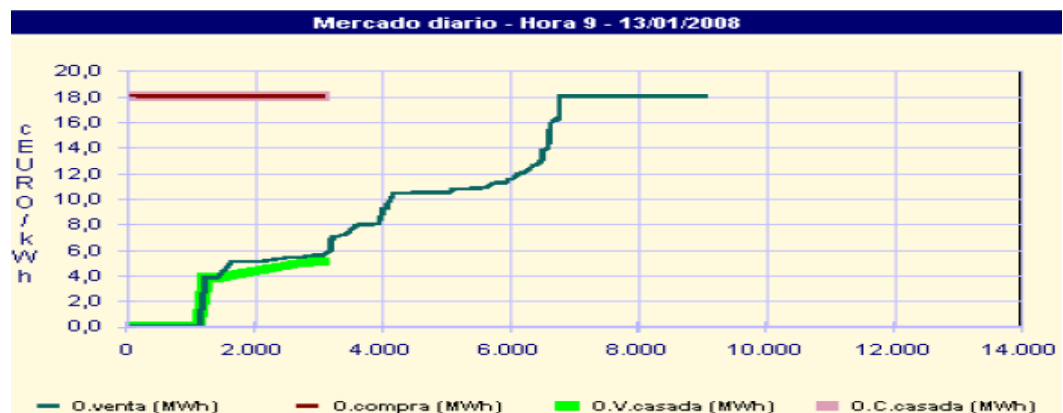


Figura 4.8 - Hora e dia de preço mínimo Portugal.

Relativamente aos valores obtidos para preços médios, em cada uma das áreas de operação, estes são diferentes. Assim pode-se concluir que existiram situações de congestionamento nas interligações e, por consequência, foi necessário recorrer ao mecanismo do *Market Splitting* para resolver os congestionamentos. Os valores máximos e

mínimos registados também foram diferentes. Dado que o preço em Espanha foi inferior ao registado em Portugal, conclui-se que a situação de congestionamento se realizou na maior parte do tempo no sentido de Espanha para Portugal. O mecanismo de *Market Splitting* será detalhado mais à frente.

Fazendo uma análise aos gráficos das curvas agregadas no equilíbrio de mercado para as duas áreas de operação pode-se destacar, desde já, a grande diferença de quantidades nas ofertas de venda que são lançadas a preço zero, ou muito reduzido, no lado espanhol. De facto, esta diferença prende-se não só com a diferente envergadura dos sistemas, mas também com o facto de a legislação referente à produção em regime especial ser diferente em cada um dos países. Em Portugal, toda a produção em regime especial é injectada automaticamente na rede, dado que estão sujeitas a um regime tarifário especial. Em Espanha a produção em regime especial pode ir a mercado. Ou seja, de acordo com o Decreto-Lei 436/2004, os produtores de energia eléctrica em regime especial com uma potência inferior a 1 MW poderão apresentar, com carácter voluntário, as suas ofertas ao Operador de Mercado. Aqueles cuja potência seja superior a 50 MW são obrigados a apresentar as suas ofertas no mercado sempre que a sua produção não seja vinculada a outra forma de contratação [21].

A Figura 4.9 permite visualizar a construção da curva agregada de ofertas de venda de energia eléctrica por tecnologia.

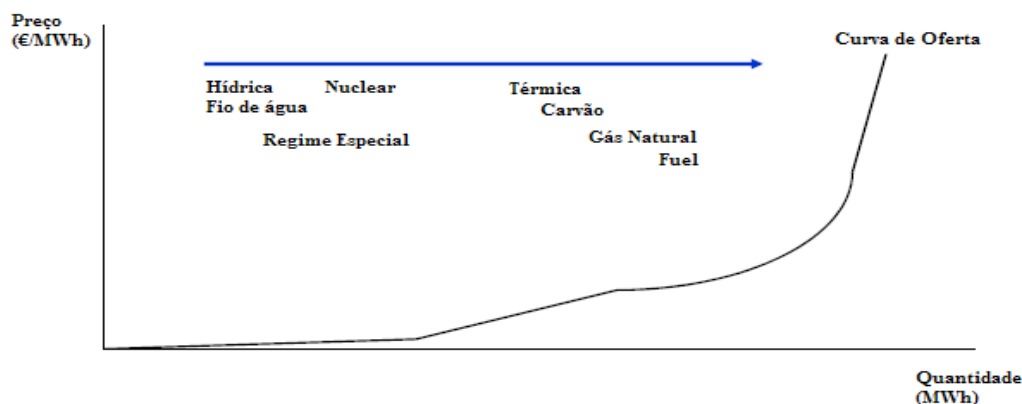


Figura 4.9 - Construção da curva agregada de ofertas de venda de energia eléctrica no Mercado Diário no lado espanhol.

Como se pode verificar, em Espanha as tecnologias que lançam as suas propostas de venda de energia eléctrica a preço zero, ou muito reduzido, são as hídricas a fio de água, a nuclear e a produção em regime especial, nomeadamente a produção eólica que vai a mercado. Daí, o facto de em Espanha existir aproximadamente 20000 MWh de ofertas lançadas a preço zero.

Em Portugal, apenas a hídrica, quando existe grande precipitação, e as tecnologias a carvão e gás natural durante a noite, para garantirem que são despachadas, é que lançam as suas propostas a preço nulo ou muito baixo.

Fazendo agora uma análise aos preços do mercado mas tendo em conta as horas de ponta e vazio, os resultados são distintos.

Os valores para as duas áreas de operação em termos de máximos e mínimos são indicados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 - Preços no vazio e fora do vazio – Janeiro 2008.

€/MWh	Vazio (1 a 7 h)		Fora de Vazio (8 às 24h)	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Lado Português	52,00	102,39	50,70	103,21
Lado Espanhol	31,15	102,39	34,13	103,15

A evolução do preço médio diário de mercado ao longo do mês de Janeiro, diferenciado por horas de vazio e fora de vazio, está representada na Figura 4.10.

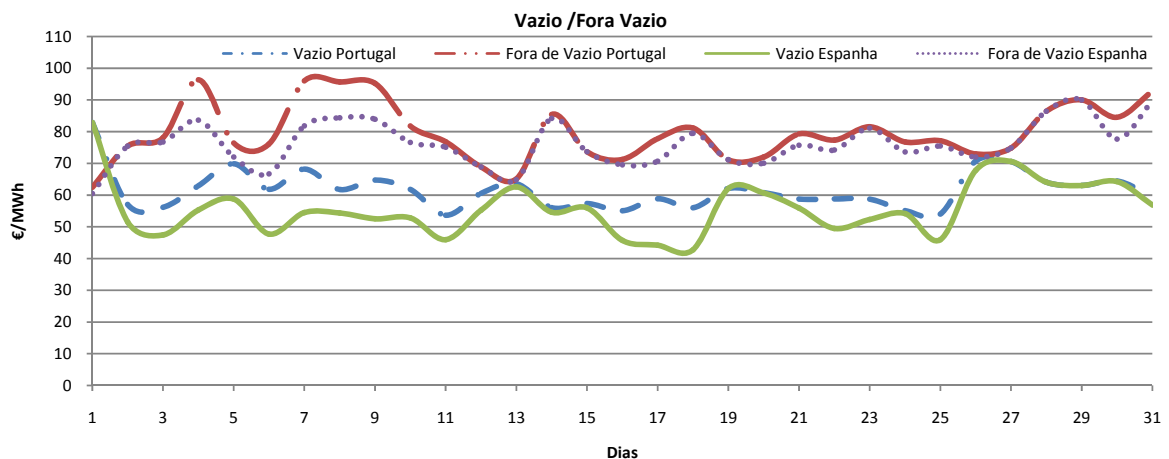


Figura 4.10 - Evolução dos preços médios no vazio e fora do vazio – Janeiro 2008.

Como se pode verificar, a evolução dos preços médios nas horas de vazio e fora de vazio, é similar em ambas as áreas de operação. Dado que os preços são diferenciados na maior parte dos dias pode-se concluir que o funcionamento do mercado foi diferenciado.

Na mesma linha de raciocínio realizou-se um estudo da evolução média do preço da energia eléctrica ao longo das horas de cada um dos dias da semana ao longo do mês de Janeiro. Os resultados obtidos estão apresentados na Figura 4.11.

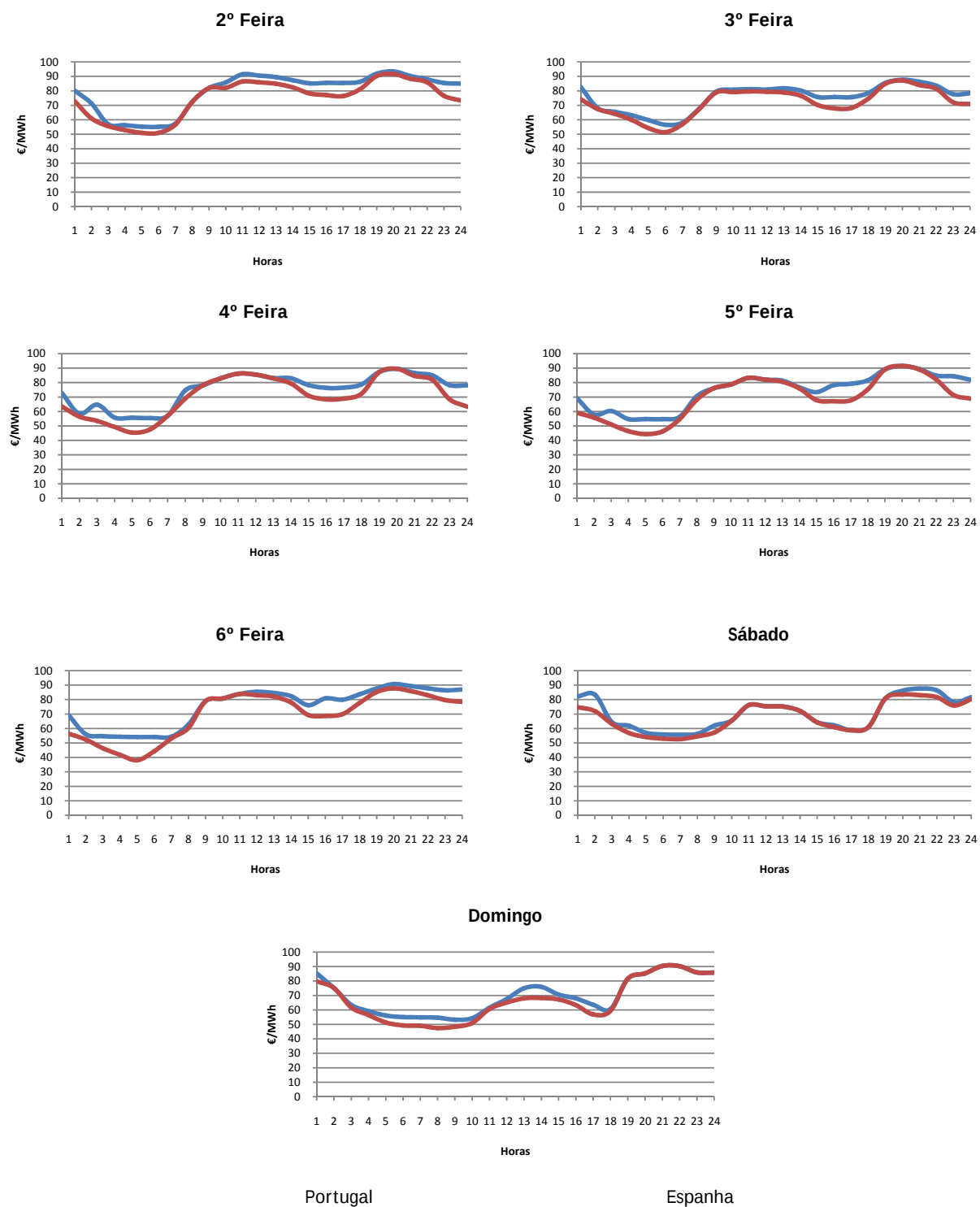


Figura 4.11 - Evolução dos preços horários médios ao longo de cada dia da semana – Janeiro 2008.

Como se pode verificar por estes gráficos, a evolução dos preços médios ao longo das horas nos dias da semana é similar. Ou seja, existe um decréscimo durante a madrugada,

começando a crescer no início da manhã para atingir um primeiro pico por volta da hora do almoço, decrescendo depois para voltar a atingir outro pico perto da hora de jantar. O comportamento nas duas áreas de operação é similar. Ao fim-de-semana, existe um ligeiro desfasamento em relação às pontas dos dias da semana, dado que acontecem mais tarde, sendo também o seu valor ligeiramente inferior, dado que a procura de energia eléctrica não é tão elevada.

4.2.1.3. Volume económico transaccionado

No que se refere ao volume económico negociado nas duas áreas de operação, os valores diários negociados no mês de Janeiro de 2008 estão representados na Figura 4.12.

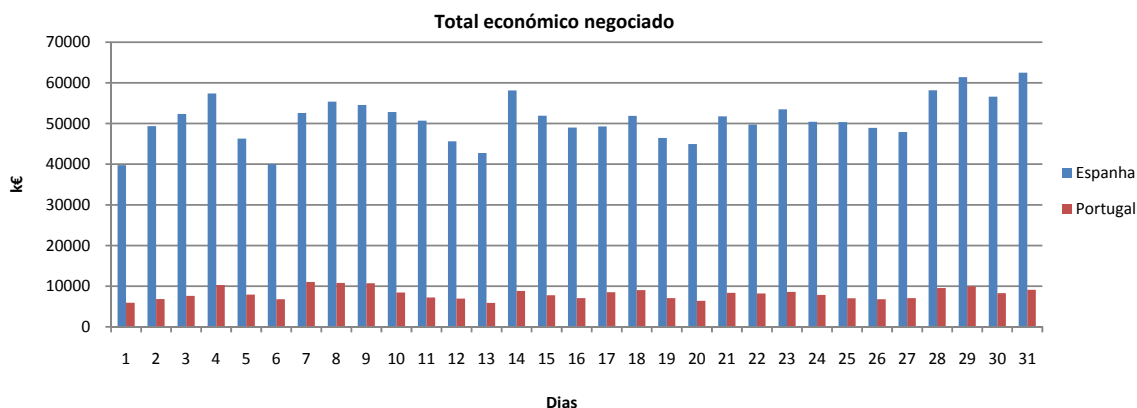


Figura 4.12 - Valor económico negociado no lado espanhol e português – Janeiro 2008.

Como seria de esperar, e dada a magnitude das transacções de energia que são realizadas em cada uma das duas áreas de operação, o volume económico negociado em Espanha é muito superior ao português.

O valor total negociado em ambas as áreas de operação, tal como os máximos e mínimos mensais estão representados na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 - Valores negociados nas duas áreas de operação – Janeiro 2008.

K€	Total	Mínimo Mensal	Máximo Mensal
Lado Português	251880	5892	11032
Lado Espanhol	1582296	39766	62492

4.2.2. Solução de Restrições Técnicas

As condições de segurança que resultam do Mercado Diário devem de ser analisadas antes que o correspondente programa seja aceite [19].

As mesmas ofertas que se apresentam no Mercado Diário são utilizadas para resolver as restrições existentes com o intuito de equilibrar a oferta e a procura [19].

Uma vez realizado o “casamento” das propostas de oferta de compra e de venda de energia eléctrica no Mercado Diário e, recebidas as informações sobre os contratos bilaterais, os Operadores do Sistema, verificam a viabilidade técnica do programa de funcionamento das unidades de produção para garantir a segurança e fiabilidade de abastecimento através da rede de transporte. Por sua vez, verificam se os trânsitos de energia declarados nestes programas através das interconexões de Espanha com Portugal, França e Marrocos, respeitam a capacidade máxima real das linhas. No caso de alguma das condições anteriores não se cumprir, o Operador de Mercado e os Operadores do Sistema iniciam o processo de solução de restrições técnicas [19].

Nas regras de funcionamento do mercado de produção de energia eléctrica determina-se a sequência do processo. O método para resolver as restrições internas consiste em redespachar a energia, no qual se devem minimizar os sobrecustos do processo de acordo com as ofertas enviadas ao Mercado Diário [19].

A análise que se vai seguir refere-se apenas ao lado espanhol, dado que para o lado português não existe informação pública disponível para realizar uma análise semelhante.

A Figura 4.13 permite visualizar a quantidade diária de energia que foi necessária para resolver as restrições técnicas do sistema no mês de Janeiro de 2008.

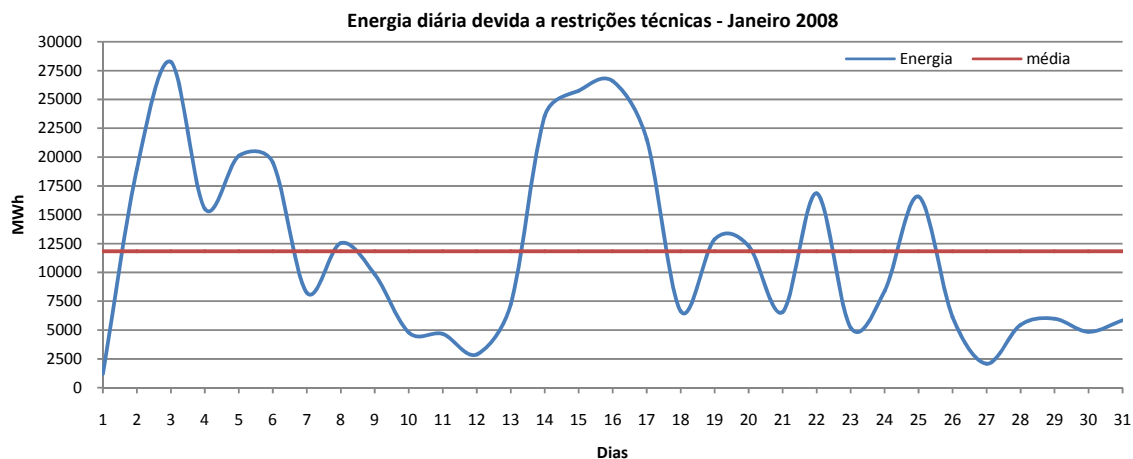


Figura 4.13 - Energia Diária para solução de restrições técnicas - Janeiro de 2008.

O volume de energia necessário para resolução de restrições técnicas situou-se nos 367 GWh durante o mês de Janeiro. Este valor representa apenas 0,17 % da quantidade de energia eléctrica contratada no Mercado Diário no lado espanhol. Em termos médios, a energia diária necessária para a resolução de restrições técnicas foi de 11832 MWh.

4.2.3. Market Splitting

O mecanismo de *Market Splitting* aplica-se porque a capacidade das interconexões entre Portugal e Espanha não é suficiente para as trocas energéticas associadas ao Mercado Ibérico.

No mês de Janeiro este mecanismo foi activado em 300 horas, o que representa 40,32% do tempo total. Esse congestionamento ocorreu sempre no sentido de Espanha para Portugal.

A evolução horária do trânsito de potências nas interligações ao longo do mês de Janeiro está representada na Figura 4.14.

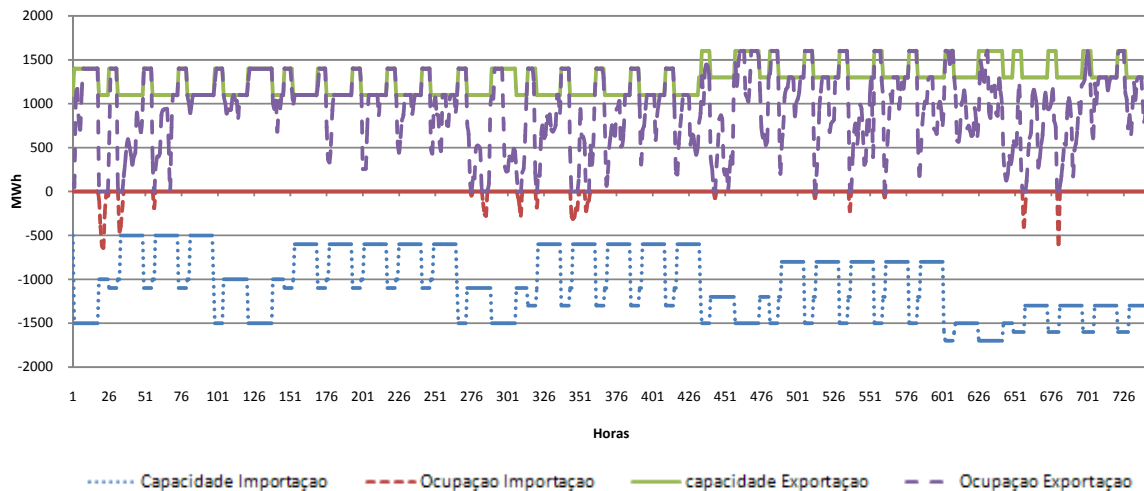


Figura 4.14 - Capacidade e ocupação nas interligações entre Portugal e Espanha – Janeiro 2008.

Antes de mais, de referir que a parte positiva do gráfico se refere à exportação de Espanha e a parte negativa à exportação de Portugal.

Como se pode verificar pela Figura 4.14, a exportação de Espanha para Portugal é muito superior à realizada no sentido inverso e, devido a esse facto, quando existiram situações de congestionamento estas foram sempre no sentido de Espanha para Portugal. Assim, o preço da energia em Espanha foi inferior ao de Portugal para um determinado período de tempo. Em termos numéricos, os valores de exportação de Espanha para Portugal no mês de Janeiro foram de 712 GWh e de Portugal para Espanha apenas de 8 GWh.

A exportação representou no mês de Janeiro de 2008, em relação à procura de energia eléctrica no Mercado Diário no lado português 2,19 % e no lado espanhol 0,003 %.

A evolução da diferença de preços horária entre as duas áreas de operação ao longo do mês de Janeiro encontra-se representada na Figura 4.15.

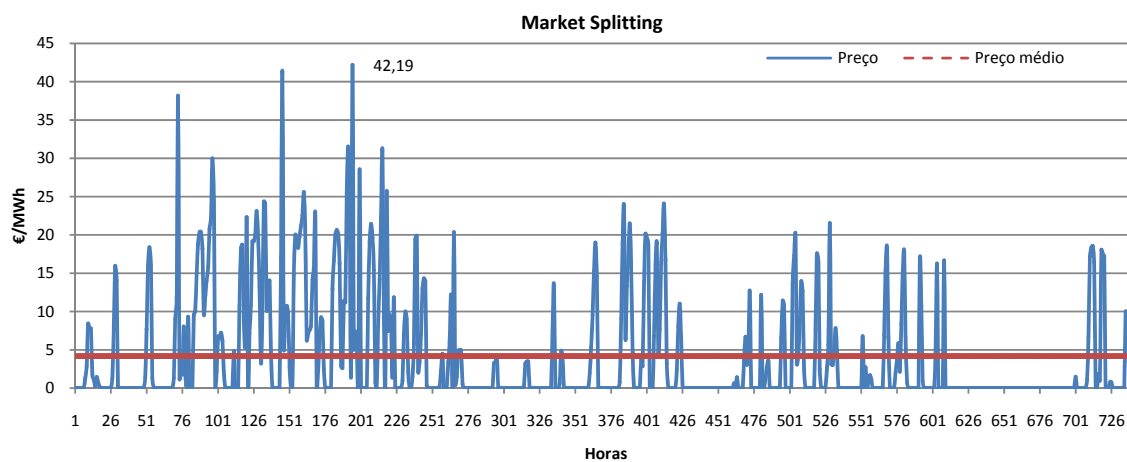


Figura 4.15 - Evolução horária da diferença de preços entre Portugal e Espanha - Janeiro 2008.

A diferença máxima de preços verificada quando existiu separação de mercados foi de 42,19 €/MWh obtida no dia 9 de Janeiro de 2008 às 3 da manhã, sendo a diferença em termos médios ao longo do mês de 4,18 €/MWh.

Fazendo uma análise dos preços resultantes da utilização do mecanismo de *Market Splitting* com o congestionamento na rede obtiveram-se os resultados apresentados na Figura 4.16.

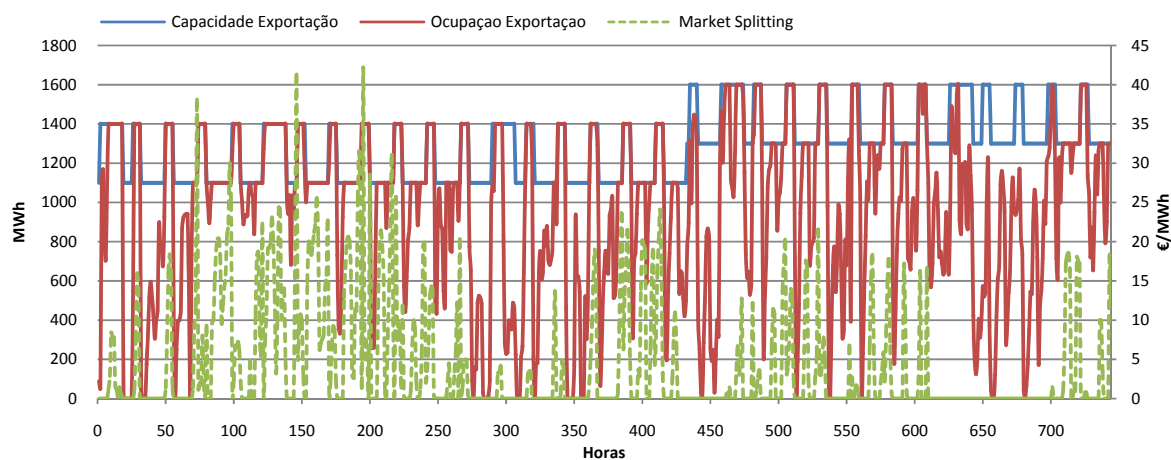


Figura 4.16 - Relação do *Market Splitting* com os congestionamentos nas interligações - Janeiro 2008

Como se pode verificar pela Figura 4.16, o mecanismo de *Market Splitting* apenas é activado quando o trânsito de potência nas interligações atinge o seu valor limite, pois é apenas aí que surge a separação dos mercados.

4.2.4. Tecnologias

A cobertura da procura de electricidade por parte da oferta no Mercado Diário é realizada recorrendo a diversos tipos de tecnologias. O tipo de tecnologias que vai a mercado em Portugal e Espanha é diferente devido a diversos aspectos regulamentares e legais já explicados atrás e também pelo facto de em Portugal não existir produção de electricidade a partir de energia nuclear. O tipo de tecnologias que preenche a procura no Mercado Diário em Portugal e Espanha está descrito nas Figuras 4.17 e 4.18.

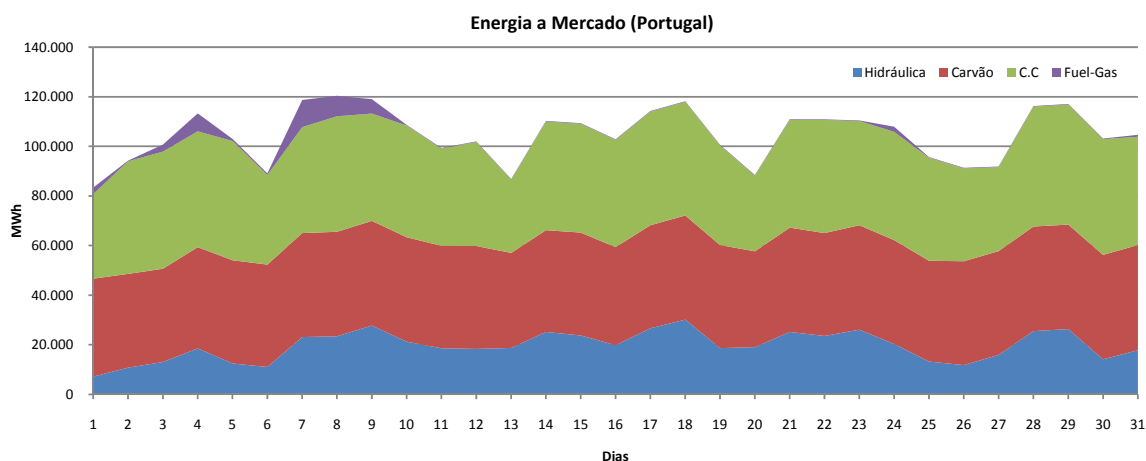


Figura 4.17 - Energia diária por tecnologia que vai a mercado em Portugal – Janeiro 2008.

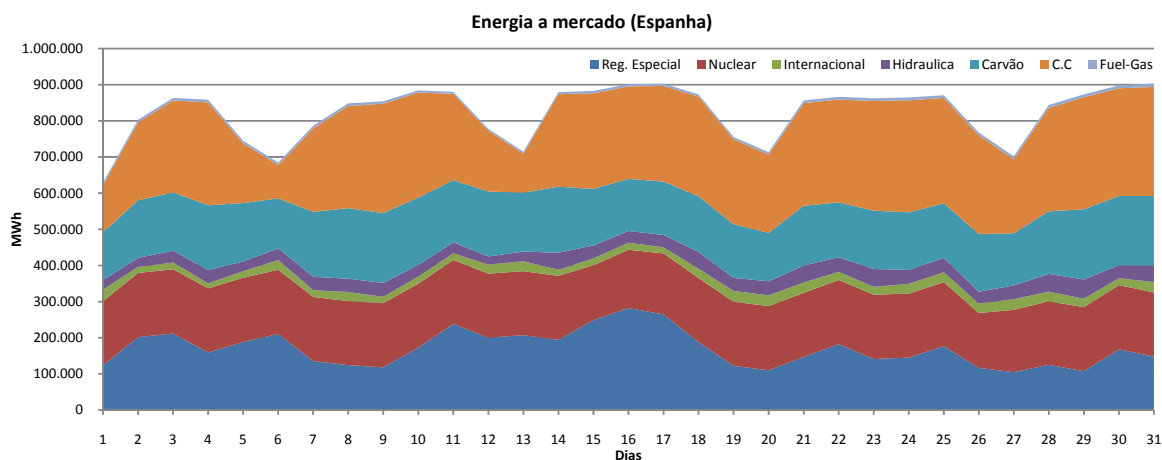


Figura 4.18 - Energia diária por tecnologia que vai a mercado em Espanha – Janeiro 2008.

Pela análise realizada às Figuras 4.17 e 4.18, verifica-se que a grande diferença entre as duas áreas de operação, no que diz respeito às tecnologias, prende-se com o facto de numa delas, a espanhola, existir energia proveniente da produção em regime especial e nuclear que vai a mercado, sendo essa quantidade relativamente elevada, enquanto que na portuguesa essa parcela não existe.

Compreende-se assim que o trânsito de potências de Espanha para Portugal seja muito superior ao realizado no sentido inverso. Como se pode verificar pela Tabela 4.10 a percentagem de energia nuclear e em regime especial que é proposta a venda ainda tem uma importância significativa. Dado que estas propostas são realizadas a um preço muito baixo, cobrindo com isso já uma importante parcela da carga, é normal que a percentagem de exportação de Espanha para Portugal seja bastante superior à realizada em sentido inverso.

A Tabela 4.10 apresenta a importância que cada uma das tecnologias tem na produção de energia que vai a mercado em cada uma das áreas de operação.

Tabela 4.10 - Importância de cada tecnologia na produção para o Mercado Diário - Janeiro 2008.

	Mercado Diário - lado Espanhol		Mercado Diário - Lado Português	
	GWh	%	GWh	%
Fuel-Gás ¹	7899	30,9	1361,23	41,9
Carvão	5112	20	1275,06	39,3
Hidráulica	1146	4,5	608,95	18,8
Nuclear	5417	21,2	-	-
Importações	724	2,8	-	-
Regime Especial	5268	20,6	-	-
Total	25567	100	3245,24	100

Relativamente às tecnologias que marcam o preço marginal do Mercado Diário em cada uma das áreas de operação, estas estão representadas nas Tabelas 4.11 e 4.12. Em cada uma destas tabelas e para cada dia do mês de Janeiro de 2008 é indicado o número de horas em que cada tecnologia definiu o preço de mercado.

¹ O ciclo combinado está agrupado com a categoria Fuel-Gás.

Tabela 4.11 - Número de horas de cada dia em que cada tecnologia marcou o preço de mercado no Mercado Diário em Portugal - Janeiro 2008.

Dia	Hídrica	Térmica Convencional	Térmica C.C	Bombagem	Contrato Abastecimento	Agente externo (vendedor)	Comercializadores (vendas)	Regime Especial
1	1	13	6	5	0	0	0	0
2	5	1	15	3	0	1	1	0
3	1	10	12	3	0	0	0	1
4	1	16	7	1	0	0	0	0
5	4	12	3	5	0	0	0	2
6	10	13	0	1	0	1	1	0
7	4	18	1	1	0	1	0	0
8	2	19	2	0	0	0	1	0
9	4	10	9	0	0	0	0	0
10	14	1	8	1	0	0	0	1
11	7	3	10	3	0	1	0	1
12	2	10	6	4	0	2	0	0
13	4	6	9	3	0	3	1	0
14	6	8	3	6	0	0	0	0
15	5	9	6	3	0	1	0	0
16	6	6	9	2	0	1	0	0
17	15	6	2	2	0	0	0	0
18	13	5	2	5	0	1	1	0
19	8	6	10	4	0	0	1	0
20	8	5	12	3	0	0	0	0
21	10	6	4	4	0	1	0	1
22	10	8	5	2	0	0	0	0
23	6	6	7	5	0	0	1	0
24	6	7	10	1	0	0	0	0
25	9	10	4	0	0	3	0	0
26	8	1	9	4	0	0	0	1
27	10	3	8	3	0	0	0	0
28	14	2	7	2	0	0	0	1
29	9	6	2	6	0	2	0	0
30	13	2	6	3	0	3	0	0
31	11	5	2	2	0	1	1	1
Total	226	233	196	87	0	22	8	9

Tabela 4.12 - Número de horas de cada dia em que cada tecnologia marcou o preço de mercado no Mercado Diário em Espanha - Janeiro 2008.

Dia	Hídrica	Térmica Convencional	Térmica C.C	Bombagem	Contrato Abastecimento	Agente externo (vendedor)	Comercializadores (vendas)	Regime Especial
1	1	13	7	5	0	0	0	0
2	6	4	10	3	0	2	1	1
3	2	8	11	3	0	1	0	1
4	7	5	10	10	0	1	0	3
5	5	1	9	11	0	3	1	4
6	3	8	8	1	0	2	2	1
7	4	4	13	6	0	2	0	2
8	5	5	12	3	0	0	1	2
9	1	3	16	2	0	3	0	0
10	2	7	12	4	0	1	1	2
11	2	3	12	5	0	3	0	1
12	1	10	6	5	0	3	0	0
13	4	9	8	3	0	2	1	0
14	5	9	6	6	0	0	1	0
15	4	8	8	3	0	1	0	0
16	4	6	13	2	0	1	0	0

Tabela 4.12 - Número de horas de cada dia em que cada tecnologia marcou o preço de mercado no Mercado Diário em Espanha - Janeiro de 2008 (continuação).

17	5	9	8	4	0	0	0	1
18	8	3	5	7	0	5	1	0
19	8	6	10	4	0	0	1	0
20	3	5	15	5	0	0	0	1
21	5	6	9	1	0	3	0	1
22	1	8	11	7	0	0	1	0
23	6	3	12	4	0	0	1	0
24	2	8	11	1	0	3	0	0
25	7	2	10	1	0	3	2	1
26	7	1	13	4	0	0	0	1
27	10	3	8	4	0	0	0	0
28	14	2	7	2	0	0	0	1
29	9	6	2	6	0	2	0	0
30	5	3	13	3	0	3	0	0
31	6	6	7	2	0	1	1	1
Total	152	174	302	127	0	45	15	23

Para uma melhor visualização das tecnologias que marcaram o preço de mercado, estas estão representadas nas Figuras 4.19 e 4.20. O eixo das ordenadas indica o número de horas de cada dia em que cada tecnologia marcou o preço de mercado no mês de Janeiro de 2008.

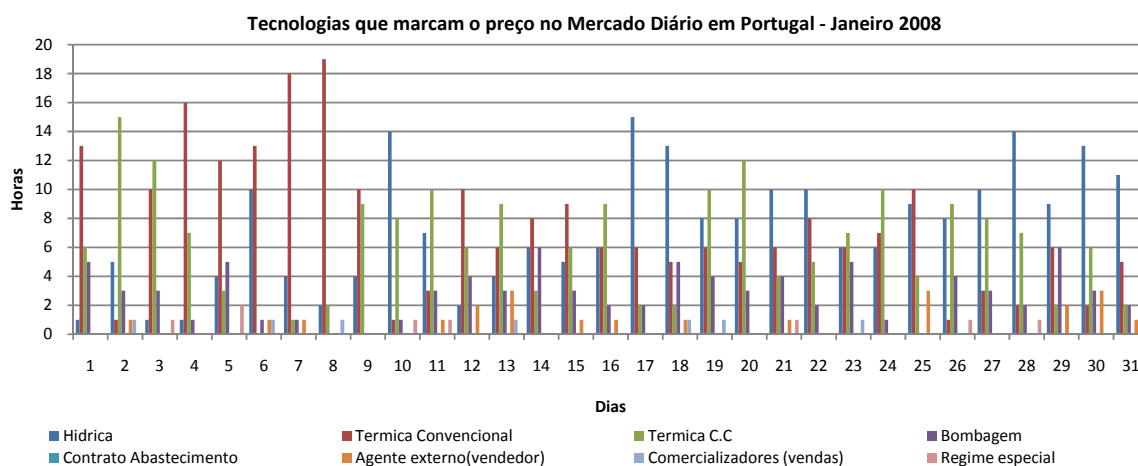


Figura 4.19 - Tecnologias que marcam o preço marginal em Portugal no Mercado Diário - Janeiro 2008.

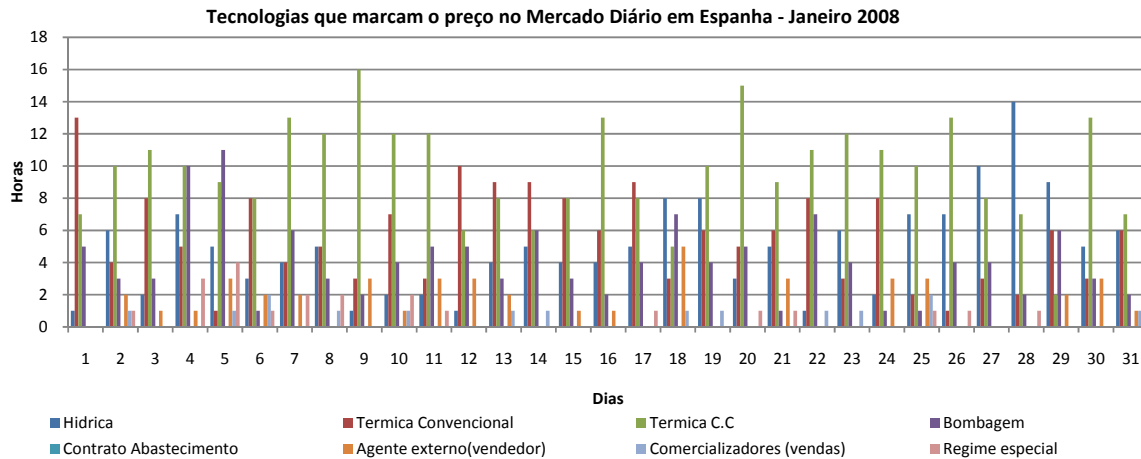


Figura 4.20 - Tecnologias que marcam o preço marginal em Espanha no Mercado Diário – Janeiro 2008.

Da análise das Figuras 4.19 e 4.20 pode-se verificar que em Portugal as tecnologias que definem mais vezes o preço de mercado são a térmica convencional, o ciclo combinado e a hídrica. Em Espanha são também a térmica convencional, o ciclo combinado e a hídrica as tecnologias que definem mais vezes o preço de mercado.

A salientar o facto de existirem algumas horas em que é a produção em regime especial que marca o preço de mercado em Portugal. No entanto, como em Portugal a produção em regime especial, não vai a mercado isto só é possível devido à importação proveniente de Espanha para Portugal, acontecendo quando o mercado funciona como único.

Outro facto a destacar prende-se com a existência de diversas horas em que várias tecnologias marcam o preço de mercado. Isto acontece devido às últimas ofertas a serem aceites, apresentarem o mesmo preço de venda, apesar de serem tecnologias distintas. Daí surgirem dias em que existe um total de vezes que cada tecnologia marca o preço de mercado superior a 24.

Realizou-se também um estudo das tecnologias que marcaram o preço de mercado em termos horários e os resultados obtidos estão representados nas Figuras 4.21 e 4.22, para cada área de operação.

