



# Análise do Desempenho Técnico e de Mercado dos Aproveitamentos Hidroelétricos

**FRANCISCO SECCA TEIXEIRA E COUTO**

julho de 2017

## **Análise do Desempenho Técnico e de Mercado dos Aproveitamentos Hidroelétricos**

Francisco Secca Teixeira e Couto

Dissertação de Mestrado realizada no âmbito do

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistema Elétricos de Energia

2017

Nome do aluno: Francisco Secca Teixeira e Couto, N° aluno: 1120386, [1120386@isep.ipp.pt](mailto:1120386@isep.ipp.pt)

Nome do trabalho: Análise do Desempenho Técnico e de Mercado dos Aproveitamentos Hidroelétricos

Referência do trabalho: D1617-040

Orientador: Dr.<sup>a</sup> Teresa Nogueira, ISEP

Nome da empresa: EDP Produção

Co-orientador: Eng<sup>o</sup> Vítor Silva, EDP Produção

Instituto Superior de Engenharia do Porto

Departamento de Engenharia Electrotécnica

Mestrada em Engenharia Electrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia

Dissertação

Ano letivo 2016 / 17



# Resumo

Atualmente as empresas produtoras de energia concorrem em mercado com as suas centrais para satisfazer a procura em cada momento, tornando-se crucial o desempenho do seu portfólio de geração. Cada central tem de ser capaz de responder eficazmente às constantes solicitações a que está sujeita, deve entrar e sair da rede à hora contratada e variar a carga conforme o plano estabelecido em mercado. Se falhar nestes compromissos pode originar desvios com consequentes impactos económicos, daí ser importante realizar uma análise cuidadosa ao desempenho técnico dos aproveitamentos, podendo esta ser efetuada recorrendo a indicadores de exploração.

O trabalho apresentado resume-se ao estudo do funcionamento do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), bem como na contribuição da energia hidroelétrica no seu funcionamento. Foram abordados os indicadores de exploração utilizados pela EDP Produção no controlo dos seus aproveitamentos hidroelétricos.

Foi realizada a análise estatística aos resultados do MIBEL, criado em julho de 2007 consequência dos processos de reestruturação do setor elétrico, no ano de 2016. Relativamente ao mercado diário, a análise foi feita à quantidade de energia transacionada, ao preço da energia transacionada, ao volume económico transacionado, à ativação ou não do mecanismo de *Market Splitting* e às tecnologias que contribuem para a produção de energia e que marcam o preço de mercado. No mercado intradiário, analisaram-se os resultados relativos à quantidade e preço da energia transacionada e ao volume económico respetivo. No mercado diário e intradiário foi ainda feita uma análise comparativa aos resultados registados desde a abertura do MIBEL até ao ano em estudo. Além do mercado diário e intradiário, foi estudado o mercado de serviços de sistema, em particular as reservas de regulação secundária e terciária, tendo sido feita uma análise estatística aos resultados de 2016 e uma comparação dos mesmos com os dois anos anteriores. Foi também feito um estudo aos desvios de mercado relativos à EDP nos anos de 2015 e 2016.

Em consequência da liberalização do mercado e consequente aumento da competitividade, as empresas passaram a exigir mais dos seus centros produtores no sentido de aumentar o nível de controlo e de estabelecer novos critérios para avaliação dos processos de produção. Assim, caracterizam-se os indicadores de exploração mais relevantes na gestão dos aproveitamentos hídricos pertencentes à EDP Produção, tendo uma atenção especial ao desempenho técnico das máquinas geradoras, principais responsáveis pela produção de energia elétrica. Além da caracterização dos indicadores é efetuada uma explicação detalhada ao processo de cálculo, tendo sido desenvolvida uma aplicação para o cálculo automático dos indicadores em *MatLab*.

## Palavras-chave:

Liberalização, MIBEL, Mercado diário, Mercado intradiário, Mercado de serviços de sistema, Aproveitamentos Hidroelétricos, Indicadores de exploração



# Abstract

Nowadays, the energy producing companies compete in the market with their powerplant to satisfy the demand at all times, making the performance of their generation portfolio crucial. Each powerplant must be capable of efficiently answer to the constant requests it is subject to, must enter and leave the network at the hired time and vary the load according to the plan established in the market. Failure to comply with these commitments may lead to deviations with economic impacts. Therefore, it is important to carry out a carefull analysis of the technical performance of the operations, which may be carried out using exploration indicators.

The work here presented is a study of the operation of the Iberian Electricity Market (MIBEL), as well as the contribution of hydroelectric energy in its operation. The exploration indicators used by EDP Produção in the control of its hydropower plants use were discussed.

A statistical analysis was performed on the results of MIBEL, created in July 2007 as a consequence of the restructuring processes of the electricity sector, in the year 2016. Regarding the daily market, the analysis was made to the amount of transacted energy, to the energy price, to the transacted economic volume, to the activation, or not, of the Market Splitting mechanism and the technologies that contribute to the production of energy and which define the market price. In the intraday market, the results were analysed regarding the quantity and price of transacted energy and the respective economic volume. In the daily and intraday market, a comparative analysis of the results recorded since the opening of MIBEL until the year under study, was also made. In addition to the daily and intraday market, the system services market was studied, in particular the reserves of secondary and tertiary regulation, with a statistical analysis being performed on the results of 2016 and a comparison of these results with the previous two years. A study regarding the market deviations relative to EDP in the years 2015 and 2016 was also made.

As a result of market liberalization and consequent increase in competitiveness, companies are now demanding more from their producer centers to increase the level of control and to establish new criteria for the assessment of production processes. Thus, the most relevant exploration indicators in the management of the water resources belonging to EDP Produção are characterized, with special attention to the technical performance of the generating machines, the main ones responsible for the production of electric energy. In addition to the characterization of the indicators, a detailed explanation of the calculation process is given and an application has been developed in *MatLab* for the automatic calculation of the indicators.

## Keywords:

Liberalization, MIBEL, Daily market, Intraday market, System Services Market, Hydropower Plants, Exploration Indicators



# Agradecimentos

Aos meus familiares que sempre me apoiaram e me deram tudo o que foi necessário para ter sucesso.

Ao ISEP, instituição que me formou e a todos os docentes que me ajudaram ao longo da vida académica.

À orientadora de estágio, Dr.<sup>a</sup> Teresa Nogueira, pela disponibilidade e atenção com que acompanhou este trabalho.

À EDP Produção pela oportunidade que me deu para realizar este estágio.

Ao co-orientar de estágio, Eng<sup>o</sup> Vítor Silva por estar sempre disponível e colaborante em todas as ocasiões.

Aos Eng<sup>o</sup> José Freitas, Eng<sup>o</sup> Nelson Silva, Eng<sup>o</sup> Nuno Oliveira, Sr. Alfredo Cunha, Sr<sup>a</sup> Arminda Pacheco, Sr. Joaquim Reis, Eng<sup>o</sup> Patrick Gonçalves, Sr. Manuel Paiva, Eng<sup>o</sup> Jorge Ferreira, Eng<sup>o</sup> Helder Teixeira, Eng<sup>o</sup> Sérgio Silva e Sr<sup>a</sup> Orquidea Ferrão por terem sido tão prestáveis sempre que necessário.

Aos meus amigos, por todo o apoio e todos os momentos que passamos juntos.

MUITO OBRIGADO!



# Índice

<b>Resumo</b> .....	<b>i</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>iii</b>
<b>Agradecimentos</b> .....	<b>v</b>
<b>Índice</b> .....	<b>vii</b>
<b>Lista de figuras</b> .....	<b>ix</b>
<b>Lista de tabelas</b> .....	<b>xiii</b>
<b>Lista de Siglas e Acrónimos</b> .....	<b>xvii</b>
<b>Capítulo 1</b> .....	<b>1</b>
Introdução.....	1
1.1. Contextualização .....	1
1.2. Objetivos.....	1
1.3. Organização do Relatório .....	2
<b>Capítulo 2</b> .....	<b>3</b>
Mercado Ibérico de Eletricidade .....	3
2.1. Evolução Histórica do Setor .....	3
2.2. Caracterização do Mercado.....	5
2.2.1. Estrutura e Funcionamento .....	6
2.2.2. Mercado Diário .....	8
2.2.3. Mercado Intradiário.....	10
2.2.4. Serviços de Sistema .....	12
2.2.5. Interligações .....	18
2.3. O papel dos Aproveitamentos Hidroelétricos .....	19
2.3.1. Características dos Aproveitamentos Hidroelétricos .....	20
2.3.2. Produtores Hídricos existentes em Portugal Continental .....	21
2.3.3. Indicadores de Exploração .....	22
<b>Capítulo 3</b> .....	<b>29</b>
Estudo dos resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade referentes a 2016 .....	29

3.1. Análise dos resultados do Mercado Diário .....	29
3.1.1. Mês de inverno – janeiro .....	29
3.1.2. Mês de verão – agosto .....	36
3.1.3. Ano de 2016 e Comparação com Anos Anteriores .....	37
3.2. Análise dos Resultados do Mercado Intradiário .....	44
3.2.1. Mês de inverno – janeiro .....	45
3.2.2. Ano de 2016 e Comparação com Anos Anteriores .....	48
3.3. Análise dos resultados do Mercado de Serviços de Sistema .....	52
3.3.1. Mês de inverno – janeiro .....	53
3.3.2. Ano de 2016 e Comparação com Anos Anteriores .....	62
3.4. Análise de Desvios .....	69
3.5. Síntese e Interpretação dos Resultados .....	72
<b>Capítulo 4 .....</b>	<b>75</b>
Metodologia de Cálculo dos Indicadores de Exploração Hidroelétricos .....	75
4.1. Metodologia Desenvolvida .....	75
4.2. Resultados Obtidos .....	82
4.3. Análise dos Resultados .....	89
<b>Capítulo 5 .....</b>	<b>95</b>
Conclusão .....	95
5.1. Análise Conclusiva .....	95
5.2. Perspetivas Futuras .....	98
<b>Referências .....</b>	<b>99</b>
<b>Anexos .....</b>	<b>103</b>

# Lista de figuras

Figura 2.1 <i>Market Splitting</i> .....	10
Figura 2.2 Sessões do mercado intradiário do MIBEL.....	11
Figura 2.3 Quota de mercado de cada um dos produtores hídricos do tipo PRE.....	22
Figura 3.1 Evolução da energia transacionada em Portugal, Espanha e no MIBEL em janeiro de 2016.....	30
Figura 3.2 Evolução do preço mínimo, médio e máximo em Portugal e Espanha em janeiro de 2016.....	31
Figura 3.3 Evolução do volume económico transacionado em Portugal e Espanha em janeiro de 2016.....	32
Figura 3.4 Evolução da diferença de preços horários entre Portugal e Espanha em janeiro de 2016.....	33
Figura 3.5 Evolução das capacidades e ocupação de exportação horária de Espanha para Portugal em janeiro de 2016.....	34
Figura 3.6 Evolução das capacidades e ocupação de importação horária de Espanha para Portugal em janeiro de 2016.....	34
Figura 3.7 Contribuição de cada tecnologia para a produção da energia transacionada em Portugal [esquerda] e Espanha [direita] em janeiro de 2016.....	35
Figura 3.8 Contribuição de cada tecnologia para a produção da energia transacionada em Portugal [esquerda] e Espanha [direita] em agosto de 2016.....	36
Figura 3.9 Evolução da energia transacionada em Portugal, Espanha e MIBEL em 2016.....	38
Figura 3.10 Evolução da energia transacionada e respetivo preço em Portugal e Espanha em 2016.....	39
Figura 3.11 Evolução dos preços médios em Portugal e Espanha de julho de 2007 a dezembro de 2016....	40
Figura 3.12 Evolução do volume económico transacionado em Portugal e Espanha em 2016.....	41
Figura 3.13 Evolução do volume económico transacionado em Portugal e Espanha de julho de 2007 a dezembro de 2016.....	42