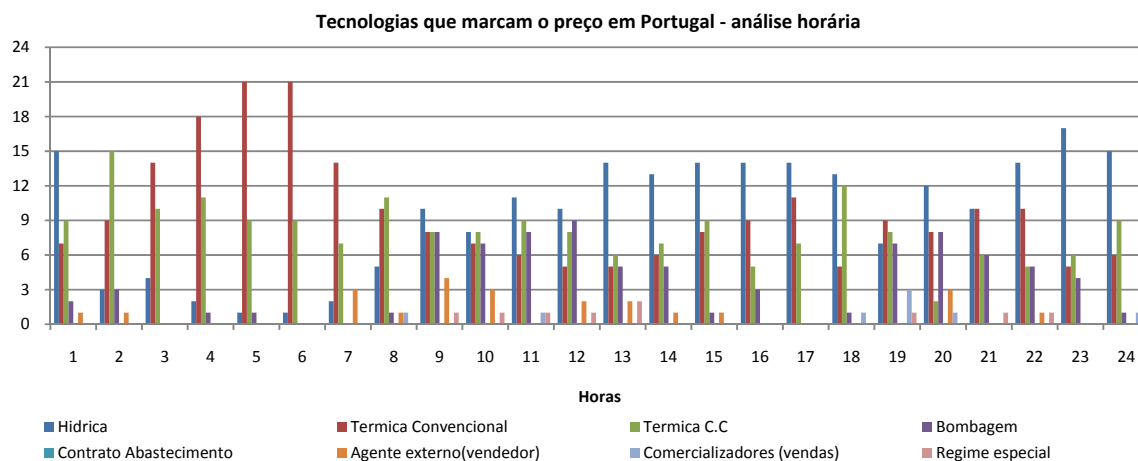


Figura 4.21 - Tecnologias que definem o preço marginal por hora em Portugal - Janeiro 2008.

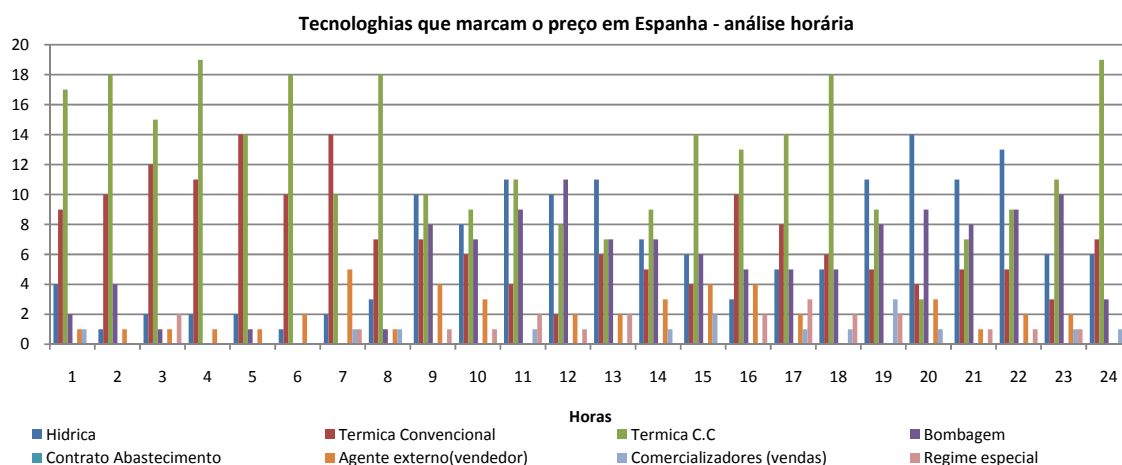


Figura 4.22 - Tecnologias que definem o preço marginal por hora em Espanha - Janeiro 2008.

Para Portugal, da análise realizada pode-se verificar, pela Figura 4.21, que existe uma tendência em termos horários. Enquanto que, entre as 2 e as 8 da manhã, as tecnologias térmicas são as que mais vezes definem o preço de mercado, entre as 9 e a 1 da manhã é a hídrica que domina.

Em Espanha já existe uma maior predominância por parte das térmicas durante todas as horas ainda que na ponta da manhã e na ponta da tarde seja a hídrica a ter maior prevalência, querendo isto dizer, que o recurso hídrico apenas foi usado nas horas de ponta da manhã e da tarde, dado que o mês de Janeiro foi relativamente seco, e com isso foi necessário otimizar o uso do recurso água.

4.3. Mercado Intradiário

O Mercado Intradiário, regulado no artigo 15 do Decreto-Lei 2019/1997² como parte integrante do mercado de produção de energia eléctrica, tem como objectivo fazer os acertos do Mercado Diário, no que diz respeito ao equilíbrio entre a produção e o consumo.

Podem apresentar ofertas de venda de energia eléctrica todos os agentes habilitados que tenham participado no Mercado Diário, ou executado um contrato bilateral ou, ainda, que não tenham podido participar por terem estado indisponíveis [18].

Podem apresentar ofertas de compra de energia eléctrica no Mercado Intradiário os agentes que tenham participado no Mercado Diário ou executado um contrato bilateral físico [18].

As ofertas de venda de energia eléctrica apresentadas ao Operador de Mercado podem ser simples ou incluir condições complexas [18].

Mediante a apresentação de ofertas de venda e de compra de energia eléctrica por parte dos agentes de mercado fazem-se os ajustes sobre o programa diário viável definitivo [22].

A participação dos agentes de mercado pode ser efectuada ao longo de seis sessões com a seguinte distribuição horária por sessão indicada na Tabela 4.13³.

Tabela 4.13 - Escalonamento das Sessões do Mercado Intradiário [22].

	Sessão1	Sessão2	Sessão3	Sessão4	Sessão5	Sessão6
Abertura da Sessão	16:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Fecho da Sessão	17:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Casamento das propostas	18:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Ajuste do programa	19:00	23:00	02:45	05:45	09:45	13:45
Análise das Restrições	19:10	23:10	03:10	06:10	10:10	14:10
Análise das Restrições	19:20	23:20	03:20	06:20	10:20	14:20
Horizonte do programa (períodos horários)	28	24	20	17	13	9
	(21-24) h	(1-24) h	(5-24) h	(8-24) h	(12-24) h	(16-24) h

Os processos de recepção e validação das ofertas, “casamento” das mesmas e comunicação dos resultados que se realizam todos os dias, ocorrem de acordo com o estabelecido nas regras de funcionamento do Mercado Intradiário [20].

² Artigo referente ao lado espanhol

³ As horas indicadas na Tabela 4.13 são referentes a Espanha.

4.3.1. Preço, Energia e Volume económico

O preço médio, a energia e o volume económico transaccionados no Mercado Intradiário nas áreas portuguesa e espanhola no mês de Janeiro de 2008, estão representados na Tabela 4.14.

Tabela 4.14 - Preço, Energia e Volume económico contratado no Mercado Intradiário em Portugal e Espanha - Janeiro 2008.

Dia	Portugal			Espanha		
	Preço médio aritmético (€/MWh)	Energia contratada (MWh)	Volume (kEUR)	Preço médio aritmético (€/MWh)	Energia contratada (MWh)	Volume (kEUR)
1	58,650	4.346	251,7	60,460	42.685	2585,2
2	68,980	7.325	516,4	72,130	59.247	4105
3	68,090	13.333	970,3	72,820	79.031	5442,8
4	82,850	10.843	953	73,850	63.829	4478,5
5	61,270	11.023	672,8	44,280	64.835	2909,5
6	56,320	5.395	356,1	47,500	50.018	2375,9
7	85,750	10.820	1006,4	74,970	52.816	3726,4
8	81,870	4.825	426	78,880	58.197	4461,9
9	76,990	14.788	1226,2	74,570	58.193	4386,8
10	72,880	8.602	598,6	65,470	61.830	4186,9
11	66,350	9.768	658,6	63,710	48.473	3050,7
12	65,830	5.174	338,9	65,090	49.344	3233
13	63,350	3.969	247,8	65,870	55.350	3611,1
14	71,320	3.715	262,4	72,270	76.280	5355
15	61,640	2.280	139,5	61,040	61.419	3676,2
16	61,660	3.721	232,6	57,370	65.087	3741,6
17	68,030	5.175	355,2	64,390	71.688	4573,6
18	74,010	4.348	275,2	72,670	52.988	3773,4
19	65,880	6.471	392,7	66,200	35.645	2371,5
20	68,360	2.692	188,4	68,640	44.083	3014,6
21	69,990	5.018	361,3	70,890	44.992	3091
22	70,840	3.048	213,8	71,480	54.697	3890,7
23	78,470	2.876	238	80,730	57.839	4604,9
24	71,470	3.355	246,5	70,260	46.370	3199,7
25	74,840	9.664	796	67,390	69.384	4456,9
26	71,450	6.471	465,9	72,950	51.663	3672
27	74,480	2.600	203,8	76,550	43.252	3352,6
28	83,330	3.955	340,7	83,220	57.940	4945,1
29	86,850	8.902	778,3	87,630	48.403	4138,7
30	76,460	6.631	513,4	73,610	33.945	2447,2
31	87,220	4.478	402,3	83,990	48.350	4034,3

A evolução diária ao longo do mês de Janeiro do preço, da energia e do volume económico estão representados nas Figuras 4.23 e 4.24.

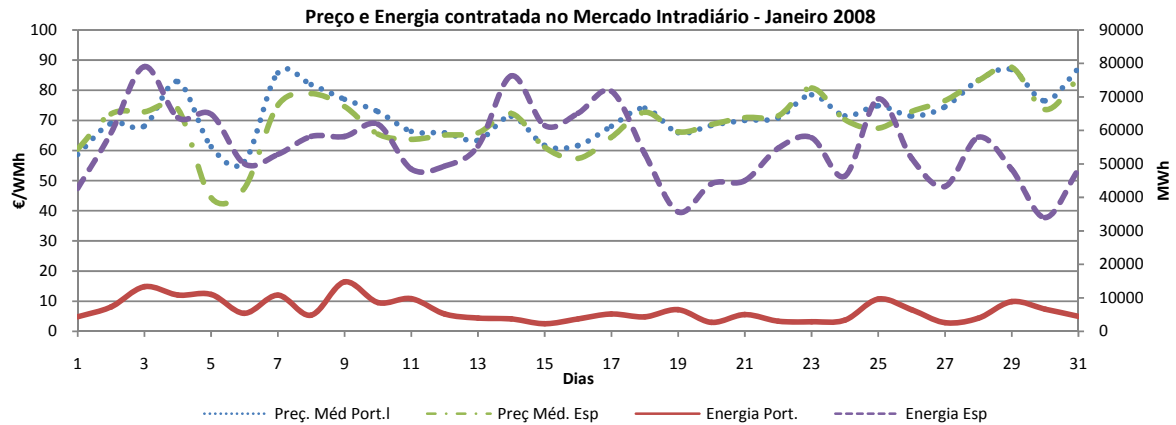


Figura 4.23 - Preço e Energia contratada no Mercado Intradiário – Janeiro 2008.

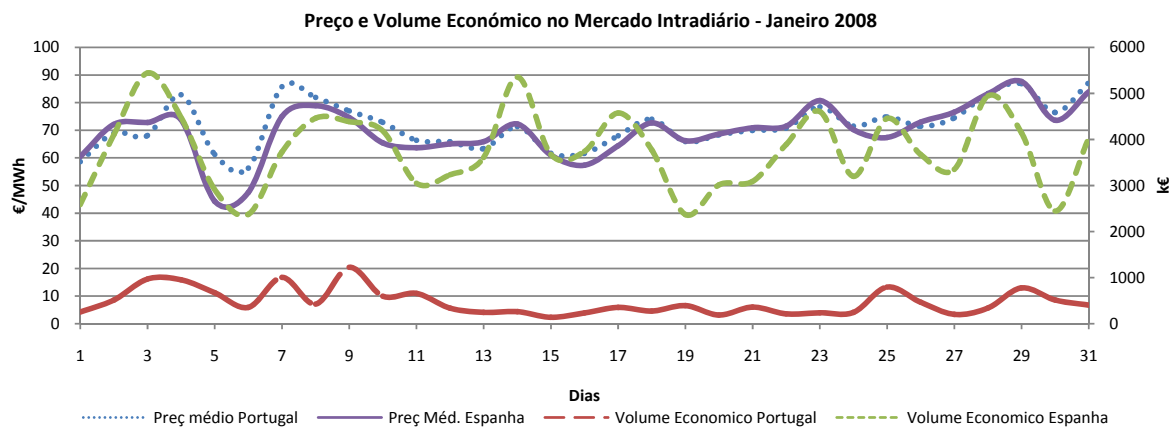


Figura 4.24 - Preço e Volume económico transaccionados no Mercado Intradiário – Janeiro 2008.

Fazendo uma análise ao preço e à energia transaccionada na área portuguesa verifica-se que estes seguem uma tendência similar na grande maioria dos dias e, por consequência, o volume económico transaccionado neste mercado, dado que depende do preço da electricidade e da energia contratada, também segue uma tendência idêntica. O mesmo acontece na maioria dos dias para a área espanhola.

A energia contratada no Mercado Intradiário na área espanhola, e tal como acontecia no Mercado Diário, é bastante superior ao valor contratado no lado português devido à diferente envergadura dos dois sistemas.

Para o mês de Janeiro de 2008, os valores diários médios do preço, energia e volume económico no Mercado Intradiário estão representados na Tabela 4.15.

Tabela 4.15 - Preço, Energia e Volume económico médios diários no Mercado Intradiário – Janeiro 2008.

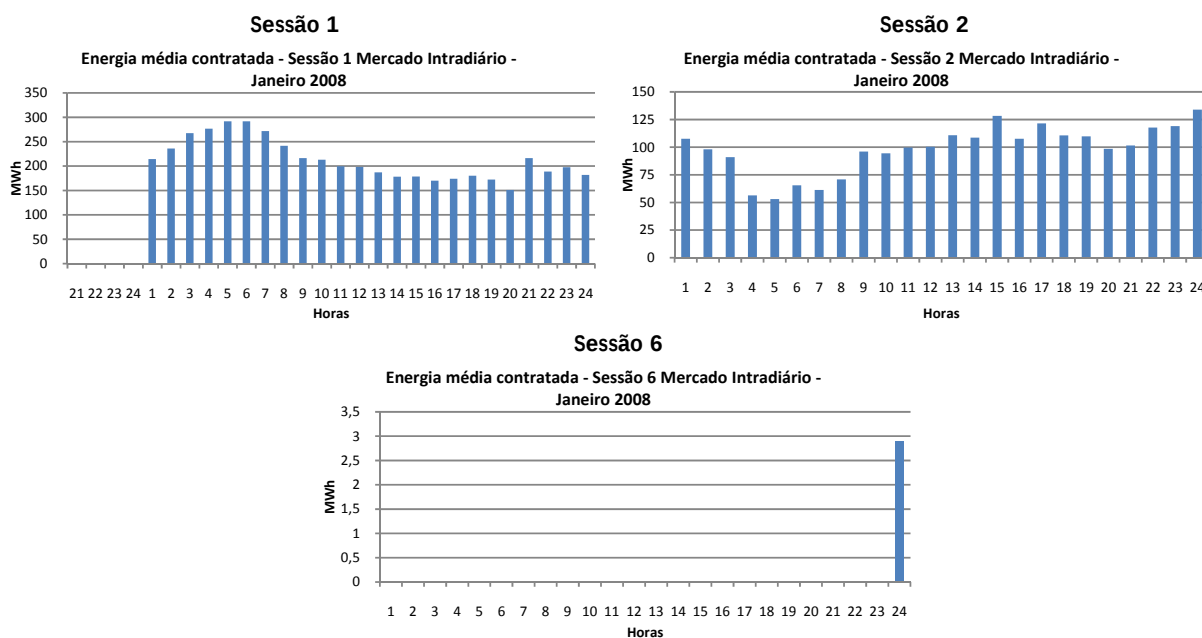
Valores médios	Lado Português	Lado Espanhol
Preço (€/MWh)	71,86	69,71
Energia (MWh)	6310	55093
Valor Económico (k€)	472	3771

O preço em ambos os países apresenta uma variação bastante similar ao longo do mês. No entanto, o do lado português é na maioria do tempo superior ao espanhol, mais concretamente em 58% dos dias do mês.

Fazendo uma análise às seis sessões que compõe o Mercado Intradiário em cada uma das áreas de operação, obtiveram-se os resultados apresentados nas Figuras 4.25 e 4.26.

Das 6 sessões do Mercado Intradiário do lado português previstas, apenas foram utilizadas as sessões 1, 2 e 6. Os resultados obtidos em termos da energia média, que foi transaccionada nesta área de operação, em cada sessão estão representados na Figura 4.25.

Energia média contratada por hora por sessão no Mercado Intradiário em Portugal – Janeiro 2008

**Figura 4.25** - Energia horária média contratada por sessão no Mercado Intradiário em Portugal – Janeiro 2008.

Relativamente ao lado espanhol, o preenchimento das seis sessões do Mercado Intradiário está representado na Figura 4.26.

Energia média contratada por hora por sessão no Mercado Intradiário em Espanha - Janeiro 2008

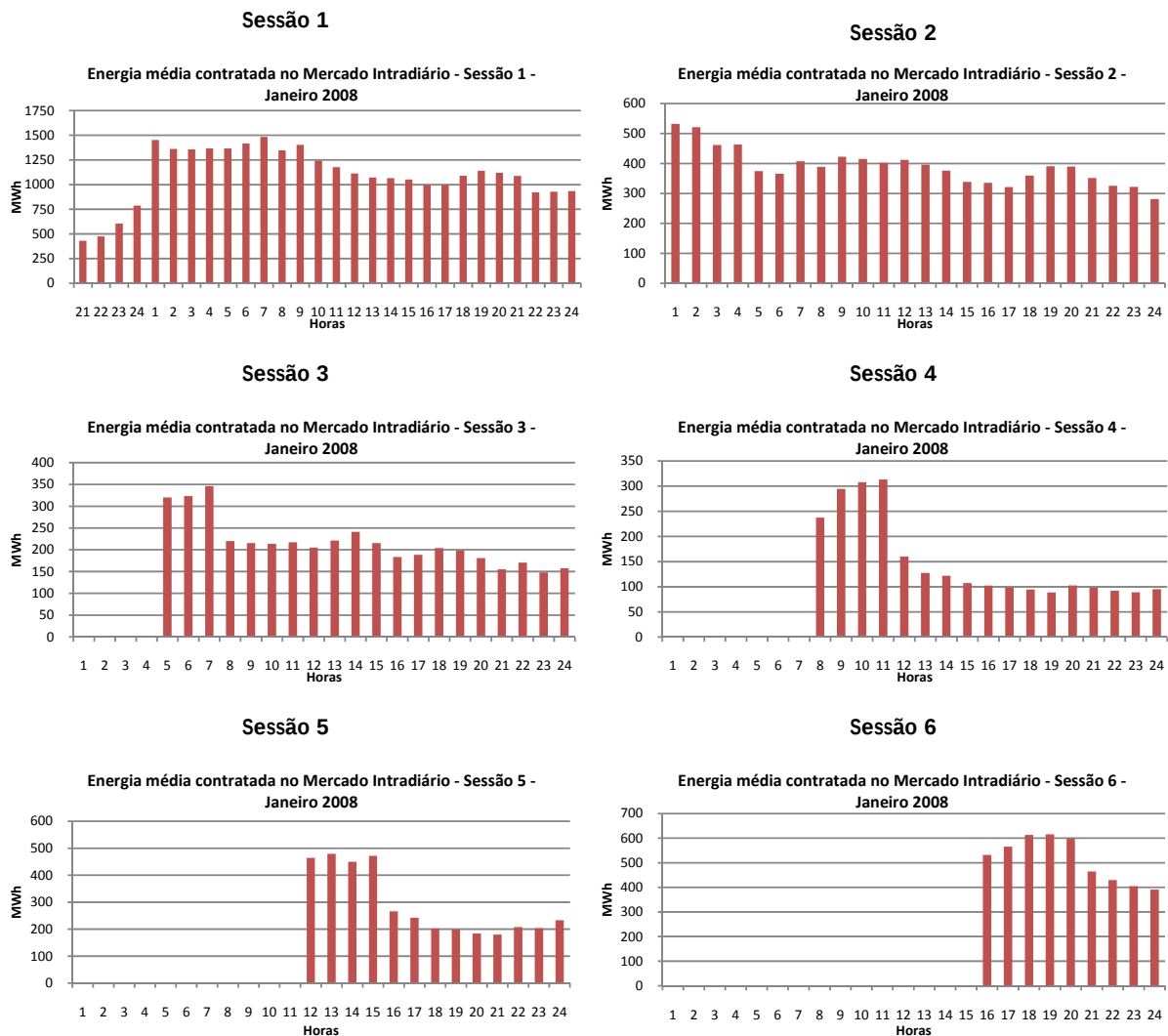


Figura 4.26 - Energia horária média contratada por sessão no Mercado Intradiário em Espanha - Janeiro 2008.

Numa primeira análise, pode-se verificar que o comportamento dos agentes no que diz respeito ao Mercado Intradiário é diferente em cada uma das áreas de operação. Enquanto que, do lado português, das 6 sessões, apenas 3 foram utilizadas pelos agentes de mercado para lançar as suas propostas de compra e venda de energia eléctrica, no lado espanhol em todas as sessões foram realizadas propostas de compra e venda de energia eléctrica.

Isto mostra que os agentes de mercado no lado português ainda se encontram pouco à vontade com o funcionamento deste, não estando ainda cientes das vantagens da participação no mesmo e dos proveitos que daí podem advir. Esta diferença também está relacionada com o número de agentes que vai a mercado em cada uma das áreas de operação.

Já os agentes do lado espanhol mostram que estão mais integrados no processo de funcionamento do Mercado Intradiário, dado que todas as sessões foram preenchidas com propostas, notando-se uma maior percepção e consolidação do funcionamento do mesmo.

Relativamente aos valores médios de energia contratados por sessão, estes estão representados na Tabela 4.16.

Tabela 4.16 - Valor médio horário da energia contratada por sessão em cada uma das áreas de operação – Janeiro 2008.

	Lado Português (MWh)	Lado Espanhol (MWh)
Sessão 1	212,5	1187,3
Sessão 2	98,4	389,7
Sessão 3	-	216,3
Sessão 4	-	148,9
Sessão 5	-	290,8
Sessão 6	0,3	513

A energia contratada em cada uma das áreas de operação tem o seu valor máximo na primeira sessão do mercado, e essa energia vai diminuindo à medida que avançamos nas sessões, crescendo novamente na última sessão. Há também a destacar a grande diminuição da quantidade de energia da primeira para a segunda sessão em ambos os lados, devido à diminuição do número de participantes. Ainda de referir o facto de, em cada sessão, o maior volume de transacção de energia realizada ocorrer nas primeiras horas.

Os preços médios e a energia total obtidos em cada uma das sessões do Mercado Intradiário estão representados na Tabela 4.17.

Tabela 4.17 - Preços médios e Energia total por sessão no Mercado Intradiário – Janeiro 2008.

	Lado Português		Lado Espanhol	
	Preço médio (€/MWh)	Energia Total (GWh)	Preço médio (€/MWh)	Energia Total (GWh)
Sessão 1	72,24	158	68,15	955
Sessão 2	71,45	73	67,50	290
Sessão 3			69,82	134
Sessão 4			70,54	78
Sessão 5			73,24	108
Sessão 6	50,53	0,090	73,52	143
Total	71,86	231	69,71	1903

As variações dos preços por sessão em cada uma das áreas podem ser analisadas nas Figuras 4.27 e 4.28.

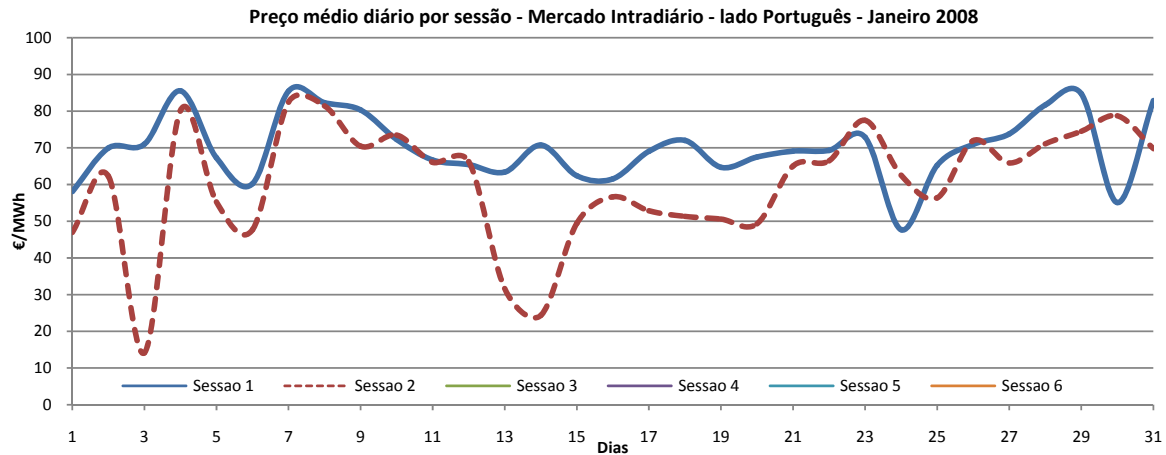


Figura 4.27 - Preços médios por sessão no Mercado Intradiário no lado português – Janeiro 2008.

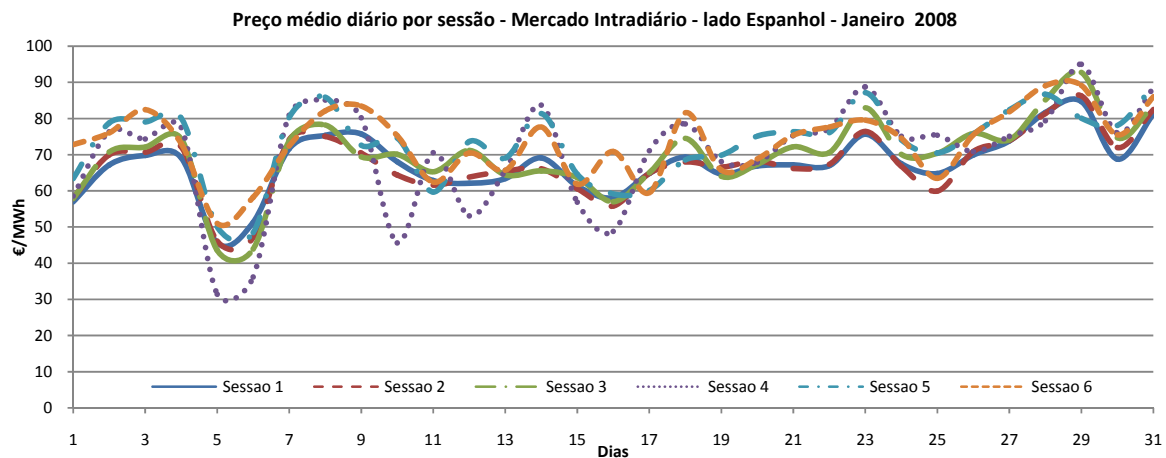


Figura 4.28 - Preços médios por sessão no Mercado intradiário no lado Espanhol – Janeiro 2008.

Estes gráficos permitem concluir que no lado português, dado que não há tanta afluência dos agentes de mercado, a instabilidade dos preços por sessão é muito maior do que a verificada no lado espanhol.

Durante o mês de Janeiro de 2008, aplicou-se o mecanismo de separação de mercados no Mercado Intradiário em 14,2% das horas, tendo existido congestionamento sempre no sentido de Espanha para Portugal.

4.4. Mercado Diário vs Mercado Intradiário

A percentagem de energia que é contratada no Mercado Intradiário, em relação à energia que é transaccionada no Mercado Diário, tem um valor percentual bastante baixo. Isto mostra

que os ajustes que são realizados no programa diário viável definitivo são pequenos. Para se ter uma ideia da diferença na quantidade de energia contratada em ambos os mercados, em ambas as áreas de operação, estas estão apresentadas nas Figuras 4.29 e 4.30.

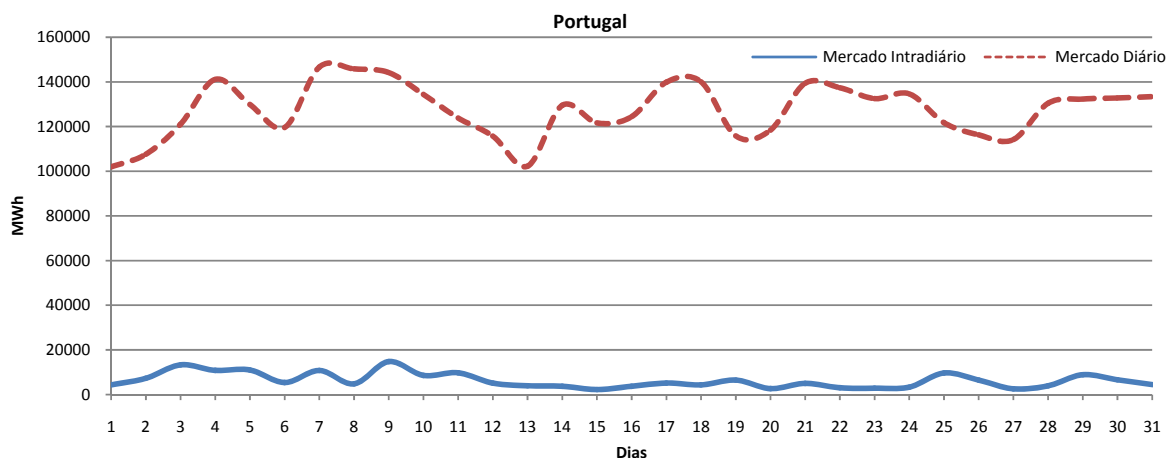


Figura 4.29 - Energia contratada no Mercado Diário e Intradiário no lado português - Janeiro 2008.

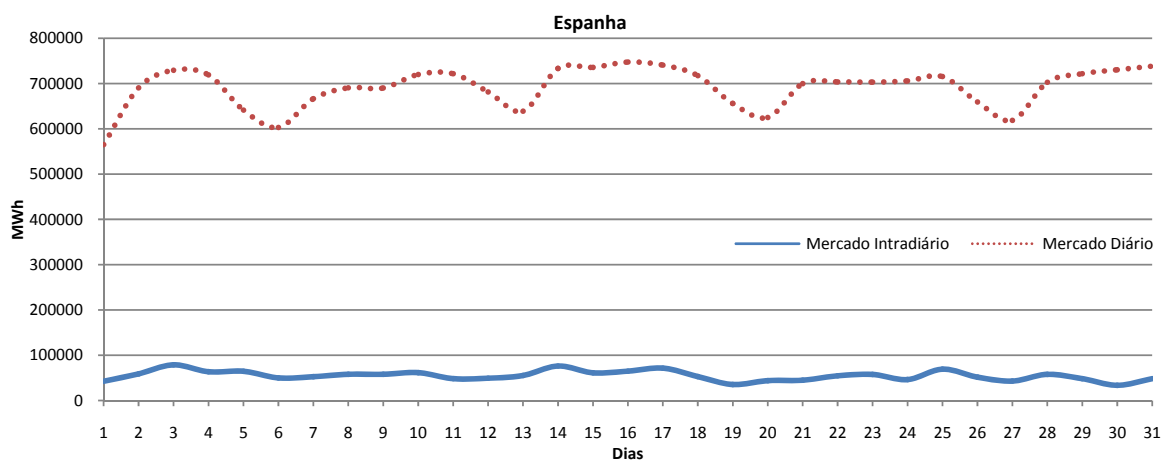


Figura 4.30 - Energia contratada no Mercado Diário e Intradiário no lado espanhol - Janeiro 2008.

Relativamente aos preços médios obtidos nos mercados Diário e Intradiário, constatou-se que o preço médio do Mercado Intradiário tem a mesma oscilação verificada no Mercado Diário, ao longo dos dias no mês de Janeiro, verificando-se mesmo similar tendência oscilatória. No entanto, as oscilações pontuais verificadas no Mercado Intradiário são mais importantes, consequência seguramente da menor dimensão que este mercado ainda tem.

Os preços médios nos mercados Diário e Intradiário estão representados na Figura 4.31.

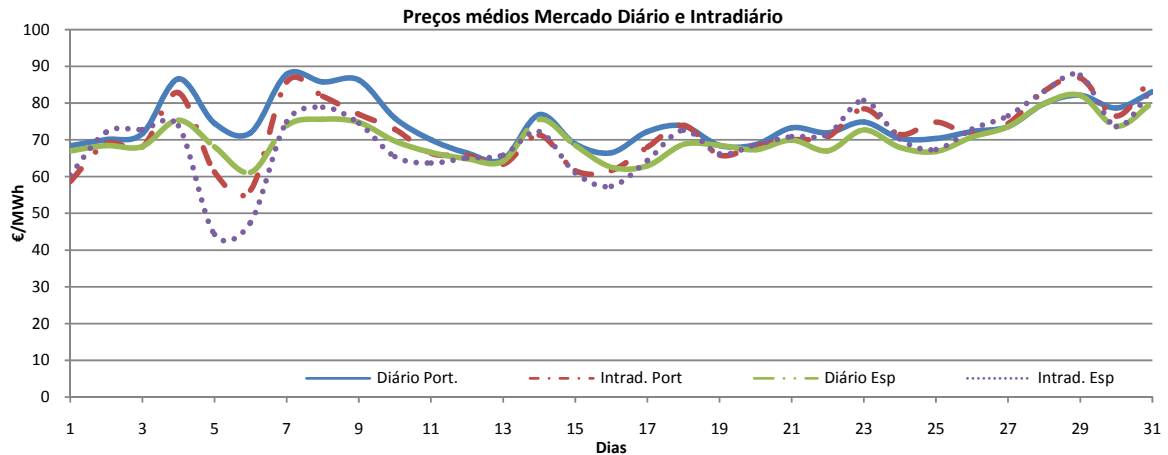


Figura 4.31 - Preços médios nos mercados Diário e Intradiário em Portugal e Espanha - Janeiro 2008

Como se pode verificar pela Figura 4.31, para o lado português, o preço médio aritmético para o Mercado Intradiário é inferior ao do Mercado Diário na grande maioria das horas, sofrendo no entanto maior oscilação entre dias. Relativamente ao lado espanhol, já existe uma maior variação, no que diz respeito ao mercado que tem o preço mais elevado. No entanto, a oscilação do preço no Mercado Intradiário entre dias continua a ser mais elevada do que no Mercado Diário.

4.5. Programa Horário Final e Quotas dos Diversos Agentes

O processo de solução de restrições técnicas do Mercado Intradiário produz modificações nos programas resultantes das seis sessões diárias do Mercado Intradiário, resultando daí o programa horário final (PHF).

A produção total de energia eléctrica para o mês de Janeiro no PHF foi de 29137,7GWh. Já procura total das empresas distribuidoras, foi de 20585,3 GWh, sendo a procura por parte das empresas comercializadoras, agentes externos e consumidores elegíveis de 8007,8GWh.

Nas Tabelas 4.18 e 4.19 estão indicadas as quotas de mercado das unidades de produção e de aquisição de energia eléctrica no programa horário final (PHF) para o lado português.

➤ **Quotas de mercado das unidades de produção no PHF**

Tabela 4.18 - Quotas de mercado de unidades de produção no PHF para o lado português – Janeiro 2008.

Código	Agente titular	Energia (MWh)	Quota Energia (%)
EDPEP	EDP-ENERGÍAS DE PORTUGAL	2.312.608,7	71,895
RENTG	REN TRADING S.A.	904.022,4	28,105
Total		3.216.631,1	100,000

Relativamente às entidades que participam nas sessões do Mercado Intradiário no lado português, como unidades de produção de energia eléctrica, há a destacar unicamente a EDP – Energia de Portugal com uma quota de mercado de 72% e a REN TRADING, SA com 28%.

➤ **Quotas de mercado das unidades de aquisição no PHF**

Tabela 4.19 - Quotas de mercado das unidades de aquisição no PHF para o lado português – Janeiro 2008.

Código	Agente titular	Energia (MWh)	Quota energia (%)
EDPSE	EDP SERVIÇO UNIVERSAL	3.549.031,3	90,320
EDPCO	EDP COMERCIAL-COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	209.983,6	5,344
EDPEP	EDP-ENERGÍAS DE PORTUGAL	95.515,4	2,431
ENDEN	ENDESA ENERGÍA	58.916,2	1,499
UFMUL	UNIÓN FENOSA COMERCIAL	13.375,6	0,340
OUTROS	OUTROS (Quotas <0,1%)	2.564,6	0,065
Total		3.929.386,7	100,000

As entidades que participam na aquisição de energia eléctrica no Mercado Intradiário no lado português, são as indicadas na Tabela 4.19, sendo que a EDP Serviço Universal é a entidade com a maior participação, representando 90% do mercado. A restante parcela é dividida pela EDP Comercial, EDP -Energias de Portugal, a Endesa e a União Fenosa.

Nas Tabelas 4.20 e 4.21 estão representadas as entidades que participam nas seis sessões do Mercado Intradiário no MIBEL no que diz respeito às unidades de produção e aquisição de energia eléctrica.

Tabela 4.20 - Quotas de Mercado de unidades de produção no PHF - MIBEL – Janeiro 2008.

Código	Agente titular	Energia (MWh)	(%)
ENDEG	ENDESA GENERACIÓN	6.899.327,0	23,678
IBEGE	IBERDROLA GENERACIÓN	4.160.840,3	14,280
UFENG	UNIÓN FENOSA GENERACIÓN	2.790.757,2	9,578
EDPEP	EDP-ENERGÍAS DE PORTUGAL	2.312.608,7	7,937
GNSDG	GAS NATURAL SDG	1.867.250,2	6,408
RENTG	REN TRADING S.A.	904.022,4	3,103
HCANG	HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO Generación	863.341,3	2,963
ENED	ENDESA DISTRIBUCIÓN	636.673,6	2,185
EGEDG	ACCIONA GREEN ENERGY DEVELOPMENTS	597.153,4	2,049
CTNUG	CASTELNOU ENERGIA	531.967,4	1,826
BBELG	BAHIA DE BIZKAIA ELECTRICIDAD	439.135,9	1,507
BIZEG	BIZKAIA ENERGIA	407.166,4	1,397
NGENS	NUEVA GENERADORA DEL SUR	365.644,1	1,255
AESEG	AES ENERGÍA CARTAGENA	363.120,0	1,246
IBEDI	IBERDROLA DISTRIBUCIÓN	361.640,0	1,241
NUCNO	NUCLENOR	345.078,2	1,184
ICAMG	IB. ENERGÍAS RENOVABLES DE CASTILLA LA MANCHA	294.216,9	1,010
UFEND	UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN	280.793,1	0,964
EREBG	ELÉCTRICA DE LA RIBERA DEL EBRO	277.039,8	0,951
VIEGE	ENEL VIESGO GENERACIÓN	270.624,9	0,929
DETCO	DETISA (Actividade: Comercialização)	230.352,4	0,791
EDFRA	ELECTRICITÉ DE FRANCE	223.185,0	0,766
ENDCR	ENDESA COGENERACIÓN Y RENOVABLES	193.913,5	0,666
TARPG	TARRAGONA POWER	169.122,9	0,580
IGALG	IB. ENERGÍAS RENOVABLES DE GALICIA	142.573,8	0,489
IBEGC	IBERDROLA GENERACIÓN (Act: Comercialización RE)	101.619,6	0,349
NEXUE	NEXUS ENERGÍA	94.232,0	0,323
CELEG	CELULOSA ENERGIA	90.920,5	0,312
CENTR	CENTRICA ENERGIA	83.843,0	0,288
DANSE	DANSKE COMMODITIES	80.273,1	0,275
EDFTE	EDF TRADING LIMITED	78.816,0	0,270
EVIE1	ELECTRA DE VIESGO DISTRIBUCIÓN	77.058,5	0,264
ELCOG	ELCOGAS	69.639,2	0,239
GECMG	GLOBAL 3 COMBI	66.071,2	0,227
MEDIG	ENERGÍAS RENOVABLES MEDITERRANEAS	65.532,3	0,225
HIBEG	HIDROELECTRICA IBERICA	65.364,7	0,224
BIOVG	BIOVENT ENERGIA	62.579,5	0,215
SNICG	SNIACE COGENERACION	56.882,2	0,195
EGLAG	ELEKTRIZITATS-GESELLSCHAFT LAUFENBURG AG	54.699,0	0,188
ZABAG	ZABALGARBI	51.131,5	0,175
FENAG	FUERZAS ELÉCTRICAS DE NAVARRA	47.784,8	0,164
REPQU	REPSOL QUÍMICA	42.676,7	0,146
ENWOC	ENERGY WORKS CARTAGENA	41.059,5	0,141
GAVEG	GALICIA VENTO	40.725,8	0,140
ATENC	ATEL ENERGIA	39.950,0	0,137
SMGMG	STATKRAFT MARKETS GmbH	37.026,7	0,127
FERRG	FERROATLÁNTICA	36.402,2	0,125
CENTG	CENTRICA EN. GENERACIÓN (Act. Comercialización RE)	35.972,0	0,123
HCARE	HIDROCANTABRICO ENERGIA (Act.: Comercialización Re	33.371,6	0,115
DANTG	DANTA DE ENERGÍAS	33.102,2	0,114
IBARG	IB. ENERGÍAS RENOVABLES DE ARAGÓN	31.023,4	0,106
PCOGG	PENINSULAR COGENERACION	30.876,0	0,106
EOEKG	EÓLICAS DE EUSKADI	30.699,6	0,105
GENFI	GENFIBRE	29.809,1	0,102
EUFRG	ENEL UNIÓN FENOSA RENOVABLES	29.247,3	0,100
OUTROS	OUTROS (Quotas <0,1%)	1.571.790,4	5,394
Total		29.137.727,9	100,000

Tabela 4.21 - Quotas de Mercado de unidades de aquisição no PHF - MIBEL – Janeiro 2008.