Figura 3.14 Evolução da diferença horária entre Portugal e Espanha em 2016.....	42
Figura 3.15 Evolução da contribuição de cada tecnologia para a produção de energia em Portugal e Espanha de julho de 2007 a dezembro de 2016 .....	44
Figura 3.16 Evolução da energia transacionada em Portugal, Espanha e MIBEL em janeiro de 2016.....	45
Figura 3.17 Evolução do preço no mercado intradiário em janeiro de 2016.....	47
Figura 3.18 Evolução do volume económico transacionado no mercado intradiário em janeiro de 2016 .....	48
Figura 3.19 Evolução da energia transacionada no mercado intradiário em 2016 .....	49
Figura 3.20 Evolução do preço no mercado intradiário ao longo do ano de 2016.....	50
Figura 3.21 Evolução da energia transacionada e respetivo preço no mercado intradiário de julho de 2007 a dezembro de 2016 .....	51
Figura 3.22 Evolução do volume económico do mercado intradiário em 2016.....	51
Figura 3.23 Evolução do volume económico transacionado no mercado intradiário do MIBEL de julho de 2007 a dezembro de 2016.....	52
Figura 3.24 Evolução da banda de regulação secundária contratada em Portugal em janeiro de 2016 .....	53
Figura 3.25 Evolução da banda de regulação secundária contratada em Espanha em janeiro de 2016 .....	54
Figura 3.26 Evolução do preço médio da banda de regulação secundária em Portugal e Espanha em janeiro de 2016.....	55
Figura 3.27 Evolução da energia secundária utilizada em Portugal e em Espanha em janeiro de 2016 .....	56
Figura 3.28 Evolução da energia terciária mobilizada em Portugal em janeiro de 2016 .....	57
Figura 3.29 Evolução da energia terciária mobilizada em Espanha em janeiro de 2016 .....	58
Figura 3.30 Evolução das energias secundárias e terciárias mobilizadas em Portugal no dia 10 de janeiro de 2016 .....	59

Figura 3.31 Evolução do diagrama de produção eólica, em Portugal, no dia 10 de janeiro de 2016 .....	59
Figura 3.32 Evolução dos consumos, previsto e verificado, em Portugal, ao longo do dia 10 de janeiro de 2016 .....	60
Figura 3.33 Evolução do preço da energia terciária mobilizada em janeiro de 2016.....	61
Figura 3.34 Evolução da banda de regulação secundária contratada em Portugal e em Espanha em 2016..	62
Figura 3.35 Evolução da banda de regulação secundária contratada de 2014 a 2016 .....	63
Figura 3.36 Evolução do preço médio da banda de regulação secundária contratada em Portugal e Espanha em 2016 .....	64
Figura 3.37 Evolução da energia secundária utilizada em Portugal e em Espanha em 2016 .....	65
Figura 3.38 Evolução da energia secundária utilizada em Portugal e Espanha de 2014 a 2016 .....	66
Figura 3.39 Evolução da energia terciária mobilizada em Portugal e Espanha durante o ano de 2016.....	66
Figura 3.40 Evolução da energia terciária mobilizada em Portugal e Espanha de 2014 a 2016.....	67
Figura 3.41 Evolução do preço médio da energia terciária mobilizada em Portugal e Espanha em 2016 .....	68
Figura 3.42 Representação gráfica das energias de regulação e desvio para a unidade física em estudo ....	70
Figura 3.43 Desvios ocorridos por área de balanço em 2015 .....	71
Figura 3.44 Desvios ocorridos por área de balanço em 2016 .....	71
Figura 3.45 Evolução do preço médio por defeito, excesso e do mercado diário ao longo dos anos de 2015 e 2016 .....	72
Figura 4.1 Janela de entrada do programa desenvolvido.....	76
Figura 4.2 Evolução das taxas de indisponibilidade e disponibilidade no centro de produção Douro entre 2007 e 2016 .....	83

Figura 4.3 Evolução da taxa de disparos por 7000 horas, como gerador, no centro de produção Douro entre 2007 e 2016 .....	84
Figura 4.4 Evolução das taxas de sucesso verificadas no centro de produção do Douro entre 2007 e 2016 .....	86
Figura 4.5 Resultados acumulados mensais da utilização da potência máxima e utilização da potência máxima na disponibilidade para o centro de produção do Douro no ano de 2007 a 2016.....	88
Figura 4.6 Evolução das aflúncias anuais e respetivos coeficientes de produtividade no centro de produção do Douro de 2007 a 2016.....	89
Figura 4.7 Evolução do número de sucessos e solicitações em função de um mês seco ou húmido.....	91
Figura 4.8 Evolução do caudal perdido, turbinado e descarregado no ano de 2016 no aproveitamento hidroelétrico.....	92
Figura 4.9 Evolução do preço médio de energia em função do IPH.....	93

# Lista de tabelas

Tabela 2.1 IPH e produções hídricas registadas entre 2007 e 2016 .....	19
Tabela 3.1 Valores mínimos e máximos da energia transacionada em Portugal, Espanha e MIBEL em janeiro de 2016.....	30
Tabela 3.2 Valores mínimos e máximos dos preços da energia transacionada em Portugal e Espanha em janeiro de 2016.....	32
Tabela 3.3 Valores mínimos e máximos do volume económico transacionado em Portugal, Espanha e MIBEL ao longo do mês de janeiro de 2016 .....	32
Tabela 3.4 Valores mínimos e máximos da energia transacionada em Portugal, Espanha e MIBEL em 2016 .....	38
Tabela 3.5 Valores da energia transacionada em Portugal, Espanha e MIBEL de julho de 2007 ao dezembro de 2016 .....	38
Tabela 3.6 Valores mínimos e máximos do preço médio em Portugal e Espanha em 2016.....	39
Tabela 3.7 Valores mínimos e máximos do volume económico transacionado em Portugal, Espanha e MIBEL em 2016.....	41
Tabela 3.8 Evolução do número de horas de importação e exportação em Portugal e o número de horas em que o mecanismo de <i>Market Splitting</i> foi ativado de julho de 2007 a dezembro de 2016.....	43
Tabela 3.9 Evolução da contribuição de cada tecnologia na produção de energia elétrica em Portugal e Espanha durante o ano de 2016 .....	44
Tabela 3.10 Valores mínimos e máximos da energia transacionada em Portugal e Espanha em janeiro de 2016 .....	46
Tabela 3.11 Evolução da energia transacionada, em cada uma das seis sessões do Mercado Intradiário, em Portugal e Espanha no mês de janeiro de 2016.....	46
Tabela 3.12 Evolução do preço médio, em cada uma das seis sessões do mercado intradiário, em Portugal e Espanha no mês de janeiro de 2016.....	47
Tabela 3.13 Evolução da energia transacionada em Portugal e Espanha de julho de 2007 a dezembro de 2016 .....	49

Tabela 3.14 Valores mínimos, máximos e médios do volume económico transacionado em Portugal e Espanha em 2016 .....	52
Tabela 3.15 Valores mínimos, médios e máximos da banda de regulação secundária contratada em Portugal e Espanha em janeiro de 2016 .....	54
Tabela 3.16 Valores mínimos e máximos do preço da banda de regulação secundária em Portugal e Espanha em janeiro de 2016.....	55
Tabela 3.17 Valores mínimos, médios e máximos da energia secundária utilizada em Portugal e Espanha em janeiro de 2016.....	56
Tabela 3.18 Valores mínimos, médios e máximos da energia terciária mobilizada em Portugal e Espanha em janeiro de 2016.....	58
Tabela 3.19 Valores mínimos, médios e máximos do preço da energia terciária mobilizada em Portugal e Espanha em janeiro de 2016.....	61
Tabela 3.20 Valores mínimos, médios e máximos da banda de regulação secundária contratada em Portugal e Espanha em 2016.....	63
Tabela 3.21 Evolução do preço médio da banda de regulação secundária contratada em Portugal e Espanha de 2014 a 2016 .....	64
Tabela 3.22 Valores mínimos, médios e máximos da energia secundária utilizada em Portugal e Espanha em 2016 .....	65
Tabela 3.23 Valores mínimos, médios e máximos da energia terciária mobilizada em Portugal e Espanha em 2016 .....	67
Tabela 3.24 Valores mínimos, médios e máximos do preço da energia terciária mobilizada em Portugal e Espanha em 2016 .....	68
Tabela 3.25 Evolução dos preços médios da energia terciária mobilizada em Portugal e Espanha de 2014 a 2016 .....	68
Tabela 4.1 Código de leitura do programa para cada tipo de indisponibilidade .....	76
Tabela 4.2 Código de leitura do programa para cada tipo de disparo .....	78
Tabela 4.3 Taxas de Indisponibilidade e Disponibilidade mensais registadas no aproveitamento em estudo no ano de 2016 .....	82

Tabela 4.4 Taxas de Indisponibilidade e Disponibilidade acumuladas registadas no aproveitamento hidroelétrico estudado em 2016 .....	83
Tabela 4.5 Disparos por 7000 horas registados no aproveitamento em 2016.....	84
Tabela 4.6 Taxas de sucesso de mudança de estado mensais no aproveitamento em estudo em 2016 .....	85
Tabela 4.7 Taxas de sucesso de mudança de estado acumuladas no aproveitamento em 2016.....	85
Tabela 4.8 Energia perdida num aproveitamento em 2016 .....	86
Tabela 4.9 Energia perdida via descarregamentos turbináveis entre 2007 e 2016 .....	87
Tabela 4.10 Utilização da potência máxima e máxima na disponibilidade mensais no aproveitamento estudado em 2016.....	87
Tabela 4.11 Utilização da potência máxima e máxima na disponibilidade acumuladas no aproveitamento estudado em 2016.....	87
Tabela 4.12 Afluências e coeficientes de produtividade mensais e acumulados do aproveitamento em 2016 .....	88
Tabela A Áreas de Balanço .....	103
Tabela B.1 Número de horas por dia em que cada tecnologia marcou o preço de fecho de mercado, em Portugal, ao longo do mês de janeiro de 2016.....	106
Tabela B.2 Número de horas por dia em que cada tecnologia marcou o preço de fecho de mercado, em Espanha, ao longo do mês de janeiro de 2016 .....	107
Tabela B.3 Número de horas por dia em que cada tecnologia marcou o preço de fecho de mercado, em Portugal, ao longo do mês de agosto de 2016.....	108
Tabela B.4 Número de horas por dia em que cada tecnologia marcou o preço de fecho de mercado, em Espanha, ao longo do mês de agosto de 2016 .....	109



# Lista de Siglas e Acrónimos

AGC – *Automatic Generation Control*

BALIT – *Balancing Inter TSO*

BRAM – Banda de Regulação Assignada Mobilizada

BT – Baixa Tensão

CNE – *Comisión Nacional de Energia*

CP – Curto Prazo

CTCH – Centro de Telecomando das Centrais Hidroelétricas

CUR – Comercializador de Último Recurso

DF – Diferíveis

EDIA – Empresa de Desenvolvimento e Infraestruturas do Alqueva

EDP – Energias de Portugal

EE – Energia Elétrica

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

FRTD – Fração de Tempo sujeita a Desvio

FRTI – Fração de Tempo por Incumprimento ao Serviço de Telerregulação Assignada

FT – Fortuita

GGs – Gestão Global do Sistema

IBRAM – Incumprimento de Banda de Regulação Assignada Mobilizada

IPMA – Instituto Português do Mar e da Atmosfera

ISEP – Instituto Superior de Engenharia do Porto

LP – Longo Prazo

MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade

OM – Operador de Mercado

OMIE – *Operador del Mercado Ibérico – polo espanhol*

OMIP – Operador de Mercado Ibérico – polo português

OS – Operador de Sistema

PHF – Plano Horário Final

PHO – Plano Horário Operativo

PRE- Produção em Regime Especial

PRO – Produção em Regime Ordinário

REE – *Red Eléctrica de España*

REN – Redes Energéticas Nacionais

RESP – Rede Elétrica de Serviço Público

RND – Rede Nacional de Distribuição

RNT – Rede Nacional de Transporte

RTTR – Restrições Técnicas de Tempo Real

SEN – Sistema Elétrico Nacional

TSO – *Transmission System Operator*

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1. Contextualização

O estágio que originou este trabalho resultou de uma parceria entre o ISEP e a EDP Produção<sup>1</sup> e foi efetuado no âmbito da dissertação do mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia. O tema proposto foi o da análise do desempenho técnico e de mercado dos aproveitamentos hidroelétricos.

Este estágio abrangeu diversos assuntos, desde temas abordados ao longo da licenciatura e mestrado até questões relacionadas com o foro empresarial, possibilitando, assim, uma mistura de conhecimentos de ambas as instituições.