Código	Agente titular	Energia (MWh)	Quota energia (%)
IBEDI	IBERDROLA DISTRIBUCIÓN	7.129.228,6	24,467
ENED	ENDESA DISTRIBUCIÓN	6.054.478,0	20,779
EDPSE	EDP SERVIÇO UNIVERSAL	3.549.031,3	12,180
ENDEN	ENDESA ENERGÍA	3.387.823,8	11,627
UFEND	UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN	2.719.934,6	9,335
IBECO	IBERDROLA COMERCIALIZADORA	1.102.438,5	3,784
UFMUL	UNIÓN FENOSA COMERCIAL	1.089.872,9	3,740
HCAEN	HIDROCANTABRICO ENERGÍA	850.496,6	2,919
HCAND	HIDROCANTABRICO DISTRIBUCIÓN	725.303,2	2,489
GASNC	GAS NATURAL COMERCIALIZADORA	515.379,9	1,769
EVIE1	ELECTRA DE VIESGO DISTRIBUCIÓN	387.015,3	1,328
ONELE	OFFICE NATIONAL DE L'ELECTRICITÉ	241.981,5	0,830
IBEGE	IBERDROLA GENERACIÓN	240.488,3	0,825
EDPCO	EDP COMERCIAL-COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	209.983,6	0,721
ENATG	NATURGAS COMERCIALIZADORA	171.194,7	0,588
ENDEG	ENDESA GENERACIÓN	142.238,9	0,488
EDPEP	EDP-ENERGIAS DE PORTUGAL	95.515,4	0,328
CENTR	CENTRICA ENERGIA	94.705,5	0,325
VIEEN	ENEL VIESGO ENERGIA	83.263,4	0,286
VIEGE	ENEL VIESGO GENERACIÓN	71.441,1	0,245
GANSE	GAS NATURAL SERVICIOS	53.955,8	0,185
UFENG	UNIÓN FENOSA GENERACIÓN	42.666,5	0,146
OUTROS	OUTROS (Quotas <0,1%)	179.290,5	0,615
Total		29.137.727,9	100,000

Como se pode verificar, as entidades que participam nas sessões do Mercado Intradiário no lado português são poucas quando comparadas com as que participam no lado espanhol. Logo, isto justifica o facto de a adesão dos agentes às sessões do Mercado Intradiário ser tão diferente nas duas áreas de operação, como ficou verificado na análise realizada anteriormente.

Da análise das Tabelas 4.20 e 4.21 pode-se verificar que, relativamente à produção, a *Endesa Generación*, *Iberdrola Generación*, *Unión Fenosa Generación* e a EDP detêm uma grande parte da quota de mercado, sendo de destacar a posição significativa que a EDP já detém no Mercado Ibérico de produção.

Relativamente às unidades de aquisição, há a destacar a *Iberdrola Distribución*, a *Endesa Distribución* e a EDP Serviço Universal, com quotas de mercado respectivamente de 25%, 21% e 12%, tendo mais uma vez a EDP uma posição importante.

4.6. Processos de Operação técnica do sistema

4.6.1. Energia e potência necessárias para a regulação técnica do sistema eléctrico

A intervenção dos Operadores do Sistema (O.S), de acordo com os procedimentos de operação vigentes, realiza-se de modo a garantir a segurança e a fiabilidade no

abastecimento de energia eléctrica, garantindo com isso a existência de um equilíbrio entre a produção e o consumo em regime permanente [18].

A necessidade da participação dos Operadores do Sistema, utilizando os diversos processos de regulação técnica, poderia ser reduzida ao mínimo das pequenas oscilações existentes na procura, caso existisse um cumprimento estrito por parte dos agentes de mercado relativamente aos contratos que haviam sido realizados [18].

Como este cenário ideal não existe, os Operadores do Sistema utilizam mecanismos de regulação, tal como o mecanismo de gestão de desvios e serviços auxiliares de regulação secundária e terciária. Por outro lado, e caso as circunstâncias assim o exijam, os Operadores do Sistema poderão dar instruções directas de activação por parte de determinadas unidades de produção. Esta situação só acontece quando surgem situações de emergência, sendo este designado por “Procedimento Especial de Emergência” [18].

Não existem dados públicos disponíveis para o lado português, em relação aos processos de operação técnica do sistema. Devido a esse facto, apenas foi realizado o estudo para o lado espanhol.

Os resultados obtidos para os processos de operação técnica do sistema para o lado espanhol são os descritos na Tabela 4.22.

Tabela 4.22 - Processos de Operação técnica do Sistema – Janeiro 2008.

	Energia a Subir	Energia a Descer
Banda horária média de regulação secundária (MW)	742	541
Gestão de desvios (GWh)	83	56
Energia de regulação secundária (GWh)	88	99
Energia de regulação terciária (GWh)	162	163
Procedimentos especiais ou de emergência (GWh)	38	44
Energia Total (GWh)	371	362
Valor económico (kEUR)	32976	16891

O mecanismo de gestão de desvios é um serviço de carácter voluntário que tem como objectivo a resolução dos desvios entre a produção e o consumo, que poderão surgir em cada período [25].

A regulação secundária é um serviço complementar de carácter voluntário que tem como objectivo a manutenção do equilíbrio entre a produção e o consumo e, corrigir os desvios das trocas de energia controlando também os desvios de frequência que possam surgir devido aos desequilíbrios entre produção e consumo [25].

A regulação terciária é um serviço complementar de oferta obrigatória e gerido por mecanismos de mercado. Tem como objectivo a restituição da reserva secundária que tenha sido utilizada [25].

Pela análise da Tabela 4.22 pode-se verificar que, para o mês de Janeiro de 2008, a quantidade de energia a subir necessária para uso nos processos de operação técnica do sistema foi de 371 GWh com um custo de 32976 k€. A quantidade de energia a descer foi de 362 GWh com um custo de 16891 k€.

Os preços médios correspondentes aos processos de operação técnica do Sistema Eléctrico em Espanha estão representados na Tabela 4.23.

Tabela 4.23 - Preços médios devido aos processos de operação técnica do Sistema – Janeiro 2008.

Preços Médios (€/MWh)	
Banda de regulação secundária	31,08
Gestão de desvios a subir	83,98
Gestão de desvios a descer	51,28
Energia de regulação secundária a subir	74,45
Energia de regulação secundária a descer	50,39
Energia de regulação terciária a subir	86,09
Energia de regulação terciária a descer	45,42

O cálculo do preço médio dos vários processos de operação técnica do sistema é bastante fácil de realizar resultando da ponderação do preço marginal horário de cada processo de operação técnica do sistema pela respectiva energia que lhe foi atribuída [26].

4.7. Garantia de abastecimento

Com vista a promover a garantia de abastecimento, com um adequado grau de cobertura da procura de electricidade e uma adequada gestão da disponibilidade dos centros electroprodutores, foi definido um mecanismo de remuneração da garantia de abastecimento disponibilizada pelos centros electroprodutores em regime ordinário. É importante a harmonização do regime de remuneração da garantia de abastecimento mencionada, de modo a que a concorrência no Mercado Ibérico de produção de electricidade funcione em igualdade de condições em ambos os sistemas [26].

Os encargos associados ao mecanismo de remuneração da garantia de abastecimento devem de ser suportados por todos os consumidores de energia eléctrica, devendo ser repercutidos na tarifa de Uso Global do Sistema prevista no sistema tarifário português [26].

O custo por garantia de abastecimento é um dos componentes mais relevantes do preço final da electricidade, servindo de indicador a médio prazo para os participantes no mercado, expressando o custo da garantia de entrega de electricidade a todos os consumidores e incentivando os comercializadores, consumidores elegíveis e agentes externos a consumir em horas de baixa procura. Na realidade, um custo de garantia de abastecimento elevado

significa que a potência disponível é insuficiente face ao consumo verificado, o que poderia acarretar a longo prazo um incremento nos preços da electricidade [26].

Apenas foi possível analisar o custo da garantia de abastecimento para o Sistema Eléctrico espanhol, dado que não existem dados públicos disponíveis referentes ao Sistema Eléctrico português.

4.7.1. Custo para garantia de abastecimento

As tabelas 4.24 a 4.26 apresentam os valores da energia final contratada, bem como os valores das diversas componentes do preço final para os comercializadores, consumidores elegíveis, agentes externos, distribuidores e unidades de aquisição.

Tabela 4.24 - Componentes do preço horário final (comercializadores, consumidores elegíveis e agentes externos) – Janeiro 2008.

Período	Energia final (GWh)	Mercado Diário (€/MWh)	Mercado Intradiário (€/MWh)	Restrições (€/MWh)	Processos O.S (€/MWh)	Garantia potência (€/MWh)	Total (€/MWh)
Jan-08	7655	72,69	-0,04	0,93	1,15	3,45	78,18

Tabela 4.25 - Componentes do preço horário final (distribuidores) – Janeiro 2008.

Período	Energia final (GWh)	Mercado Diário (€/MWh)	Mercado Intradiário (€/MWh)	Restrições (€/MWh)	Processos O.S (€/MWh)	Garantia potência (€/MWh)	Total (€/MWh)
Jan-08	17115	71,92	0,01	0,94	1,44		74,31

Tabela 4.26 - Componentes do preço horário final (unidades de aquisição) – Janeiro 2008.

Período	Energia final (GWh)	Mercado Diário (€/MWh)	Mercado Intradiário (€/MWh)	Restrições (€/MWh)	Processos O.S (€/MWh)	Garantia potência (€/MWh)	Total (€/MWh)
Jan-08	25965	71,65	-0,03	0,87	1,27		73,76

No mês de Janeiro de 2008, os custos por garantia de abastecimento no Sistema Eléctrico espanhol correspondentes aos 7655 GWh adquiridos por comercializadores, consumidores elegíveis e agentes externos foram de 3,45 €/MWh. Pode-se verificar ainda que, a parcela de garantia de abastecimento não entra na formação do preço horário final para os distribuidores e unidades de aquisição, dado que esta apenas entra na formação do preço horário final para os comercializadores, consumidores elegíveis e agentes externos compradores.

A Tabela 4.24 permite constatar que a parcela de garantia de abastecimento é a segunda que mais contribui para a formação do preço horário final a pagar pelos consumidores elegíveis, comercializadores e agentes externos, representando com isso a importância da garantia de abastecimento.

4.8. Preço horário Final

O preço horário final do mercado de electricidade calcula-se para cada agente de mercado em função da sua participação nos mercados Diário, Intradiário e nos processos de Operação Técnica do Sistema. Para o caso dos compradores que não participem nos processos de Operação Técnica do Sistema, mas aos quais estes mecanismos permitem a correcção dos seus desvios ou lhes garanta o abastecimento, é-lhes adicionado, o custo correspondente a esses serviços ao preço respectivo [24].

4.8.1. Critério de cálculo do preço horário final médio da energia no mercado.

A expressão 4.1 que permite calcular o preço médio da energia no mercado é dado pela expressão:

$$PFM_h = PMD_h + \frac{IMMI_h - ENMI_h * PMD_h}{ENMBC_h} + \frac{IMOSAJ_h - ENOSAJ_h * PMD_h}{ENMBC_h} + \frac{IMDV_h - ENDV_h * PMD_h}{ENMBC_h} + \frac{IMRRTT_h - ENRRTT_h * PMD_h}{ENMBC_h} + \frac{IMBS_h}{ENMBC_h} + \frac{IMPG_h}{ENMBC_h} \quad (4.1)$$

Nesta expressão:

- PFM_h – preço final médio horário (€/MWh);
- PMD_h – preço marginal horário do Mercado Diário (€/MWh);
- $IMMI_h$ – valorização da energia ao preço da sessão correspondente do Mercado Intradiário (€). Este valor corresponde ao produto entre as energias horárias negociadas no Mercado Intradiário e os preços horários correspondentes;
- $ENMI_h$ – energia horária negociada no Mercado Intradiário (€/MWh);
- $IMOSAJ_h$ – valorização das energias ao preço correspondente de cada mercado de ajuste do sistema, com excepção do processo de solução de restrições técnicas (€);
- $ENOSAJ_h$ – soma das energias negociadas nos mercados de serviços de ajuste do sistema, com excepção do mercado de restrições técnicas (MWh);
- $IMDV_h$ – valorização dos desvios ao preço correspondente (€);
- $ENDV_h$ – soma das energias das unidades correspondentes ao desvio medido (MWh);
- $IMRRTT_h$ – valorização da energia ao preço do processo de restrições técnicas (€);
- $ENRRTT_h$ – soma das energias das unidades negociadas no processo de solução de restrições técnicas (MWh);
- $IMBS_h$ – Custo horário da banda secundária (€);
- $IMGP_h$ – Custo horário da garantia de abastecimento (€);

- $ENMBC_h = ENMD_h + ENMI_h + ENOSAJ_h + ENDV_h + ENRRTT_h + ENCB_h$, sendo:
 - $ENMBC_h$ – soma da energia medida à saída das centrais (MWh);
 - $ENMD_h$ – soma da energia das unidades negociadas no Mercado Diário (MWh);
 - $ENCB_h$ – soma da energia negociada mediante contratação bilateral (MWh) [27].

4.8.2. Componentes do Preço Horário Final

Como se pode verificar pela expressão 4.1, o cálculo do preço horário final tem em conta uma série de factores. O preço horário final engloba um conjunto de parcelas, cujos valores são diferenciadas por tipo de agente de mercado. Assim, as parcelas constituintes do preço horário final, e os consequentes valores, para os comercializadores, consumidores elegíveis, agentes externos, distribuidores e unidades de aquisição, estão representados nas Tabelas 4.24 a 4.26.

Na Figura 4.32 estão representados os componentes na formação do preço horário final em termos percentuais.

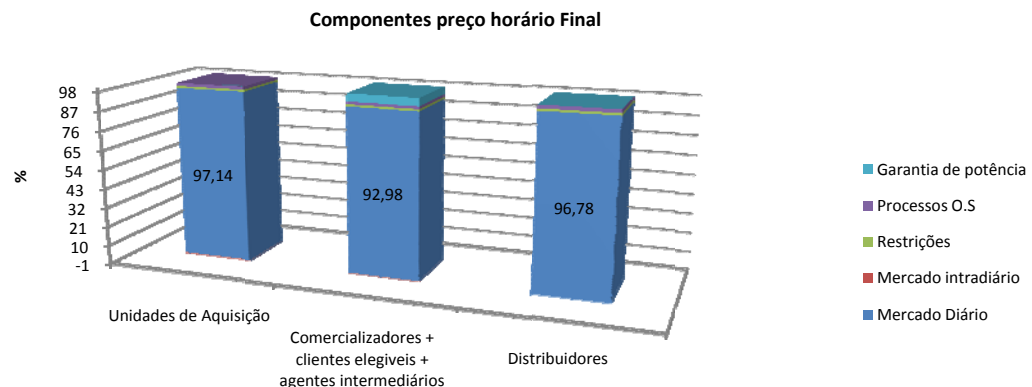


Figura 4.32 - Peso dos componentes na formação do preço horário final por agente de mercado - Janeiro 2008.

Como se pode verificar pelos valores percentuais das parcelas constituintes do preço horário final, a maior percentagem provém do Mercado Diário com mais de 90% da importância na formação do preço horário final para todos os agentes de mercado. A restante percentagem é ocupada pelas parcelas da garantia de abastecimento, restrições técnicas e processos de operação do sistema. De referir que a parcela do Mercado Intradiário corresponde a uma percentagem ínfima na formação do preço horário final nos três casos analisados.

Efectuando uma análise ao valor do preço horário final dos comercializadores, consumidores elegíveis e agentes externos, por um lado, e distribuidores e unidades de

aquisição, por outro, verifica-se que o valor final do preço horário é diferente, devido ao diferente valor de cada parcela que o constitui. De referir também que a parcela da garantia de abastecimento não contribui para a formação do preço horário final para os distribuidores e unidades de aquisição.

O preço médio horário final, em termos globais, para cada dia do mês de Janeiro de 2008 para o lado espanhol está representado na Tabela 4.27.

Tabela 4.27 - Preço horário final para o lado espanhol - Janeiro 2008.

	Energia	Preço	Preço	Preço	Amplitude	Energia	Energia	Total
Dia	(MWh)	Médio	Máximo	Mínimo	MAX-MÍN	Máxima	Mínima	Negociado
		(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(MWh)	(MWh)	(kEUR)
1	652807	70,72	103,79	50,54	53,25	32474	23100	46163
2	852927	75,38	98,4	41,32	57,08	41884	25939	64293
3	902247	74,73	107,89	38,8	69,09	42262	30794	67426
4	880621	80,31	95,76	49,64	46,12	40998	30226	70723
5	790154	71,68	93,21	49,12	44,09	36026	28942	56641
6	700634	66,56	103,31	37,1	66,21	34052	25972	46638
7	786367	78,98	100,04	48,89	51,15	38504	26101	62109
8	884179	80,82	103,93	49,43	54,5	42926	28955	71459
9	884286	79,73	103,93	48,1	55,83	41671	30008	70505
10	884567	73,77	90,42	47,78	42,64	41685	30446	65253
11	873991	70,88	88,69	38,27	50,42	40649	30146	61949
12	775270	68,37	84,53	52,52	32,01	36335	28583	53007
13	722727	67,42	87,44	51,65	35,79	35828	25958	48727
14	881106	81,64	101,81	51,16	50,65	42809	27758	71936
15	904038	73,45	88,78	53,24	35,54	42679	31089	66404
16	902534	67,65	90,9	35,7	55,2	42115	31657	61052
17	893566	68,29	90,48	35,38	55,1	41894	31233	61017
18	865787	73,21	94,01	31,08	62,93	39791	30617	63384
19	755407	71,34	86,14	56,65	29,49	35259	27890	53890
20	703998	70,95	91,27	53,9	37,37	34519	25535	49949
21	851343	74,5	86,6	51,56	35,04	40786	27371	63421
22	868149	71,49	87,14	42,58	44,56	40506	29707	62066
23	867238	76,64	93,51	47,94	45,57	40230	30850	66463
24	879164	71,85	87,14	52,6	34,54	41900	30730	63172
25	878940	71,39	90,54	36,32	54,22	40662	30965	62747
26	776257	73,89	87,81	56,4	31,41	36579	28098	57356
27	708640	77,01	92,26	54,59	37,67	35084	26217	54570
28	851499	84,5	97,82	56,25	41,57	41466	27252	71954
29	876987	86,95	104,44	58,28	46,16	41635	30096	76254
30	903449	77,48	97	59,14	37,86	42650	30693	69997
31	897768	84,57	107,35	53,1	54,25	42168	31004	75923

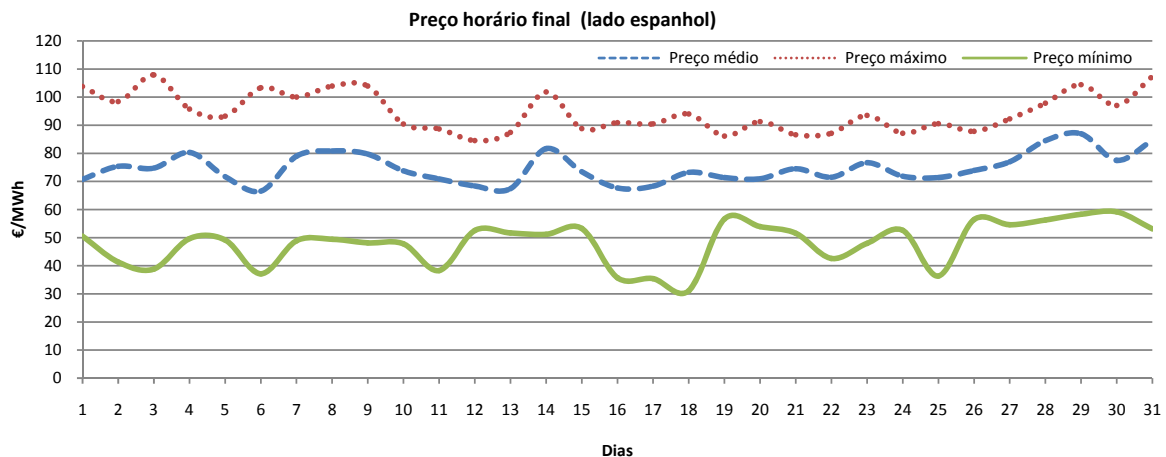


Figura 4.33 - Preço horário final para o lado espanhol – Janeiro 2008

O preço médio horário final para o mês de Janeiro de 2008 foi de 73,33 €/MWh. O valor máximo foi de 107,89 €/MWh e foi atingido no dia 3 às 20 horas e o mínimo foi de 31,08 €/MWh atingido no dia 22 às 5 horas.

Nas horas de vazio (entre 1 e as 7 da manhã), o preço variou entre 31,08 €/MWh e 103,79 €/MWh e fora do vazio (entre as 8 e as 24 horas) variou entre os 37,10 €/MWh e 107,89 €/MWh.

O volume de energia transaccionado foi de 893932 MWh com um volume económico total de 1936448 k€.

A análise do preço horário final apenas foi realizada para o lado espanhol, dado que para o português não existem dados públicos disponíveis que permitam fazer uma análise semelhante.

4.9. Mercado Diário - Ano 2008

4.9.1. Contratação de energia eléctrica em 2008

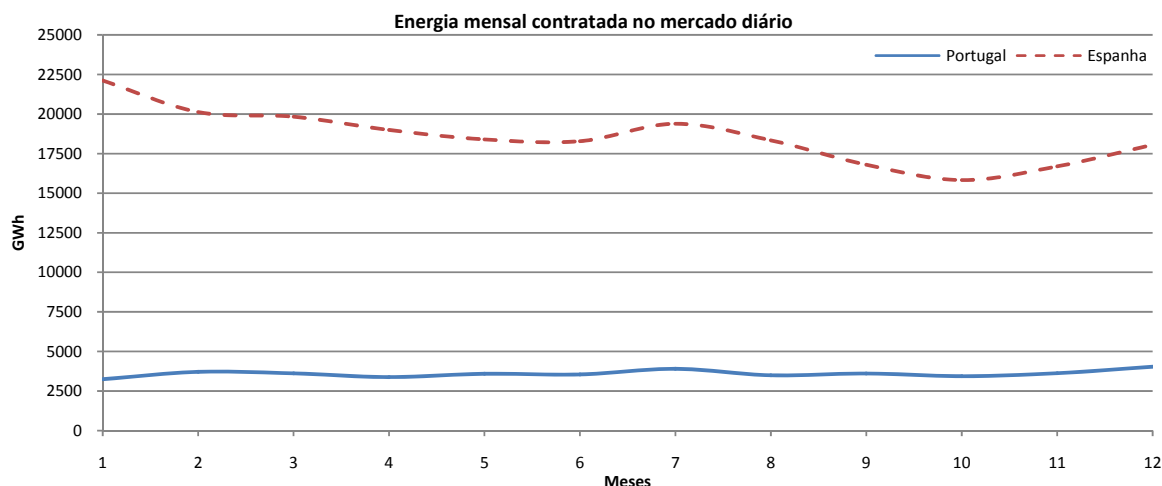
A contratação total de energia eléctrica no programa resultante do Mercado Diário em Portugal no ano de 2008 foi de 43924 GWh. Para o lado espanhol os valores de energia contratada foram de 222158 GWh.

A energia contratada em cada mês, em cada uma das áreas de operação no ano de 2008 está discriminada na Tabela 4.28.

Tabela 4.28 - Energia contratada por mês no Mercado Diário em Portugal e Espanha em 2008.

	Portugal	Espanha
Mês	Energia contratada Mercado Diário Portugal (GWh)	Energia contratada Mercado Diária Espanha (GWh)
Jan.	3245	22118
Fev.	3712	20130
Mar.	3615	19831
Abr.	3384	18992
Mai.	3591	18398
Jun.	3550	18287
Jul.	3904	19386
Ago.	3499	18339
Set.	3608	16803
Out.	3442	15826
Nov.	3632	16697
Dez.	4038	18055

A Figura 4.34 permite avaliar a evolução da contratação da energia no lado português e espanhol ao longo do ano de 2008.

**Figura 4.34** - Evolução da energia contratada no Mercado Diário em 2008.

Fazendo uma análise à evolução da contratação de energia eléctrica em cada uma das áreas de operação, pode-se verificar, se apenas nos cingirmos à visualização da Figura 4.34 que, no lado português existiu uma variação muito pequena. No entanto, o mínimo de contratação mensal foi de 3245 GWh obtidos no mês de Janeiro e o máximo foi de 4038 GWh verificados no mês de Dezembro. Logo, existiu um amplitude anual de 793 GWh o que representa uma variação de 22,02 % em relação ao valor médio anual que foi de 3601,67 GWh. No entanto, como esse crescimento não foi uniforme, a Figura 4.34 dá a entender que a variação foi quase nula.

Para o lado espanhol, houve também uma certa variação no consumo de energia eléctrica ao longo dos meses, como se pode verificar pela Figura 4.34. O mínimo anual foi de 15826 GWh verificados no mês de Outubro e o máximo foi de 22118 GWh ocorridos no mês de Janeiro. O valor médio anual foi de 18575, 83 GWh, sendo a amplitude entre o mínimo anual e o máximo de 6292 GWh representando uma variação de 33,88 % em relação ao valor médio. Mas tal como no lado português essa variação não foi uniforme.

Estes valores podem ser melhor apreciados na Tabela 4.29.

Tabela 4.29 - Média, Máximo e Mínimo anual de energia contratada no Mercado Diário em 2008.

	Portugal	Espanha
Anual	Energia contratada Mercado Diário (GWh)	Energia contratada Mercado Diário (GWh)
Média	3660,33	18513,17
Máximo	4038,00	21414,00
Mínimo	3384,00	15826,00
Amplitude	654,00	5588,00

Dado que o Mercado Ibérico de Electricidade começou a funcionar em pleno no dia 1 de Julho de 2007, já é possível fazer uma comparação, ainda que parcial, dos anos de 2007 e 2008.

Assim, a energia contratada no lado português no ano de 2007 e 2008 está representada na Tabela 4.30.

Tabela 4.30 - Energia contratada no Mercado Diário em Portugal em 2007 e 2008.

	Portugal 2007	Portugal 2008
Mês	Energia contratada (GWh)	Energia contratada (GWh)
Jan.	-	3949
Fev.	-	3712
Mar.	-	3615
Abr.	-	3384
Mai.	-	3591
Jun.	-	3550
Jul.	3469	3904
Ago.	3175	3499
Set.	3291	3608
Out.	3438	3442
Nov.	3345	3632
Dez.	3770	4038

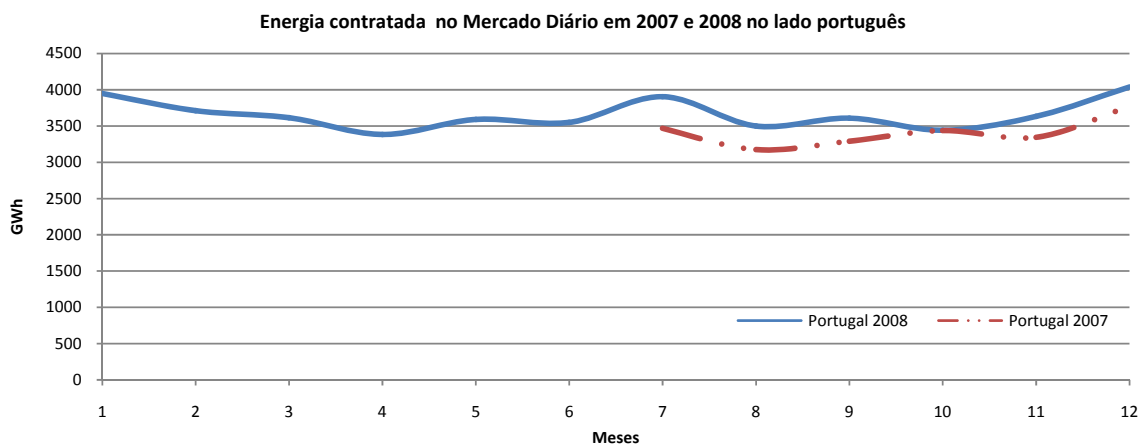


Figura 4.35 - Evolução da energia contratada no Mercado Diário no lado português em 2007 e 2008.

Fazendo uma comparação entre períodos homólogos pode-se verificar que em 2008 existe uma maior quantidade de energia contratada em todos os meses, confirmando que o mercado continua num processo de crescimento em Portugal.

A quantidade de energia contratada no 2º semestre de 2007 e 2008, no lado português, teve um incremento de 7,98 %.

4.9.2. Preço médio mensal no Mercado Diário em 2008

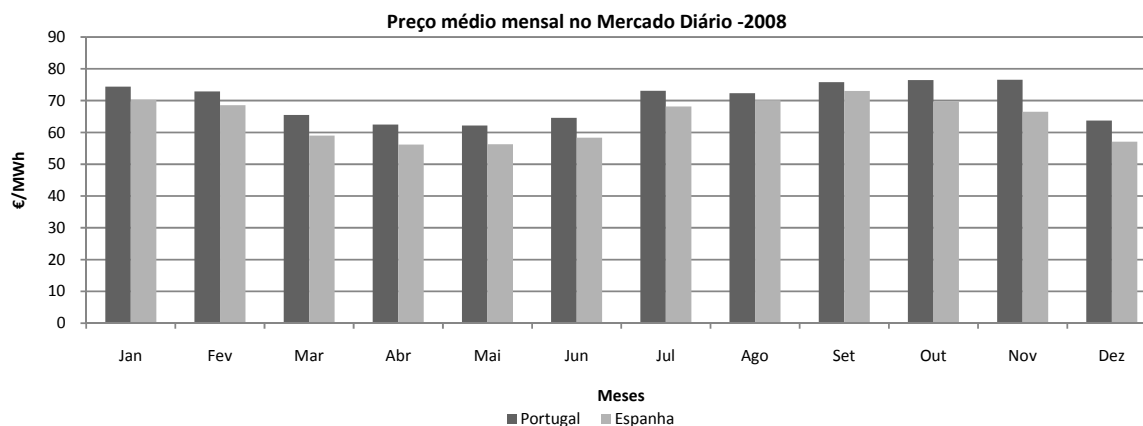
O preço médio aritmético no Mercado Diário no Sistema Eléctrico português correspondente ao ano de 2008, foi de 69,99 €/MWh, enquanto que, no Sistema Eléctrico espanhol foi de 64,44 €/MWh.

A Tabela 4.31 mostra os preços médios mensais nas duas áreas de operação no ano de 2008.

Tabela 4.31 - Preços médios mensais no Mercado Diário de Portugal e Espanha - em 2008.

	Portugal 2008	Espanha 2008
Mês	Preço Médio (€/MWh)	Preço médio (€/MWh)
Jan.	74,4	70,22
Fev.	72,86	68,53
Mar.	65,47	59,01
Abr.	62,48	56,18
Mai.	62,14	56,28
Jun.	64,57	58,34
Jul.	73,12	68,19
Ago.	72,33	70,10
Set.	75,78	73,03
Out.	76,45	69,77
Nov.	76,55	66,53
Dez.	63,71	57,11
Média	69,99	64,44
Máximo	76,55	73,03
Mínimo	62,14	56,18

A Figura 4.36 mostra a evolução do preço médio aritmético nas duas áreas de operação no ano de 2008.

**Figura 4.36** - Preço médio mensal no Mercado Diário em Portugal e Espanha - 2008.

Como se pode verificar pela análise dos resultados obtidos, o preço médio mensal no lado português foi em todo o ano de 2008 superior ao registado no lado espanhol. Daqui pode-se concluir que em todos os meses do ano os mercados funcionaram separados em grande parte do tempo devido aos congestionamentos que surgiram nas interligações, sendo necessário recorrer ao mecanismo de *Market Splitting*, já referido anteriormente.

De assinalar uma evolução similar do comportamento dos preços médios de mercado ao longo do ano de 2008 em ambas as áreas de operação. Pode-se verificar pela Figura 4.36 que em ambos os lados existe um decréscimo do preço a partir de Fevereiro até Maio, iniciando

novamente um processo ascensional a partir do mês de Junho para voltar a decair em Novembro.

Relativamente aos preços máximos e mínimos atingidos em cada mês do ano de 2008, estes estão discriminados na Tabela 4.32.

Tabela 4.32 - Preços máximos e mínimos mensais no Mercado Diário em Portugal e Espanha - 2008.

€/MWh	Portugal		Espanha	
Mes	Preç Mín	Preç. Máx	Preç Mín	Preç. Máx
Jan.	50,70	103,21	31,15	103,15
Fev.	52,09	99,48	35,00	99,48
Mar.	50,11	99,45	29,50	95,00
Abr.	42,00	86,22	27,5	83,82
Mai.	53,05	71,86	39,47	71,86
Jun.	49,50	83,01	25,07	83,01
Jul.	61,63	89,95	44,53	89,95
Ago.	59,97	95,00	50,33	95,00
Set.	65,8	96,68	51,97	95,66
Out.	56,57	99,52	25,07	99,52
Nov.	46,03	100,00	15,00	100,00
Dez.	38,58	99,07	10,00	100,00

Na Figura 4.37 pode-se verificar a evolução dos preços no ano de 2008 no Mercado Diário em Portugal e Espanha.

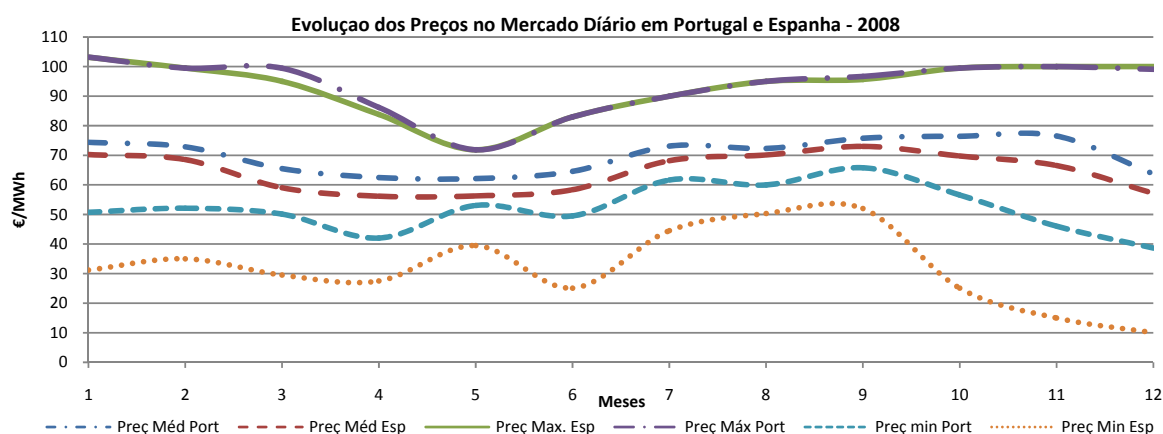


Figura 4.37 - Evolução dos preços no Mercado Diário em Portugal e Espanha - 2008.

Como se pode verificar pela Figura 4.37, relativamente aos preços máximos mensais atingidos no Mercado Diário em cada uma das áreas de operação, estes são praticamente similares ao longo do ano de 2008, apesar de acontecerem sempre na altura em que os mercados estão a funcionar em separado. De assinalar também o facto de existir uma

diminuição acentuada no preço máximo no mês de Maio. Esta situação ocorreu porque as ofertas de compra de energia foram bastante inferiores nas horas de ponta, quando comparadas com os outros meses. Assim, a intercepção das curvas de oferta de compra e venda de energia eléctrica aconteceu a um preço inferior.

Já a evolução dos preços mínimos de mercado em cada um dos países denota diferenças substancialmente superiores. O preço mínimo registado no lado espanhol é sempre inferior ao registado em Portugal em todos os meses do ano. A justificação para este facto prende-se com a quantidade de propostas que são lançadas a preço nulo no lado espanhol. Como a procura de electricidade tem um decréscimo significativo nas horas de vazio e a quantidade, em termos energéticos, de propostas de venda de energia eléctrica a custo zero que são lançadas nas horas de vazio é praticamente similar podendo ser até superior às realizadas nas horas fora de vazio, o preço de mercado mínimo em Espanha é sempre bastante inferior ao verificado em Portugal.

Uma evolução mais pormenorizada dos preços médios diários durante o ano de 2008 nas duas áreas de operação está representada na Figura 4.38.

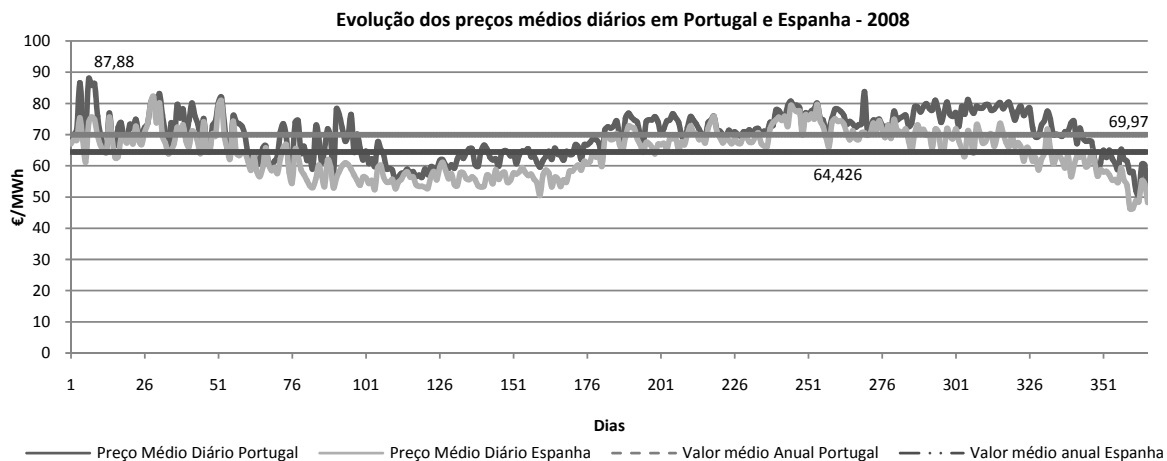
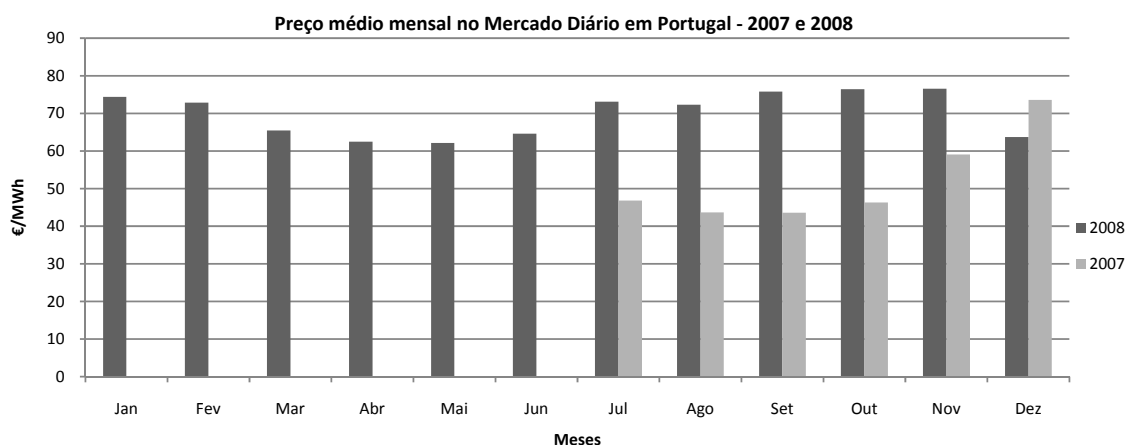


Figura 4.38 - Evolução diária do preço médio no Mercado Diário em Portugal e Espanha - 2008.

Fazendo agora uma analogia entre os preços de mercado durante o ano de 2008 com os obtidos a partir de Julho de 2007, os resultados obtidos estão descritos na Tabela 4.33.

Tabela 4.33 - Preços médios mensais no Mercado Diário no lado português em 2007 e 2008.

	Portugal (2007)	Portugal (2008)
Mês	Preço Médio Aritmético	Preço Médio Aritmético
	€/MWh	€/MWh
Jan.	-	74,4
Fev.	-	72,86
Mar.	-	65,47
Abr.	-	62,48
Mai.	-	62,14
Jun.	-	64,57
Jul.	46,81	73,12
Ago.	43,66	72,33
Set.	43,56	75,78
Out.	46,29	76,45
Nov.	59,07	76,55
Dez.	73,59	63,71

**Figura 4.39** - Preço médio mensal no mercado Diário em Portugal - 2007 e 2008.

Fazendo uma análise aos anos de 2007 e 2008, para o preço médio mensal no Mercado Diário no lado português, verificou-se que os preços mensais no ano de 2008 são superiores aos registados em 2007, à excepção do mês de Dezembro. Logo, pode-se concluir que houve um incremento dos preços de mercado em Portugal de 2007 para 2008, sendo esse incremento de 46%, em termos anuais. Logo, para um crescimento de 7,98 % na quantidade de energia eléctrica contratada, verificou-se um aumento médio global de 46 % no preço da energia eléctrica em Portugal. Este aumento pode estar associado, não só, ao aumento da procura de electricidade neste mercado como ao encarecimento das matérias-primas.

4.9.3. Volume económico transaccionado

O volume de contratação total realizado no programa resultante das ofertas de compra e venda de energia eléctrica no Mercado Diário, em cada mês do ano de 2008, está representado na Tabela 4.34.

Tabela 4.34 - Volume económico total mensal transaccionado no ano de 2008 em Portugal e Espanha.

	Portugal 2008	Espanha 2008
Mês	Volume de Contratação (M€)	Volume de Contratação (M€)
Jan.	252	1582
Fev.	278	1406
Mar.	243	1189
Abr.	214	1079
Mai.	225	1047
Jun.	232	1085
Jul.	289	1343
Ago.	256	1305
Set.	277	1246
Out.	267	1126
Nov.	283	1137
Dez.	265	1063

A evolução do volume total mensal transaccionado em cada um dos meses em ambas as áreas de operação está representada na Figura 4.40.

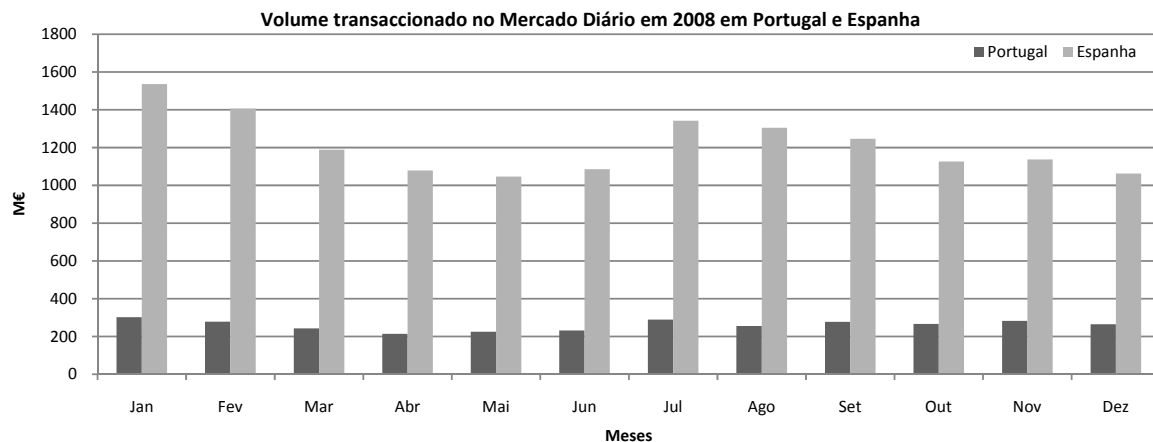


Figura 4.40 - Volume transaccionado no Mercado Diário em 2008 em Portugal e Espanha.

Como se pode verificar pelos resultados obtidos, além da grande diferença de transacções realizada nas duas áreas de operação, há a assinalar a evolução similar que acontece no preço, energia e volume económico, dado que estão todos correlacionados.

O mínimo obtido no lado português ocorreu no mês de Abril de 2008 com 214 M€ transaccionados, enquanto que, no lado espanhol o valor obtido foi de 1047 M€ e ocorreu no

mês de Maio de 2008. Relativamente aos máximos obtidos, no lado português, este ocorreu no mês de Julho com 289 M€, e no lado espanhol de 1582 M€ ocorridos no mês de Janeiro.

4.9.4. Solução de Restrições Técnicas no ano de 2008

Para o ano de 2008 a energia necessária para a resolução de restrições técnicas está representada na Figura 4.41 para o lado espanhol.

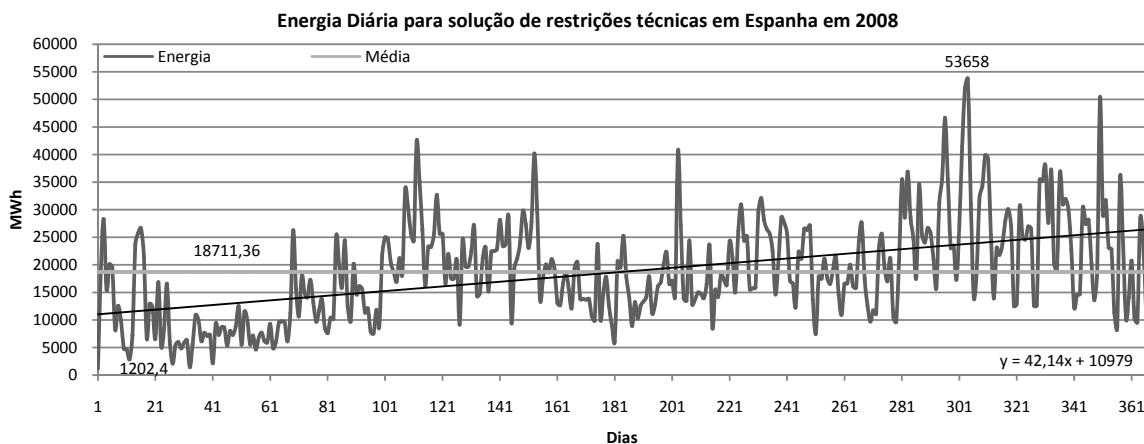


Figura 4.41 - Energia necessária para resolução de restrições técnicas no Mercado Diário (Espanha 2008).

Como se pode verificar pela Figura 4.41, existe uma tendência crescente no que diz respeito à energia necessária para resolução de restrições técnicas. O valor mínimo de energia necessário para resolução de restrições técnicas foi de 1202,4MWh obtidos no dia 1 de Janeiro, sendo o dia 30 de Outubro o que registou um valor máximo de energia para resolução de restrições técnicas com um valor de 53658MWh. Em termos médios a energia necessária por dia foi de 18711MWh.

O total anual de energia necessária para a resolução de restrições técnicas foi de 6848,4 GWh, representando 3,08 % da quantidade de energia contratada no Mercado Diário no lado espanhol.

4.9.5. Market Splitting

Um dos grandes entraves ao funcionamento do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), como um mercado único, é a insuficiente capacidade das interligações entre Portugal e Espanha. Isto porque, devido ao baixo valor da capacidade das interligações, os despachos puramente económicos que são realizados no Mercado Diário e Intradiário, em conjunto com a contratação bilateral, impedem que estes sejam viáveis do ponto de vista técnico devido à

capacidade disponível nas interligações ser baixa. Assim é necessária a aplicação do mecanismo de *Market Splitting* para a resolução de problemas de congestionamento.

A comprovar esta situação a Tabela 4.35 apresenta, para cada mês de 2008, a percentagem de horas em que o mecanismo de *Market Splitting* foi utilizado.

Tabela. 4.35 - *Market Splitting* mensal em 2008.

Meses	Percentagem do tempo em M.S.	Sentido	Excepção (horas)
Janeiro	42,3%	Esp->Port	0
Fevereiro	53,0%	Esp->Port	1
Março	68,1%	Esp->Port	0
Abril	68,3%	Esp->Port	0
Maio	71,9%	Esp->Port	0
Junho	72,5%	Esp->Port	0
Julho	65,3%	Esp->Port	0
Agosto	46,9%	Esp->Port	48
Setembro	40,1%	Esp->Port	0
Outubro	64,2%	Esp->Port	0
Novembro	79,9%	Esp->Port	2
Dezembro	71,5%	Esp->Port	11

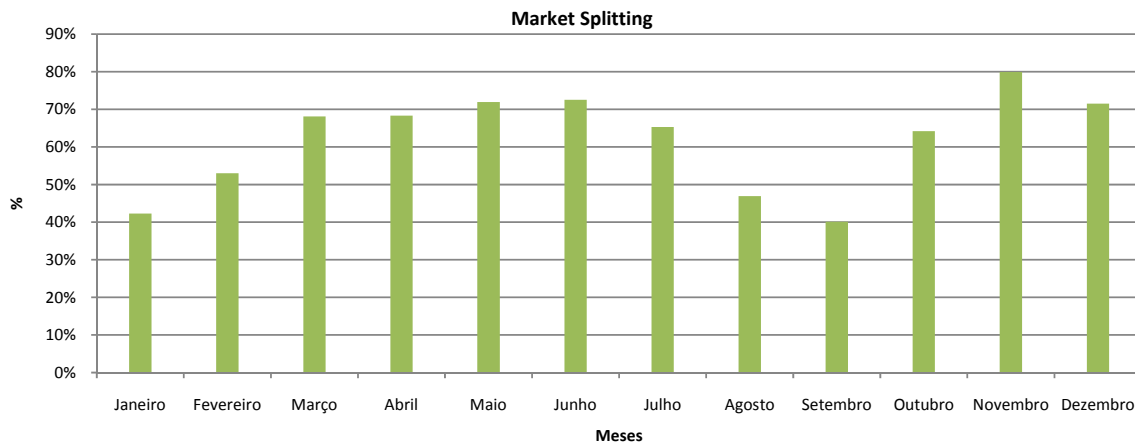


Figura 4.42 - Percentagem do tempo mensal em *Market Splitting* - 2008.

Como se pode verificar pelos dados disponíveis na Tabela 4.35, o problema do congestionamento nas interligações entre Portugal e Espanha é um grande entrave ao funcionamento do MIBEL. Isto porque em termos médios no ano de 2008, em 62% das horas o funcionamento das duas áreas foi separado. O sentido dos trânsitos de potências que originaram os congestionamentos foram realizados na grande maioria das horas no sentido de Espanha para Portugal, com a excepção de 62 horas anuais, o que representa 0,7% do total do número de horas num ano. Ou seja, na grande parte do tempo em que surgiram problemas de congestionamentos na rede, estes aconteceram porque o preço da energia eléctrica em Espanha foi inferior a Portugal e com isso, existiu um excesso de importação que conduziu à

saturação das interligações entre os dois países, levando à separação dos mercados. Somente em 62 horas é que surgiram problemas de congestionamento no sentido de Portugal para Espanha.

O mês em que o funcionamento das duas áreas foi realizado em separado em maior número de horas, aconteceu no mês de Novembro de 2008 com 79,9 % do tempo. O mês em que houve menor tempo de separação foi em Setembro com 40,1 %.

No que diz respeito à diferença máxima e mínima de preços registados entre as duas áreas em cada mês no ano de 2008, estes estão representados na Tabela 4.36.

Tabela 4.36 - Diferença de preços máxima e mínima entre áreas de operação em 2008.

Meses	Diferença de preços		
	Mínima	Média	Máxima
Jan.	0	4,18	42,19
Fev.	-2,99	4,33	30,49
Mar.	0	6,46	44,98
Abr.	0	6,31	50,19
Mai.	0	5,86	26,8
Jun.	0	6,23	30,43
Jul.	0	4,93	24,02
Ago.	-1,13	2,23	28,99
Set.	0	2,75	26,28
Out.	0	6,68	45,85
Nov.	-3,25	10,02	39,62
Dez.	-10	6,61	47,23

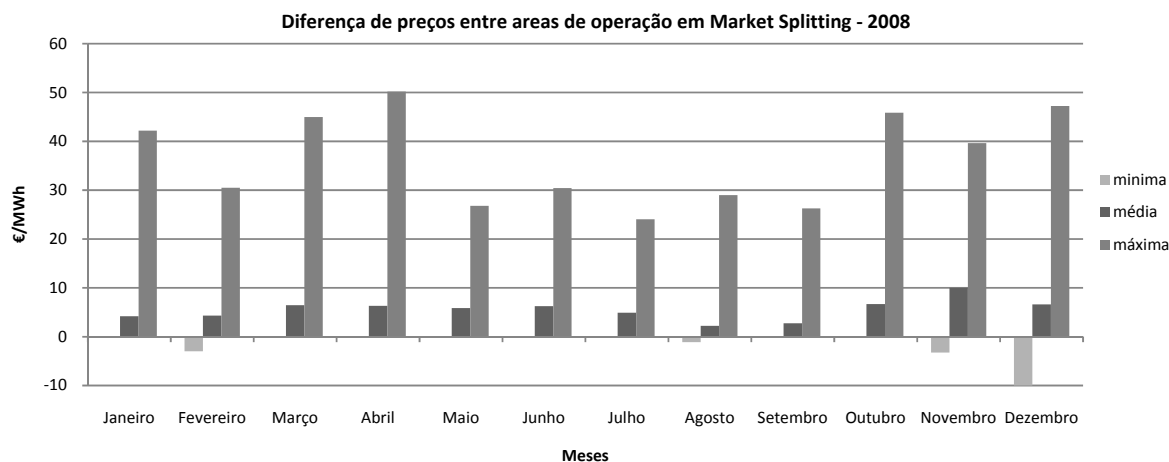


Figura 4.43- Diferença de preços entre mercados no *Market Splitting* em 2008.

Antes de mais, para decodificar um pouco a Tabela 4.36, deve referir-se que as diferenças são do lado espanhol, relativamente ao lado português, ou seja, quando aparecem valores negativos quer isto dizer que os preços no lado português foram inferiores aos registados no lado espanhol.

Relativamente aos resultados obtidos, a diferença máxima entre as áreas de operação registou-se no dia 7 de Abril às 16 horas com 50,19 €/MWh.

Uma análise horária do trânsito de potências nas interligações entre Espanha e Portugal está representada na Figura 4.44.

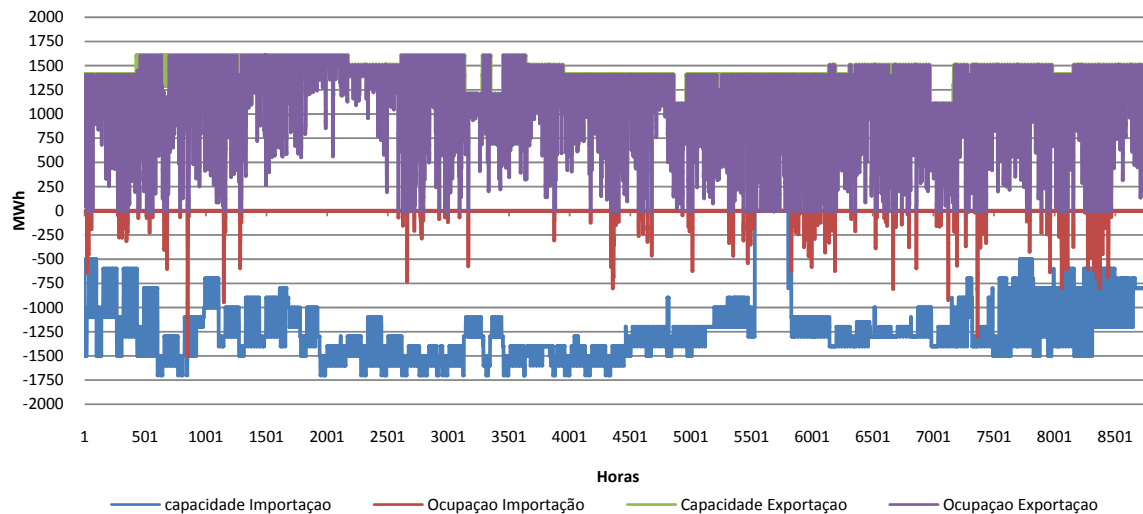


Figura 4.44 - Trânsito de potências nas interligações entre Espanha e Portugal.

O trânsito de potências dominante entre as duas áreas de operação no ano de 2008 realizou-se tendencialmente de Espanha para Portugal, como se pode comprovar pela Figura 4.44. De destacar apenas, e como uma situação “anormal”, o preenchimento da capacidade disponível entre Portugal e Espanha ocorrida no dia 5 de Fevereiro às 10 horas, dia 22 de Novembro às 21 e 22 horas, e em algumas horas no mês de Dezembro.

A diferença de preços diária entre as duas áreas de operação pode ser visualizada na Figura 4.45.

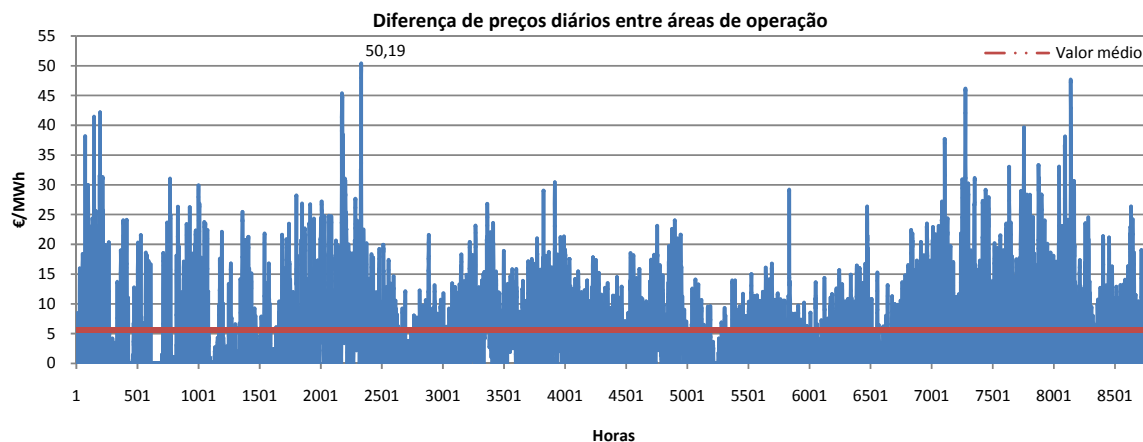


Figura 4.45 - Evolução diária da diferença de preços entre áreas de operação no Mercado Diário - 2008.

Dos dias em que houve diferença de preços entre áreas de operação, o dia em que este foi máximo foi a 7/04/2008 com o valor de 50,19 €/MWh. Em termos médios a diferença entre áreas de operação cifrou-se nos 5,61 €/MWh.

4.9.6. Energia diária por tecnologia em 2008

Nos doze meses do ano de 2008 as tecnologias que cobriram a procura de electricidade no Mercado Diário para o lado português e espanhol estão representadas nas Figuras 4.46 e 4.47.

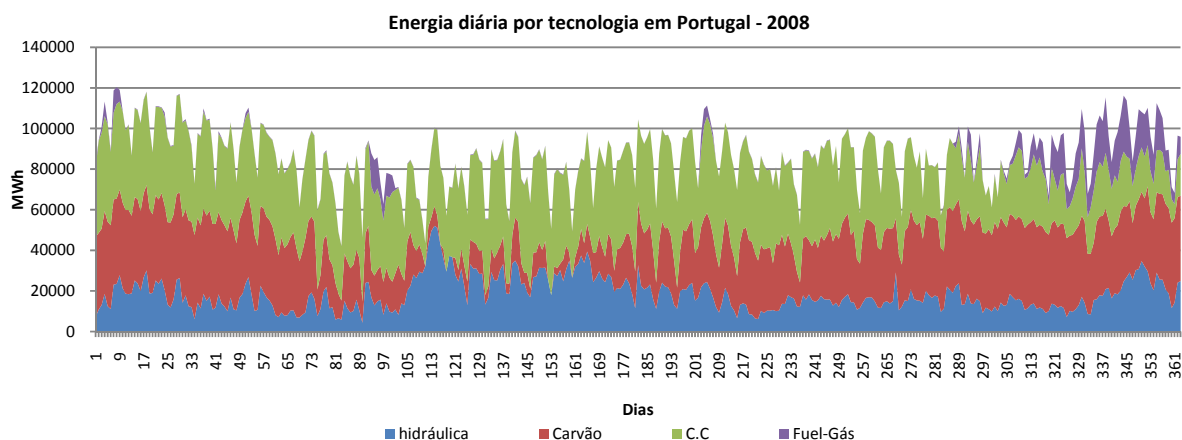


Figura 4.46 - Energia diária por tecnologia no Mercado Diário em Portugal em 2008.

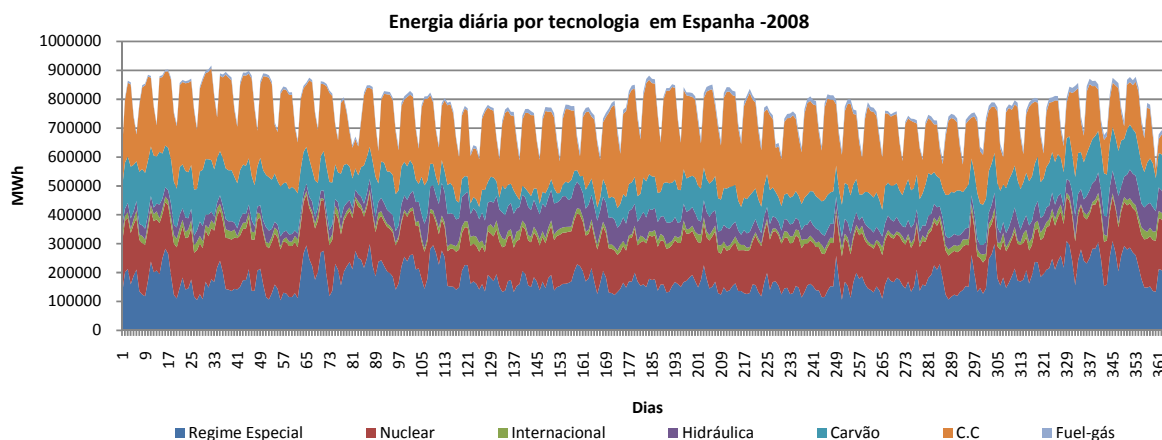


Figura 4.47 - Energia diária por tecnologia no Mercado Diário em Espanha em 2008.

Em Portugal, das tecnologias que lançam as suas propostas no Mercado Diário para venda de energia eléctrica, as que são mais vezes despachadas são a hídrica com 21,4% da energia

aceite no Mercado Diário no ano de 2008, o carvão com 33,4% e o ciclo combinado 41,7%. O Fuel-Gás com apenas 3,5% é despachado nas horas em que a procura de energia no mercado é maior, dado que o seu custo marginal é muito elevado.

A aceitação de propostas para o ciclo combinado mantém um padrão ao longo do ano, mas há a assinalar a complementaridade entre a produção hídrica e a produção a carvão. Ou seja quando a quantidade de energia de origem hídrica que é aceite no mercado aumenta, a quantidade de energia proveniente da produção a carvão diminui e vice-versa. Verifica-se também um incremento significativo da quantidade das propostas provenientes do Fuel-Gás nos meses de Novembro e Dezembro, provavelmente pelo facto de haver um aumento do consumo de electricidade, devido às temperaturas mais baixas nessa época do ano.

Em Espanha as tecnologias que são mais vezes despachadas são a de ciclo combinado com 29,3%, regime especial com 23,4% e a nuclear com 20,4%.

O “peso” das mesmas está representado na Tabela 4.37.

Tabela 4.37 - Percentagem da energia aceite, por tecnologia no Mercado Diário - 2008.

	Espanha		Portugal	
	Total Energia Anual		Total Energia Anual	
	GWh	%	GWh	%
Regime Especial	65563	23,4%	-	-
Nuclear	57032	20,4%	-	-
Internacional	6799	2,4%	-	-
Hidráulica	20436	7,3%	6726	21,4%
Carvão	43517	15,6%	10512	33,4%
C.C	82037	29,3%	13112	41,7%
Fuel-Gás	4393	1,6%	1115	3,5%
Total	279798	100%	31464	100%

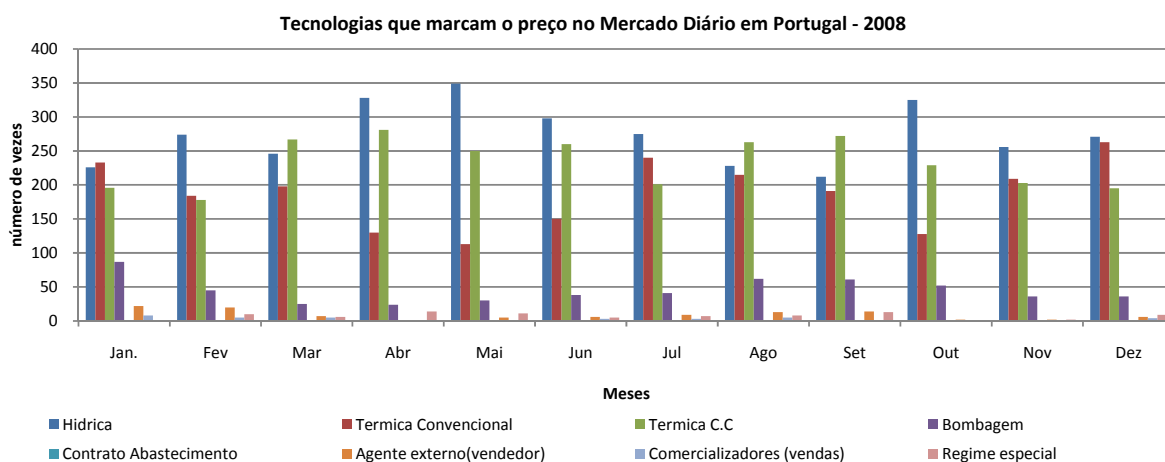
4.9.7. Tecnologias que marcam o preço do mercado

Quando se fala nas tecnologias que marcam o preço de mercado, referimo-nos ao facto de que são estas que definem o preço de mercado dado que são as últimas a serem despachadas no processo de “casamento” das propostas de compra e venda de energia eléctrica que se realizam no Mercado Diário.

As tecnologias que marcaram o preço no Mercado Diário em Portugal no ano de 2008 são as apresentadas na Tabela 4.38.

Tabela 4.38 - Tecnologias que marcaram o preço no Mercado Diário em Portugal em 2008.

Meses	Hídrica	Térmica Convencional	Térmica C.C	Bombagem	Contrato Abast.	Agente Ext. (vendedor)	Comercializadores (vendas)	Regime Especial
Jan.	226	233	196	87	0	22	8	9
Fev.	274	184	178	45	0	20	5	10
Mar.	246	198	267	25	0	7	5	6
Abr.	328	130	281	24	0	1	1	14
Mai.	349	113	250	30	0	5	0	11
Jun.	298	150	260	38	0	6	3	5
Jul.	275	240	201	41	0	9	3	7
Ago.	228	215	263	62	0	13	5	8
Set.	212	191	272	61	0	14	1	13
Out.	325	128	229	52	0	2	1	0
Nov.	256	209	203	36	0	2	0	2
Dez.	271	263	195	36	0	6	4	9
Total	3288	2254	2795	537	0	107	36	94

**Figura 4.48** - Número de vezes que cada tecnologia marcou o preço no Mercado Diário em Portugal - 2008.

Da análise realizada ao tipo de tecnologias que marcaram o preço do mercado no Mercado Diário em Portugal, constatou-se que as que o fizeram mais vezes foram as hídricas com 3288 horas num ano, a térmica de ciclo combinado com 2795 horas e a térmica convencional com 2254 horas.

Isto pode suscitar algum tipo de dúvidas relativamente ao facto de termos hídricas a marcar o preço de mercado tantas vezes, dado que estas têm custos de produção de energia eléctrica muito baixos, quando comparado com outro tipo de tecnologias. No entanto, as centrais hídricas têm de amortizar os custos de investimento que são muito elevados, sendo esta uma das razões pela qual a hídrica marca o preço de mercado no Mercado Diário. Mas a principal razão tem a ver com facto de o recurso água ser considerado um recurso escasso,

dado a afluência e a água armazenada nas albufeiras ser limitado. Este efeito na teoria marginalista é considerado como a gestão de um recurso escasso. O valor da água é teoricamente considerado como o custo da substituição da produção correspondente que seria produzida por centrais térmicas. E como o ano de 2008 foi considerado um ano muito seco em termos pluviométricos, pelo Instituto de Meteorologia, tendo sido mesmo o 8º registo mais baixo de precipitação anual desde 1931, é normal que se tenha optimizado o recurso água para uso nas situações de ponta e cheia [30].

De salientar também o facto de existir produção em regime especial a marcar o preço de mercado em Portugal, sabendo de antemão que a produção em regime especial não vai a mercado. Isto acontece quando é a produção em regime especial a marcar o preço do mercado em Espanha e não existe congestionamento nas interligações. Por consequência, este é um preço marginal em termos Ibéricos e não diferenciado por área de operação.

Fazendo uma análise um pouco mais pormenorizada, realizou-se um estudo das tecnologias que marcaram o preço de mercado em termos horários. Os resultados são apresentados na Tabela 4.39.

Tabela 4.39 - Tecnologias que marcam o preço no Mercado Diário por hora em Portugal (horas) – 2008.

Hora	Hídrica	Térmica Convencional	Térmica C.C	Bombagem	Contrato Abast.	Agente Ext. (vendedor)	Comercializadores (vendas)	Regime Especial
1	176	95	103	6	0	6	1	2
2	87	116	158	5	0	2	0	1
3	65	126	172	0	0	3	0	0
4	37	145	185	1	0	1	0	0
5	20	133	217	1	0	0	0	0
6	19	131	219	0	0	0	0	0
7	21	135	206	0	0	3	2	1
8	77	98	190	2	0	3	1	4
9	93	102	164	25	0	7	1	8
10	156	92	104	22	0	7	2	9
11	188	58	86	47	0	1	1	5
12	166	75	91	46	0	6	3	5
13	202	67	63	43	0	8	3	5
14	185	77	63	52	0	8	0	7
15	169	95	97	13	0	4	0	8
16	204	80	78	12	0	2	3	3
17	198	93	74	9	0	2	0	0
18	181	78	99	14	0	6	1	4
19	167	77	103	31	0	3	3	8
20	178	70	93	30	0	10	3	5
21	173	79	67	53	0	5	3	6
22	192	67	44	76	0	8	4	9
23	189	78	67	42	0	9	2	4
24	163	102	84	15	0	4	3	1

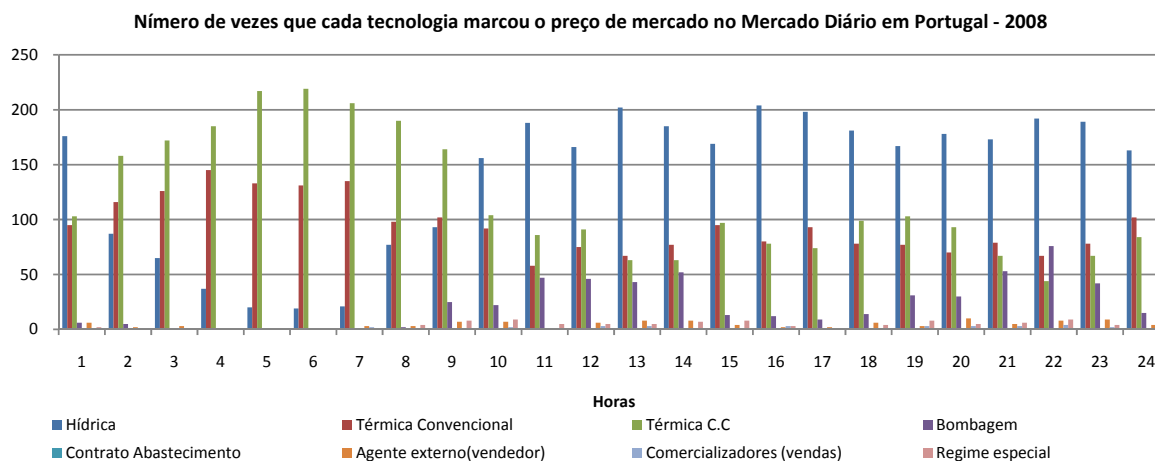


Figura 4.49 - Tecnologias que marcam o preço do Mercado Diário por hora em Portugal em 2008.

Da análise realizada verificou-se uma tendência, no que diz respeito às tecnologias que marcaram o preço de mercado nas diferentes horas do dia. Como se pode verificar pela Figura 4.49, durante o período nocturno e início da manhã, as tecnologias que marcaram mais vezes o preço de mercado foram a térmica convencional e o ciclo combinado. Já entre as 10 horas e a 1 hora a tecnologia que marcou mais vezes, e de uma forma destacada, o preço de mercado foi a produção hídrica. A justificação para tal acontecer, e como já foi referido atrás, o ano de 2008 foi fraco em termos de valores pluviométricos, e por consequência houve necessidade de otimizar o aproveitamento do recurso água. Desse facto, apenas se recorreu a este recurso para cobrir as pontas do diagrama de cargas nas horas de maior consumo, neste caso, durante o período diurno, ficando as térmicas a “cobrir” a base.

Para o lado espanhol, as tecnologias que marcaram o preço no Mercado Diário durante o ano de 2008, são apresentadas na Tabela 4.40.

Tabela 4.40 - Tecnologias que marcam o preço no Mercado Diário em Espanha - 2008.

Meses	Hídrica	Térmica Convencional	Térmica C.C	Bombagem	Contrato Abast.	Agente Ext. (vendedor)	Comercializadores (vendas)	Regime Especial
Jan.	152	174	302	127	0	45	15	23
Fev.	128	172	323	75	0	42	13	19
Mar.	78	202	363	66	0	27	17	27
Abr.	153	211	351	46	0	16	4	49
Mai.	181	98	441	64	0	16	6	59
Jun.	173	95	417	56	0	11	8	34
Jul.	180	165	351	55	0	23	16	18
Ago.	165	166	327	92	0	26	6	17
Set.	173	140	345	62	0	34	4	16
Out.	142	182	340	89	0	21	12	18
Nov.	171	168	328	63	0	25	8	27
Dez.	157	178	343	89	0	44	17	42
Total	1853	1951	4231	884	0	330	126	349

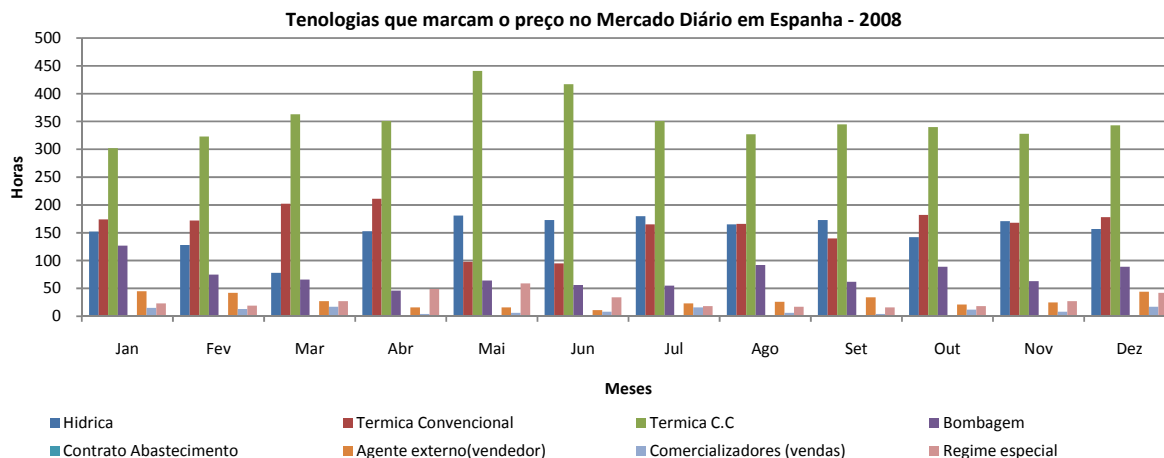


Figura 4.50 - Tecnologias que marcam o preço no Mercado Diário em Espanha - 2008.

Para o lado espanhol verificou-se um comportamento diferente no que diz respeito às tecnologias que marcaram o preço de mercado, no Mercado Diário. Aqui verificou-se uma tendência ao longo do ano, como pode ser verificado na Figura 4.50, sendo a produção térmica a ciclo combinado a grande dominadora com um total de 4231 horas a marcar o preço de mercado, seguida pela térmica de convencional com 1951 horas. A produção hídrica não tem tanta preponderância no preço no Mercado Diário como aconteceu no lado português.

Essa tendência pode ser confirmada pela análise realizada em termos horários que é apresentada na Tabela 4.41.

Tabela 4.41 - Número de vezes que cada tecnologia marca o preço no Mercado Diário em Espanha (horas) - 2008.

Horas	Hídrica	Térmica Convencional	Térmica C.C	Bombagem	Contrato Abast.	Agente ext. (vendedor)	Comercializadores (vendas)	Regime Especial
1	60	93	200	12	0	22	10	6
2	30	107	207	7	0	19	5	6
3	23	118	203	1	0	22	4	9
4	17	102	226	1	0	25	3	6
5	25	96	227	1	0	18	6	9
6	18	98	229	0	0	18	7	8
7	19	143	196	0	0	13	14	10
8	51	93	215	4	0	9	3	11
9	77	94	185	31	0	11	1	19
10	92	72	171	40	0	15	3	21
11	118	50	148	71	0	5	1	14
12	115	60	136	69	0	9	4	17
13	121	56	123	78	0	11	7	9
14	119	63	119	84	0	11	3	16
15	78	64	201	33	0	16	3	18
16	77	84	189	30	0	13	4	16
17	79	78	202	28	0	10	2	9
18	80	81	188	30	0	12	4	13

Tabela 4.41 - Número de vezes que cada tecnologia marca o preço no Mercado Diário em Espanha (horas) - 2008 (continuação)

19	99	88	157	46	0	4	5	12
20	134	56	146	46	0	13	4	15
21	126	61	116	72	0	10	4	18
22	139	34	96	109	0	14	10	11
23	100	62	142	66	0	19	10	17
24	59	92	189	25	0	13	8	12

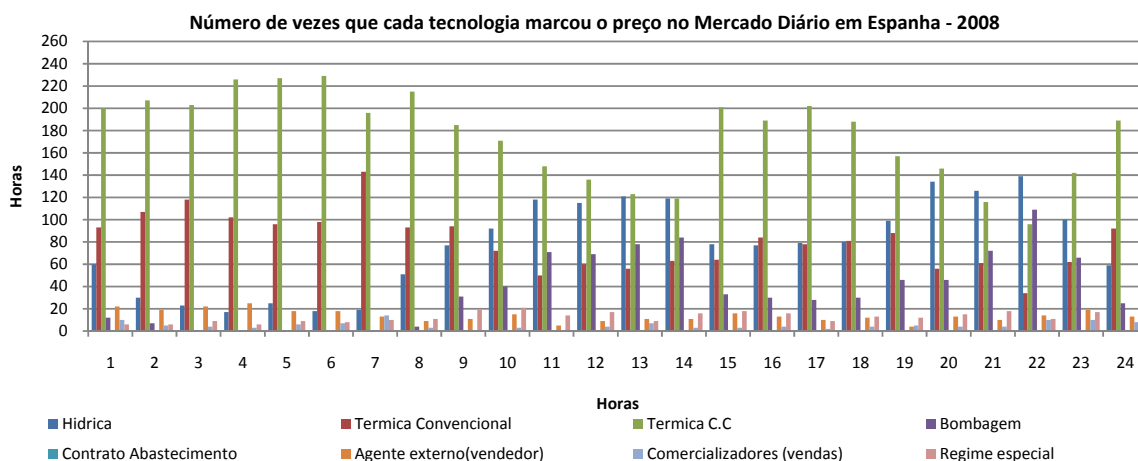


Figura 4.51 - Tecnologias que marcaram o preço em termos horários no Mercado Espanhol 2008.

Como se pode verificar na Figura 4.51, mantém-se a predominância das centrais térmicas a ciclo combinado na definição do preço de mercado em Espanha, seguido das térmicas convencionais. Também de referir o aumento significativo da produção hídrica na definição do preço de mercado nas horas de maior consumo da manhã e da tarde.