O tema proposto permite conhecer a estrutura e funcionamento do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), além de permitir visualizar a contribuição da produção hidroelétrica no seu funcionamento, permitindo o estudo da quantidade e preço da energia transacionada, dos desvios de mercados verificados no mercado de serviços de sistema, entre outros, e a sua evolução ao longo dos 10 anos que o MIBEL tem de funcionamento. Do ponto de vista técnico, leva a um aumento da eficiência no controlo dos aproveitamentos hidroelétricos.

Hoje em dia os aproveitamentos hidroelétricos assumem um papel crucial no mercado de energia, sendo cada vez mais importante e decisivo o papel das energias renováveis no sistema elétrico, daí ser essencial um controlo operacional das mesmas.

### 1.2. Objetivos

De acordo com o tema proposto, este estágio teve como principais objetivos analisar os resultados registados no MIBEL ao longo do ano de 2016, nomeadamente os resultados do mercado diário, mercado intradiário e

---

<sup>1</sup> Empresa do grupo EDP para a produção de eletricidade a partir de centrais hidroelétricas e térmicas convencionais

mercado de serviços de sistema, e em realizar um estudo aos indicadores de exploração utilizados pela EDP Produção no controlo dos grupos geradores dos aproveitamentos hidroelétricos do centro de produção do Douro.

### **1.3. Organização do Relatório**

O presente relatório está dividido em 5 capítulos, onde no Capítulo 1 se encontra o enquadramento geral dos assuntos, os objetivos a atingir e a organização do relatório.

No Capítulo 2 é apresentada uma pequena evolução do setor elétrico até à sua reestruturação e a caracterização do setor elétrico nacional. Além disto, é apresentada a estrutura e o funcionamento do mercado de energia, o MIBEL. Ainda neste capítulo realça-se o papel dos aproveitamentos hidroelétricos, bem como a sua caracterização e os principais produtores hídricos existentes em Portugal Continental. Também são caracterizados os principais indicadores de exploração utilizados pela EDP Produção no controlo dos aproveitamentos hidroelétricos.

No Capítulo 3 é efetuado um estudo aos resultados do mercado diário, mercado intradiário e mercado de serviços de sistema ao longo do ano de 2016, sendo ainda feita uma comparação com os anos anteriores.

No Capítulo 4 aborda-se a aplicação desenvolvida para o cálculo automático dos mesmos. É ainda feita uma análise aos resultados apresentados da apresentação da aplicação.

Finalmente, no Capítulo 5 são apresentadas as principais conclusões retiradas à análise desenvolvida.

## Capítulo 2

# Mercado Ibérico de Eletricidade

### 2.1. Evolução Histórica do Setor

O século XIX constitui um marco importante para a história do setor elétrico mundial, tendo-se dado início às atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica até aos consumidores. A constante evolução tecnológica, bem como o aumento dos consumos, fez com que fosse necessário aumentar a extensão geográfica e capacidade das redes elétricas, porém, como consequência da Segunda Guerra Mundial, o setor elétrico sofreu algumas alterações, tendo sido feitos inúmeros esforços no sentido de recuperar o que foi afetado e de alargar a área eletrificada. [1]

A crise petrolífera de 1973 originou uma mudança radical do setor, levando a que diversas atividades sofressem processos de reestruturação. Em Portugal, a reestruturação do setor iniciou-se a 1994 com a criação da REN – Redes Energéticas Nacionais, ficando esta responsável pelo transporte de eletricidade no país. Esta altura, fica então marcada pela separação das atividades relacionadas com o setor elétrico. Em 1995, a liberalização do setor começou a notar-se, sendo que em 2001 foi assinado um memorando entre Portugal e Espanha tendo em vista a criação de um Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). [2]

A reestruturação do setor elétrico implicou alterações significativas em relação ao modelo tradicional, que consistia numa estrutura verticalmente integrada, aumentando assim a competitividade no sistema elétrico, que até ao momento era inexistente, fruto do aparecimento de uma estrutura desagregada em que participam diversos agentes.

A competitividade no setor foi introduzida nas áreas da produção e comercialização, não sendo possível ao nível do transporte e distribuição, uma vez que implicaria um aumento das redes de transporte e distribuição, o que não seria económica e ambientalmente viável. Além da competitividade, a reestruturação do setor levou à criação de mecanismos de coordenação e regulação independente, como os Operadores de Mercado (OM) que tinha como objetivo assegurar a gestão técnica e o funcionamento do mercado e os Operadores de Sistema (OS) que visam a garantia da continuidade e segurança do abastecimento de Energia Elétrica (EE).

[1] [3]

O aumento da concorrência e a abertura do mercado estão diretamente relacionados com a possibilidade de os clientes poderem escolher livremente o seu fornecedor de energia (mercado liberalizado). Em Portugal, o processo de liberalização do sector seguiu uma metodologia idêntica à maior parte dos países europeus, tendo sido efetuado de forma faseada, tendo começado pelos clientes com consumos e níveis de tensão mais elevados.

O Sistema Elétrico Nacional (SEN) baseia-se na coexistência do mercado liberalizado com o mercado regulado e integra a produção, transporte, distribuição e comercialização de EE.

A EE não pode ser armazenada, pelo que é necessário gerir o sistema elétrico de forma a que a produção iguale o consumo em cada instante. A produção de energia pode ser realizada em dois regimes: Produção em Regime Ordinário (PRO) e Produção em Regime Especial (PRE). O primeiro é relativo à produção de eletricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros electroprodutores hídricos, enquanto que o regime PRE se relaciona com as atividades licenciadas ao abrigo de regimes jurídicos especiais, no âmbito da adoção de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e eletricidade. É considerada PRE a energia elétrica produzida com base em recursos hídricos para centrais até 10 MVA e nalguns casos até 30 MW, que utilize fontes de energia renováveis, em processos de cogeração, entre outros. [4] [5]

Em relação à produção de EE também se verificou uma mudança sendo dada mais ênfase à produção descentralizada, a produção distribuída, que permite gerar energia de forma mais dispersa e em volume inferiores e mais próximo dos consumidores finais. Sendo produzida mais perto das cargas, permite a diminuição das perdas associadas ao transporte de energia, originando uma resposta mais rápida às variações de carga e ainda minimizando os impactos ambientais, uma vez que promove a produção de energia renovável. [6]

O transporte da energia elétrica deve ser assegurado sem interrupções, ao menor custo e com qualidade e segurança de forma a abranger todo o território nacional. O transporte de energia está a cargo da Rede Nacional de Transporte (RNT), mediante uma concessão atribuída pelo Estado Português em regime de serviço público e exclusividade à REN, ficando esta responsável pelo planeamento e manutenção de todas as linhas de transporte de energia, bem como com a garantia de continuidade de serviço e a segurança na transmissão de energia. [4] A RNT cobre toda a totalidade do território de Portugal Continental e tem interligações com a rede espanhola de transporte de energia, dirigida pela *Red Eléctrica de España* (REE).

A distribuição de EE é constituída por infraestruturas de alta, média e baixa tensão e é operada através de uma concessão que, atualmente, está a cargo da EDP Distribuição ficando esta com o direito de operar na Rede Nacional de Distribuição (RND). Deve ser assegurada a exploração e manutenção da rede de distribuição em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço de forma a controlar os fluxos de eletricidade na rede.

Ambas as concessões são supervisionadas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), que constitui uma entidade independente de serviço público, responsável pela regulação dos setores de eletricidade e gás natural.

A comercialização é realizada em regime livre de concorrência, sujeita apenas a um regime de licenciamento. Os comercializadores podem comprar e vender energia elétrica e têm o direito de aceder às redes de transporte e distribuição, mediante o pagamento de uma tarifa de acesso fixada pela ERSE. Os comercializadores podem operar em mercado regulado ou liberalizado. Caso opere no mercado regulado, este é designado por Comercializador de Último Recurso (CUR) que tem por obrigação assegurar o fornecimento de eletricidade a todos os consumidores, sendo remunerado por tarifas e preços regulados. O CUR é desempenhado pela EDP Serviço Universal. Caso opere em mercado liberalizado, o consumidor tem uma grande variedade de fornecedores, sendo os principais a EDP Comercial, Iberdrola, Endesa, entre outros.

A liberalização do mercado permite assim a entrada de novos agentes, introduzindo concorrência no setor, suscetível de aumentar a eficiência das empresas e gerar benefícios para os consumidores.

## **2.2. Caracterização do Mercado**

Em 1996, foi aprovada a Diretiva Europeia 96 / 92 / CE que expressava a vontade de liberalizar as atividades do setor e a criação de mercados regionais, na tentativa que estes possam ser maximizados para um mercado europeu de energia. Nesse sentido, e com o objetivo de criar um mercado interno de energia, surgiu o MIBEL, fruto de um acordo entre os governos de Portugal e Espanha. [7]

Para a criação do MIBEL foi necessária uma harmonização entre os dois países, bem como um enquadramento legal comum, no sentido de ultrapassar as dificuldades que existiam devido à fusão dos mercados nacionais, como a capacidade de interligação entre os dois países, a compra de determinada quantidade de eletricidade num país e a sua venda no outro, a diferente regulamentação existente nos dois países, entre outras. [3]

Embora o acordo tenha sido estabelecido em 2004, este só entrou em funcionamento a 1 de julho de 2007, tendo como principais objetivos: [8]

- Beneficiar os consumidores de eletricidade dos dois países, através do processo de integração dos respetivos sistemas elétricos;
- Estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização;

- Favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade de ambos os países, com a existência de uma metodologia única e integrada, para toda a península ibérica, de definição de preços de referência;
- Permitir a todos os participantes o livre acesso a mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objetividade;
- Favorecer a eficiência económica das empresas do setor elétrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas.

Com a entrada em funcionamento do MIBEL, quer produtores / comercializadores, quer consumidores obtiveram benefícios. Para os produtores verificam-se novas oportunidades de negócio, uma vez que há um aumento do número de potenciais clientes em virtude do aumento do mercado. Para os consumidores, passa a existir mais diversidade de oferta, uma vez que podem ser abastecidos por um dos dois países. O facto de poderem ser abastecidos por qualquer comercializador que atue em Portugal ou Espanha, leva a um aumento da concorrência entre eles, podendo levar a possíveis descidas dos preços de energia. [3]

### **2.2.1. Estrutura e Funcionamento**

O modelo de funcionamento do MIBEL rege-se por um modelo misto, ou seja, funciona segundo mercados do modelo em *pool*, juntamente com a existência de contratos bilaterais, em que o OM e o OS desempenham papéis fulcrais no relacionamento entre os agentes envolvidos e na manutenção da segurança no fornecimento.

Os modelos em *pool* são mercados de curto prazo nos quais se pretende equilibrar a produção e o consumo através de propostas comunicadas pelas entidades produtoras, por um lado, e pelos comercializadores e consumidores elegíveis, por outro. Normalmente, funcionam no dia anterior àquele em que serão implementados os resultados das propostas de compra e venda que tiverem sido aceites.

Nos modelos em *pool*, as entidades compradoras não têm possibilidade de identificar as entidades produtoras que as estão a alimentar, nem as entidades produtoras sabem a quem estão a fornecer energia. Contrariamente aos mercados em *pool*, os contratos bilaterais permitem um relacionamento direto entre as entidades produtoras e as entidades compradoras, conferindo às entidades compradoras uma capacidade real de eleger o fornecedor com o qual se pretendem relacionar. [1]

Os contratos bilaterais podem ser classificados em: contratos bilaterais físicos, que, geralmente englobam um prazo longo e especificam as diversas condições relativamente à transação de energia, e contratos bilaterais

financeiros que têm como objetivo minimizar os riscos decorrentes do funcionamento de mercados de curto prazo.

Assim, neste modelo, além de ser necessário avaliar possíveis congestionamentos de rede, comunicados pelo OM, devido ao mercado *spot* de energia (mercado diário e intradiário), é necessário também que o OS proceda à inclusão nessa análise da informação comunicada pelos agentes relativos aos contratos bilaterais celebrados.

O MIBEL é um mercado contínuo que opera todas as horas do ano, caracterizando-se pela sua clareza, liquidez e estabilidade, bem como a preocupação com a qualidade de serviço e com a garantia de abastecimento de energia elétrica.