4.10. Mercado Intradiário em 2008

Actualmente o Mercado Intradiário está dividido em seis sessões ao longo do dia. Está concebido como um mercado de ajustes, ao qual podem aceder com ofertas de compra e venda de energia eléctrica as unidades de produção, os distribuidores, comercializadores, consumidores elegíveis e agentes externos que sejam agentes de mercado. Os compradores que actuam como agentes no Mercado Diário, para poderem participar no Mercado Intradiário, têm que ter participado na sessão correspondente no Mercado Diário ou terem participado em contratos bilaterais. Já os vendedores para poderem apresentar ofertas de venda de energia eléctrica devem de ter participado no Mercado Diário, ou apresentado indisponibilidade ou ainda executado um contrato bilateral [19].

4.10.1. Preço, Energia e volume económico contratados

A Tabela 4.42 permite visualizar os preços médios mensais e a energia total contratada no Mercado Intradiário nos Sistemas Eléctricos português e espanhol durante o ano de 2008.

Tabela 4.42 - Preços médios e energia total contratada no Mercado Intradiário em 2008.

Preços mínimos, médios e máximos - Mercado Intradiário (€/MWh)								
Portugal					Espanha			
Mês	Preço Mínimo	Preço médio Aritmético	Preço Máximo	Energia Contratada (GWh)	Preço Mínimo	Preço médio Aritmético	Preço Máximo	Energia Contratada (GWh)
Jan.	0,03	71,86	109,75	196	0	69,71	126,34	1708
Fev.	23	71,06	107,98	176	0	70,55	118,75	1261
Mar	29	63,63	99,45	204	0	59	107,48	1613
Abr.	28	59,54	99,03	258	0	56,28	94,9	1709
Mai.	30	59,7	74,58	276	0	56,13	75,08	1611
Jun.	20	64,09	89	278	8,11	59,32	90	1777
Jul.	39,89	72,9	95	267	0	69,54	95	1869
Ago.	10	71,77	114,99	272	10	71,51	114,99	1655
Set.	0	74,47	98,6	222	0	73,33	98,6	1667
Out.	0	73,57	100	232	0	68,71	100	1987
Nov.	16,5	74,42	105,8	308	0	66,16	105,8	2305
Dez.	0	62,74	180,3	532	0	58,01	100	2329

Na Figura 4.52 está retratada a evolução dos preços médios mensais obtidos no Mercado Intradiário ao longo do ano de 2008 em Portugal e Espanha.

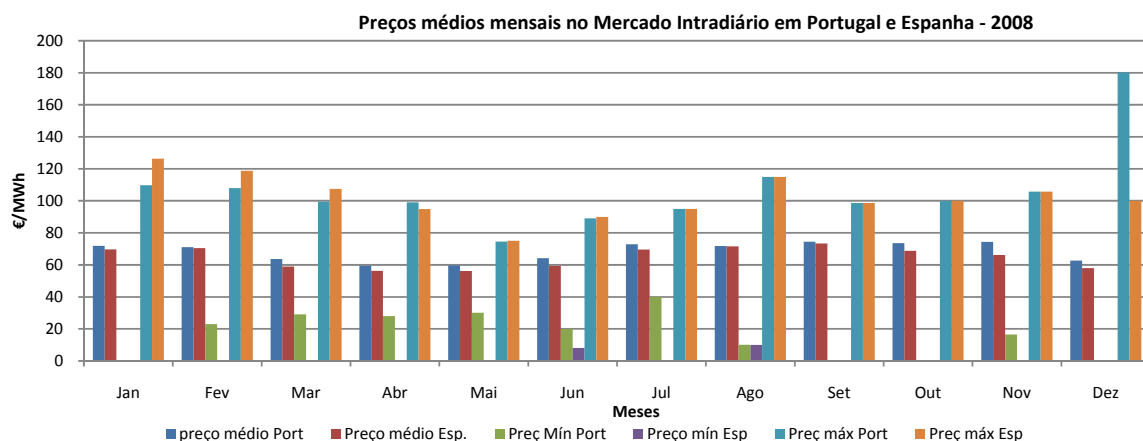


Figura 4.52 - Evolução dos preços médios mensais no Mercado Intradiário - 2008.

O valor médio aritmético dos preços obtidos no Mercado Intradiário no Sistema Eléctrico português e espanhol nos doze últimos meses tiveram um valor de 68,31 €/MWh e de 64,85 €/MWh, respectivamente. A Tabela 4.43 permite verificar os preços médios mínimos, médios

máximos e os preços médios obtidos no ano de 2008 no Mercado Intradiário em Portugal e Espanha.

Tabela 4.43 - Preços médios mínimos, máximos e preços médios no Mercado Intradiário - 2008.

	Preços médios Mercado Intradiário	
€/MWh	Portugal	Espanha
Mínimo	59,54	56,13
Médio	68,31	64,85
Máximo	74,47	73,33

Como se pode verificar pela análise da Figura 4.52, os preços médios obtidos no Mercado Intradiário em Portugal são em todos os meses superiores aos verificados no lado espanhol. Já no que diz respeito aos preços máximos atingidos em cada mês, não se verifica uma hegemonia, relativamente à superioridade dos preços do lado português em relação aos do lado espanhol, dado que em cinco dos doze meses o preço máximo no lado espanhol é superior ao verificado em Portugal. De salientar ainda o facto de o preço máximo atingido no mês de Dezembro no lado português, com o valor de 180,03 €/MWh obtido no dia 22 às 12 horas, ser um valor anormalmente elevado quando comparado com os restantes meses.

A evolução diária dos preços médios diários do Mercado Intradiário pode ser verificada na Figura 4.53.

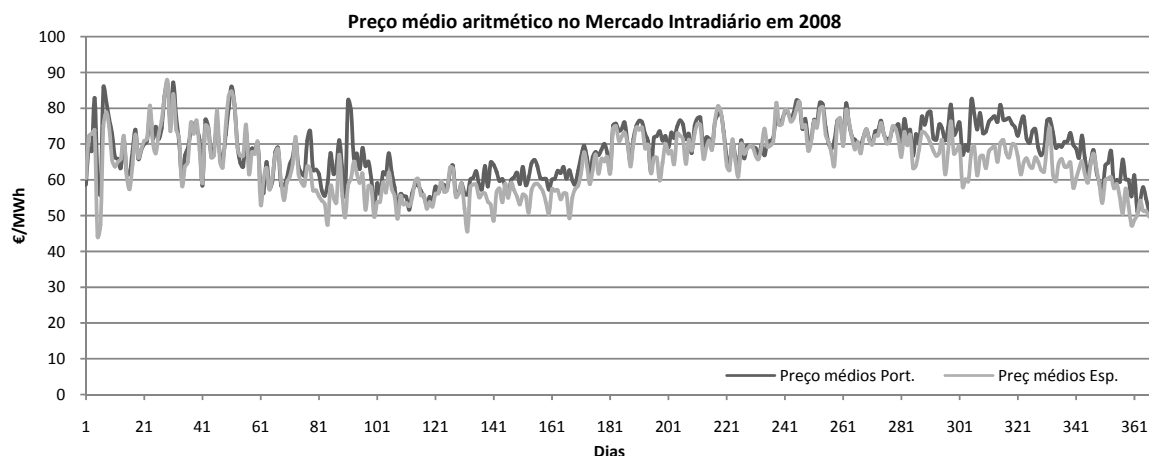


Figura 4.53 - Evolução diária dos preços médios no Mercado Intradiário em Portugal e Espanha - 2008.

Relativamente à quantidade de energia transaccionada no Mercado Intradiário em cada uma das áreas de operação no ano de 2008, a sua evolução está representada na Figura 4.54.

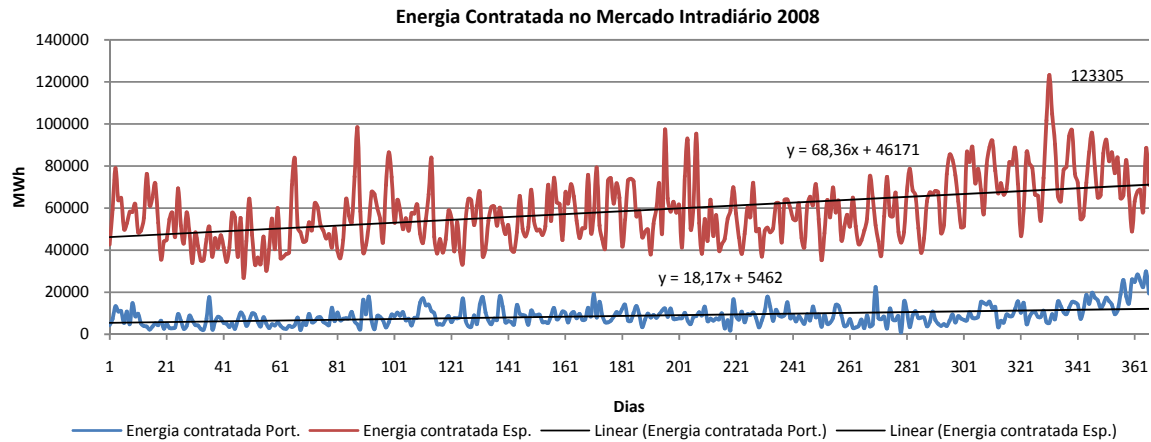


Figura 4.54 - Evolução diária da energia contratada no Mercado Intradiário em Portugal e Espanha - 2008.

O crescimento da quantidade de energia transaccionada tem acontecido em ambas as áreas de operação. No entanto, o crescimento no lado espanhol é superior ao verificado em Portugal. Isto é um facto importante mostrando que existem cada vez mais entidades a recorrerem ao Mercado Intradiário para lançarem as suas propostas de compra e venda de energia eléctrica, pelo que começa a haver uma maior funcionalidade do Mercado Intradiário, permitindo que exista uma maior optimização e simplificação de procedimentos no futuro e com isso a criação de uma sessão para cada hora no Mercado Intradiário [28].

Os valores mínimos, médios e máximos de energia contratada no Mercado Intradiário, estão representados na Tabela 4.44.

Tabela 4.44 - Valores mínimos, médios e máximos de energia contratada no Mercado Intradiário em 2008.

MWh	Energia - Mercado Intradiário	
	Portugal	Espanha
Mínimo	973	26917
Média	8797,42	58715,23
Máximo	29896	123305

O volume económico transaccionado, e dado que é um factor que depende do preço da energia e da quantidade de energia contratada, tem uma evolução semelhante as estes.

A evolução do volume económico realizado em cada dia do ano de 2008 está representada na Figura 4.55.

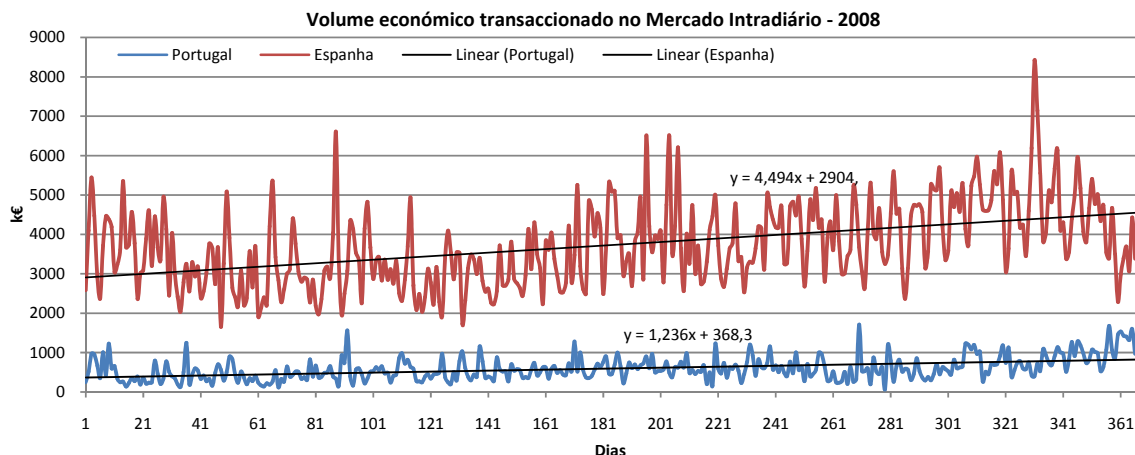


Figura 4.55 - Evolução do volume económico transaccionado no Mercado Intradiário em 2008.

Como se pode verificar, comparando as Figuras 4.54 e 4.55 existe uma evolução similar da quantidade de energia transaccionada e do volume económico em ambas as áreas de operação.

Os valores médios, máximos e mínimos do volume económico transaccionado em cada uma das áreas de operação, estão representados na Tabela 4.45.

Tabela 4.45 - Mínimos, médios e máximos de transacção económica no Mercado Intradiário em 2008.

K€	Portugal	Espanha
Mínimos	69,8	1654,3
Médios	595,35	3729,25
Máximos	1712,1	8413,9

4.10.2. Análise por sessão do Mercado Intradiário no ano de 2008

Como se verificou aquando do estudo da energia transaccionada no Mercado Intradiário para o mês de Janeiro, em Portugal apenas as duas primeiras sessões e a última eram usadas pelos agentes de mercado para a realização de ofertas de compra e venda de energia eléctrica. No entanto, ao longo do ano de 2008 existiram mudanças no que diz respeito a este comportamento. Da análise efectuada a cada uma das sessões do Mercado Intradiário para o Sistema Eléctrico português, verificou-se que, a partir do mês de Junho de 2008 o lançamento de propostas de compra e venda de energia eléctrica se começou a realizar em todas as seis sessões, ainda que com quantidades de energia pequenas quando comparadas com as verificadas no lado espanhol. Assim, até ao mês de Maio, apenas as duas primeiras sessões e a última eram usadas para a realização de propostas de compra e venda de energia eléctrica, e

a partir do mês de Junho, todas as sessões passaram a ser usadas pelos agentes de mercado para o lançamento de propostas de compra e venda do lado português. Este facto mostra que, ao longo do ano de 2008, a integração dos agentes de mercado no funcionamento do Mercado Intradiário foi sendo cada vez melhor.

Os valores da energia média anual que foi contratada em cada hora de cada sessão no Mercado Intradiário em Portugal e Espanha são apresentados na Tabela 4.46.

Tabela 4.46 - Energia média anual contratada por hora em cada sessão no Mercado Intradiário em 2008.

Portugal							Espanha					
Energia média horária transaccionada no Mercado Intradiário (MWh)							Energia média horária transaccionada no Mercado Intradiário (MWh)					
Horas	Sessão 1	Sessão 2	Sessão 3	Sessão 4	Sessão 5	Sessão 6	Sessão 1	Sessão 2	Sessão 3	Sessão 4	Sessão 5	Sessão 6
21	41,39						416,57					
22	48,05						444,97					
23	41,11						580,86					
24	37,98						760,77					
1	170,07	152,98					1456,50	518,55				
2	168,23	145,03					1456,36	528,87				
3	169,49	134,76					1461,37	530,08				
4	172,96	126,69					1650,38	515,00				
5	167,99	137,34	9,28				1655,85	423,45	314,32			
6	167,73	143,25	11,19				1703,98	428,94	354,06			
7	167,09	127,13	14,12				1751,64	447,54	374,08			
8	168,86	121,09	21,12	11,51			1688,31	446,31	245,58	276,71		
9	163,42	125,47	21,51	17,40			1550,95	457,41	223,63	303,20		
10	167,48	137,63	23,51	19,08			1421,10	454,50	199,02	290,22		
11	178,97	124,08	18,24	21,85			1338,84	433,23	184,02	276,15		
12	177,04	123,34	18,75	16,06	15,06		1294,33	402,70	170,28	125,76	387,65	
13	178,06	126,66	20,24	16,12	18,99		1267,45	395,45	165,12	118,37	392,89	
14	172,45	126,61	18,33	15,01	19,70		1238,26	390,44	163,75	113,06	384,81	
15	166,48	123,52	17,33	11,85	15,44		1198,66	378,27	152,52	104,62	382,18	
16	172,74	121,35	15,77	12,35	7,61	29,26	1170,23	383,61	140,17	90,94	185,05	516,51
17	171,47	119,79	17,11	10,64	7,23	33,66	1159,94	380,26	143,45	89,98	180,94	531,66
18	179,18	117,51	18,91	10,32	7,04	36,15	1204,67	388,06	141,24	87,43	177,33	536,91
19	199,32	127,97	25,18	16,42	11,98	43,73	1235,68	379,15	143,03	84,85	171,41	535,09
20	220,13	137,27	27,42	18,88	13,79	45,34	1229,09	370,94	143,21	85,15	168,54	526,62
21	236,50	145,62	21,48	18,91	12,78	33,58	1230,00	366,87	144,06	82,62	155,43	364,83
22	233,76	146,35	24,91	20,18	14,22	35,85	1187,47	371,63	143,40	78,15	151,00	351,66
23	201,84	134,07	23,82	16,75	10,75	31,69	1243,13	368,72	145,34	82,06	153,11	361,68
24	179,01	129,53	18,27	11,00	6,56	30,98	1180,37	374,28	153,35	91,00	166,91	357,97

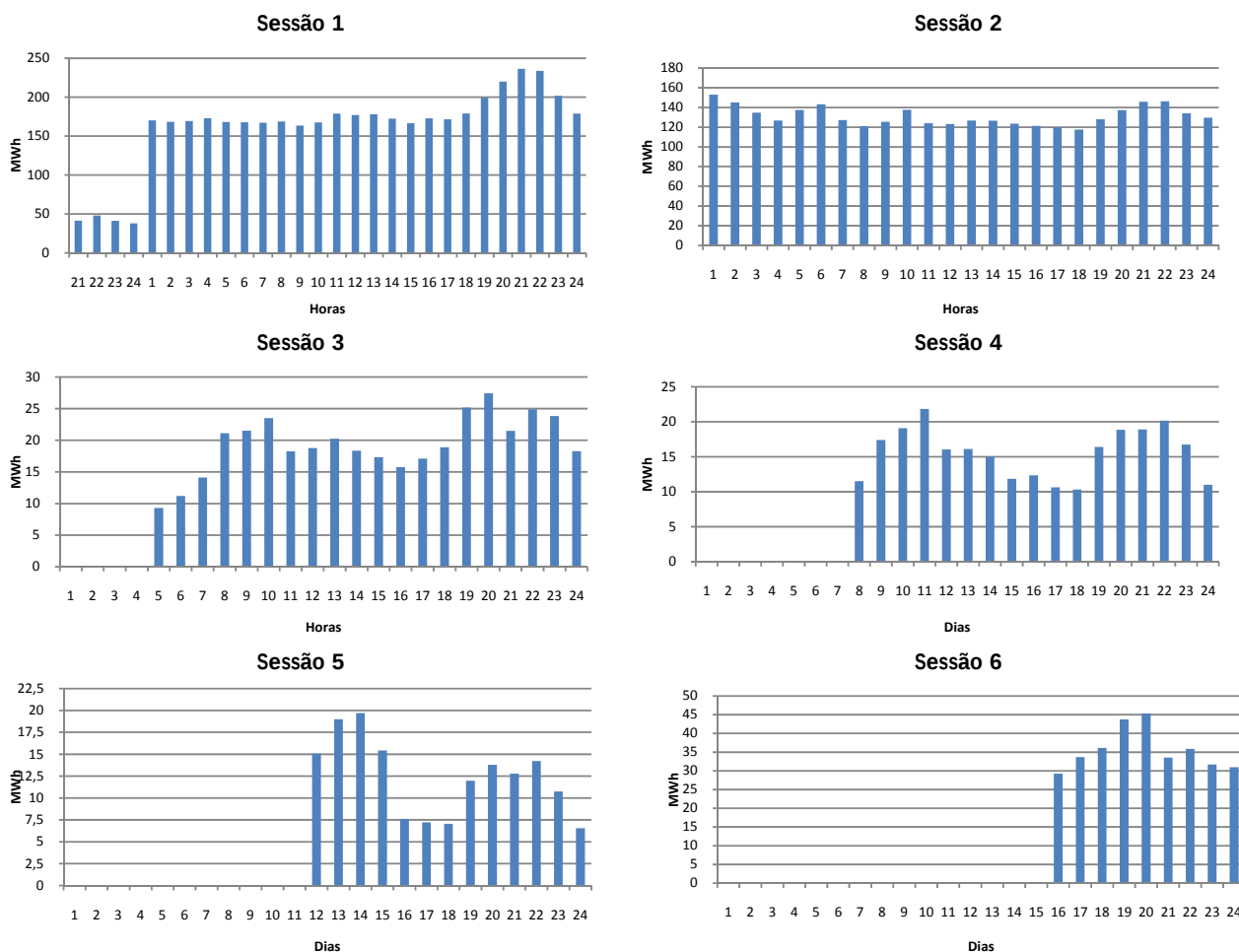


Figura 4.56 - Energia média anual por hora por sessão no Mercado Intradiário no lado português - 2008.

Da análise da Figura 4.56, pode-se constatar que, da quantidade de energia transaccionada nas diversas sessões do Mercado Intradiário no lado português, as duas primeiras sessões são aquelas em que existe um maior volume de energia contratada, diminuindo bastante este valor nas sessões seguintes e registando-se um acréscimo novamente na última sessão.

As quantidades de energia contratada nas diversas sessões do Mercado Intradiário em Portugal são apresentadas na Tabela 4.47.

Tabela 4.47 - Energia total, máxima, média e mínima contratada no Mercado Intradiário - 2008.

MWh	Sessão 1	Sessão 2	Sessão 3	Sessão 4	Sessão 5	Sessão 6
Total	4518,78	3155,04	386,50	264,31	161,14	320,24
Mínimo	37,98	117,51	9,28	10,32	6,56	29,26
Médio	161,39	131,46	19,33	15,55	12,40	35,58
Máximo	236,50	152,98	27,42	21,85	19,70	45,34

Para o lado espanhol, a transacção de energia média anual por hora para as diversas sessões do Mercado Intradiário está representada na Figura 4.57.

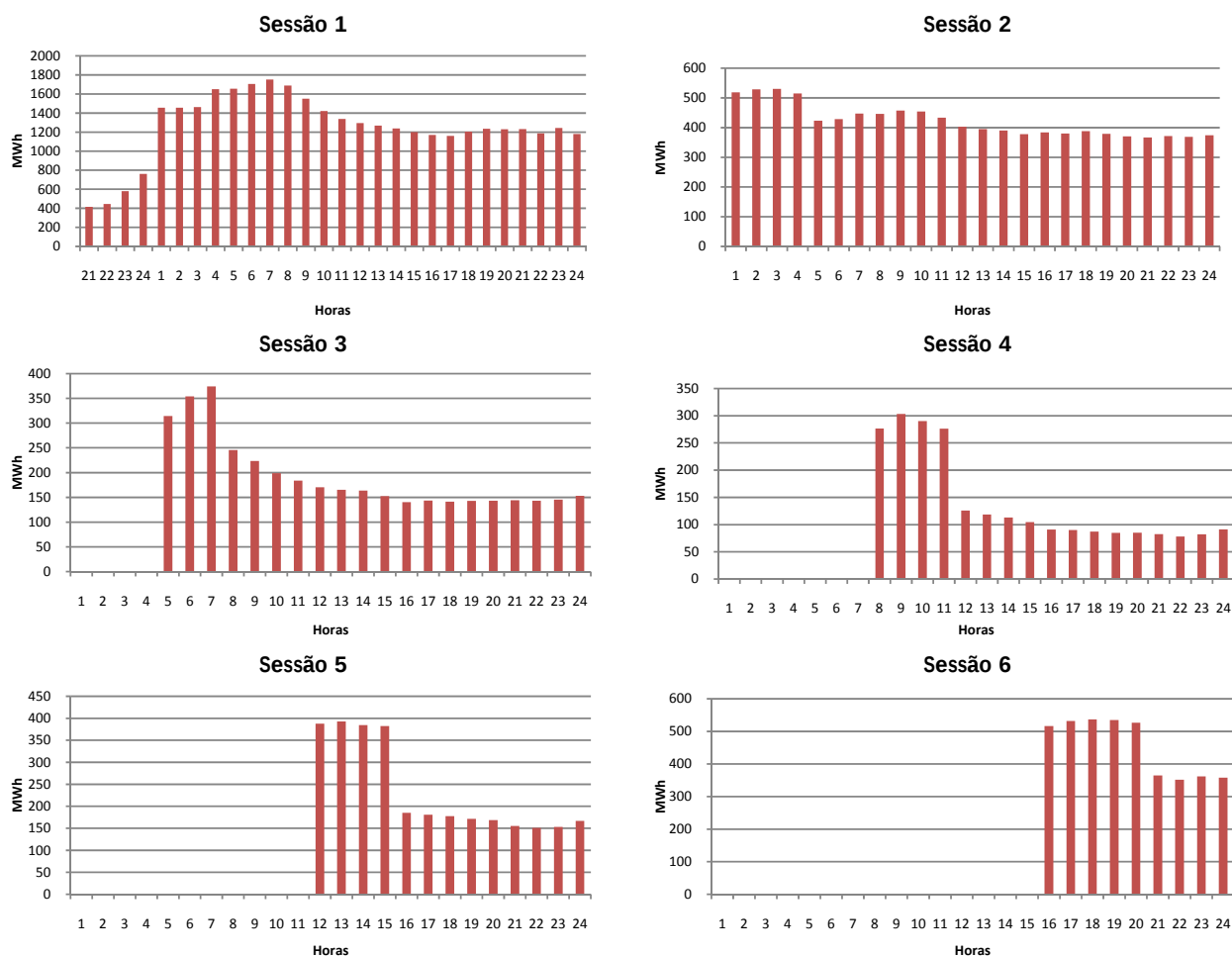


Figura 4.57 - Energia média anual por hora Mercado Intradiário em Espanha - 2008.

A quantidade de energia contratada nas diversas sessões do Mercado Intradiário no lado espanhol está representada na Tabela 4.48.

Tabela 4.48 - Energia total, máxima, média e mínima contratada no Mercado Intradiário no lado espanhol - 2008

MWh	Sessão 1	Sessão 2	Sessão 3	Sessão 4	Sessão 5	Sessão 6
Total	35177,72	10134,28	3843,64	2380,26	3057,23	4082,92
Mínimo	416,57	366,87	140,17	78,15	151,00	351,66
Médio	1256,35	422,26	192,18	140,02	235,17	453,66
Máximo	1751,65	530,08	374,08	303,20	392,89	536,91

Tal como aconteceu no lado português, foi nas duas primeiras sessões que houve uma maior quantidade de energia contratada sendo que esse valor diminuiu progressivamente nas restantes sessões, voltando a sofrer um incremento na última sessão.

No lado espanhol, e ao contrário do que aconteceu no português, a ocupação de todas as sessões foi realizada durante todo o ano, devido não só à maior dimensão do mercado, mas também devido ao maior número de agentes que o integram e ao facto de já estarem mais familiarizados e mais integrados com o funcionamento deste.

Da análise realizada aos preços praticados por sessão para o lado português, obtiveram-se os resultados apresentados na Figura 4.58.

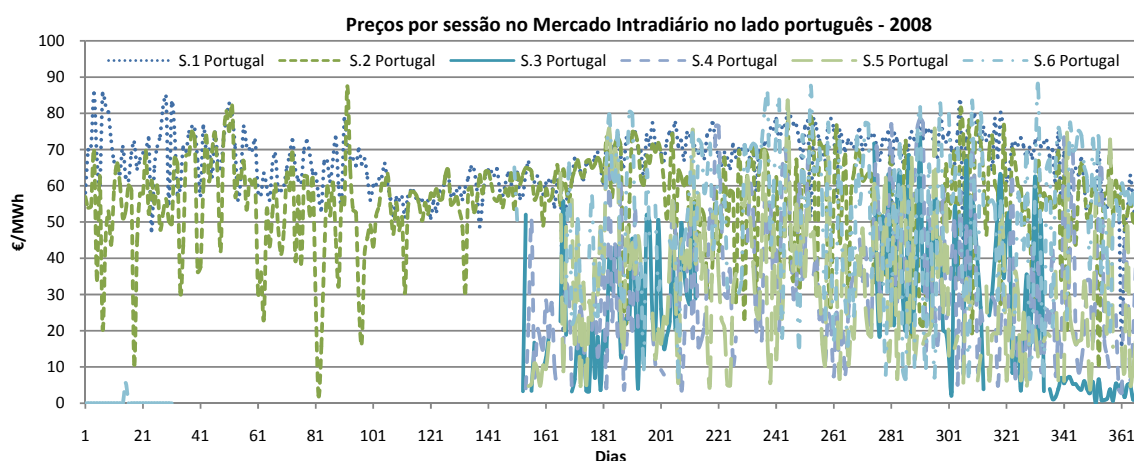


Figura 4.58 - Evolução dos preços por sessão no Mercado Intradiário em Portugal 2008.

Para o lado espanhol, a evolução dos preços por sessão do Mercado Intradiário está apresentada na Figura 4.59.

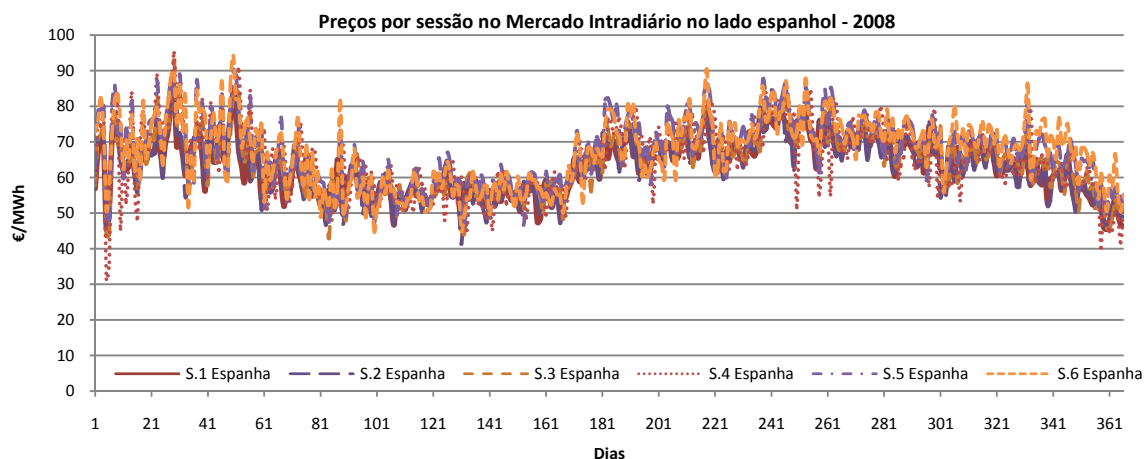


Figura 4.59 - Evolução dos preços por sessão no Mercado Intradiário em Espanha - 2008.

Fazendo uma análise às Figuras 4.58 e 4.59 pode-se verificar desde já a grande volatilidade dos preços praticados por sessão no lado português, quando comparados com os praticados em Espanha.

A evolução/volatilidade dos preços praticados no Mercado Intradiário em Portugal varia de sessão para sessão já que para a primeira sessão, dado que existe uma maior quantidade de ofertas de compra e venda de energia eléctrica, a volatilidade dos preços praticados ao longo do ano é relativamente pequena. Na segunda sessão a volatilidade dos preços no mercado aumenta significativamente, devido à menor afluência dos agentes ao mercado e, por consequência, da menor concorrência. Nas restantes sessões, a volatilidade dos preços de mercado é muito grande devido à pouca afluência dos agentes ao mercado.

Já em relação aos preços realizados nas diversas sessões do Mercado Intradiário em Espanha, existe uma volatilidade dos preços do mercado muito menor, não só pelo facto de existir uma muito maior concorrência no Mercado Intradiário, devido à grande quantidade de agentes que nelas participa, mas também devido a ser um mercado muito maior, quando comparado com o português. A volatilidade é semelhante em cada uma das sessões devido à adesão dos agentes de mercado ser similar em todas as sessões.

Os valores mínimos, médios e máximos diários do preço por sessão estão representados na Tabela 4.49.

Tabela 4.49 - Preços mínimos, médios e máximos obtidos das 6 sessões do Mercado Intradiário em Portugal e Espanha - 2008.

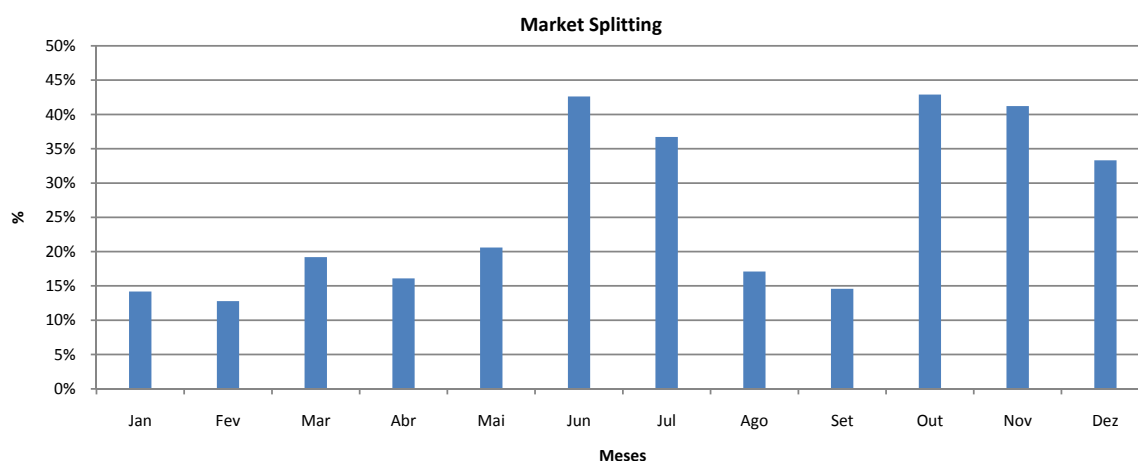
€/MWh	Sessão 1		Sessão 2		Sessão 3		Sessão 4		Sessão 5		Sessão 6	
	Portugal	Espanha	Portugal	Espanha	Portugal	Espanha	Portugal	Espanha	Portugal	Espanha	Portugal	Espanha
Mínimo	16,30	45,49	2,17	41,38	3,00	43,01	2,89	31,42	3,73	45,86	5,61	44,93
Média	66,82	63,40	55,56	63,30	33,69	64,78	31,60	65,15	31,17	67,33	49,89	67,35
Máximo	85,53	84,70	87,41	86,24	79,71	92,73	78,58	95,00	83,58	90,17	87,58	94,24

Como se pode verificar pelos resultados expressos na Tabela 4.49, a única sessão, em termos médios, em que o preço no lado português é superior ao lado espanhol é a primeira. Nas restantes, devido à grande volatilidade dos preços do mercado, em termos médios o preço é menor.

A percentagem de tempo em que foi necessário recorrer a ao mecanismo de *Market Splitting* no Mercado Intradiário, em cada mês, do ano de 2008 está representada na Tabela 4.50.

Tabela 4.50 - *Market Splitting* no Mercado Intradiário por mês no ano de 2008.

Meses	% do tempo em M.S
Janeiro	14,2%
Fevereiro	12,8%
Março	19,2%
Abril	16,1%
Maio	20,6%
Junho	42,6%
Julho	36,7%
Agosto	17,1%
Setembro	14,6%
Outubro	42,9%
Novembro	41,2%
Dezembro	33,3%

**Figura 4.60** - Percentagem do tempo mensal em que o *Market Splitting* foi activado no Mercado Intradiário em 2008.

A separação de mercados realizada no Mercado Intradiário no ano de 2008 ocorreu em termos médios, em 25,9 % das horas, sendo que o máximo mensal ocorreu em Outubro com 42,9 % e o mínimo foi obtido em Fevereiro com 12,8 %.

4.10.3. Mercado Diário vs Mercado Intradiário

Fazendo uma análise dos preços do Mercado Diário e do Mercado Intradiário nas duas áreas de operação, os resultados obtidos estão descritos na Figura 4.61.

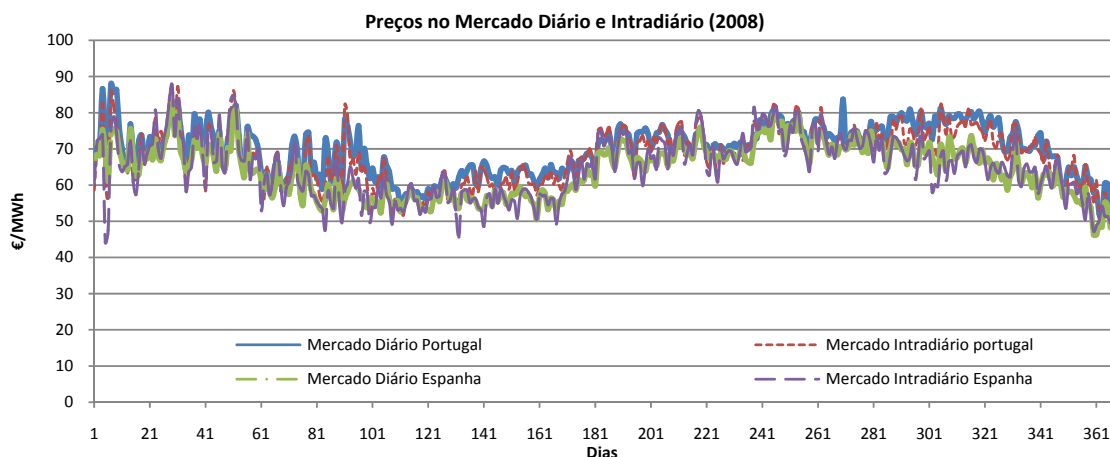


Figura 4.61 - Preços no Mercado Diário e Intradiário em Portugal e Espanha em 2008.

Os preços no Mercado Diário no Sistema Eléctrico português foram em 264 dias superiores aos do Mercado Intradiário. No entanto, o padrão é similar ao longo do ano, sendo a diferença máxima de 16 €/MWh. No lado espanhol verifica-se uma tendência similar à registada em Portugal sendo o número de dias em que o preço no Mercado Diário foi superior ao do Mercado Intradiário de 145 com uma diferença máxima de 24 €/MWh.

4.10.4. Mercado Intradiário em 2007 e 2008 em Portugal

Os preços no Mercado Intradiário e a energia total adquirida no ano de 2007 e 2008 para cada um dos meses no Sistema Eléctrico português estão representados na Tabela 4.51.

Tabela 4.51 - Preço Médio aritmético e energia contratada no Mercado Intradiário em Portugal - 2007 e 2008.

€/MWh	2008		2007	
Mês	Preço Médio Aritmético	Energia Contratada (GWh)	Preço Médio Aritmético	Energia Contratada (GWh)
Jan.	71,86	196		
Fev.	71,06	176		
Mar.	63,63	204		
Abr.	59,54	258		
Mai.	59,7	276		
Jun.	64,09	278		
Jul.	72,9	267	44,88	216
Ago.	71,77	272	41,87	202
Set.	74,47	222	39,92	182
Out.	73,57	232	42,42	218
Nov.	74,42	208	56,33	341
Dez.	62,74	532	68,89	378

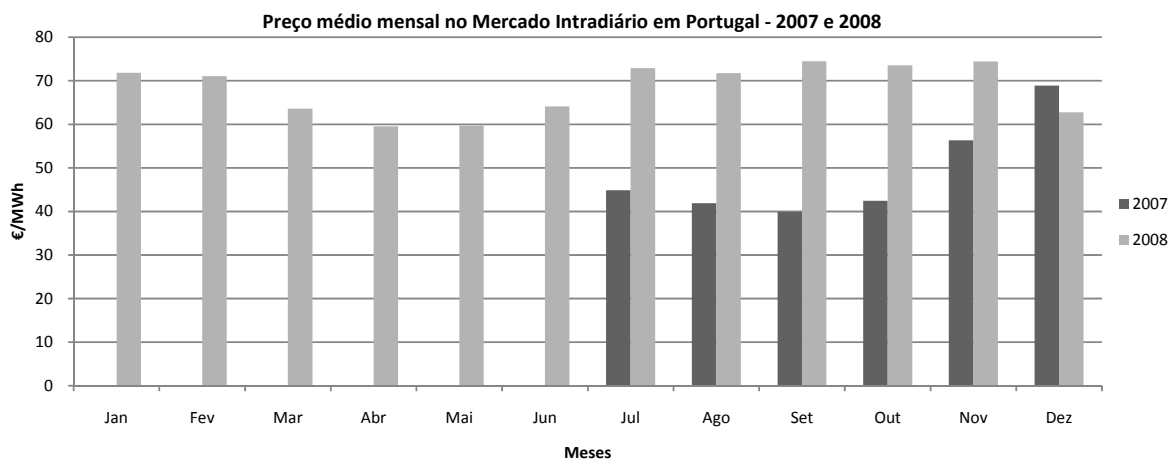


Figura 4.62 - Preço médio mensal no Mercado Intradiário em Portugal – 2007 e 2008.