Este modelo é baseado na existência de um OM, que é composto por dois operadores, um em cada polo, responsáveis pela gestão do mercado ibérico. No polo português temos o Operador de Mercado Ibérico de Energia (OMIP), responsável pela gestão do mercado a prazo do MIBEL; enquanto que no polo espanhol o *Operador del Mercado Ibérico de Energia* (OMIE), responsável pela gestão do mercado *spot*.

A contratação de energia elétrica pode ser efetuada através dos seguintes mercados: [9]

- Mercado de Contratação à Vista que engloba os mercados diários (ponto 2.2.2) e intradiários (ponto 2.2.3);
- Mercado de Contratação a Prazo onde se estabelecem compromissos futuros relativos à produção e compra de energia elétrica;
- Mercado de Contratação Bilateral, em que os agentes se comprometem a comprar e vender energia para os diversos horizontes temporais;
- Mercado de Serviços de Sistema que efetua o ajustamento de equilíbrio da produção e do consumo de eletricidade e que funciona em tempo real.

De seguida falar-se-á de cada um dos operadores de mercado existentes.

#### ➤ OMIP

Criado a 16 de julho de 2003, o OMIP assegura a gestão do mercado a prazo do MIBEL, em Portugal. O OMIP é a bolsa de derivados do MIBEL, que assegura a gestão do mercado conjuntamente com a *OMIClear* – Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.G.C.C.C., SA, sociedade que funciona como Câmara de Compensação e Contraparte Central das operações realizadas em mercado. [10] Assim, as negociações são realizadas pelo OMIP, sendo posteriormente registadas, compensadas e liquidadas pelo *OMIClear*, de forma a minimizar os riscos existentes.

O OMIP tem como principais objetivos: [11]

- Contribuir para o desenvolvimento do MIBEL – a existência de um mercado de derivados é crucial ao desenvolvimento do MIBEL, dando condições aos participantes para se tornarem mais competitivos no setor elétrico;
- Promover preços de referência ibéricos – a atividade e os preços gerados pelo OMIP constituem indicadores fundamentais para o desenvolvimento da atividade económica em torno da energia, suportando a liberalização do mercado;
- Disponibilizar instrumentos eficientes de gestão do risco – o principal fundamento da existência de contratos de derivados passa por responder às necessidades de cobertura de riscos de variação de preço, sendo natural objetivo do OMIP a disponibilização de eficientes instrumentos para a gestão desses riscos;
- Disponibilizar um modelo de mercado adequado a todos os agentes – o OMIP oferece um mercado líquido e transparente que beneficia o anonimato na negociação, bem como a interposição da *OMIClear* enquanto contraparte central de todas as operações, permitindo a eliminação do risco de crédito de contraparte.

➤ OMIE

O OMIE é o responsável por gerir o mercado *spot* de contratação à vista, com uma componente de contratação diária e uma componente de contratação intradiária, tendo as seguintes funções: [12]

- O desenvolvimento, a gestão económica dos preços em todos os mercados de eletricidade em que se negociem qualquer tipo de energia ou produtos baseados em energia, seja ela organizada ou não organizada do mercado, nacional ou internacional;
- A gestão e liquidação de transações em todos os mercados de eletricidade, em que se negociem todos os tipos de energia ou produtos com base em energia, seja organizada ou não organizada do mercado, bem como nas operações nacionais e internacionais comerciais que participam em qualquer um desses mercados.

### **2.2.2. Mercado Diário**

O mercado diário é o principal mercado de contratação de eletricidade na Península Ibérica e funciona 365 dias por ano. Trata-se de um mercado em que o preço e o volume de contratação em cada hora estabelecem o ponto de equilíbrio entre a oferta e a procura. Por outras palavras, o mercado diário é a plataforma em que

se realizam transações de energia relativamente ao dia seguinte ao da negociação. Ressalva-se ainda que as horas de mercado estão referenciadas de acordo com a hora espanhola.

Este tipo de mercado funciona através do cruzamento de ofertas de compra e venda por parte dos diversos agentes existentes no mercado. Os agentes efetuam ofertas, de compra ou de venda conforme o tipo de unidades de oferta em causa, indicando para cada dia e hora, o preço e energia correspondentes. Todas as unidades de produção têm que oferecer em mercado a totalidade da sua potência disponível. Atualmente, o preço mínimo das ofertas é 0,00€ e o máximo é 180,30€. [13]

No caso das térmicas a oferta é realizada grupo a grupo, enquanto que na hídrica a oferta é realizada por área de balanço, áreas que podem ser consultadas no ponto 2.2.4 do presente documento. No caso das ofertas referentes à produção hídrica, dada a flexibilidade de arranque e paragem e também pelo facto de não se considerarem os custos inerentes ao arranque do grupo, utilizam-se ofertas simples. Caso fossem ofertas térmicas é necessário ter em linha de conta os custos de arranque dos grupos, os custos marginais (custo de produção de cada MW à carga máxima), bem como os custos referentes às licenças de CO<sub>2</sub>. Neste caso utilizam-se ofertas complexas. [13]

Sendo este um modelo em *pool*, as ofertas geram curvas agregadas de compra e venda e a interseção das duas curvas permite obter o preço e a quantidade de energia negociada em cada hora do dia seguinte ao da negociação. Assim, cabe ao operador organizar todas as ofertas e gerar as respetivas curvas.

Normalmente, a curva de venda caracteriza-se por ter as centrais hídricas de albufeira na zona alta da curva, uma vez que o seu custo de oportunidade é elevado em função do preço que esperam receber noutra momento no mercado. Já as centrais hídricas de fio-de-água surgem na zona baixa da curva, porque não podem armazenar água para outros momentos. Na zona intermédia da curva encontram-se as centrais a gás natural de ciclo combinado e as centrais térmicas a carvão, ordenadas em função dos seus rendimentos e das condições dos seus contratos de fornecimento de combustível. [14]

Quanto à curva de compra, a procura correspondente aos fornecimentos regulados costuma surgir na parte mais elevada da curva, ao passo que na zona média e baixa costuma surgir o consumo correspondente às centrais hídricas com bombagem e aos comercializadores para os seus fornecimentos no mercado livre. [14]

Sendo o mercado diário comum a ambos os países, é necessário prever as circunstâncias das capacidades de interligação comercial disponíveis entre os dois países. O congestionamento verifica-se quando a capacidade de interligação entre duas ou mais redes não comporta o fluxo de energia resultante das transações pretendidas.

Se as linhas de transporte nas interligações não ficam congestionadas, o preço de mercado será único para os dois sistemas. Caso contrário, a capacidade de interligação não é suficiente, podendo ser necessário

separar os mercados em termos de preço, sendo superior o preço no país importador. Sempre que se verifique esta separação, estamos perante um *spread* de preços, sendo o mecanismo designado por Separação de Mercados ou *Market Splitting*, como se pode verificar na Figura 2.1. [15] Este mecanismo pode ocorrer devido a diversos fatores, como a organização estrutural da produção em cada área, a insuficiência das capacidades de interligação, entre outros.

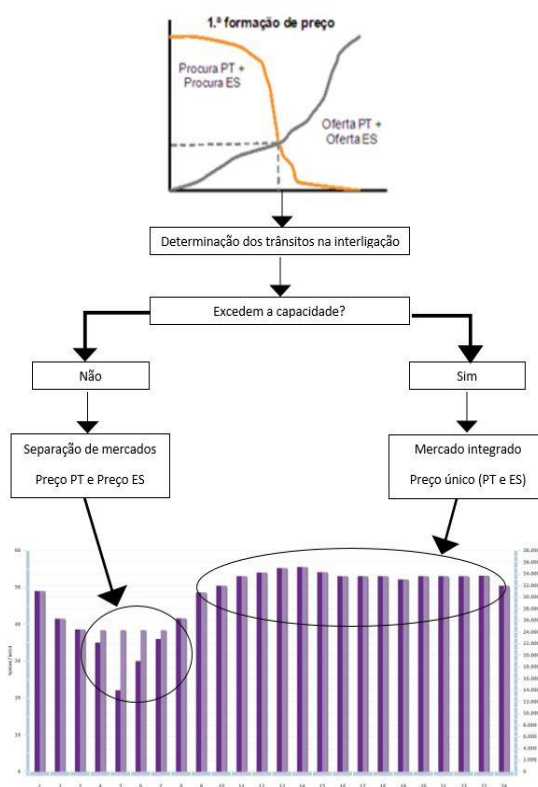


Figura 2.1 *Market Splitting*

Fonte: [36] (adaptado)

De forma a evitar situações de separação de mercados, a RNT tem feito esforços de forma a reforçar as interligações entre os dois países, com vista a melhorar o abastecimento dos consumos e a flexibilidade de adaptação da rede a novos comportamentos do parque produtor.

### 2.2.3. Mercado Intradiário

O mercado intradiário é a plataforma complementar ao mercado diário em que a entrega física da energia é realizada no dia anterior e no próprio dia da contratação com o objetivo de ajustar as quantidades transacionadas no mercado diário. A necessidade destes ajustes deve-se principalmente a alterações de

consumos e/ou produções (alteração da produção eólica prevista), alterações de disponibilidades (avarias fortuitas de grupos geradores) ou alterações de afluências. [13]

Os agentes autorizados a participar no mercado intradiário são os mesmos que podem participar no mercado diário, porém apenas podem participar os comercializadores e consumidores de energia que tiverem participado no mercado diário ou executado um contrato bilateral. No caso de uma unidade de produção estar indisponível, o produtor pode participar no mercado intradiário, caso, entretanto, a unidade de produção esteja disponível.

Atualmente, o mercado intradiário compreende seis sessões diárias, funcionando de maneira idêntica ao mercado diário, com a conjugação das ofertas de compra e venda dos vários agentes, indicando para cada hora possível em cada sessão o preço e a energia oferecida. A Figura 2.2 permite visualizar as seis sessões existentes.



Figura 2.2 Sessões do mercado intradiário do MIBEL

Fonte: [37]

A primeira sessão de intradiário abre das 17h às 18h45 e permite alterar as últimas 3 horas desse dia, bem como as 24h do dia seguinte. A segunda sessão abre das 21h às 21h45, permitindo alterar todas as horas do dia seguinte. A terceira sessão abre das 01h às 01h45 e permite alterar as últimas 20h do dia. A quarta sessão abre das 04h às 04h45 e permite alterar as últimas 17h do dia. A quinta sessão abre das 08h às 08h45 e permite alterar as últimas 13h do dia. A sexta sessão abre das 12h às 12h45, permitindo alterar as últimas 9h do dia. [16]

Posto isto, o mercado intradiário além de ser responsável pela gestão dos desvios a curto prazo previstos para os programas de produção e consumo de energia, também serve para resolver eventuais problemas de congestionamento da rede ou avaria de equipamentos.

## 2.2.4. Serviços de Sistema

Desde a reestruturação do setor elétrico, têm-se verificado uma preocupação constante no que diz respeito à qualidade, fiabilidade e segurança dos sistemas elétricos, tendo sido criados os mercados de serviços de sistema de forma a otimizar esses índices. Os mercados de serviços de sistema operam em paralelo com os mercados de energia diários e intradiários, na tentativa de obter sistemas elétricos cada vez mais seguros e fiáveis.

Os OS são responsáveis pela gestão e operação dos serviços de sistema, tendo a cargo a compra dos mesmos, bem como a definição da necessidade dos mesmos. Tanto o REN, em Portugal, como a REE, em Espanha, procuram atingir a harmonização de procedimentos, nomeadamente para a definição da garantia de potência, para a gestão conjunta dos serviços de sistema e para a gestão da capacidade de interligação entre os dois países.

Após a criação do mercado ibérico, cada um dos países manteve a sua área de controlo, sendo que cada uma dessas áreas encontra-se subdividida em diversas áreas de balanço para monitorizar os valores produzidos pelos geradores em relação aos valores previstos ou determinados em mercados ou associados a contratos bilaterais. [17]

Entende-se por área de balanço como o conjunto de unidades físicas relativas a produção ou a bombagem, pertencentes a um mesmo agente de mercado e que se encontram ligadas numa área de rede, para as quais se agregam os desvios à programação. [18]

Atualmente, em Portugal, existem 16 áreas de balanço espalhadas por todo o país, sendo 10 viradas para a vertente hídrica e as restantes para a térmica. Em Espanha, existe apenas uma área de balanço por empresa correspondendo ao portfólio de cada uma. Na tabela A do Anexo A é possível visualizar com mais detalhe todas as áreas de balanço existentes em Portugal, bem como as unidades de oferta associadas às mesmas.

Em Portugal, a abertura do mercado de serviços de sistema iniciou-se com a abertura do MIBEL, porém, em Espanha, este tipo de mercado existe desde 1998. Estes serviços são geridos de forma separada e podem ser de carácter obrigatório, como por exemplo a regulação de tensão, a manutenção da estabilidade e regulação primária da frequência, ou voluntário, como a regulação secundária da frequência ou as reservas de regulação. Estes últimos podem ser sujeitos a remuneração.

Os serviços de sistema do sistema elétrico português são os mesmos que os do sistema elétrico espanhol, sendo eles:

- Resolução de Restrições Técnicas

Entende-se por restrição técnica como sendo qualquer limitação, devido à situação de exploração da rede ou do sistema, que impede que a energia elétrica seja fornecida aos consumidores de acordo com os critérios de segurança e fiabilidade especificados para a exploração do sistema. [17] Em função do horizonte temporal, no qual são identificadas, é possível ser efetuada uma distinção entre os vários processos de restrições e resolução.

- Restrições Técnicas relativas ao Mercado Diário
- Restrições Técnicas relativas ao Mercado Intradiário
- Restrições Técnicas em Tempo Real

A resolução de restrições técnicas que têm como resultado o mercado diário é resultante do programa que engloba os resultados ligados no mercado diário e os contratos bilaterais estabelecidos pelos agentes de mercado. De forma a garantir o mínimo custo para o sistema, tendo como base um sistema de ofertas específicas de energia a subir e a descer provenientes das unidades de produção e das unidades de bombagem, este processo é normalmente gerido mediante mecanismos de mercado. [6]

Para que o volume de energia, tanto de produção como de consumo seja mantido, o processo é normalmente dividido em duas fases, sendo que a primeira consagra a solução de restrições violadas, identificadas no sistema mediante a aplicação de “re-despachos” de energia a subir ou a descer. Já a segunda assenta na reprogramação das unidades de produção e de bombagem com o objetivo de eliminar o possível desequilíbrio entre a produção e o consumo resultante da mobilização ou desmobilização efetuada na fase anterior. [6]

Na resolução de restrições técnicas resultantes do mercado intradiário, o processo é efetuado sobre cada um dos resultados das diferentes sessões do mercado intradiário e a sua resolução passa pela anulação das ofertas que as originam.

No decorrer do processo podem ocorrer situações de alerta, sendo necessário realizar modificações aos programas de produção das unidades, pelo que o OS recorre ao processo de resolução de restrições em tempo real para solucionar o problema. Este processo consiste no re-despacho de energia de forma ascendente ou descendente sobre as unidades de produção e bombagem. O OS deve analisar o estado de segurança do sistema e, assim, detetar as restrições existentes em cada período horário. Para a resolução destas restrições que originem modificações no programa de produção são ativadas energia de regulação, ou seja, são utilizadas as ofertas de regulação terciária disponíveis no período em causa.

- Controlo da Tensão

O controlo da tensão é um serviço de carácter obrigatório e não remunerado e tem como objetivo controlar os fluxos de potência reativa na rede, de modo a que o sistema opere dentro dos limites aceitáveis de tensão. Este serviço têm a capacidade de produzir ou absorver energia reativa conforme o nível de tensão que se verifique na rede.

O OS dispõe de meios de controlo para que, em tempo real, possam promover o cumprimento dos critérios de funcionamento e de segurança exigidos para um correto funcionamento do sistema elétrico. Estes critérios consistem em: [18]

- Manobrar os elementos de compensação de energia reativa ligados aos enrolamentos terciários dos transformadores ou ligados à rede de transporte;
- Ligar ou desligar baterias de condensadores;
- Coordenar manobras de linhas nas redes de transporte;
- Efetuar mudança nas tomadas de regulação dos transformadores.

- Controlo da Frequência

O controlo da frequência encontra-se diretamente relacionado com a produção e consumo de EE. Quando a frequência se encontra no seu valor nominal, a produção é igual ao consumo, porém desvios de carga ou de produção, originam variações inesperadas em relação à frequência nominal, 50 Hz. Sempre que a produção supera o consumo, a frequência sobe, caso contrário, desce. Estes desvios são compensados pelas reservas de potencia ativa existentes no sistema, reservas tipicamente divididas de acordo com o tempo ao fim do qual se encontram disponíveis. Podem ser reservas primárias ou controlo de carga – frequência, reservas secundárias associadas ao sistema de *Automatic Generation Control (AGC)* e reservas terciárias.

As reservas primárias constituem um serviço obrigatório e não remunerado que corrige pequenas variações entre a produção e o consumo e têm uma natureza descentralizada, ou seja, este tipo de reservas realiza-se através da variação de potência dos geradores de forma imediata e autónoma por atuação dos reguladores de velocidade das turbinas como resposta às variações de frequência, ou seja, têm como objetivo responder automaticamente a desequilíbrios instantâneos entre a produção e o consumo. [18]

Quando as reservas primárias não conseguem por si só levar a frequência para o seu valor nominal, as reservas secundárias são ativadas pelo AGC de cada área de controlo. As reservas de regulação secundária correspondem a um serviço remunerado, sujeito a mecanismos de mercado, tanto em Portugal como em Espanha. Estas são disponibilizadas por pequenos grupos de geradores de atuação rápida, até 30 segundos, que permitem aumentar a injeção de potencia ativa em curtos períodos de tempo, corrigindo, desde modo, os desvios existentes.

Os OS estabelecem e comunicam às empresas produtoras a reserva necessária de regulação secundária para cada período de programação do dia seguinte, estabelecendo a relação de reserva a subir e a baixar para cada área de controlo, bem como os valores máximos e mínimos de banda de regulação admissíveis em cada oferta. [3] Em Portugal, a banda de regulação secundária corresponde à margem de variação da potência em que o regulador secundário pode atuar automaticamente a subir, num tempo inferior a cinco minutos, partindo do ponto de funcionamento em que se encontra em cada instante, multiplicada por 1,5. [18] Por outras palavras, a banda de regulação assignada, a subir e a descer, presente nas propostas de venda é de 2/3 a subir e 1/3 a descer, ou seja, o valor da banda de regulação a descer é metade da banda de regulação a subir. Esta situação entende-se porque é bastante mais rápido mobilizar reserva de regulação para descer (retirar grupos da rede) do que reserva de regulação a subir (colocar grupos na rede). O valor global é dado pela soma, em valor absoluto, das contribuições individuais de cada unidade física submetida a este tipo de regulação. [13]

Os produtores habilitados a fornecer este serviço enviam as suas ofertas de banda e o OS atribui aquelas que, cobrindo as necessidades do serviço, representam um menor custo e respeitam as restrições técnicas estabelecidas. A utilização da energia é valorizada ao preço marginal da energia de regulação terciária que tenha sido utilizada em cada hora, tanto a subir como a descer.

Por fim, a reserva terciária complementa a reserva secundária utilizada mediante a adaptação dos programas de funcionamento dos geradores que estejam ou não em serviço. Estão sujeitas a mecanismos de mercado, sendo ativada manualmente após instrução do OS, cabendo a este a definição do nível de mobilização de potência de reserva terciária, bem como do intervalo de tempo de mobilização associado às necessidades desta reserva. [3] A reserva terciária é definida como sendo a variação máxima de potência a subir ou a descer dos grupos do sistema e do programa na interligação, que pode ser mobilizada no horizonte da programação da exploração em vigor, num tempo máximo de 15 minutos, e que pode ser mantida, pelo menos, durante 2 horas consecutivas, e que têm como principal objetivo a reconstituição das reservas de regulação secundárias. [18]

Por razões de segurança, considera-se a reserva mínima de regulação terciária a subir, em cada período de programação, será estabelecida pela Gestão Global do Sistema (GGS), e toma como referência a perda máxima de produção provocada de forma direta pelas falhas simples dum elemento do SEN, aumentada em 2% do consumo previsto e em 10% da produção eólica prevista. Já a reserva mínima de regulação terciária a baixar, em cada período de programação, também é estabelecida pelo GGS, e toma como referência a perda máxima de bombagem provocada de forma direta pela falha simples dum elemento do SEN, incrementada em 2% do consumo e em 10% da produção eólica prevista. [18]

- Reposição de Serviço

Este tipo de serviço não é remunerado em ambos os países e visa a reposição total ou parcial do sistema da forma ordenada, segura e o mais rapidamente possível. Caso se verifique um colapso, o sistema terá de ser capaz de o restaurar o mais rapidamente possível, recorrendo à chamada capacidade de *Black Start*, utilizando para isso a capacidade que determinados grupos geradores têm para arrancar sem alimentação externa num tempo determinado e após a ocorrência de uma falha total na tensão de instalação, mantendo-se assim a gerar energia de forma estável no decorrer do processo de reposição do sistema. [3] [7]

- Resolução de Desvios

Este serviço tem como objetivo estabelecer o processo de resolução de desvios entre a geração e o consumo que poderão aparecer depois do encerramento de cada sessão do mercado intradiário e até à hora de início do horizonte de programação da sessão seguinte. [19]

Os desvios geram desequilíbrios na relação geração – consumo que devem ser regulados, de forma a assegurar a estabilidade do sistema elétrico. São originados pelo não cumprimento dos programas de geração relacionados com indisponibilidades totais ou parciais de grupos geradores, variações no consumo real do sistema, e relacionado com este, variações entre o consumo total e o consumo considerado pelos agentes de mercado nas diferentes sessões de mercado e contratos bilaterais físicos estabelecidos. [13]

Deste modo, os operadores de mercado deverão comunicar o mais depressa possível aos OS todas as indisponibilidades que afetem as unidades físicas de produção e de consumo em bombagem, bem como todas as modificações efetuadas ao programa devidamente justificadas. Além disso, os OS efetuam previsões de procura, de produção de energia provenientes da produção eólica e solar e de programas referentes às importações internacionais, no caso do setor elétrico espanhol. [19]

Portanto, os OS avaliam a necessidade de ativar o mercado de gestão de desvios, solicitando as ofertas para a resolução dos mesmos. Assim, utilizará as ofertas a subir e a descer das unidades de programação, alterando o programa correspondente à respetiva unidade de programação e incorporando essas alterações no PHO seguinte.

Na prática não existem desvios entre o consumo e a geração porque existem mecanismos de regulação secundária, reserva de regulação e trocas de reservas de energia entre Portugal e Espanha – *Balancing Inter TSO (BALIT)* – para fazer face aos desequilíbrios. A energia de desvio é obtida pela expressão (2.1), sendo as equações (2.2) e (2.3) para obtenção da energia secundária e terciária mobilizada. [20] [21]

$$Desvio = (Emissão - PHO) \times FRTD \quad (2.1)$$

$$E_{Secundária} = (Emissão - PHO) \times (1 - FRTD) \quad (2.2)$$

$$E_{Terciária} = PHO - RTTR - PHF - Testes de Disponibilidade \quad (2.3)$$

Em que: PHO – Programa Horário Operativo

FRTD – Fração de Tempo Sujeita a Desvio

RTTR – Restrições Técnicas em Tempo Real

PHF – Programa Horário de Final

O valor de FRTD obtido traduz as seguintes situações:

- FRTD = 0 → durante o período de programação não existe energia sujeita a desvio, logo não existem penalizações por incumprimento de banda de regulação;
- FRTD = 1 → durante o período de programação toda a energia está sujeita a desvio, podem existir ou não penalizações por incumprimento de banda de regulação;
- FRTD > 0 e FRTD < 1 → durante o período de programação uma fração de energia está sujeita a desvio, logo podem existir ou não penalizações por incumprimento da banda de regulação.