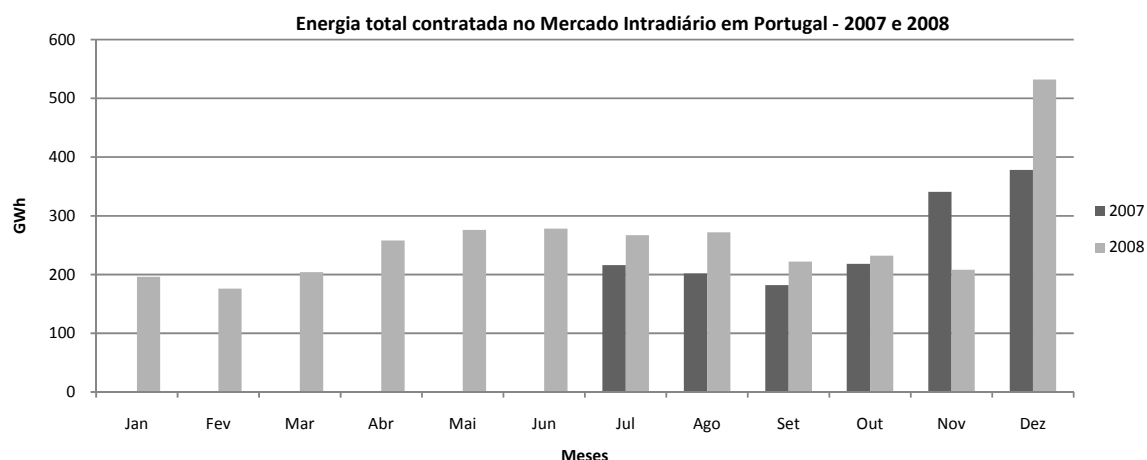


Figura 4.63 - Energia total contratada no Mercado Intradiário em Portugal em 2007 e 2008.

Comparando os preços obtidos durante o ano de 2007 e 2008 no Mercado Intradiário no Sistema Eléctrico português, verificou-se que, após o início do funcionamento do MIBEL, em 1 de Julho de 2007 e comparando-o com período homólogo de 2008, os preços no ano de 2008 foram sempre superiores aos verificados em 2007 com excepção do mês de Dezembro. Em termos médios, os preços de 2007 para 2008 sofreram um incremento de 53%.

Relativamente à energia contratada no Mercado Intradiário, e fazendo novamente uma comparação entre períodos homólogos, verificou-se, como está descrito na Figura 4.63, que a quantidade de energia contratada em 2008 foi superior em todos os meses com excepção do mês de Outubro e Novembro. E isto aconteceu, em parte, porque a partir do mês de Junho de 2008 todas as sessões do Mercado Intradiário passaram a ser usadas para pelos agentes de mercado, para efectuarem as suas propostas de compra e venda de energia eléctrica. Foi curiosamente, a partir desses mesmo mês que a EDP Trading começou a funcionar em “full-time” na negociação no Mercado Intradiário, sendo este um dos motivos pelo qual todas as

sessões começaram a ser usadas para o lançamento de propostas de compra e vendas de energia eléctrica. De registar apenas, e em contra-ciclo, o maior valor obtido para o mês de Novembro de 2007 em relação ao mesmo mês de 2008.

Em termos médios, do ano de 2007 para 2008 houve um incremento de 15 % na quantidade de energia contratada no Mercado Intradiário.

4.10.5. Programa Horário Final e Quotas dos diversos agentes em 2008

Da análise realizada ao programa horário final (PHF), que é o resultado final das diversas sessões do Mercado Intradiário, os valores obtidos em cada mês do ano de 2008 para as unidades de produção do Sistema Eléctrico português estão representados na Tabela 4.52.

Tabela 4.52 - Energia transaccionada pelas unidades de produção no PHF em Portugal - 2008.

Código	EDPEP	RENTG	Total	Meses
Agente titular	EDP-ENERGIAS DE PORTUGAL	REN TRADING S.A.		
Energia (GWh)	2312,60	904,02	3216,6	Jan.
%	71,89	28,11	100	
Energia (GWh)	1891,60	851,10	2742,7	Fev.
%	68,97	31,03	100	
Energia (GWh)	1665,00	733,80	2398,7	Mar.
%	69,41	30,59	100	
Energia (GWh)	1650,80	601,80	2252,6	Abr.
%	73,28	26,715	100	
Energia (GWh)	1812,10	650,70	2462,8	Mai.
%	73,58	26,42	100	
Energia (GWh)	1567,50	874,70	2442,1	Jun.
%	64,18	35,82	100	
Energia (GWh)	1833,90	1030,10	2864,0	Jul.
%	64,03	35,97	100	
Energia (GWh)	1637,10	885,80	2523,0	Ago.
%	64,89	35,11	100	
Energia (GWh)	1776,00	842,30	2618,3	Set.
%	67,83	32,17	100	
Energia (GWh)	1808,10	683,20	2491,3	Out.
%	72,58	27,42	100	
Energia (GWh)	1929,90	592,60	2522,4	Nov.
%	76,51	23,49	100	
Energia (GWh)	2521,30	380,35	2901,7	Dez.
%	86,89	13,11	100	

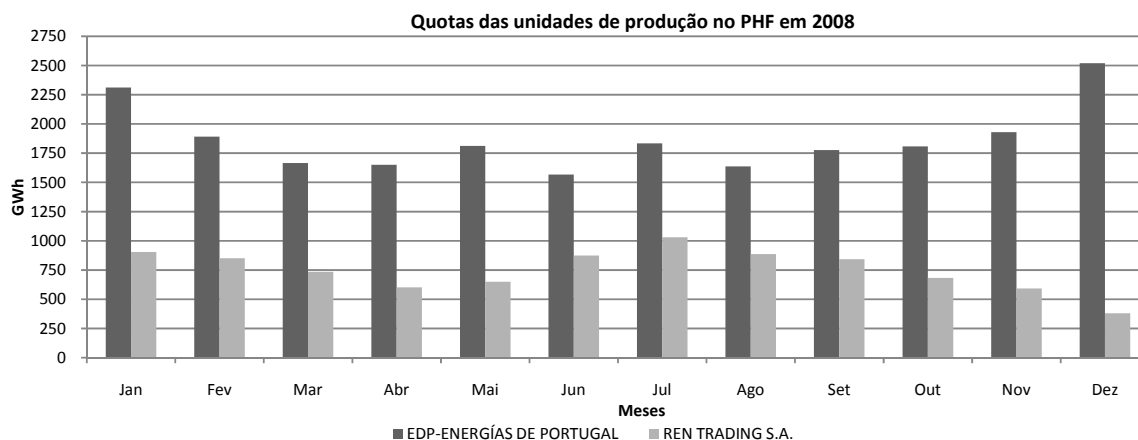


Figura 4.64 - Quotas das unidades de produção no PHF Portugal em 2008.

A produção total de energia eléctrica no PHF no Sistema Eléctrico português foi de 23260 GWh em 2008. Como se pode verificar pela Figura 4.64, a EDP - Energias de Portugal é a entidade que tem a maior quota de produção de energia eléctrica em Portugal no PHF. Em termos médios a produção de energia eléctrica no PHF por parte da EDP, durante o ano de 2008, cifrou-se em 1867 GWh com um máximo de 2521 GWh obtido no mês de Dezembro e um mínimo de 1567 GWh obtido no mês de Junho de 2008.

A restante produção no PHF é da responsabilidade da REN TRADING, SA, com uma quota média de mercado, durante o ano de 2008 de 28,83%. Em termos médios a quota de produção desta entidade no PHF foi de 9376 GWh com um máximo de 1030 GWh obtidos no mês de Julho e um mínimo de 380 GWh no mês de Dezembro de 2008.

De salientar, nos resultados da Tabela 4.53 o facto de o total de aquisição no Sistema Eléctrico português ser em todos os meses diferente do total produzido no PHF. Ou seja, durante as várias sessões do Mercado Intradiário parte da energia adquirida provém da importação.

Tabela 4.53 - Diferença entre unidade de produção e aquisição.

Meses	Produção (GWh)	Aquisição (GWh)	Diferença (GWh)
Jan.	3216,6	3929,4	-712,8
Fev.	2742,7	3520,1	-777,4
Mar.	2398,7	3440,3	-1041,6
Abr.	2252,6	3152,7	-900,1
Mai.	2462,8	3243,7	-780,9
Jun.	2442,1	3225,6	-783,5
Jul.	2864	3597	-733
Ago.	2523	3130,1	-607,1
Set.	2618,3	3257,1	-638,8
Out.	2491,3	3262,4	-771,1
Nov.	2522,4	3401,2	-878,8
Dez.	2901,65	3722,8219	-821,171

Em relação à quota das unidades de aquisição em Portugal, estas estão representadas na Tabela 4.54.

Tabela 4.54 - Quota das unidades de aquisição no PHF em Portugal – 2008.

Código	EDPSE	EDPCO	EDPEP	ENDEN	UFMUL	OTROS	Total	
Agente titular	EDP SERVIÇO UNIVERSAL	EDP COMERCIAL - COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	EDP- ENERGÍAS DE PORTUGAL	ENDESA ENERGIA	UNIÓN FENOSA COMERCIAL	OTROS (Quotas <0,1%)		
Energia (GWh)	3549	210	95,5	58,9	13,4	2,6	3929,4	Jan.
%	90,32	5,344	2,431	1,499	0,34	0,065	100	
Quota s Bombagem (%)	92,57	5,477	0	1,537	0,349	0,067	100	
Energia (GWh)	3294,5	85,1	90,2	36,9	11,2	2,1	3520,1	Fev.
%	93,59	2,418	2,564	1,049	0,318	0,06	100	
Quota s Bombagem (%)	93,59	2,418	2,564	1,049	0,318	0,06	100	
Energia (GWh)	3281,6	85,5	37,5	23,4	10,3	2	3440,3	Mar.
%	95,387	2,485	1,089	0,68	0,299	0,059	100	
Quota s Bombagem (%)	96,437	2,513	0	0,688	0,302	0,06	100	
Energia (GWh)	3046	71	8,4	15,9	9,5	2	3152,7	Abr.
%	96,615	2,251	0,266	0,503	0,302	0,062	100	
Quota s Bombagem (%)	96,873	2,257	0	0,505	0,302	0,062	100	
Energia (GWh)	3156,4	67,4		8,9	8,8	2,2	3243,7	Mai.
%	97,308	2,079		0,274	0,272	0,067	100	
Quota s Bombagem (%)	97,325	2,08		0,274	0,272	0,049	100	
Energia (GWh)	3128,5	64,8	16,4	6,8	7,8	1,3	3225,6	Jun.
%	96,99	2,009	0,51	0,209	0,243	0,039	100	
Quota s Bombagem (%)	97,487	2,019	0	0,21	0,244	0,04	100	
Energia (GWh)	3503,5	61,6	17,4	5,1	8,3	1,1	3597	Jul.
%	97,4	1,714	0,483	0,142	0,231	0,032	100	
Quota s Bombagem (%)	97,872	1,722	0	0,142	0,232	0,032	100	
Energia (GWh)	3047,5	60,9	10,7	4,5	5,4	1,1	3130,1	Ago.
%	97,362	1,945	0,343	0,144	0,171	0,036	100	
Quota s Bombagem (%)	97,697	1,952	0	0,144	0,172	0,036	100	
Energia (GWh)	3179,7	56,6	11	3,9	4,6	1,2	3257,1	Set.
%	97,623	1,739	0,339	0,12	0,141	0,037	100	
Quota s Bombagem (%)	97,955	1,745	0	0,12	0,142	0,038	100	
Energia (GWh)	3179,6	61,4	12,7	3,6	3,7	1,3	3262,4	Out.
%	97,462	1,883	0,39	0,11	0,114	0,041	100	
Quota s Bombagem (%)	97,844	1,89	0	0,111	0,115	0,041	100	
Energia (GWh)	3318,1	63,8	11,7			7,7	3401,2	Nov.
%	97,556	1,875	0,343			0,226	100	
Quota s Bombagem (%)	97,891	1,882	0			0,227	100	
Energia (GWh)	3599,9041	95,0253	20,0176			7,8749	3722,82	Dez.
%	97,221	2,566	0			0,213		
Quota s Bombagem (%)	97,221	2,566	0			0,213	100	

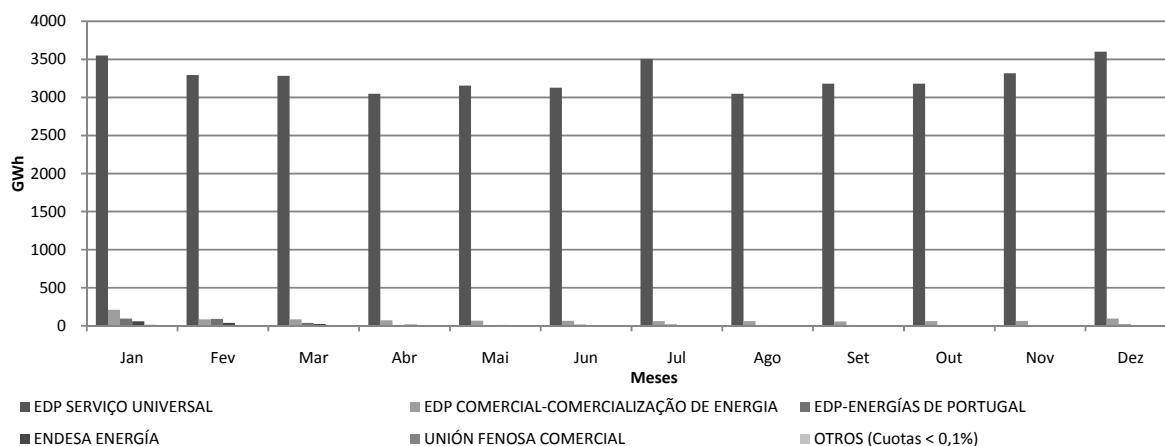


Figura 4.65 - Energia adquirida pelas unidades de Aquisição no PHF em Portugal - 2008.

No que diz respeito às entidades que adquirem energia nas diversas sessões do Mercado Intradiário em Portugal, a EDP Serviço Universal é a empresa que detém a grande “fatia” do mercado com uma quota média durante o ano de 2008 de 96,24%. A energia média adquirida no PHF durante o ano de 2008 foi de 3273 GWh com um máximo de 3599 GWh no mês de Dezembro e um mínimo de 3046 GWh obtidos no mês de Abril.

As restantes entidades que compõem o mercado na aquisição de energia no PHF são a EDP Comercial com uma quota média de mercado durante o ano de 2008 de 2,36 %, a EDP, Energias de Portugal, S.A com 0,80% a *Endesa Energía* com 0,47% e a *Unión Fenosa Comercial* com 0,24%.

Em termos Ibéricos as entidades que dominam o mercado na produção no PHF, são a *Endesa Generación*, com 22% da quota de mercado, a *Iberdrola Generación* com 15 % e a *Unión Fenosa* com 8%.

No que diz respeito à aquisição de energia no MIBEL, as entidades que dominam o mercado no PHF, são a *Iberdrola Distribución*, com 20 % da quota de mercado, a *Endesa Distribución* com 17 % e a *Endesa Energía* com 14 %.

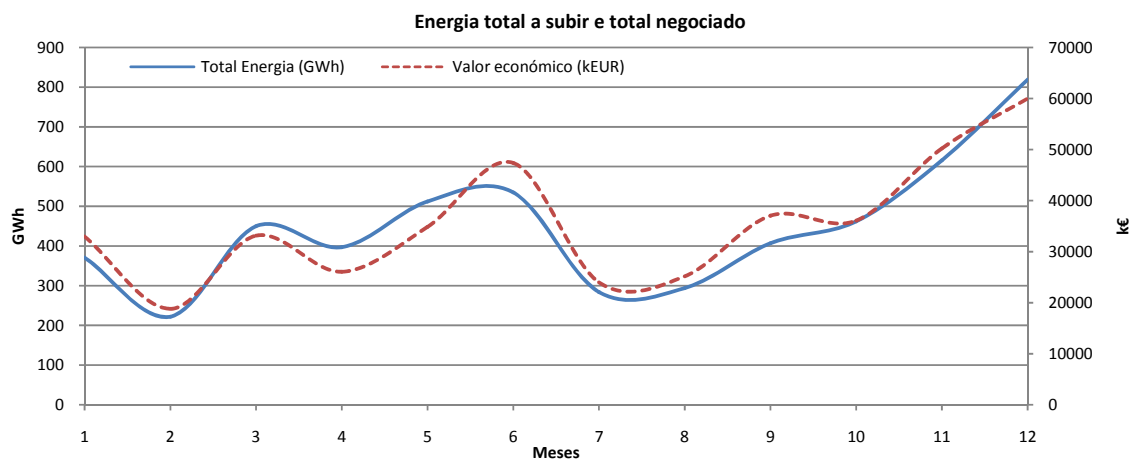
4.11. Operação Técnica do Sistema durante o ano de 2008

Nos processos de operação técnica do sistema realizados pelos Operadores do Sistema, não foi possível realizar um estudo anual para o Sistema Eléctrico português, dado não existirem dados públicos disponíveis.

Relativamente ao Sistema Eléctrico espanhol, os resultados obtidos para a energia total a subir e a descer utilizada nos processos de operação técnica do sistema são apresentados na Tabela 4.55.

Tabela 4.55 - Energia total a subir e a descer utilizada em processos de operação técnica do sistema.

		Total Energia (GWh)	Valor económico (kEUR)
Jan.	Energia a subir	371	32976
	Energia a Descer	362	16891
Fev.	Energia a subir	222	18817
	Energia a Descer	472	22942
Mar.	Energia a subir	450	33144
	Energia a Descer	461	18461
Abr.	Energia a subir	397	26063
	Energia a Descer	423	16249
Mai.	Energia a subir	512	34835
	Energia a Descer	204	8241
Jun.	Energia a subir	535	47384
	Energia a Descer	288	11490
Jul.	Energia a subir	284	23978
	Energia a Descer	509	25429
Ago.	Energia a subir	294	25160
	Energia a Descer	528	26029
Set.	Energia a subir	407	37054
	Energia a Descer	390	20926
Out.	Energia a subir	462	36073
	Energia a Descer	342	16131
Nov.	Energia a subir	616	50237
	Energia a Descer	344	16273
Dez.	Energia a subir	819	60004
	Energia a Descer	394	16368

**Figura 4.66** - Energia total a subir utilizada em processos de operação técnica do sistema e total negociado.

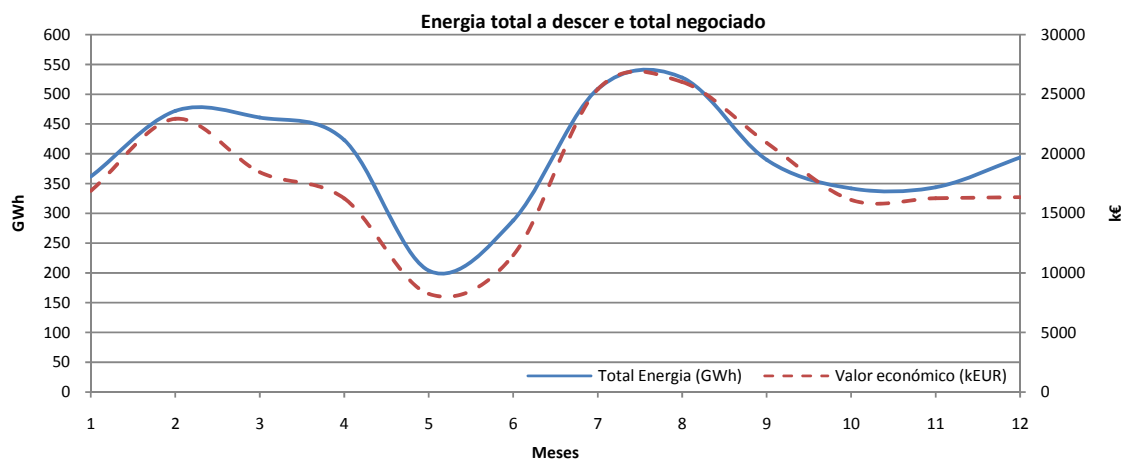


Figura 4.67 - Energia total a descer utilizada em processos de operação técnica do sistema e total negociado.

As Figuras 4.66 e 4.67 permitem verificar a evolução da energia total a subir e a descer utilizada ao longo dos meses do ano de 2008 em processos de operação técnica do sistema, tal como o valor económico negociado.

Em média, o total de energia a subir utilizada em processos de operação técnica do sistema durante o ano de 2008 foi de 447,42 GWh, com um máximo de 819,00 GWh atingidos no mês de Dezembro e um mínimo de 222,00 GWh verificados no mês de Fevereiro de 2008.

A energia total a descer utilizada, em média, no ano de 2008 foi de 393,08 GWh com um máximo de 528,00 GWh verificados no mês de Agosto e o mínimo de 204,00 GWh obtidos no mês de Maio de 2008.

Os preços médios correspondentes aos processos de operação técnica do sistema no lado espanhol durante o ano de 2008 são apresentados na Tabela 4.56

Tabela 4.56 - Preços médios devidos a processos de operação técnica do sistema em cada mês de 2008.

Preços Médios (€/MWh)	Banda Reg. sec.	Gestão Desvios a subir	Gestão Desvios a descer	Energia Reg. sec. a subir	Energia Reg. sec a descer	Energia Reg. terc. a subir	Energia Reg. terc. a descer
Jan.	31,08	83,98	51,28	74,45	50,39	86,09	45,42
Fev.	30,66	87,88	53,72	76,68	48,34	83,5	46,55
Mar.	24,2	64,2	43,13	64,1	44,85	73,67	39,74
Abr.	12,18	63,23	42,79	59,82	45,05	66,78	37,62
Mai.	11,98	65,1	42,41	60,98	47,76	65,4	37,31
Jun.	13,79	68,8	42,56	63,72	46,97	70,55	38,98
Jul.	14,59	80,29	53,27	70,62	54,78	77,44	51,14
Ago.	18,99	92,37	55,44	71,97	56,2	83,64	52,26
Set.	16,56	87,48	59,9	76	60,79	85,5	55,11
Out.	16,54	72,18	53,46	71,63	56,58	78,93	47,63
Nov.	14,37	71,22	49,85	70,05	54,42	75,93	45,84
Dez.	16,57	6,33	43,67	61,61	46,08	72,58	39,66

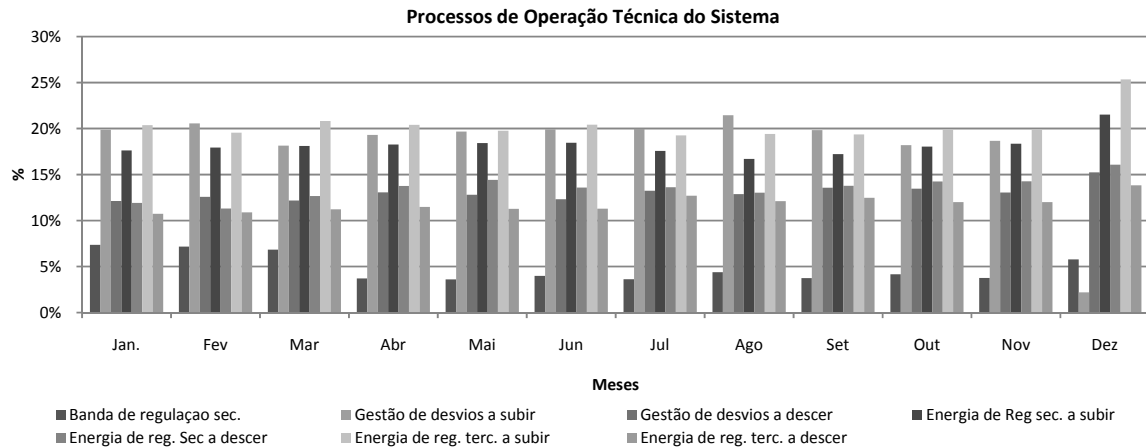


Figura 4.68 - Contribuição de cada parcela dos processos de operação técnica do sistema para a formação do mesmo

Relativamente à importância de cada processo, na operação técnica do sistema, pode-se verificar pela Figura 4.68 que os processos de gestão de desvios a subir com uma média anual de 18,15%, energia de regulação secundária a subir com uma média anual de 18,18% e a energia de regulação terciária a subir com 20,31% são os processos que têm uma importância média mais elevada nos processos de operação técnica do sistema. Ou seja, quando se refere aqui à importância, está-se a referir ao custo mais alto ou mais baixo que cada processo tem na totalidade dos processos de operação técnica.

4.12. Garantia de abastecimento no ano de 2008

Como forma de garantir que o Sistema Eléctrico funciona com um grau de fiabilidade e segurança, define-se a garantia de abastecimento por parte do Sistema Eléctrico produtor de forma a assegurar que quando existirem situações em que a procura de energia eléctrica supera a oferta disponível, esteja disponível uma reserva que permita cobrir essa diferença. Mas para que essa reserva esteja disponível, é necessário que existam incentivos para que o parque produtor disponibilize essa garantia. Logo existe uma parcela no preço final que engloba essa garantia de abastecimento.

O custo incorrido pela garantia de abastecimento é um componente do preço final de electricidade cujo objectivo é o de enviar um sinal correcto a médio e longo prazo para os participantes no mercado que permita reflectir o custo da garantia de abastecimento no preço final pago por todos os consumidores prevista na Lei 54/1997 do Sistema Eléctrico [18].

A disposição adicional, sétima da Ordem ITC/3860/2007 de 28 de Dezembro, estabelece que todos os consumidores e comercializadores elegíveis estão obrigados a pagar pela garantia de abastecimento da energia adquirida nas diferentes modalidades de contratação [18].

O custo horário pela garantia de abastecimento para os comercializadores e consumidores elegíveis que adquirem energia no mercado de produção obtém-se como resultado da multiplicação da energia adquirida pelo preço unitário de energia que depende do período tarifário definido nas tarifas de acesso.

Este estudo apenas foi realizado para o Sistema Eléctrico em Espanha, dado que não existem dados públicos disponíveis para o Sistema Eléctrico em Portugal.

Durante o ano de 2008 o custo por garantia de abastecimento no Sistema Eléctrico espanhol e a energia adquirida por comercializadores e consumidores elegíveis, são indicados na Tabela 4.57.

Tabela 4.57 - Energia e custo por garantia de abastecimento mensal em 2008 para comercializadores, consumidores elegíveis e agentes externos.

Período	Energia final GWh	Mercado Diário €/MWh	Mercado Intradiário €/MWh	Restrições €/MWh	Processos O.S €/MWh	Garantia abastecimento €/MWh	Total €/MWh
Jan-08	7655,20	72,69	-0,04	0,93	1,15	3,45	78,18
Fev-08	7570,23	70,68	0,03	1	1,08	3,41	76,2
Mar-08	7582,83	60,44	-0,01	1,01	1,16	2,31	64,91
Abr-08	7937,08	57,11	0,01	2,29	0,49	2,03	61,93
Mai-08	7812,19	57,33	0,01	1,04	0,53	2,05	60,96
Jun-08	8127,34	60,01	0,01	2,64	0,73	2,92	66,31
Jul-08	11952,73	69,28	0,01	1,38	0,75	3,63	75,05
Ago-08	10961,16	71,12	0,01	1,7	1,01	1,65	75,5
Set-08	11986,84	74,07	0	1,39	0,9	2,35	78,7
Out-08	12159,47	70,78	-0,05	2,15	0,81	2,14	75,83
Nov-08	11056,38	67,75	-0,05	1,96	0,74	2,19	72,6
Dez-08	10626,54	58,86	-0,03	1,52	0,99	3,27	64,62

A parcela da garantia de abastecimento tem uma importância significativa na formação do preço final dado que é a segunda parcela com maior “peso” seguida da do Mercado Diário. Isto mostra a importância dada à qualidade e continuidade de serviço no Sistema Eléctrico espanhol.

No ano de 2008 o custo por garantia de abastecimento no Sistema Eléctrico espanhol, correspondente a uma média de 9616 GWh adquiridos por comercializadores, consumidores elegíveis e agentes externos foi de 2,62 €/MWh.

4.13. Preço Horário Final (PHF) ano de 2008

O preço horário final, como já foi explicado aquando da análise realizada para o mês de Janeiro de 2008, é calculado para cada agente de mercado em função da sua participação nos mercados Diário e Intradiário e nos processos de operação técnica do sistema.

O valor mensal de cada uma das componentes do preço horário final (PHF) do conjunto comercializadores, consumidores elegíveis e agentes externos está representado na Tabela 4.57.

A evolução do preço horário final para comercializadores, clientes elegíveis e agentes externos ao longo do ano de 2008 no Sistema Eléctrico espanhol está retratado na Figura 4.69.

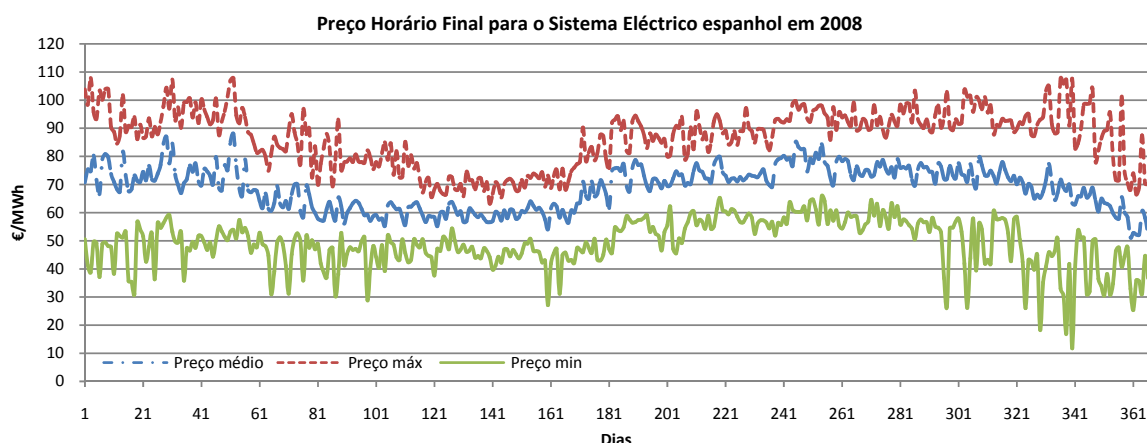


Figura 4.69 - Preço Horário Final diário ao longo do ano de 2008 no Sistema Eléctrico espanhol.

Em termos de “peso” de cada uma das parcelas na construção do preço horário final para o ano de 2008 no Sistema eléctrico espanhol, estas estão representadas na Tabela 4.58.

Tabela 4.58 - Valor percentual de cada parcela na formação do preço horário final em 2008.

Período	Mercado Diário €/MWh	Mercado Intradiário €/MWh	Restrições €/MWh	Processos OS €/MWh	Garantia de abastecimento €/MWh
Jan-08	93%	0%	1%	1%	4%
Fev-08	93%	0%	1%	1%	4%
Mar-08	93%	0%	2%	2%	4%
Abr-08	92%	0%	4%	1%	3%
Mai-08	94%	0%	2%	1%	3%
Jun-08	90%	0%	4%	1%	4%
Jul-08	92%	0%	2%	1%	5%
Ago-08	94%	0%	2%	1%	2%
Set-08	94%	0%	2%	1%	3%
Out-08	93%	0%	3%	1%	3%
Nov-08	93%	0%	3%	1%	3%
Dez-08	91%	0%	2%	2%	5%

Como se pode verificar pela observação da Tabela 4.58, a parcela do Mercado Diário na formação do preço horário final é dominante em todos os meses ao longo do ano de 2008 com uma média de 93% do valor final do preço horário. Os restantes 7% são ocupados pela garantia

de abastecimento, solução das restrições técnicas do sistema e processos do Operador do Sistema. A parcela relativa ao Mercado Intradiário é muito reduzida, daí o facto de aparecerem os 0 % na Tabela 4.58.

4.14. Mercado Diário no 1º trimestre de 2009

4.14.1. Contratação de energia eléctrica

A contratação de energia eléctrica no programa resultante de cassação no Mercado Diário em Portugal no primeiro trimestre do ano de 2009 foi de 10127 GWh. Para o lado espanhol a quantidade transaccionada foi de 50213 GWh.

A energia contratada em cada dia, em cada uma das áreas de operação no primeiro trimestre do ano de 2008 e 2009 está representada na Figura 4.70.

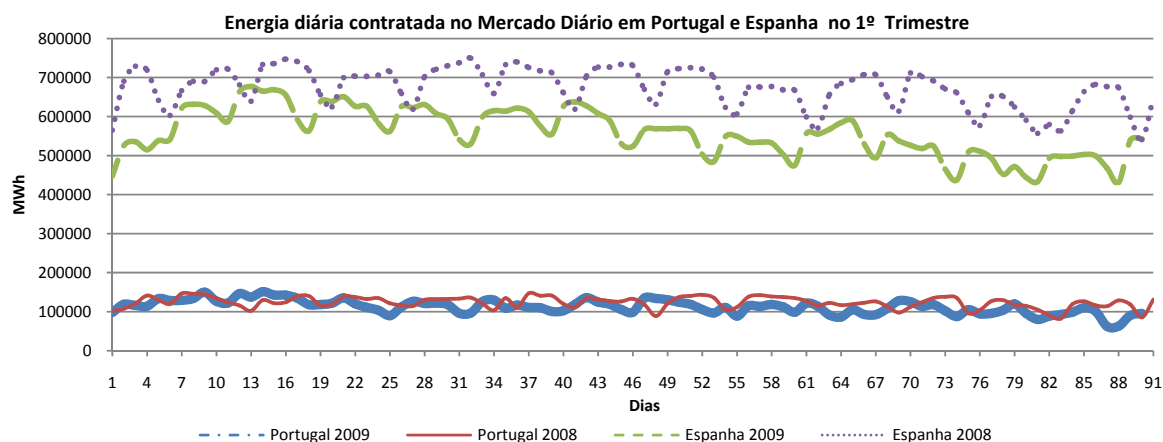


Figura 4.70 - Energia diária contratada no Mercado Diário em Portugal e Espanha no 1º trimestre de 2008 e 2009.

Na Tabela 4.59 estão representados os máximos, mínimos, a média diária e o total de energia contratada no primeiro trimestre do ano de 2008 e 2009 em cada uma das áreas de operação.

Tabela 4.59 - Energia diária contratada no Mercado Diário no 1º trimestre de 2008 e 2009.

Energia diária contratada no Mercado Diário no 1º trimestre (MWh)				
	Portugal		Espanha	
	2008	2009	2008	2009
Mínimo	82316	62049	540821	431154
Média	123911,89	112525,83	674449,41	557917,49
Máximo	147094	151278	749686	677183
Total trimestral (GWh)	11276	10127	61375	50213

Da análise efectuada à quantidade de energia contratada no Mercado Diário no primeiro trimestre de 2009, e comparando-a com o período homólogo de 2008, verificou-se uma diminuição de 10,19% em Portugal e de 18,19 % em Espanha.

Por meses, em Janeiro a procura de electricidade no Mercado Diário foi de 22455 GWh, o que traduz um decréscimo de 11,47 % face ao verificado no mesmo mês do ano anterior. Por áreas de operação, a procura decresceu 2,80 % no lado português e 13,06 % no lado espanhol.

Em Fevereiro, a procura de electricidade foi de 19101 GWh, o que traduz um decréscimo de 19,88 % face ao verificado em período homólogo. Por áreas de operação, a procura decresceu 13,59 % no lado português e 21,04 % no lado espanhol.

Em Março, a procura de electricidade no Mercado Diário foi de 18782 GWh, o que traduz um decréscimo de 19,89 % face ao verificado em período homólogo. Por áreas de operação, a procura decresceu 14,77 % no lado português e 20,82 % no lado espanhol.

O mínimo diário de energia eléctrica contratada no primeiro trimestre de 2009 no lado português foi de 62049 MWh, verificados no dia 28 de Março, e o máximo foi de 151278 MWh obtidos no dia 14 de Janeiro. Em Espanha o mínimo foi de 431154 MWh verificados no dia 29 de Março e o máximo de 677183 MWh obtidos no dia 13 de Janeiro de 2009.

A causa que mais contribuiu para o decréscimo da procura de electricidade no MIBEL no primeiro trimestre de 2009, quando comparado com período homólogo de 2008, foi o abrandamento da actividade económica que se tem feito sentir, o que se traduz num menor consumo de energia eléctrica [29].

4.14.2. Preço da energia eléctrica contratada no Mercado Diário no 1º trimestre de 2009

O preço médio aritmético diário da energia eléctrica contratada em ambas as áreas de operação no Mercado Diário, no 1º trimestre de 2008 e 2009, está representado na Figura 4.71.

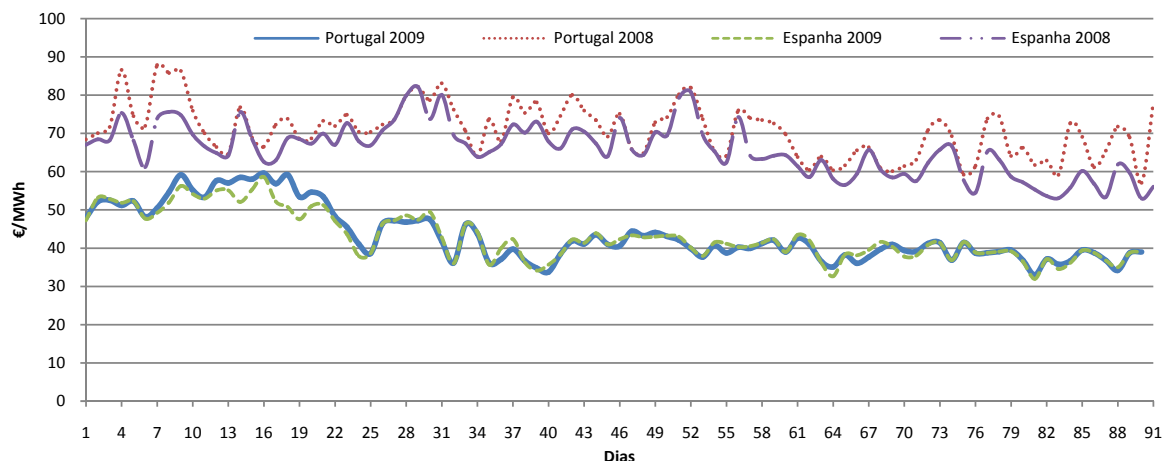


Figura 4.71 - Preço médio aritmético diário da energia eléctrica em Portugal e Espanha no Mercado Diário no 1º trimestre de 2008 e 2009.

Na Tabela 4.60 está representado o preço médio mensal no Mercado Diário no 1º trimestre de 2008 e 2009.

Tabela 4.60 - Preço médio mensal no Mercado Diário no 1º trimestre de 2008 e 2009.

Preço médio mensal no Mercado Diário no 1º trimestre				
€/MWh	Portugal		Espanha	
	2009	2008	2009	2008
Jan.	51,47	74,40	49,93	70,22
Fev.	40,28	72,86	40,72	68,53
Mar.	38,34	65,46	38,31	59,00
Trimestre	43,36	70,91	42,98	65,92

Como se pode verificar pela análise da Tabela 4.60, o preço médio mensal, do ano de 2008 para o ano de 2009, em cada um dos meses, baixou significativamente em ambas as áreas de operação. Isto deve-se ao facto de existir uma baixa na procura de electricidade por parte dos consumidores, e segundo as leis do mercado havendo uma diminuição da procura e mantendo-se o número de entidades oferentes, o preço de mercado baixa. De referir ainda que pela primeira vez desde o início do funcionamento do MIBEL, o preço médio mensal no Mercado Diário foi em Portugal inferior ao registado em Espanha. Este facto ocorreu no mês de Fevereiro de 2009 com um valor médio mensal de 40,28 €/MWh em Portugal e 40,72 €/MWh em Espanha.

O preço no lado português decresceu no mês de Janeiro, em comparação com o mesmo mês do ano anterior em 30,8 %, em Fevereiro 44,7 % e em Março 41,4 %.