Caso se verifique algum incumprimento de banda de regulação assignada mobilizada (IBRAM), este é obtido pela expressão (2.4):

$$IBRAM = BRAM \times FRTI \quad (2.4)$$

Em que: IBRAM – Incumprimento de Banda de Regulação Assignada Mobilizada

BRAM – Banda de Regulação Assignada Mobilizada

FRTI – Fração de Tempo por Incumprimento ao Serviço de Telerregulação Assignada

Os desvios podem ser considerados como desvios por excesso ou desvios por defeito. Os desvios por excesso são considerados desvios positivos, ou seja, quando a energia da emissão é superior ao PHO. Quando são desvios negativos, são desvios por defeito e a emissão é inferior ao PHO. Posto isto, caso se verifique um desequilíbrio entre a geração e o consumo, são ativados automaticamente os mecanismos de reservas para corrigir esse desequilíbrio. Quando a reserva de regulação secundária for inferior ao limite de segurança é necessária a utilização da reserva de regulação para regenerar a reserva de regulação secundária.

Os desvios são contabilizados por áreas de balanço, sendo o custo de um desvio igual ao custo que o sistema tiver de pagar para corrigir esse mesmo desvio. Em Espanha, visto haver apenas uma área de balanço, o desvio é facilmente compensado desde que haja energia a mais disponível no sistema, não implicando custos acrescidos. Em Portugal, o mecanismo já não é bem o mesmo, pois existem diversas áreas de balanço. Se se

verificar um desvio e se o mesmo for compensado por aproveitamentos da mesma área de balanço, este não terá penalizações monetárias; caso contrário, isto é, caso for compensado por uma área de balanço diferente (do mesmo agente ou de outro), este terá penalizações monetárias, cabendo ao agente compensador receber o volume económico correspondente ao desvio.

A valorização dos desvios corresponde exatamente aos custos variáveis a pagar aos agentes que solucionam o desequilíbrio, originando em consequência um custo por incumprimento do programa aos agentes em falta.

O cálculo monetário é feito para todas as horas do ano, sendo o sobrecusto horário efetuado através de um rateio, em função dos módulos de desvio verificados nessa hora, ou seja, depois de contabilizado o custo de todos os desvios numa determinada hora é que se vai distribuir percentualmente por todos os que provocaram esse desvio. [13]

## 2.2.5. Interligações

A rede de transporte portuguesa encontra-se interligada com a rede espanhola em vários pontos do território nacional, permitindo a realização de trocas de eletricidade entre os dois países, fundamentais para a segurança dos sistemas elétricos e para o fornecimento de energia em ambos os países e a otimização do fornecimento de energia elétrica em termos económicos, promovendo, deste modo, a concorrência entre os agentes produtores. As interligações entre os sistemas elétricos de Portugal e de Espanha são cruciais para um bom funcionamento do MIBEL, pois podem ocorrer separações de mercado nos períodos em que a capacidade de interligação dos dois países não é suficiente.

Assim, de forma a evitar situações de *Market Splitting*, têm vindo a ser desenvolvidos projetos no sentido de reforçar as interligações entre Portugal e Espanha. Estes projetos proporcionam a melhoria de abastecimento dos consumos e a flexibilidade de adaptação da rede a novos comportamentos do parque electroprodutor em ambiente de mercado. [22]

Atualmente existem dez linhas que interligam os dois sistemas elétricos, sendo seis linhas de 400 kV, três linhas de 220 kV e uma de 130 kV, sendo que esta última se encontra desligada em regime normal de operação. [23]

### A importância da interligação Espanha – França para Portugal

A 4 de março de 2015, realizou-se, em Madrid, a cimeira tripartida Espanha – Portugal – França que visava o reforço das ligações transfronteiriças entre os dois países, Espanha e França. Atualmente, as interligações que existem entre os dois países apenas cobrem cerca de 3% da procura (em horário de pico) na península ibérica, sendo a meta europeia estabelecida para 2020 de 10%. [24]

Nesse sentido foram equacionadas três interligações elétricas, uma nova interligação por via marítima (cabo submarino no Golfo da Biscaia) e dois outros através dos Pirenéus. As três interligações vão entrar na lista dos Projetos de Interesse Comum (PIC) da União Europeia (UE), para que possam ser candidatas a financiamentos. Estes novos projetos elevarão para 8% a capacidade de interligação dos dois países. [24]

As interligações elétricas entre Espanha – França assumem grande importância para Portugal, que independentemente das ligações com o país vizinho tem de contar com a ligação através dos Pirenéus para poder exportar para o resto da UE eletricidade gerada a partir das energias renováveis.

### 2.3. O papel dos Aproveitamentos Hidroelétricos

Sendo uma fonte de energia renovável, limpa e endógena, a água é um dos elementos mais importantes para a vida no nosso planeta, podendo ser utilizada para os mais diversos fins, sobretudo para abastecimento público, doméstico e industrial, para fins comerciais e para a produção de energia hidroelétrica.

Esta energia resulta do aproveitamento da energia potencial de uma massa de água num dado desnível topográfico, transformando-a em energia elétrica. A capacidade de produção de energia hídrica varia de ano para ano consoante o valor de precipitação. Em Portugal, por exemplo, em 2016 registaram-se produções hídricas de 16.629 GWh, com um Índice de Produtibilidade Hidráulico (IPH) de 1,33, pelo que se considera um ano húmido. Já 2012 foi um ano extremamente seco, com um IPH de 0,44, verificando-se uma diminuição acentuada da produção hídrica, 6.446 GWh, tal como se pode visualizar na Tabela 2.1. [25]

Tabela 2.1 IPH e produções hídricas registadas entre 2007 e 2016

Ano	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
IPH	0,77	0,56	0,77	1,31	0,92	0,47	1,17	1,27	0,74	1,33
Produção Hídrica [GWh]	10.217	7.101	8.719	16.346	11.827	6.446	14.638	16.173	9.615	16.629

Os aproveitamentos hidroelétricos caracterizam-se por ter uma produção capaz de responder às diversas solicitações pedidas à rede, permitindo assim responder de forma rápida a possíveis picos de carga que possam surgir na rede, como é o caso do funcionamento em telerregulação. Os aproveitamentos hidroelétricos assumam um papel preponderante no que diz respeito ao mercado de energia tendo diversas vantagens quando comparadas com outras fontes de energia: [26]

- Utiliza uma fonte de energia renovável, limpa e inesgotável;
- Tem um custo operacional baixo e um tempo de vida útil elevado;
- Possui a capacidade de racionalização de água permitindo o abastecimento para consumo, o amortecimento de cheias, a garantia de caudais mínimos;

- Tem a possibilidade de funcionar como reserva em caso de avaria de outros grupos geradores, ou se ocorrerem erros de previsão de carga ou de produção renovável;
- Se estiverem dotados de bombagem, possibilitam a integração de outras fontes renováveis, permitindo turbinar em caso de défice de produção renovável, ou de bombear em caso de excesso de produção renovável;
- Contribuem para a independência energética do país;
- Diminuem a emissão de gases poluentes para a atmosfera;
- Tecnologia altamente eficiente, com rendimentos próximos dos 90%.

Apesar das vantagens apresentadas, também existem algumas desvantagens: [26]

- Elevados custos de instalação e desativação;
- Exige a formação de grandes reservatórios de água, levando a uma alteração significativa das bacias hidrográficas e dos ecossistemas;
- Podem provocar a deslocação de populações ribeirinhas.

Atualmente, os aproveitamentos hidroelétricos da EDP Produção são comandados à distância a partir de um centro de telecomando e têm como apoio às decisões dos técnicos de exploração uma série de cálculos suportados em algoritmos que geram ambientes de alarmes e visualização da exploração que está a ser feita.

Com toda a informação residente é possível determinar uma quantidade apreciável de indicadores de “performance”, que podem ser analisados no ponto 2.3.3 do presente documento, e que permitem seguir a evolução ao nível da manutenção e exploração dos aproveitamentos.

### **2.3.1. Características dos Aproveitamentos Hidroelétricos**

Define-se Aproveitamento Hidroelétrico como sendo uma unidade de exploração hidroelétrica cujos grupos podem turbinar as aflúncias à respetiva barragem e, se for caso disso, bombear a água do reservatório inferior para o superior. [27] Estes são constituídos por uma albufeira, uma barragem e uma central hidroelétrica.

Os aproveitamentos hidroelétricos são todos diferentes uns dos outros, no tamanho da barragem, no tipo e configuração do circuito hidráulico, no tipo de turbina, entre outros. No entanto, estes podem ser classificados por:

- Aproveitamentos a Fio de Água

Estes aproveitamentos caracterizam-se pelo facto do reservatório criado na barragem ter uma duração de esvaziamento inferior a 100 horas; apresentam reduzida capacidade de armazenamento de água, ou seja, as aflúncias são lançadas instantaneamente para jusante; apresentam caudais inconstantes e quando o volume

de água excede os limites da instalação, a água ou é turbinada ou não aproveitada, ou seja, descarregada. O tempo de enchimento de um reservatório de fio de água pode variar entre 2 a 400 horas. Como exemplo, este tipo de aproveitamento está presente no aproveitamento de Crestuma-Lever.

- Aproveitamentos de Albufeira

Nestes aproveitamentos o reservatório criado pela barragem tem uma duração de esvaziamento superior a 100 horas e apresentam elevada capacidade de armazenamento, o que permite reter a água de modo a ser turbinada em datas posteriores, possibilitando um controlo de consumos e uma regularização de caudais. Além disto, funcionam em períodos de elevado consumo e permitem a regularização dos caudais. Apresentam um tempo de enchimento superior a 400 horas. Como exemplo, temos um do mais recente aproveitamento da EDP Produção, o aproveitamento do Baixo Sabor.

- Aproveitamentos com Bombagem

Os aproveitamentos com bombagem são aqueles em que a água pode ser elevada por intermédio de bombas e acumulada a fim de ser posteriormente utilizada. Em todos os tipos de centrais com este tipo de aproveitamento, os reservatórios de montante e jusante estão sempre interligados entre si, o que permite a elevação da água do reservatório de jusante para o de montante, ou seja, permite que a água seja reutilizada. O aproveitamento de Foz Tua é um dos aproveitamentos que possui este tipo de sistema.

Na maioria das vezes o mesmo curso de água contém mais do que um aproveitamento, o que faz com que as operações realizadas numa central afetem as centrais que se encontram a jusante. A esta configuração dá-se o nome de cascata.

### **2.3.2. Produtores Hídricos existentes em Portugal Continental**

As centrais hidroelétricas podem ser divididas em centrais PRO e PRE.

Nas centrais PRO existem dois grupos de produtores, tendo um total de 6.8 GW de potência instalada, sendo que 92,5 % corresponde ao grupo EDP e os restantes 7,5 % à Empresa de Desenvolvimento e Infraestruturas do Alqueva, S.A. (EDIA). Os aproveitamentos da EDIA estão subconcessionados à EDP, ficando esta com toda a operação e manutenção dos grandes aproveitamentos hidroelétricos existentes em Portugal Continental.

No que respeita às centrais PRE existem bastantes mais produtores, contudo a maioria pertence, novamente, ao grupo EDP, com uma potência instalada de 147,04 MW dos 423 MW instalados em Portugal Continental e

que segue podem seguir para mercado. O gráfico da Figura 2.3 representa a quota de mercado de cada um dos produtores deste tipo de produção.

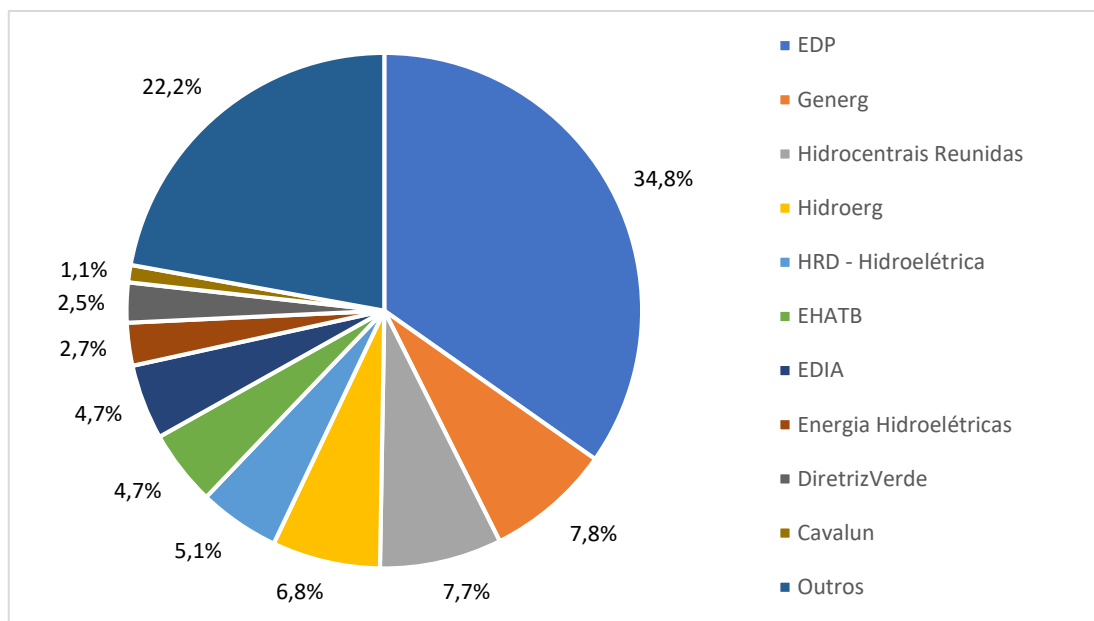


Figura 2.3 Quota de mercado de cada um dos produtores hídricos do tipo PRE

Fonte: [35] (adaptado)

### 2.3.3. Indicadores de Exploração

A liberalização do mercado de energia elétrica fez com que a exploração dos centros produtores passasse a ser mais exigente e que aumentasse o nível de controlo em relação às suas máquinas geradoras, levando a que estes estabelecessem novos critérios para a avaliação dos processos de produção e exploração do sistema.

As empresas necessitam de indicadores para avaliar o desempenho técnico e económico dos diferentes tipos de aproveitamentos, sendo os indicadores de desempenho ideais para realizar este tipo de controlos. Além disso, estes são *standards* para diversas empresas, o que permite fazer uma comparação dos resultados com empresas congéneres.

De seguida serão apresentados os indicadores mais significativos relativos à exploração dos equipamentos de produção no domínio hídrico, sendo apresentados os procedimentos de cálculo, bem como a designação de cada um. Assim:

- Taxa de Indisponibilidade ( $T_{ind}$ )

A indisponibilidade de um grupo representa a incapacidade do mesmo produzir energia, ou seja, é a energia que não pode ser produzida devido a ocorrências de operação indesejáveis. A causa pode resultar de um problema interno ao grupo, podendo este ser resolvido através de manutenções, reparações ou substituições.

As indisponibilidades podem ser classificadas de indisponibilidades programadas e indisponibilidades não programadas.

As indisponibilidades programadas correspondem à energia que não pode ser produzida no período em questão, devido a ações de manutenção programadas com antecedência. Classificam-se como indisponibilidades de longo prazo (LP) ou indisponibilidades de curto prazo (CP).

Quando se registam indisponibilidades relacionadas com trabalhos de carácter imprevisto, estas são classificadas por indisponibilidades não programadas e podem ser classificadas por fortuitas (FT) ou diferíveis (DF). Enquanto que as indisponibilidades FT ocorrem devido a avarias e/ou consequências de disparos, as indisponibilidades DF levam à paragem antes da avaria, estando esta em eminência. Estas últimas têm a particularidade de que após a anomalia detetada é possível diferir a intervenção para um período posterior. [28]

Posto isto, a taxa de indisponibilidade, em energia, referente a um determinado período de tempo  $T$ , é obtida pelo quociente entre a energia que teria sido possível produzir, utilizando a potência indisponível e a energia que no mesmo período teria sido possível de produzir utilizando a potência elétrica máxima considerando que as condições hidrológicas são as ideais e os equipamentos estão nas condições ótimas de funcionamento. Exprime-se em percentagem (%).

$$T_{ind} = \frac{P_i \times T_i}{P_{m\acute{a}x} \times T_{ref}} \times 100 \quad (2.5)$$

Onde:  $P_i$  — Potência Indisponível;

$P_{m\acute{a}x}$  — Potência Máxima;

$T_i$  — Tempo de paragem, em horas, no período de referência;

$T_{ref}$  — Tempo, em horas, de referência;

O somatório das taxas acima referidas constitui a taxa de indisponibilidade total, podendo estas ser calculadas ao nível do grupo gerador, e agregadas por central, centro de produção e parque hídrico. Pode ser calculado em valor mensal e em valor acumulado. [29]

As taxas podem ser imputadas ao produtor, quando a indisponibilidade é da sua responsabilidade, ou devido a causas externas (riscos de rede). Na demonstração de resultados do ponto 4.1 não estão contabilizadas as indisponibilidades devido a riscos de rede.

Referir ainda que, segundo o critério *Unipede/Eurelectric*, quando se registam indisponibilidades fortuitas que se prolongam para além dos 28 dias, estas são tratadas como indisponibilidades FT nos primeiros 28 dias e indisponibilidades de CP nos dias subsequentes.

As indisponibilidades influenciam as ofertas a realizar em mercado, porém, estas têm um tratamento diferente consoante o tipo de indisponibilidade. Caso seja não programada e as ofertas no mercado diário não tenham sido feitas, as unidades de produção não são incluídas nas ofertas. Caso a indisponibilidade apareça depois do fecho de mercado, o agente tem de ir aos mercados intradiários de forma a eliminar ou minimizar o impacto que a indisponibilidade tenha no programa já contratado. Se a indisponibilidade for programada, especialmente de CP, esta convém ser planeada no melhor período horário, período com previsões de preço de energia mais baixos. [13]

- Taxa de Disponibilidade ( $T_{disp}$ )

Em conjunto com os custos de investimento, os custos de operação e manutenção determinam o sucesso económico da operação de uma central. Neste contexto, a disponibilidade desempenha um papel decisivo, pois caracteriza a capacidade de uma instalação para produzir energia. Sendo estas um complemento a 100 % das taxas de indisponibilidade, estas também se exprimem em percentagem (%).

$$T_{disp} = 100 - T_{ind} \quad (2.6)$$

- Disparos / 7000h

Este indicador define-se como sendo o número de saídas forçadas de paralelo (disparos) de um grupo, para um determinado período de tempo de funcionamento, geralmente 7000 horas. É sempre referido a um intervalo temporal em horas do mês em análise e dos 11 meses anteriores.

Este indicador é calculado ao nível do grupo gerador sempre que no período referido o grupo tenha funcionado no mínimo 1000 horas. Assim, relacionam-se o número de disparos equivalentes a 7000h de serviço de cada instalação, ponderado pelo número de horas de funcionamento de cada grupo.

$$D_{7000 / grupo} = \frac{N^{\circ} \text{ Disparos}_{grupo} \times 7000}{\text{Horas de Funcionamento}_{grupo}} \quad (2.7)$$

A agregação quer ao nível da central, centro de produção e parque hídrico é feita a partir da mediana ou média dos valores obtidos para os grupos geradores. Na demonstração de resultados do ponto 4.1 esta agregação é efetuada pela mediana dos valores obtidos para os grupos geradores. São calculados no modo gerador, bomba e compensador. [29]

Este indicador reflete o estado dos sistemas de proteção e segurança da instalação através da redução do número de casos indesejados e não planeados, que levam à saída da rede. Além disto, também dá indicações sobre as condições de operação e manutenção dos aproveitamentos.

- Taxa de Sucessos

As taxas de sucesso exprimem o quociente entre o número de arranques com sucesso e o número total de solicitações (número total de sucessos + número total de insucessos). Pode ser calculada em valor mensal e em valor acumulado em ano civil e é expressa em percentagem (%).

$$T_{sucessos / grupo} = \frac{N^{\circ} de Sucessos}{N^{\circ} de Solicitações} \times 100 \quad (2.8)$$

Tal como os disparos por 7000h, a agregação quer ao nível da central, centro de produção e parque hídrico é feita a partir da mediana ou média dos valores obtidos para os grupos geradores. Na demonstração de resultados do ponto 4.1 esta agregação é efetuada pela mediana dos valores obtidos para os grupos geradores. São calculadas em modo gerador, bomba e compensador. [29]

Diz-se que uma mudança de estado teve sucesso, se a entrada do grupo na rede como gerador, bomba ou compensador é conseguida, qualquer que seja a carga, dentro do período estipulado para o arranque, acrescido de um período de funcionamento de 5 minutos.

Para a determinação do sucesso de arranques deve ser tido em conta apenas os arranques produzidos quando o grupo está disponível. Os arranques efetuados durante as fases de manutenção (ensaios) não são considerados no cálculo deste indicador.

- Descarregamentos Turbináveis

Os descarregamentos turbináveis referem-se à energia perdida por cada aproveitamento devido a caudais descarregados que poderiam ter sido turbinados, isto é, caudais descarregados originados por indisponibilidades totais ou parciais de grupos geradores ou ainda nos casos de redução de produções por falta de consumos. [30]

O cálculo dos mesmos é realizado através da análise dos caudais horários descarregados e turbinados, produção ativa e queda bruta (diferença entre a cota de montante e a cota de jusante). Para a obtenção dos

mesmos são calculados coeficientes energéticos que servem para converter um volume de água em energia utilizando para o efeito a potência máxima e o caudal máximo turbinável, de acordo com as condições atuais de hidrologia. [30]

Assim, os descarregamentos turbináveis podem ser obtidos pela expressão (2.9):

$$Energia\ Perdida = V_{perdido} \times Coef.\ Energético \quad (2.9)$$

- Utilização da Potência Máxima

Este indicador estabelece o quociente entre a produção real e a energia máxima produtível no período considerado tendo em conta que neste período os equipamentos de produção se encontram sem quaisquer condicionamentos e a situação hidrológica é a ideal. Exprime-se em percentagem (%).

$$Uti.\ Pot.\ Máx = \frac{Produção\ Real\ (MWh)}{Potência\ Líquida\ Máxima\ (MW) \times Duração\ do\ Período\ (horas)} \times 100 \quad (2.10)$$

A partir deste indicador, é possível calcular outro indicador – Utilização da Potência Máxima na Disponibilidade. Este é dado pela razão entre a Utilização da Potência Máxima e a taxa de disponibilidade do período em questão. Também se exprime em percentagem (%).

$$Uti.\ Pot.\ Máx.\ Disp = \frac{Uti.\ Pot.\ Máx}{T_{disp}} \times 100 \quad (2.11)$$

- Coeficiente de Produtibilidade

Este indicador não está tão relacionado com o comportamento técnico dos grupos geradores, mas sim com a situação hidrológica da zona onde o aproveitamento está inserido. É obtido pela razão entre a afluência total, em energia, aos aproveitamentos num dado período de tempo, mensal ou acumulado, e a afluência média nesse período de tempo respeitante a uma série histórica de aflúncias de 40 anos (1966 – 2005).

$$CoefProd = \frac{Aflu_t}{Aflu_{med}} \quad (2.12)$$

Em que:

$$Aflu_t = Produção + VarArmaz + Perda\ Energia - EquivBomb \quad (2.13)$$

$$VarArmaz = Armaz\ fim\ período - Armaz\ inicio\ período \quad (2.14)$$

$$Perda\ Energia = Volume\ descarregado \times CoefEnerg \quad (2.15)$$

$$CoefEnerg = \frac{Produção}{Volume\ Médio\ Turbinado} \quad (2.16)$$

$$Volume\ Médio\ Turbinado\ (hm^3) = \frac{Caudal\ Turbinado\ (m^3/s) \times Duração\ (s)}{10^6} \quad (2.17)$$

$$EquivBomb = CoefEnerg \times Volume\ Médio\ Bombado \quad (2.18)$$

$$Volume\ Médio\ Bombado\ (hm^3) = \frac{Caudal\ Bombado\ (m^3/s) \times Duração\ (s)}{10^6} \quad (2.19)$$

Através do coeficiente de produtividade é possível saber se estamos perante um período seco, húmido ou médio. Se o coeficiente de produtividade for igual a 1, estamos perante um ano nem muito húmido, nem seco, ou seja, está dentro da média considerável. Caso seja superior a 1, estamos perante um período húmido; caso inferior, o período é considerado seco.

A hidraulicidade é um dos fatores a ter em conta na preparação das ofertas do Mercado Diário, sendo expectável que em períodos de maior hidraulicidade os preços desçam, pois, a componente hídrica disponível em mercado é maior.