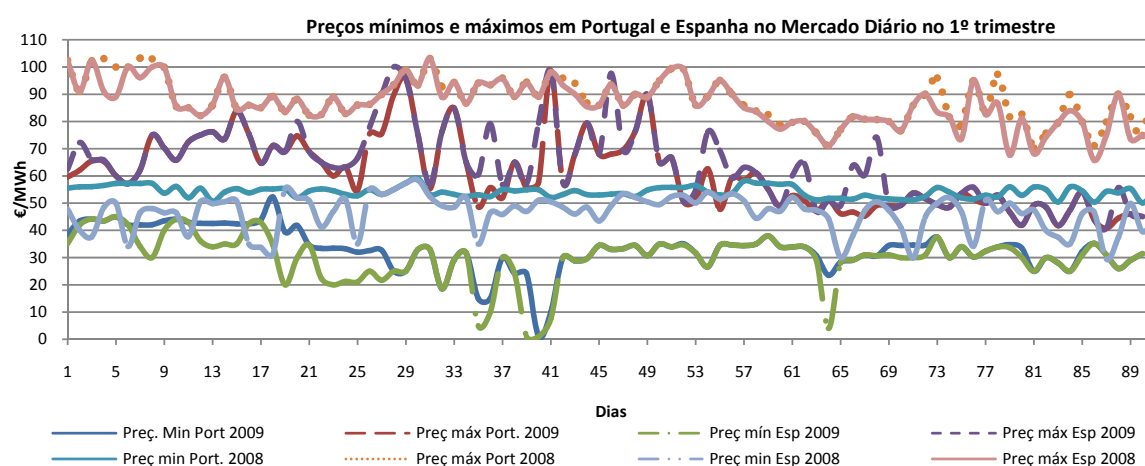
Para o lado espanhol o preço decresceu 28,9 %, 40,6 % e 35,1 % em Janeiro, Fevereiro e Março, respectivamente.

Os valores mínimos, médios e máximos trimestrais estão representados na Tabela 4.61.

Tabela 4.61 - Preço mínimo, médio e máximo obtido no 1º trimestre de 2008 e 2009.

Preço no Mercado Diário (€/MWh)				
Trimestre	Portugal		Espanha	
	2009	2008	2009	2008
Mínimo	32,98	57,07	31,98	52,95
Média	43,46	70,86	31,98	65,86
Máximo	59,61	87,88	31,98	82,13

A Figura 4.72 permite visualizar a evolução diária dos preços mínimos e máximos ocorridos durante o primeiro trimestre de 2009 e a respectiva comparação com o período homólogo.

**Figura 4.72** - Preços mínimos e máximos diários no Mercado Diário no 1º trimestre de 2008 e 2009 em Portugal e Espanha.

Da análise da Figura 4.72 pode-se verificar que, do ano de 2008 para o ano de 2009 existe uma diminuição dos preços máximos e mínimos diários obtidos em cada uma das áreas de operação, como consequência da diminuição da procura verificada devido ao abrandamento económico.

As diferenças de preços de um ano para o outro são assinaláveis, dado que, a diferença máxima entre os preços mínimos de 2008 para 2009 tem uma amplitude máxima de 53,9 €/MWh para Portugal e 50,05 €/MWh para Espanha. Relativamente à diferença máxima entre preços máximos atingida, de um ano para o outro em cada uma das áreas de operação, em Portugal foi de 48,64 €/MWh tal como em Espanha.

Mas o facto mais relevante a assinalar, relativamente aos preços no Mercado Diário em 2009, prende-se com o facto de pela primeira vez desde que 1 de Julho de 2007, o preço médio semanal de electricidade ter sido mais baixo em Portugal do que em Espanha. Isso ocorreu na semana de 25 a 31 de Janeiro de 2009, em que o preço médio semanal em Portugal foi de 45,08 €/MWh e em Espanha de 45,78 €/MWh.

A Tabela 4.62 apresenta a média aritmética semanal dos preços médios em cada uma das áreas de operação no primeiro trimestre de 2009.

Tabela 4.62 - Preços médios semanais no Mercado Diário em Portugal e Espanha no 1º trimestre de 2009.

Média semanal (€/MWh)		
Semanas	Portugal	Espanha
1 ⁴	50,84	51,08
2	53,00	51,92
3	57,28	54,48
4	50,79	47,03
5	45,08	45,78
6	39,38	40,10
7	39,20	39,50
8	42,46	42,54
9	40,07	40,72
10	38,34	38,53
11	39,92	39,94
12	38,74	38,68
13	36,80	36,39
14 ⁴	37,30	37,57

4.14.3. Volume económico transaccionado no Mercado Diário no 1º trimestre de 2009

O volume económico transaccionado no Mercado Diário no 1º trimestre do ano de 2008 e 2009 estão representados na Figura 4.73.

⁴ Semanas incompletas

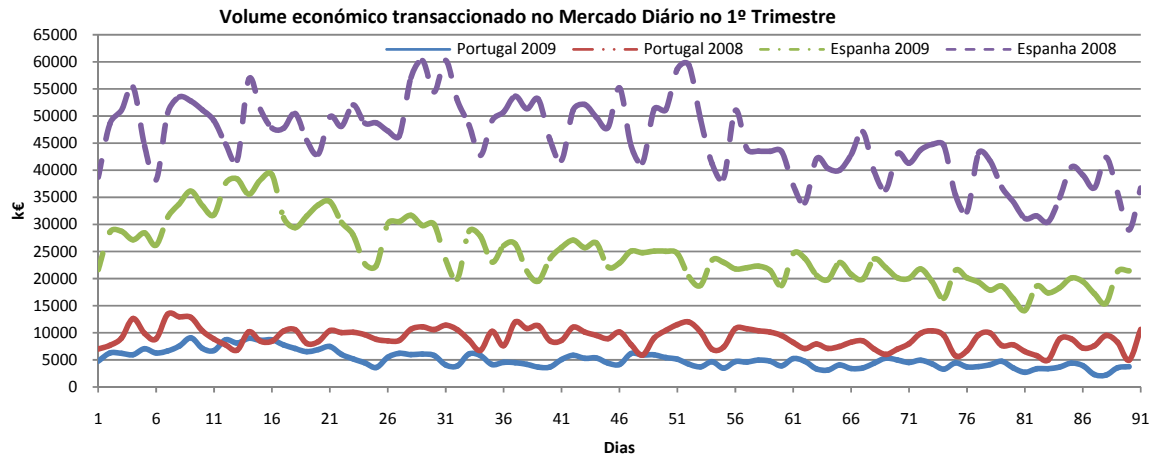


Figura 4.73 - Volume económico transaccionado no Mercado Diário no 1º trimestre do ano de 2008 e 2009.

Como se pode verificar pela análise da Figura 4.73, e dado que houve um decréscimo da quantidade de energia negociada no Mercado Diário, e por consequência do preço, o volume económico também decresceu em ambas as áreas de operação. O decréscimo em Portugal foi de 44 %, enquanto que, em Espanha foi de 46 % (valores comparativos com o mesmo período do ano de 2008).

O volume económico total negociado em cada mês está representado na Tabela 4.63.

Tabela 4.63 - Volume económico total transaccionado no 1º trimestre de 2008 e 2009 em ambas as áreas de operação.

Volume económico transaccionado (k€)				
Meses	Portugal 2009	Portugal 2008	Espanha 2009	Espanha 2008
Janeiro	205553	302420	955431	1535646
Fevereiro	134362	277627	664538	1406480
Março	120756	243173	611862	1189452
Trimestre	460671	823220	2231831	4131578

4.14.4. Solução de restrições técnicas

Relativamente à energia necessária para resolução de restrições técnicas no primeiro trimestre de 2009, e a respectiva comparação com o mesmo trimestre de 2008, pode ser verificada na Figura 4.74.

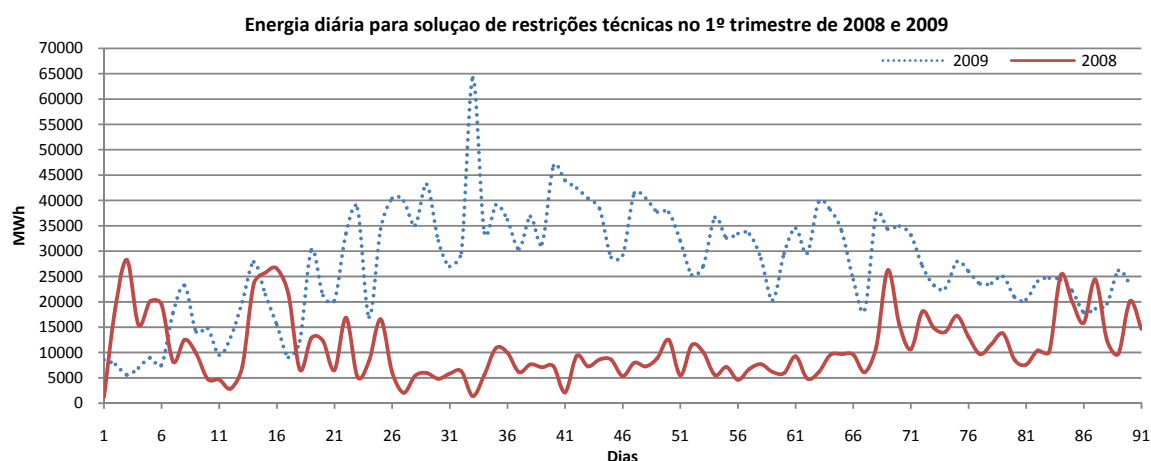


Figura 4.74 - Energia para resolução de restrições técnicas no 1º trimestre de 2008 e 2008.

A quantidade de energia necessária para a resolução de restrições técnicas no Sistema Eléctrico espanhol no 1º trimestre do ano de 2009 foi de 2485,2 GWh, enquanto que no ano de 2008 foi de 988,6 GWh, existindo um incremento de 151 %.

4.14.5. *Market Splitting*

No que concerne ao comportamento do mercado no que diz respeito às interligações, dado que são estas as principais responsáveis pela separação dos mercados, a análise comparativa da aplicação do mecanismo de *Market Splitting* no primeiro trimestre do ano de 2008 e 2009 está representada na Tabela 4.64.

Tabela 4.64 - Comparação da aplicação do mecanismo de *Market Splitting* durante o 1º trimestre de 2008 e 2009.

Meses	2009			2008		
	% do tempo em M.S	Sentido	Excepção (Horas)	% do tempo em M.S	Sentido	Excepção (Horas)
Janeiro	37,4%	Esp -> Port	46	42,3%	Esp -> Port	0
Fevereiro	20,4%	Esp -> Port	73	53,0%	Esp -> Port	1
Março	16,0%	Esp -> Port	26	68,1%	Esp -> Port	0

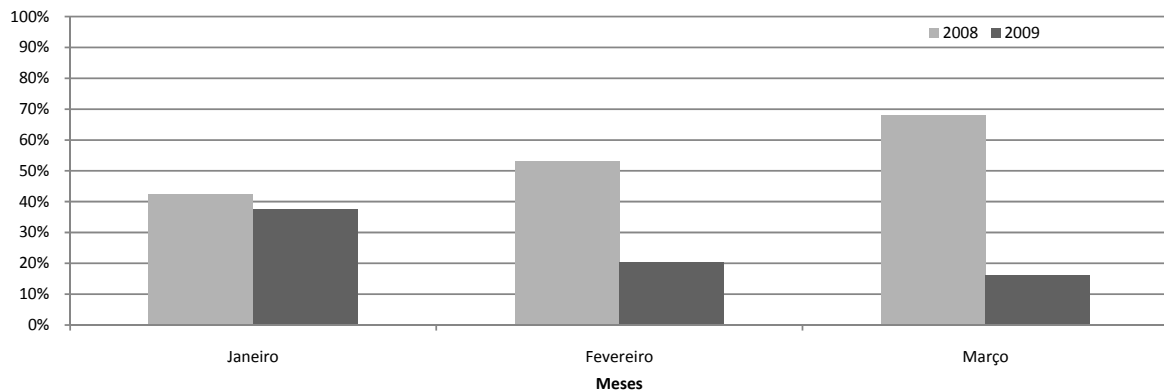


Figura 4.75 - Percentagem de tempo em *Market Splitting* no 1º trimestre de 2008 e 2009.

Como se pode verificar pela análise da Figura 4.75, fazendo uma comparação entre os trimestres homólogos, existiu um decréscimo acentuado na aplicação do mecanismo de *Market Splitting*, para resolução dos congestionamentos na rede. Isto é um bom sinal, dado que, como o intuito da criação do Mercado Ibérico de Electricidade é o de permitir que exista um mercado único de electricidade na Península Ibérica, este decréscimo na aplicação do mecanismo de *Market Splitting*, permite concluir que o mercado já funcionou mais tempo com um único preço. Mas este decréscimo não significou que a capacidade das interligações tenha crescido nestes últimos meses, mas sim que a procura de electricidade diminuiu.

Outro factor a realçar nesta mudança de comportamento do mercado, prende-se com o facto de ter diminuído a hegemonia de exportação de Espanha para Portugal, dado que a necessidade de aplicação do mecanismo de *Market Splitting* era causa quase única das exportações de Espanha para Portugal. Neste primeiro trimestre de 2009 já existiu uma necessidade maior de se aplicar o mecanismo de *Market Splitting* devido aos congestionamentos provocados pelo trânsito de energia no sentido de Portugal para Espanha.

No que diz respeito à diferença mínima e máxima de preços registados entre áreas de operação, em cada mês do 1º trimestre de 2008 e 2009, estas estão representadas na Tabela 4.65.

Tabela 4.65 - Diferença de preços máxima e mínima entre áreas de operação no 1º trimestre de 2008 e 2009.

€/MWh	Diferença de preços					
	2009			2008		
Meses	Mínima	Média	Máxima	Mínima	Média	Máxima
Jan.	-22,35	1,54	22,05	0	4,18	42,19
Fev.	-34,66	-0,44	23,12	-0,299	4,33	30,49
Mar.	-24,92	0,03	19,53	0	6,46	44,98

Como se pode verificar pela Tabela 4.65 a diferença média de preços entre áreas de operação no Mercado Diário diminuiu bastante do ano 2008 para 2009, tal como as diferenças máximas. Em relação às diferenças mínimas, estas aumentaram porque passaram a existir mais congestionamentos no sentido de Portugal para Espanha, querendo isto dizer que houve uma maior diferenciação de preços entre Portugal e Espanha no que diz respeito ao facto de existir menor preço em Portugal.

Nas Figuras 4.76 e 4.77 está representada a ocupação das interligações entre Espanha e Portugal no 1º trimestre do ano de 2008 e 2009.

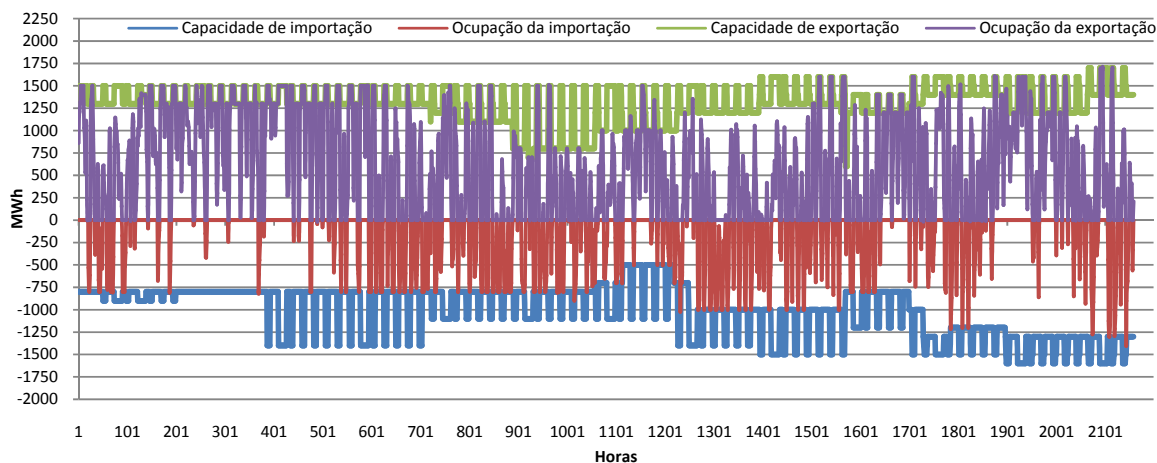


Figura 4.76 - Trânsito de potências nas interligações entre Portugal e Espanha no 1º trimestre de 2009.

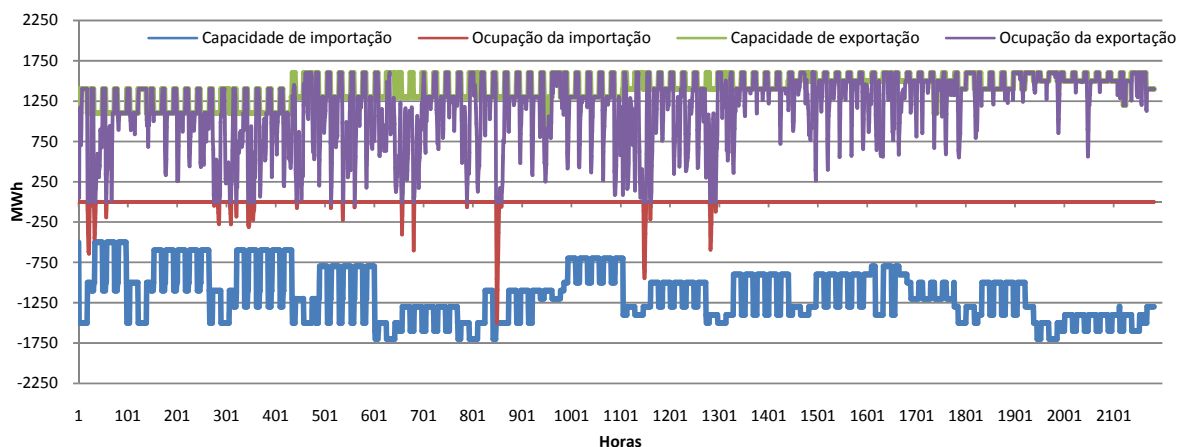


Figura 4.77 - Trânsito de potências nas interligações entre Portugal e Espanha no 1º trimestre de 2008.

Da análise das Figuras 4.76 e 4.77 pode-se verificar que, comparando o 1º trimestre do ano de 2008 com o de 2009, houve um significativo aumento do trânsito de potências no sentido de Portugal para Espanha. Enquanto que, no 1º trimestre do ano de 2008 o trânsito de potências entre Portugal e Espanha se ficou pelos 18347 MWh, no mesmo período do ano de 2009 verificou-se um trânsito de potências de 339497 MWh, ou seja, houve um incremento de 1750 %. Já no sentido importador a Portugal o trânsito de potências no 1º trimestre de 2008 foi de 2566 GWh e no mesmo período de 2009 foi de 1257 GWh tendo-se verificado um decréscimo de 51 %.

A diferença de preços registada no 1º trimestre de 2008 e 2009, entre áreas de operação, está representada na Figura 4.78.

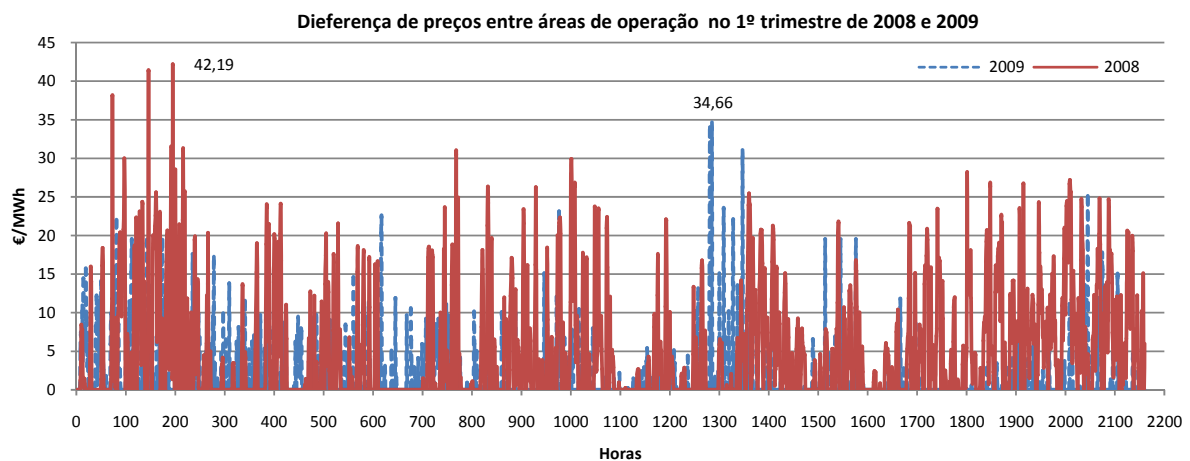


Figura 4.78 - Evolução horária da diferença de preços entre áreas de operação no 1º trimestre de 2008 e 2009.

Da comparação entre trimestres homólogos constatou-se que a diferença de preços entre áreas de operação diminuiu significativamente. Em termos médios, durante o primeiro trimestre de 2008 a diferença de preços foi de 4,82 €/MWh, enquanto que no mesmo trimestre de 2009 se ficou pelos 1,39 €/MWh. Esta análise vem confirmar que a aplicação do mecanismo de separação de mercados de 2008 para 2009 baixou significativamente.

4.14.6. Energia diária por tecnologia

No primeiro trimestre do ano de 2009 as tecnologias que cobriram a procura de electricidade no Mercado Diário para o lado português e espanhol, estão representadas na Figura 4.79.

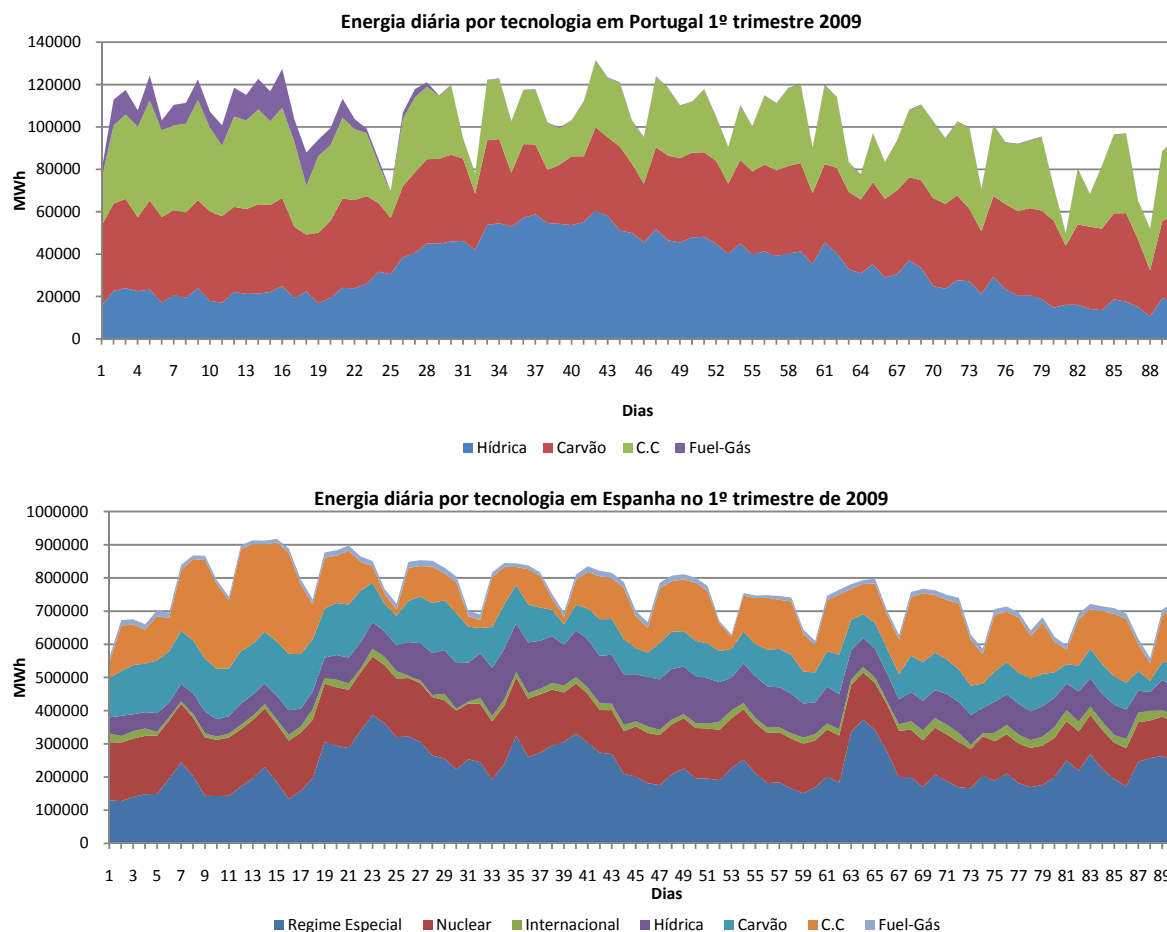


Figura 4.79- Energia diária por tecnologia no Mercado Diário em Portugal e Espanha - 1º trimestre de 2009.

Tabela 4.66 - Energia oferecida por tipo de tecnologia que lança as propostas de venda de energia eléctrica no Mercado Diário no 1º trimestre de 2008 e 2009.

	2009				2008			
	Espanha		Portugal		Espanha		Portugal	
	Total Energia Anual		Total Energia Anual		Total Energia Anual		Total Energia Anual	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Regime especial	20312,54	29,90%	-	-	16502,84	22,37%	-	-
Nuclear	13716,50	20,19%	-	-	15963,88	21,64%	-	-
Internacional	1692,34	2,49%	-	-	1785,98	2,42%	-	-
Hídrica	8814,54	12,98%	2950,67	32,04%	2918,56	3,96%	1523,24	19,5%
Carvão	9964,18	14,67%	3360,08	36,48%	13713,12	18,59%	3127,32	40,0%
C.C	12130,94	17,86%	2641,83	28,68%	22140,50	30,01%	3141,52	40,2%
Fuel-Gás	1301,93	1,92%	257,30	2,79%	741,97	1,01%	32,15	0,4%
Total	67932,99	100%	9209,88	100%	73766,84	100%	7824,23	100%

Das tecnologias que lançaram as propostas de venda de energia eléctrica no Mercado Diário deve de assinalar-se o grande incremento da energia eléctrica de origem hídrica em ambas as áreas de operação. Este facto deveu-se à pouca pluviosidade registada no ano de 2008 em comparação com 2009. Como complemento, houve um decréscimo de produção de centrais térmicas convencionais e ciclo combinado.

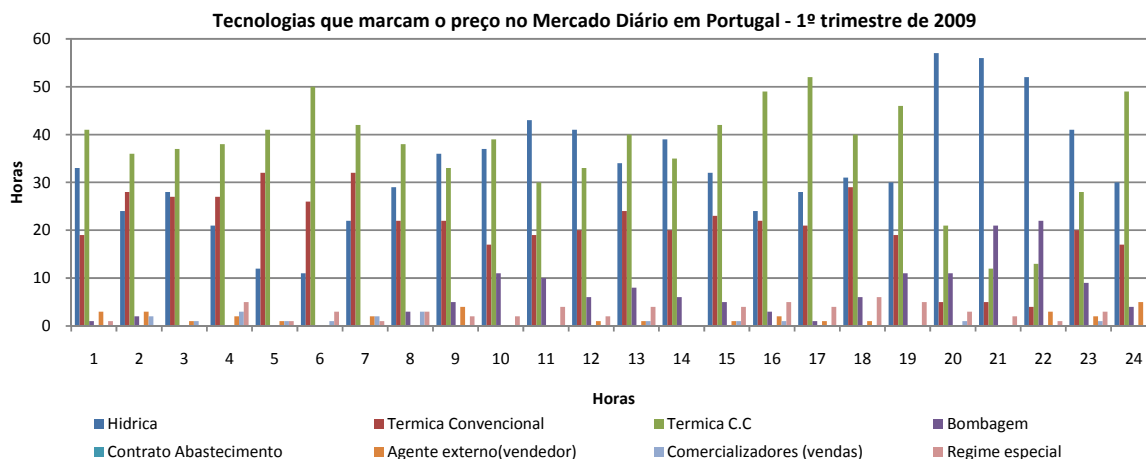
A produção em regime especial em Espanha, dado que tem sido uma aposta dos diversos governos com um conjunto de financiamentos para o seu crescimento, sofreu um incremento de 7,53 % no Mercado Diário.

4.14.7. Tecnologias que marcam o preço no Mercado Diário no 1º trimestre de 2009

Relativamente às tecnologias que marcaram o preço no Mercado Diário, em termos diários, nas duas áreas de operação, não se verificou qualquer tipo de alteração significativa em relação ao assinalado em 4.2.4. Da análise comparativa para os trimestres homólogos, a variação mais significativa deu-se no incremento da produção térmica convencional na marcação do preço de mercado, dado que passou de 500 horas para 615 horas. Em contraponto houve um decréscimo da marcação do preço por centrais com ciclo combinado que passou das 815 horas para as 641 horas. O número de horas em que a produção hídrica marcou o preço de mercado manteve-se sensivelmente constante.

Já para o lado espanhol, verificou-se um incremento significativo de produção hídrica a marcar o preço de mercado nas horas de ponta, dado que em 2008 apenas se registou em 358 horas e em 2009 em 701 horas. Em compensação, a marcação de preço por produção térmica convencional decresceu de 548 horas para as 429 horas.

Da análise horária realizada ao primeiro trimestre de 2009 em ambas as áreas de operação, os resultados obtidos estão representados na Figura 4.80.



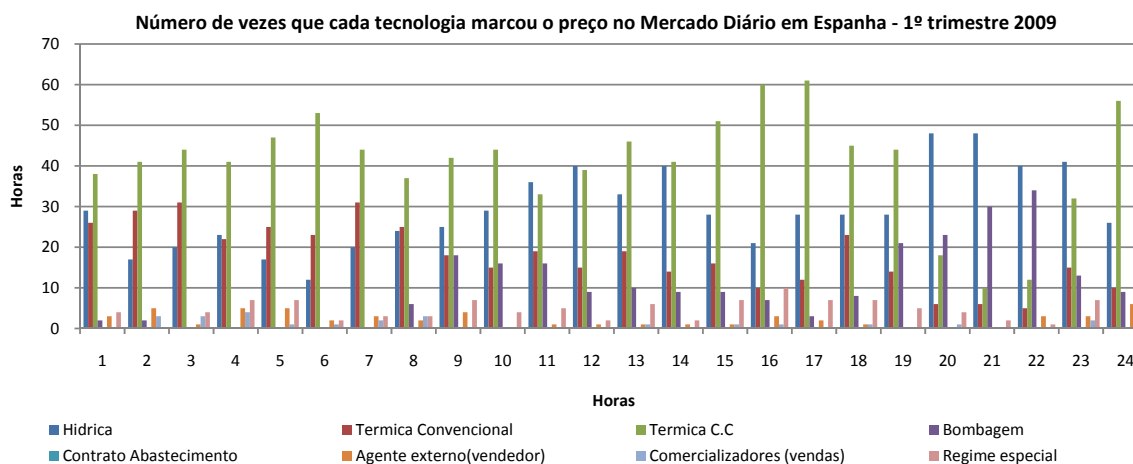


Figura 4.80 - Tecnologias que marcam o preço do Mercado Diário por hora em Portugal e Espanha no 1º trimestre de 2009

Para o lado português, e fazendo uma comparação do 1º trimestre do ano de 2008 e 2009, verificou-se uma diminuição da tendência que se tinha verificado aquando da análise para o mês de Janeiro de 2008 e, posteriormente para o ano completo. Ou seja, deixou de existir a tendência em que a produção hídrica marcava mais vezes o preço de mercado entre as 9 h e a 1h e, entre as 2h e as 8 h era a produção térmica convencional e de ciclo combinado, e passou-se para uma situação em que a térmica convencional e ciclo combinado marcaram o preço de uma forma mais homogénea ao longo do dia sendo a produção hídrica a dominar apenas na ponta da manhã e da tarde. No entanto, marcou também mais vezes nas outras horas o que não acontecia em 2008, sinal da maior abundância de água, o que permitiu que não fosse necessário apenas guardar o recurso hídrico para as horas de maior consumo, poupando assim outras formas de energia mais poluentes e caras.

4.15. Mercado Intradiário no 1º trimestre de 2009

4.15.1. Preço, energia e volume contratados

A Tabela 4.67 permite avaliar a evolução do Mercado Intradiário, no que diz respeito aos preços e energia contratada no 1º trimestre de 2008 e de 2009.

Tabela 4.67 - Preços e Energia média contratada no Mercado Intradiário no 1º trimestre de 2008 e 2009.

Portugal								
Preços médios mensais								
	2009			2008			Energia média	
Meses	Mínimo	Médios	Máximo	Mínimo	Médios	Máximo	2009	2008
Jan.	27,07	50,67	70,95	42,88	71,79	93,07	17727,19	6310,03
Fev.	14,89	39,65	63,51	48,02	70,84	91,58	13184,21	6105,03
Mar.	24,98	38,58	51,69	46,38	63,48	82,61	8392,10	6568,61
Trimestre	14,89	42,97	70,95	42,88	68,70	93,07	13101,17	6327,89
Espanha								
Preços médios mensais								
	2009			2008			Energia média	
Meses	Mínimo	Médios	Máximo	Mínimo	Médios	Máximo	2009	2008
Jan.	25,36	49,80	71,13	30,83	69,71	94,31	66101,03	55092,68
Fev.	16,51	39,91	62,13	37,94	70,55	96,21	82009,96	48152,93
Mar.	25,97	38,75	52,61	34,07	59,00	81,66	68482,03	52035,26
Trimestre	16,51	42,82	71,13	30,83	66,42	96,21	72197,68	51760,29

No que diz respeito aos preços médios praticados no Mercado Intradiário, verificou-se um decréscimo significativo em todos os meses em ambas as áreas de operação, como se pode verificar pela Tabela 4.67. Já em relação à energia média mensal contratada, verificou-se um aumento na quantidade em ambas as áreas de operação em todos os meses. Em Portugal o incremento médio trimestral foi de 108,2 % e em Espanha foi de 40,6 %.

Estes resultados mostram que durante o ano de 2008 houve uma progressiva massificação da quantidade de energia contratada no mercado, principalmente no lado português, e por consequência, com o aumento do número de agentes verificou-se um aumento da concorrência e com isso, uma diminuição dos preços.

As Figuras 4.81 e 4.82, onde estão representadas a evolução do preço e energia contratada no Mercado Intradiário em ambos os períodos, nas duas áreas de operação, comprovam esta análise.

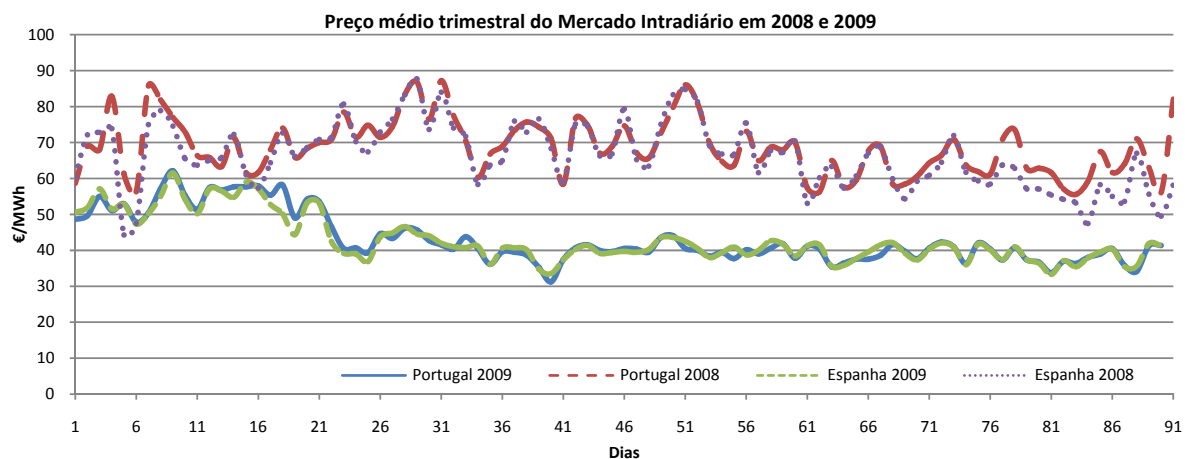


Figura 4.81 - Evolução diária do preço médio no Mercado Intradiário em Portugal e Espanha no 1º trimestre de 2008 e 2009.

Como se pode verificar, relativamente ao preço médio por área de operação, houve um decréscimo significativo do ano 2008 para 2009. Em Portugal a descida média no preço foi de 37,2 % e em Espanha de 35,2 %.

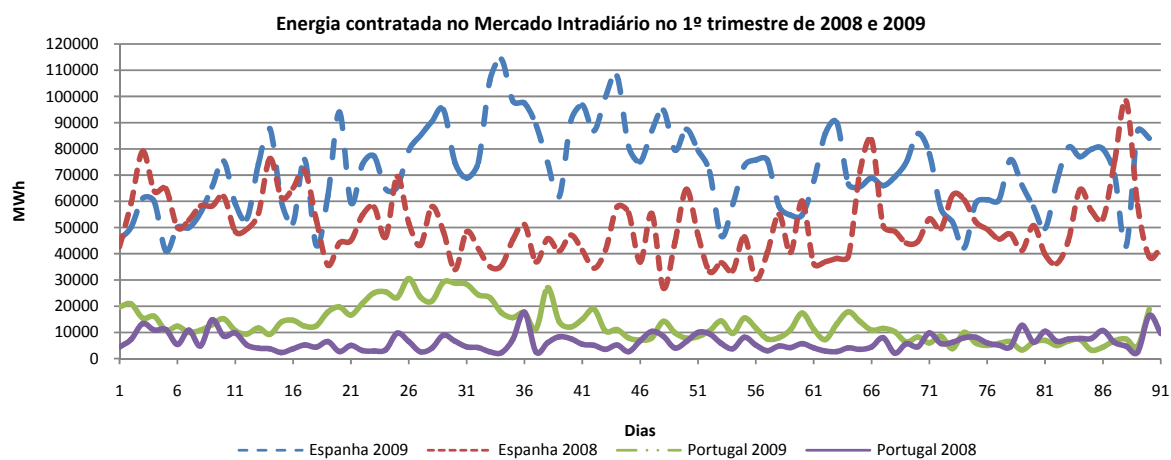


Figura 4.82 - Evolução diária da energia contratada no Mercado Intradiário em Portugal e Espanha no 1º trimestre de 2008 e 2009.

4.15.2. Análise por sessão do Mercado Intradiário no 1º trimestre de 2009

Os resultados da energia média trimestral contratada em cada hora, de cada sessão, no Mercado Intradiário em Portugal estão representados na Figura 4.83.

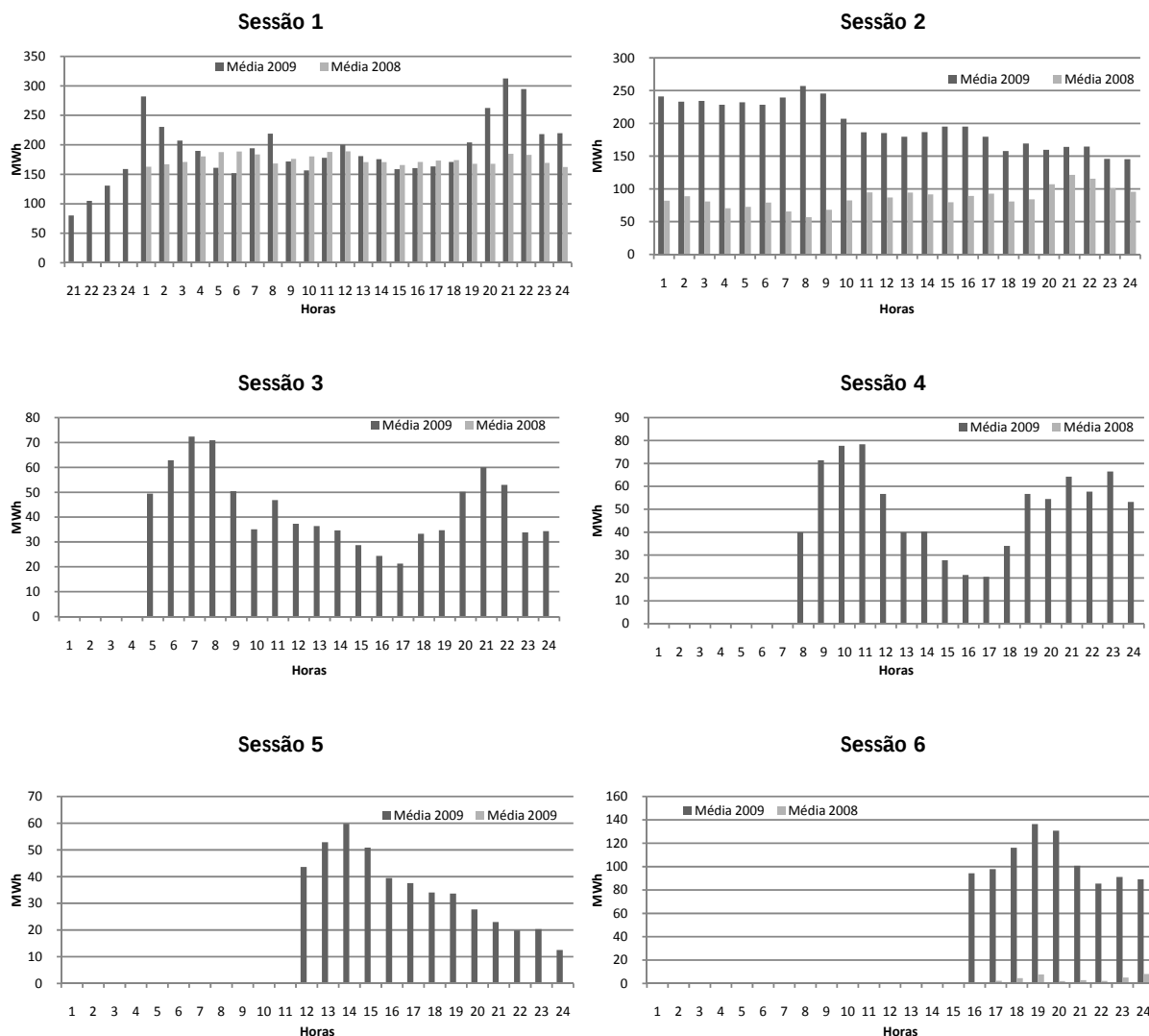


Figura 4.83 - Energia média no 1º trimestre por hora por sessão no Mercado Intradiário em Portugal 2009.

Da análise efectuada para a energia média contratada nas 6 sessões do Mercado Intradiário, no 1º trimestre do ano de 2009, e respectiva comparação com o período homólogo de 2008, pode concluir-se que existiu uma evolução crescente da utilização deste mercado. Como se pode verificar pela Figura 4.83, enquanto que, no 1º trimestre do ano de 2008 apenas as duas primeiras sessões e a última sessão do Mercado Intradiário eram usadas para contratação de energia eléctrica, no primeiro trimestre de 2009 já todas as sessões foram

usadas para compra e venda de energia eléctrica, verificando-se também um incremento na quantidade de energia eléctrica negociada. Com estes resultados, pode-se concluir que ao longo do ano de 2008 existiu uma evolução progressiva da utilização das diversas sessões do Mercado Intradiário, nomeadamente em Portugal, ao ponto de existir actualmente uma plena utilização deste recurso no Mercado Ibérico.

Relativamente ao lado espanhol a energia média horária contratada no 1º trimestre de 2009, e respectiva comparação com o período homólogo de 2008, está representada na Figura 4.84.

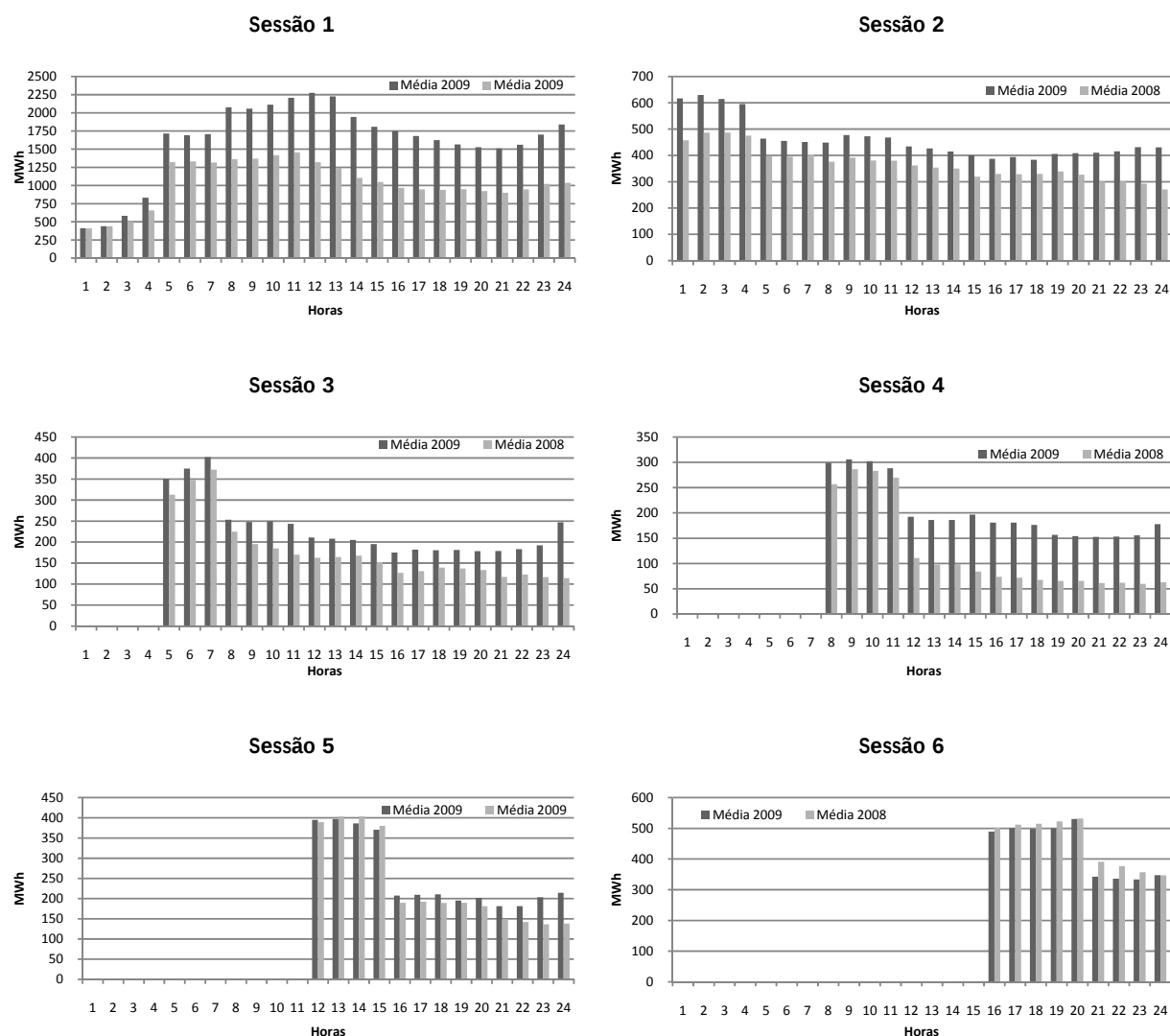


Figura 4.84 - Energia média no 1º trimestre por hora por sessão no Mercado Intradiário em Espanha - 2009.

O uso das 6 sessões do Mercado Intradiário no lado espanhol já era recorrente durante todo o ano de 2008, e neste primeiro trimestre de 2009 manteve-se. De salientar o crescimento na quantidade de energia contratada nas quatro primeiras sessões e a manutenção da evolução da energia contratada em cada hora em todas as sessões do mercado.

Os preços praticados nas seis sessões do Mercado Intradiário em ambas as áreas de operação estão representados nas Figuras 4.85 e 4.86.

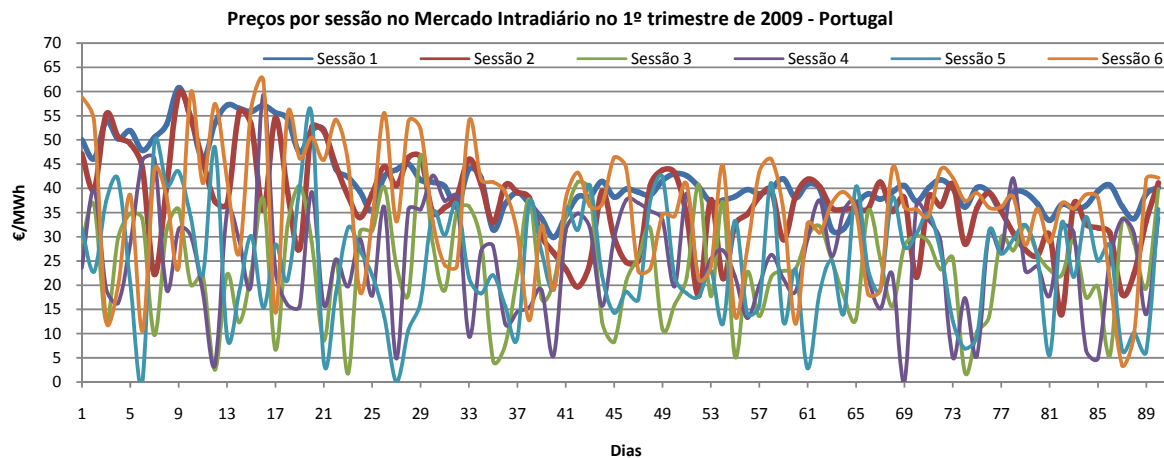


Figura 4.85 - Evolução dos preços por sessão no Mercado Intradiário no 1º trimestre de 2009 - Portugal.

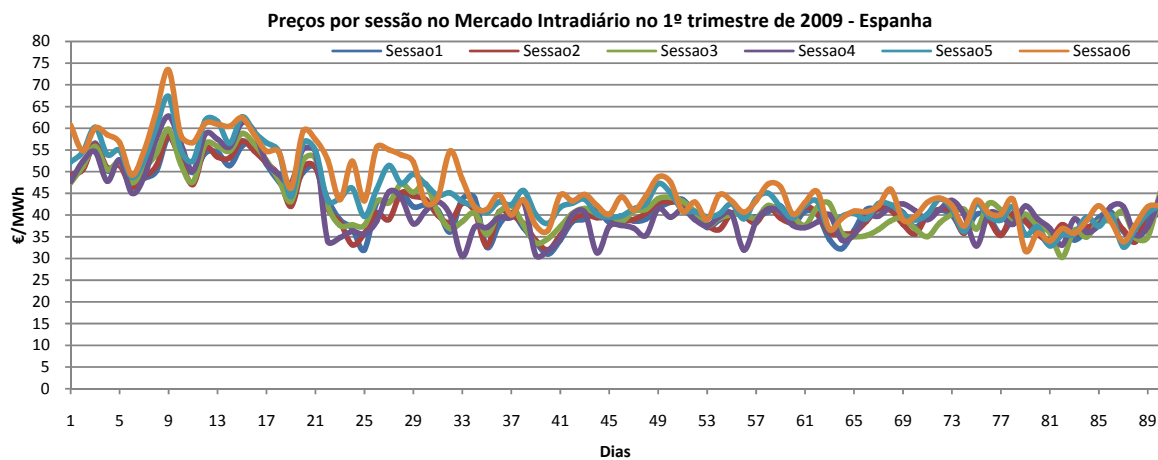


Figura 4.86 - Evolução dos preços por sessão no Mercado Intradiário no 1º trimestre de 2009 - Espanha.

Como se pode verificar pela análise das Figuras 4.85 e 4.86, a volatilidade dos preços nas diversas sessões do Mercado Intradiário em Portugal manteve-se muito elevada. Tal como já se tinha concluído da análise realizada para Janeiro de 2008, e posteriormente para o ano de 2008, as duas primeiras sessões são as que têm menor volatilidade no preço quando comparadas com as restantes.

Já em Espanha mantém-se a mesma homogeneidade entre sessões, no que diz respeito à volatilidade dos preços de mercado, apesar de a aderência dos agentes ser diferente por sessão tal como as quantidades de energia transaccionadas. No lado espanhol, e devido à menor volatilidade dos preços, a Figura 4.86 permite verificar uma tendência decrescente dos preços nas diversas sessões do Mercado Intradiário em Espanha. O mesmo aconteceu do lado português como se pode verificar na Figura 4.85.

4.15.3. Programa Horário Final dos diversos agentes - 1º trimestre de 2009

Para o programa horário final das diversas unidades de produção para o lado português, as unidades que ofereceram as suas propostas de venda de energia eléctrica neste programa manteve-se, relativamente à análise realizada no ano de 2008, com percentagens de mercado mais ou menos inalterados por parte da EDP e da REN TRADING, SA, como se pode verificar pela Tabela 4.68.

Tabela 4.68 - Quotas das unidades de produção no PHF em Portugal - 2009.

Código	Agente titular	Energia (MWh)	Quota energia (%)	
EDPEP	EDP-ENERGÍAS DE PORTUGAL	2.472.587,0	74,25	Jan.
RENTG	REN TRADING S.A.	857.522,0	25,75	
Total		3.330.109,0	100	
EDPEP	EDP-ENERGÍAS DE PORTUGAL	2.580.437,6	83,02	Fev.
RENTG	REN TRADING S.A.	527.638,2	16,98	
Total		3.108.075,8	100	
EDPEP	EDP-ENERGÍAS DE PORTUGAL	2.113.507,8	76,25	Mar.
RENTG	REN TRADING S.A.	658.175,6	23,75	
Total		2.771.683,4	100	

Em relação à quota das unidades de aquisição em Portugal, estas estão representadas na Tabela 4.69.

Tabela 4.69 - Quotas das unidades de aquisição no PHF em Portugal - 2009.

Código	Agente titular	Energia (MWh)	Quota energia (%)	
EDPSE	EDP SERVIÇO UNIVERSAL	3.700.280,5	96,389	Jan.
EDPCO	EDP COMERCIAL-COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	93.743,4	2,442	
EDPEP	EDP-ENERGIAS DE PORTUGAL	36.961,1	0,963	
OUTROS	OUTROS (Quotas <0,1%)	7.923,1	0,206	
Total		3.838.908,1	100	
EDPSE	EDP SERVIÇO UNIVERSAL	3.032.005,4	94,520	Fev.
EDPCO	EDP COMERCIAL-COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	142.754,3	4,450	
EDPEP	EDP-ENERGIAS DE PORTUGAL	26.225,2	0,818	
OTROS	OTROS (Quotas <0,1%)	6.803,6	0,212	
Total		3.207.788,5	100	
EDPSE	EDP SERVIÇO UNIVERSAL	2.749.098,4	89,238	Mar.
EDPCO	EDP COMERCIAL-COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	244.851,9	7,948	
ENDEN	ENDESA ENERGÍA	62.234,7	2,020	
EDPEP	EDP-ENERGIAS DE PORTUGAL	13.256,4	0,430	
IBEGE	IBERDROLA GENERACIÓN	8.794,7	0,285	
OTROS	OTROS (Quotas <0,1%)	2.391,7	0,078	
Total		3.080.627,8	100	

No que diz respeito às unidades que adquiriram energia eléctrica das diversas sessões do Mercado Intradiário em Portugal, durante o primeiro trimestre de 2009, há a salientar o facto de, relativamente a Dezembro de 2008, terem deixado de adquirir energia no PHF em Portugal a *Endesa Energia* e a *Unión Fenosa Comercial* nos dois primeiros meses do ano de 2009, sendo que no mês de Março a *Endesa Energia* e a *Iberdrola Generación* voltaram a participar no PHF ainda que com percentagens baixas.

4.16. Operação técnica do Sistema para o 1º trimestre de 2009

Para os processos de operação técnica do sistema, para o Sistema Eléctrico espanhol, os dados obtidos, para a energia total a subir e a descer utilizada nos processos de operação técnica do sistema, são apresentados na Tabela 4.70.

Tabela 4.70 - Energia total a subir ou a descer utilizada em processos de operação técnica do sistema no 1º trimestre de 2009.

	Janeiro		Fevereiro		Março	
	Energia a Subir	Energia a Descer	Energia a Subir	Energia a Descer	Energia a Subir	Energia a Descer
Banda horária média de regulação secundária (MW)	764	548	661	493	711	520
Gestão de desvios (GWh)	173	151	44	196	64	257
Energia de regulação secundária (GWh)	100	113	71	112	84	102
Energia de regulação terciária (GWh)	272	230	128	250	145	261
Procedimentos especiais ou de emergência (GWh)	117	84	64	51	48	23
Total Energia (GWh)	662	578	307	609	341	642
Valor económico (kEUR)	47883	18017	17255	15888	18445	16628

Como se pode verificar pela análise da Tabela 4.70 houve um decréscimo significativo na quantidade de energia total a subir usada na operação técnica do sistema do mês de Janeiro para os seguintes, existindo um decréscimo de Janeiro para Fevereiro e Março de 53,6 % e 48,6 %, respectivamente. Comparando como o mesmo período homólogo de 2008 verificou-se, pelas Tabelas 4.70 e 4.55, um acréscimo em Janeiro de 78,4 %, de 38,2 % em Fevereiro e um decréscimo de 24,2 % em Março.

Relativamente à quantidade de energia a descer, em cada um dos meses, verificou-se um aumento trimestral, sendo que, em todos os meses do trimestre de 2009 houve um incremento na quantidade de energia a descer quando comparado com 2008. No mês de Janeiro houve um incremento de 59,6 %, em Fevereiro de 29,0 % e em Março de 39,3 % em comparação com os mesmos meses do ano anterior.

Os preços médios correspondentes aos processos de operação técnica do sistema em Espanha durante o primeiro trimestre de 2009 estão representados na Tabela 4.71.

Tabela 4.71 - Preços médios devidos a processos de operação técnica do sistema no 1º trimestre de 2009.

Preços Médios (€/MWh)	Banda de regulação sec.	Gestão Desvios a Subir	Gestão Desvios a Descer	Energia Reg sec. a subir	Energia Reg. Sec a descer	Energia Reg. Terc. a subir	Energia Reg. Terc. a descer
Jan.	16,62	59,63	35,24	51,57	38,9	64,32	31,42
Fev.	24,48	45,62	29,89	41,74	28,87	50,33	25,33
Mar.	13,11	46,5	27,41	41,07	27,29	52,15	25,02

Como se pode verificar pela análise da Tabela 4.71, e tal como aconteceu na análise realizada para o ano de 2008, a energia de regulação terciária a subir com 21,49 %, a gestão de desvios a subir com 19,52 % e a energia de regulação secundária a subir com 17,31 % são os processos com um “peso” mais elevado no custo da Operação Técnica do Sistema.

4.17. Garantia de abastecimento no 1º trimestre de 2009

No primeiro trimestre de 2009 o custo por garantia de abastecimento no Sistema Eléctrico espanhol, e a energia adquirida por comercializadores, consumidores elegíveis e agentes externos, estão indicados na Tabela 4.72.

Tabela 4.72 - Energia e custo por garantia de abastecimento mensal no 1º trimestre de 2009 para comercializadores, consumidores elegíveis e agentes externos.

Período	Energia final MWh	Mercado Diário €/MWh	Mercado Intradiário €/MWh	Restrições €/MWh	Processos O.S €/MWh	Garantia abastecimento €/MWh	Total €/MWh
Jan-09	11066373,23	51,12	-0,04	2,09	0,95	3,13	57,24
Fev-09	10519125,42	41,62	-0,08	2,36	1,23	3,18	48,32
Mar-09	11016138,97	38,81	-0,01	1,6	0,82	1,98	43,21

Mais uma vez mantém-se a tendência da parcela de garantia de abastecimento, ter um “peso” significativo na formação do preço final, dado que, é a segunda parcela com maior “peso”, depois da parcela associada ao Mercado Diário.

Da análise comparativa com os três primeiros meses de 2008 verifica-se que os valores referentes aos três primeiros meses de 2009 se alteraram pouco no que se refere ao valor da garantia de abastecimento. No entanto, o seu “peso” aumentou dado que houve um decréscimo da parcela do Mercado Diário tal como se pode verificar nas Tabelas 4.72 e 4.57.

4.18. Preço horário Final (PHF) no 1º trimestre de 2009

A evolução do preço horário final para comercializadores, clientes elegíveis e agentes externos no 1º trimestre de 2009 no Sistema Eléctrico espanhol está retratada na Figura 4.87.

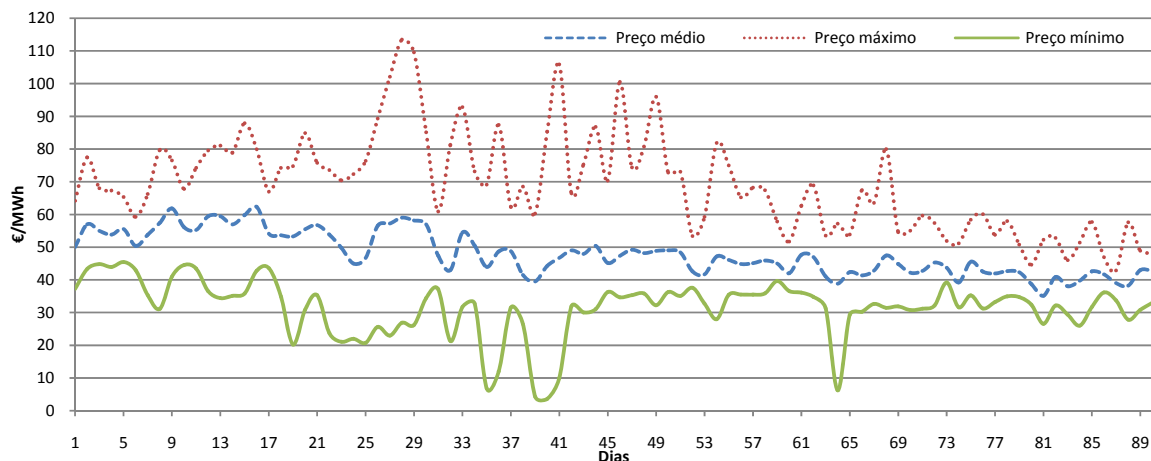


Figura 4.87 - Preço horário Final diário no 1º trimestre de 2009 no Sistema Eléctrico espanhol.

O preço horário final em 2009, quando comparado com o período homólogo de 2008, é inferior em termos médios, máximos e mínimos diários.

Relativamente ao preço máximo diário, este é inferior ao verificado em 2008 em 86 dos 90 dias do trimestre. O preço médio máximo em 2009 foi de 69,27 €/MWh e no ano de 2008 foi de 90,76 €/MWh, havendo um decréscimo de 24,00 % no preço médio máximo.

O preço médio no ano de 2009 foi inferior ao verificado em período homólogo em todos os dias no trimestre. O preço médio trimestral em 2009 foi de 47,95 €/MWh e no mesmo período de 2008 foi de 70,2 €/MWh, o que significa um decréscimo de 31,65 %.

O preço mínimo em 2009 foi inferior ao de 2008 em 83 dos 90 dias. O preço médio mínimo trimestral em 2009 foi de 31,54 €/MWh e em 2008 foi de 47,54 €/MWh o que significa um decréscimo de 33,65 %.

O “peso” de cada uma das parcelas na construção do preço horário final para o 1º trimestre de 2009 no Sistema Eléctrico espanhol está representado na Figura 4.88.

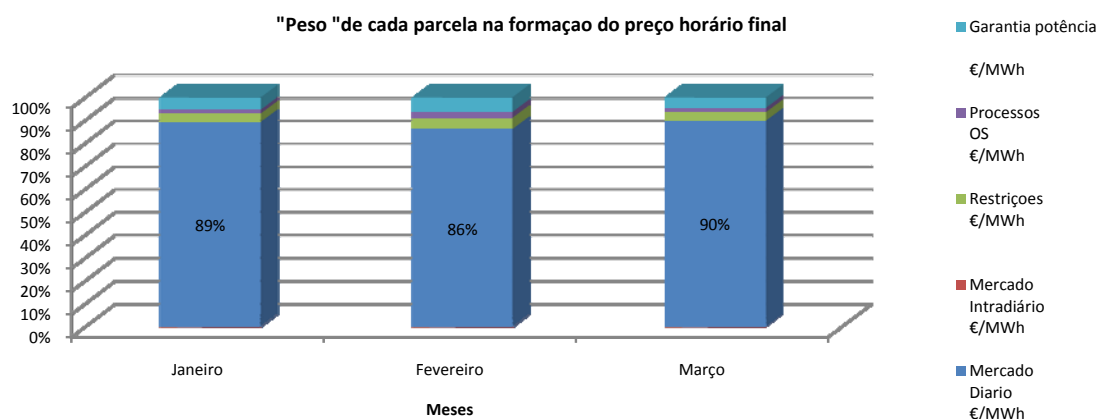


Figura 4.88 - Peso de cada uma das parcelas na formação do preço horário final – 1º trimestre de 2009.

Como se pode verificar pela Figura 4.88, houve um decréscimo da importância da parcela do Mercado Diário na formação do PHF em relação ao 1º trimestre de 2008, ainda que mantendo-se como a principal parcela constituinte do preço horário final.

Capítulo 5

Conclusões

Os sistemas de energia eléctrica, interligados numa primeira fase por razões de segurança e mais tarde utilizando interligações para o estabelecimento de contratos de longo prazo com fins comerciais, são agora palco de um mercado mais complexo.

O sector eléctrico no passado, e antes do processo de reestruturação, era verticalmente integrado em que uma única empresa, em cada país ou área geográfica, detinha o monopólio do sistema desde a produção até ao relacionamento com o cliente final, dado que cada uma tinha uma área concessionada não existindo por isso qualquer tipo de concorrência.

No entanto, na década de 90 deu-se o início do processo de reestruturação do sector eléctrico, em Inglaterra, e a partir dessa data o princípio de funcionamento dos sistemas eléctricos evoluiu de forma considerável.

Este processo consistiu basicamente na passagem de um sistema verticalmente integrado, em que uma única empresa detinha o monopólio em termos de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica, para um desverticalizado, criando com isso, condições para um aumento da concorrência na produção e comercialização. Surgiram também diversas entidades como os Operadores do Sistema, Entidades Reguladoras e Operadores de Mercado. Este processo de reestruturação tem o seu ponto mais alto com o início da formação de mercados transnacionais, sendo que o primeiro a ser formado foi o *Nordpool* na Península da Escandinávia. Outro aspecto a salientar neste processo de reestruturação tem a ver com a implementação de mecanismos de mercado, dado que se passou de uma situação em que apenas era possível negociar energia através da realização de contratos bilaterais, para uma situação em que também passou a ser possível recorrer ao

mercado de energia, o chamado mercado *Pool*, para se efectuarem propostas de compra e venda de energia eléctrica dentro das normas estipuladas para o seu funcionamento.

O desenrolar deste processo, veio originar, posteriormente a formação do Mercado Ibérico de Electricidade e alterou também a estrutura de funcionamento do sector eléctrico em Portugal e Espanha.

A criação de condições para o processo de implementação da abertura total do mercado de electricidade em Portugal levou a que fosse necessária a criação de regulação nos monopólios das redes de transporte e distribuição e, à eliminação dos mesmos na parte da produção e comercialização. Com isso, tornou-se necessário o desmantelamento da maioria dos CAE (Contratos de Aquisição de Energia), uma vez que configuravam uma reserva de mercado e uma barreira à entrada de novos produtores, devido ao relacionamento de longo prazo que estes acarretavam. Para compensar a eliminação destes contratos, e como forma de compensar as entidades produtoras, surgiram os CMEC (Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual).

A data de 1 de Julho de 2007 marcou o arranque oficial do operador comum do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), depois de diversos impasses e cimeiras realizadas entre os dois países, neste caso Portugal e Espanha, permitindo colocar em prática, mais efectiva, um projecto que já vinha sendo o desejo dos dois países à bastante tempo, mas que uma série de restrições o tornaram mais difícil.

O intuito principal da criação do Mercado Ibérico de Electricidade era o de passar de dois mercados nacionais, nomeadamente Portugal e Espanha, para um mercado transnacional que permitisse um aumento de concorrência entre agentes de mercado e, aproveitar o melhor dos recursos disponíveis de cada uma das áreas de operação. No entanto, o que se verificou ao longo do ano de 2008 foi que o funcionamento do mercado se realizou na maior parte do tempo em separado, mais concretamente em 62 % das horas desse ano. Em consequência desta situação, os preços também foram diferenciados por área de operação. Em Espanha, dado ser a área exportadora em mais horas, originou que os preços médios mensais praticados no Mercado Diário durante o ano de 2008 fossem inferiores quando comparados com os verificados em Portugal.

Assim, pode-se concluir que as interligações constituem um entrave importante ao funcionamento de qualquer tipo de mercado transnacional, neste caso do MIBEL. Com efeito, quando a capacidade das linhas não é suficiente para que possam ser implementados os despachos realizados tendo em conta apenas factores económicos, seja necessária a aplicação do mecanismo de *Market Splitting* para a resolução desses congestionamentos.

Concluiu-se também que uma das principais razões que conduziram a que a exportação de Espanha para Portugal fosse superior à realizada em sentido inverso, se deveu à quantidade de energia que é oferecida a preço nulo, ou muito baixo, em Espanha ser muito elevada quando comparada com Portugal. Enquanto que, em Espanha a quantidade de energia que vai

a mercado a preço nulo, ou muito reduzido, se situa casa dos 20000 MWh, em Portugal esse valor anda perto dos 1000 MWh. Este grande diferencial de quantidades, para além da diferente envergadura dos mercados, tem como principais causas o facto de existir produção de electricidade a partir de fonte nuclear em Espanha, que tem um custo de produção muito reduzido, e também o facto de a produção em regime especial ser diferenciada por áreas de operação, nomeadamente a produção eólica. Enquanto que, em Portugal a energia eléctrica provinda da produção em regime especial é injectada directamente na rede, ou seja, tem de ser automaticamente despachada, em Espanha, dependendo da potência, esta pode ir a mercado e fazer as suas propostas de venda da energia eléctrica.

Todos estes factores originaram que em 2008 o Mercado Ibérico de Electricidade tivesse funcionado na maioria das horas com um regime de preços diferenciado por área de operação, sendo que ao longo do ano de 2008 este chegou a atingir um máximo diferencial de 50,19 €/MWh.

Do estudo realizado ao longo do ano de 2008, relativamente às tecnologias que marcaram o preço de mercado no Mercado Diário em Portugal, constatou-se que as que mais frequentemente o fizeram foram a hídrica, a térmica a ciclo combinado e a térmica convencional. Mas se para as térmicas seria normal que estas marcassem o preço de mercado com uma certa frequência, dado que podem ter custos de produção relativamente elevados, já a marcação do preço por parte das centrais hídricas foi um pouco surpreendente dado que este tipo de tecnologia tem um custo de produção de energia eléctrica muito baixo. No entanto, este tipo de centrais têm de abater os custos de investimento sendo outro factor muito relevante o valor do recurso água. Dado que 2008 foi um ano muito seco, apenas se utilizou o recurso água quando estritamente necessário, ou seja, nas horas de ponta e cheias do diagrama de cargas.

Relativamente à análise horária realizada para o lado português, foi identificada uma tendência, em termos de tecnologias que marcaram o preço de mercado. Assim, no período nocturno foram as centrais térmicas a marcar o preço com maior frequência e no período diurno foram as centrais hídricas que mais vezes o fizeram.

Para o Mercado Intradiário, durante o ano de 2008 verificou-se uma evolução bastante positiva, no que diz respeito à adesão dos agentes de mercado. Para o lado português a entrada neste mercado sempre foi muito reticente já que o conhecimento existente sobre o mesmo e as vantagens que poderiam advir do seu uso ainda era reduzido. Assim, no início do ano, no lado português, apenas as duas primeiras sessões e a sexta eram usadas para se efectuarem transacções de energia eléctrica, com quantidades não muito significativas. Com o evoluir do tempo e com o aprofundamento do conhecimento deste tipo de mercado, e principalmente com a entrada a “full-time” da EDP TRADING, em Junho de 2008, a adesão

dos agentes de mercado às sessões respectivas foi aumentando e, a partir do mês de Junho de 2008, todas as sessões passaram a ser usadas para a apresentação de propostas de compra e venda de energia eléctrica. Assim, a quantidade de energia eléctrica transaccionada neste mercado também foi crescendo.

Com o continuado crescimento que este mercado tem vindo a realizar nestes últimos tempos, poderá ser possível num futuro, mais ou menos próximo, a existência de uma sessão por hora.

Relativamente aos preços praticados no Mercado Intradiário, verificou-se ao longo do ano uma evolução similar ao ocorrido no Mercado Diário. Mas mais relevante, relativamente a estes, o estudo realizado nas diversas sessões em ambas as áreas de operação permitiu verificar a grande volatilidade dos preços praticados nas diferentes sessões no lado português quando comparados com Espanha. Isto vem confirmar que o funcionamento deste mercado, em Portugal, ainda que tenha evoluído de uma forma muito positiva ao longo do ano, não está tão sedimentado como o que se pratica no lado espanhol. A existência de menos agentes de mercado pode ser uma das justificações para a maior volatilidade dos preços, dado que existe menor concorrência.

Em relação às quotas das unidades de produção de energia no programa horário final, em Portugal existiu uma liderança destacada por parte da EDP Produção que se manteve ao longo do ano de 2008. Em relação às quotas de aquisição de energia em Portugal o domínio foi da EDP Serviço Universal mantendo-se este domínio também ao longo do ano.

Relativamente à formação do preço horário final, e como já seria de esperar, a grande fatia da sua constituição está associada ao preço do Mercado Diário sendo que a parcela que se lhe segue corresponde à garantia de abastecimento. Isto permite concluir da importância que é atribuída à garantia de abastecimento, ainda que em comparação com a parcela devida ao preço do Mercado Diário seja bastante mais reduzida.

Durante o ano de 2009 têm existido mudanças importantes na tendência que vinha a existir no funcionamento do mercado no MIBEL. Devido a esse facto, foi considerado importante realizar uma análise ao primeiro trimestre do ano de 2009 e fazer uma comparação com o período homólogo de 2008, para verificar quais foram as principais mudanças registadas no comportamento do mercado.

Com a crise económica mundial que se tem vindo a fazer sentir em todos os sectores, tem-se verificado uma diminuição do consumo de electricidade. Esta redução reflecte-se igualmente na quantidade de energia eléctrica transaccionada no Mercado Ibérico nas duas áreas de operação. Do estudo realizado verificou-se uma redução de 10 % e 18% em Portugal e Espanha, respectivamente. Com a diminuição da procura de electricidade, os preços ressentem-se e acompanham a mesma tendência. Da análise realizada para períodos homólogos, verificou-se que, tal como em relação à quantidade de energia contratada, houve uma redução relativamente acentuada dos preços praticados no Mercado Diário em ambas as

áreas de operação. No entanto, o facto mais relevante foi o de pela primeira vez desde a entrada do MIBEL em funcionamento, os preços médios semanais em Portugal terem sido inferiores aos registados em Espanha. Isto ocorreu na semana de 25 a 31 de Janeiro de 2009.

A retracção económica e a redução do consumo de energia eléctrica, levaram a que as situações de congestionamento das interligações baixassem significativamente, e com isso, o mecanismo de *Market Splitting* não fosse tantas vezes utilizado. Assim, verificou-se uma diminuição acentuada do tempo em que os mercados funcionaram separados, devido ao menor consumo de energia eléctrica o que conduziu a um incremento do funcionamento do mercado de electricidade como um todo e não separado por áreas de operação. Como consequência, existiu um decréscimo da quantidade de energia eléctrica exportada de Espanha para Portugal e, ao invés, um incremento bastante significativo da quantidade de energia exportada de Portugal para Espanha. Por consequência, a necessidade de aplicação do mecanismo de *Market Splitting* devido a congestionamentos provocados no sentido de Portugal para Espanha aumentou de forma significativa.

O Mercado Intradiário acompanhou a descida de preços ocorrida no Mercado Diário, não só devido à retracção da actividade económica mas também pelo facto de se estar a fazer uma análise em termos homólogos. Assim, e como já foi referido anteriormente, com a adesão de mais agentes a este tipo de mercado verificou-se um aumento de concorrência que originou uma redução dos preços.

Como nota final, e fazendo uma síntese à evolução do mercado no ano de 2008, verificou-se que o Mercado Ibérico de Electricidade tem tido uma evolução positiva em ambas as áreas de operação, com especial relevância para o lado português, dado que partiu praticamente do zero enquanto que, em Espanha este tipo de funcionamento já vinha sendo implementado. No entanto, e dado que este mercado ainda está em crescimento, existem uma série de factores a melhorar, como o aumento da capacidade nas interligações entre áreas de operação, para que este funcione mesmo como um mercado único e não particionado em duas fracções. De qualquer forma, por razões ainda que conjunturais, o 1º trimestre de 2009 revelou um comportamento bastante mais equilibrado entre as duas áreas de operação com menos horas em que se recorreu ao mecanismo de *Market Splitting* e com períodos mais longos em que o preço verificado em Portugal foi inferior ao obtido em Espanha.

A recuperação económica e consequente retoma do consumo de energia eléctrica permitirá verificar se este maior equilíbrio é constituinte e duradouro ou se regressará ao comportamento desequilibrado que se registou em 2007 e 2008.

Referências

1. Saraiva, J.P.T., J.L.P.P.d. Silva, and M.T.P.d. Leão, *Mercados de electricidade regulação e tarifação de uso das redes*. Coleção Manuais. 2002, Porto: FEUP Edições. 293 p.-293 p.
2. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Disponível em <http://www.erse.pt/vpt/entrada/electricidade/electricidadeemportugal/>
3. Wikipédia, http://en.wikipedia.org/wiki/Nord_Pool
4. Torger Lien, "Market Integration, Nordpool Countries", Disponível em [www.theapex.org/Documentos/Torger%20Lien%20\(Nordpool\)%20-%20Nordic%20Countries.ppt](http://www.theapex.org/Documentos/Torger%20Lien%20(Nordpool)%20-%20Nordic%20Countries.ppt)
5. Saraiva, João Tomé, Mercados e Qualidade, Feup; 2007
6. Nordpool, Disponível em <http://www.nordpoolspot.com/PowerMarket/The-Nordic-model-for-a-liberalised-power-market/Implicit-auction>
7. IAPMEI, <http://www.iapmei.pt/iapmei-leg-03.php?lei=4153>
8. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Disponível em <http://www.erse.pt/vpt/entrada/electricidade/enquadramento>
9. Marcos Fano, José Maria, "Historia y panorama actual del sistema eléctrico español", Disponível em http://www.fisicos.es/pdf/fys/fys13_04.pdf
10. Red eléctrica de España, http://www.ree.es/quien_es/presentacion.asp
11. Energias de Portugal, Disponível em <http://www.edp.pt/EDPI/Internet/PT/Group/AboutEDP/BusinessEnvironment/SpainElectricitySystem/SistEI%3%a9ctES.htm>
12. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Disponível em <http://www.erse.pt/vpt/entrada/mercado/mibel/>
13. Operador do mercado Ibérico de Energia, OMIP, Disponível em http://www.omip.pt/precos_volumes.php?id=103
14. Da Cruz, Luís Braga, "A liberalização do Sector Eléctrico e os Mercados; O MIBEL – Mercado Ibérico de Energia Eléctrica", OMIP; 2008, disponível em <http://www.ecocitras.org/docs/ApresentacaoEngLuisBragadaCruz.pdf>
15. Operador do Mercado Ibérico, OMIP, Disponível em <http://www.omip.pt/monofolha.php?id=33>
16. Comisión Nacional del Mercado de Valores, <http://www.cnmv.es/index.htm>
17. Comissão de Mercados e Valores Mobiliários, CMVM, Disponível em <http://www.cmvm.pt/NR/rdonlyres/09C698E0-4810-419E-8BB6-296F678EEE38/7189/MIBEL14122007.pdf>
18. "Mercado de Electricidad evolución del mercado de producción de energía eléctrica", Janeiro 2008, Disponível em <http://www.omel.es/frames/es/index.jsp>
19. Martinez Crespo, Jorge, " Resolución de restricciones técnicas en la programación diaria de la generación mediante descomposición de bendres", Junho 2004
20. Ferraz Cunha Simas, Henrique Manuel, " Previsão de comportamentos de ofertas de venda de energia em mercados de electricidade", Junho 2008;

21. Monitorização da procura mensal no Mibel, Janeiro 2008, Disponível em http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/MonitorizacaoProcuraMibel/Monitorizacao%20da%20Procura%20no%20MIBEL01_08.pdf
22. Operador del Mercado Ibérico de Energia, S.A, Omel, Disponível em <http://www.omel.es/es/pdfs/Memoria2007.pdf>
23. Operador de Mercado Ibérico de Energia, S.A, Disponível em http://www.omel.es/frames/es/busqueda/busqueda_index.jsp
24. Praça, Isabel, "Agentes Inteligentes Aplicados aos Mercados de Energia", Março 2007, Disponível em <http://wiki.di.uminho.pt/twiki/pub/Education/MICEI/ProjSemi0607/IPraca.pdf>
25. Red Eléctrica de Espana, Disponível <http://esios.ree.es/web-publica/>
26. Silva Heitor, Helder Filipe; Pinto Correia, Nuno Miguel, "Análise numérica dos resultados do mercado português nos meses de Julho, Agosto e Setembro de 2007", Dezembro de 2007
27. Comisión Nacional de Energia, Disponível em [http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=294\\$\\$\\$keyword=\\$auditoria=F](http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=294$$$keyword=$auditoria=F)
28. Casalou Torres, Pedro Miguel, "Metodologias de Resolução de Congestionamentos: Rede Ibérica de Transporte de Electricidade", Disponível em <http://in3.dem.ist.utl.pt/master/thesis/03files/03thesis.pdf>
29. "Monitorização da procura mensal no MIBEL", Disponível em <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/Paginas/MonitorizacaoProcuraMibel.aspx>
30. "Boletim Climatológico Anual - Ano 2008 ", Disponível em www.meteo.pt