## Capítulo 3

# Estudo dos resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade referentes a 2016

### 3.1. Análise dos resultados do Mercado Diário

Neste subcapítulo serão analisados os resultados do Mercado diário no ano de 2016, sendo para isso feita uma análise aos valores de energia transacionada, aos preços de energia e verificação da aplicação de mecanismos de *Market Splitting*, aos valores de volume transacionados obtidos, bem como um estudo sobre o peso de cada tecnologia produtora de energia existente.

Inicialmente serão analisados os dados referentes ao mês de inverno – janeiro – sendo apenas feita uma comparação com o mês de verão – agosto – no que diz respeito ao peso de cada tecnologia na produção de EE. Para finalizar será feita uma análise geral ao ano de 2016, bem como uma comparação com os resultados obtidos nos anos anteriores.

Todos os dados utilizados para a realização desta análise foram obtidos na página *web* do *Operador del Mercado Ibérico de energia* – OMIE, cuja referência é a [31].

#### 3.1.1. Mês de inverno – janeiro

Os meses de inverno são, geralmente, caracterizados por elevados níveis de pluviosidade e conseqüentemente por grandes quantidades de recursos hídricos, contribuindo para a redução do preço da energia elétrica. Assim, de acordo com o Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA), o mês de janeiro foi um mês muito chuvoso e extremamente quente. [32]

- Energia Transacionada

No mês de janeiro a energia transacionada no Mercado Diário foi de 20.044 GWh, sendo que 15.561 GWh foram transacionados no lado espanhol e os restantes 4.483 GWh no lado português. Tal como era de esperar, a energia movimentada em Espanha é bastante superior à energia movimentada em Portugal. Recorde-se que o mercado espanhol é, aproximadamente, 5 vezes superior ao mercado português, havendo uma grande diferença de consumos entre ambos os países. O gráfico da Figura 3.1 permite visualizar a quantidade de energia que foi transacionada ao longo do mês em análise.

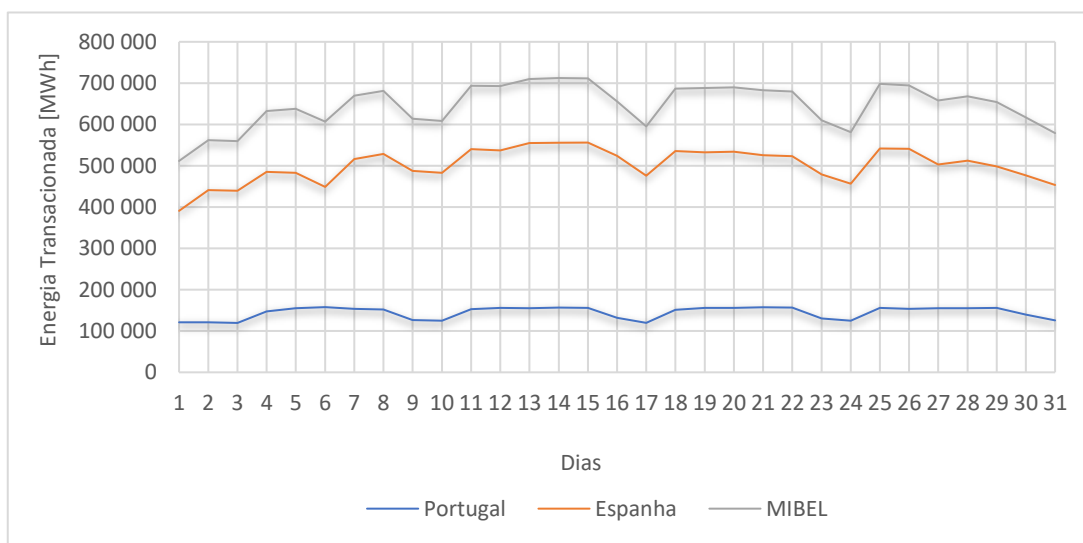


Figura 3.1 Evolução da energia transacionada em Portugal, Espanha e no MIBEL em janeiro de 2016

Da análise à Figura 3.1 é possível concluir que as variações diárias entre ambos os países são muito similares, registando-se descidas de energia aos fins-de-semana e feriados fruto da diminuição de consumos, especialmente industriais, pois, geralmente, estas encontram-se encerradas nesses dias. A Tabela 3.1 permite confirmar o referido anteriormente.

Tabela 3.1 Valores mínimos e máximos da energia transacionada em Portugal, Espanha e MIBEL em janeiro de 2016

	Mínimo		Máximo	
	Energia [MWh]	Dia	Energia [MWh]	Dia
Portugal	119.664	17	157.760	6
Espanha	390.886	1	556.104	15
MIBEL	511.724	1	712.422	14

- Preço da Energia Transacionada no Mercado Diário

O preço médio mensal do mercado diário foi de 36,39 €/MWh em Portugal e 36,53 €/MWh em Espanha. Na Figura 3.2 é apresentada a evolução dos preços horários mínimos, médios e máximos da energia transacionada em ambos os polos do MIBEL.

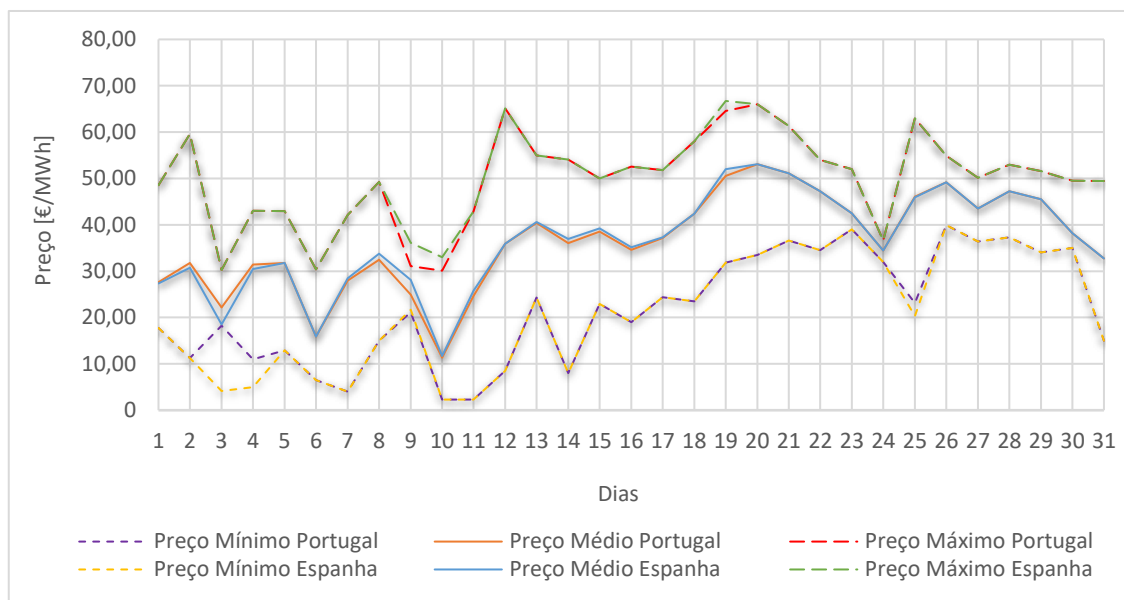


Figura 3.2 Evolução do preço mínimo, médio e máximo em Portugal e Espanha em janeiro de 2016

Tal como a energia transacionada, as curvas dos preços médios também se apresentam muito idênticas nos dois países, sendo o preço médio português ligeiramente inferior ao preço médio espanhol por onze dias. A evolução dos preços médios diários está relacionada com o tipo de tecnologia que marcou o preço de fecho de mercado, bem como com a ativação ou não de mecanismos de *Market Splitting*. Os preços horários mantiveram-se muito idênticos em ambos os países, verificando-se diferenças mais significativas no dia 3 e 9 de janeiro. No dia 3, o preço mínimo registado em Portugal foi superior ao espanhol em cerca de 14,06 €/MWh, originando uma diferença mais significativa no preço médio em cerca de 3,70 €/MWh. Enquanto que no dia 3 a diferença mais significativa se registou nos preços mínimos e médios, no preço máximo o maior desvio ocorreu no dia 9, com o preço em Espanha a ser superior ao preço de Portugal em 5,02 €/MWh.

A Tabela 3.2 contém os valores mínimos e máximos do preço da energia elétrica no Mercado Diário em ambos os países. Os valores mínimos ocorrem nos mesmos dias e horas nos dois países, dia 10 de janeiro às 6 e 7 horas e no dia 11 de janeiro às 4 e 5 horas. Já o preço máximo registou-se no dia 20 às 20 horas em Portugal e no dia 19 às 20 horas em Espanha.

Tabela 3.2 Valores mínimos e máximos dos preços da energia transacionada em Portugal e Espanha em janeiro de 2016

	Mínimo			Máximo		
	Preço [€/MWh]	Dia	Hora	Preço [€/MWh]	Dia	Hora
Portugal	2,3	10;11	6;7;4;5	66	20	20
Espanha	2,3	10;11	6;7;4;5	66,71	19	20

- Volume Económico Transacionado

O volume económico transacionado no MIBEL foi de 758 M€, sendo que 588 M€ foram transacionados no polo espanhol e os restantes 170 M€ do polo português. O gráfico da Figura 3.3 e a Tabela 3.3 permitem visualizar a evolução monetária no MIBEL ao longo do mês em estudo.

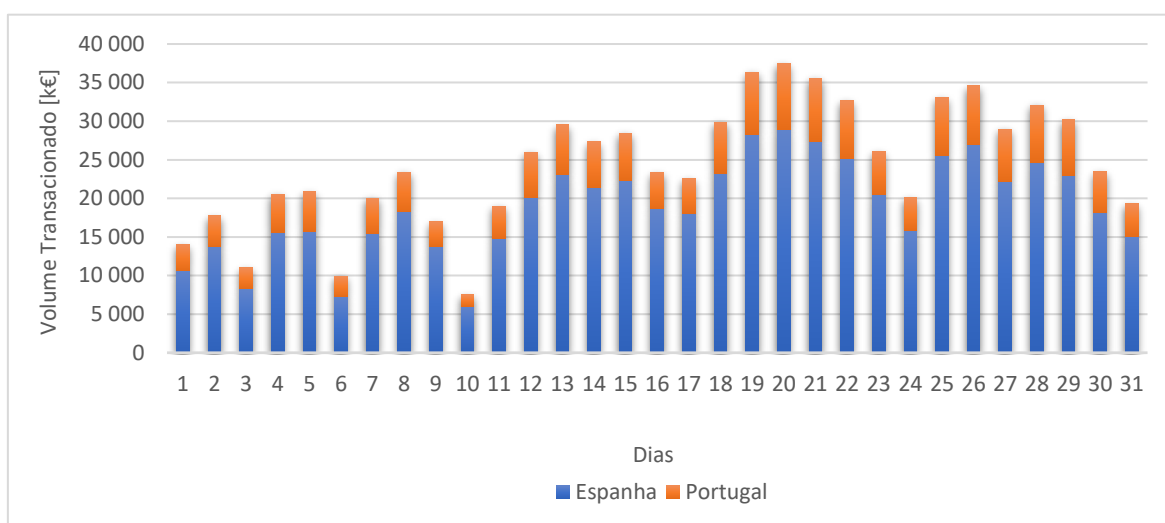


Figura 3.3 Evolução do volume económico transacionado em Portugal e Espanha em janeiro de 2016

Tabela 3.3 Valores mínimos e máximos do volume económico transacionado em Portugal, Espanha e MIBEL ao longo do mês de janeiro de 2016

	Mínimo		Máximo	
	Volume [k€]	Dia	Volume [k€]	Dia
Portugal	1.491	10	8.483	20
Espanha	6.047	10	28.960	20
MIBEL	7.538	10	37.443	20

Pelos dados visualizados na Figura 3.3, verifica-se uma tendência de aumento e diminuição semelhante entre os dois países. Os valores mínimos e máximos ocorreram nos mesmos dias, tal como se pode constatar na Tabela 3.3.

- Market Splitting

Sempre que se verifique congestionamentos nas interligações entre Portugal e Espanha estamos perante mecanismos de separação de mercados (*Market Splitting*). Nestas circunstâncias passam a existir dois mercados, podendo haver preços diferentes entre ambos os países. O país importador apresenta um preço superior no momento em que ocorrer o congestionamento.

A evolução horária da diferença do preço da energia no Mercado Diário registado em ambos os países encontra-se na Figura 3.4.

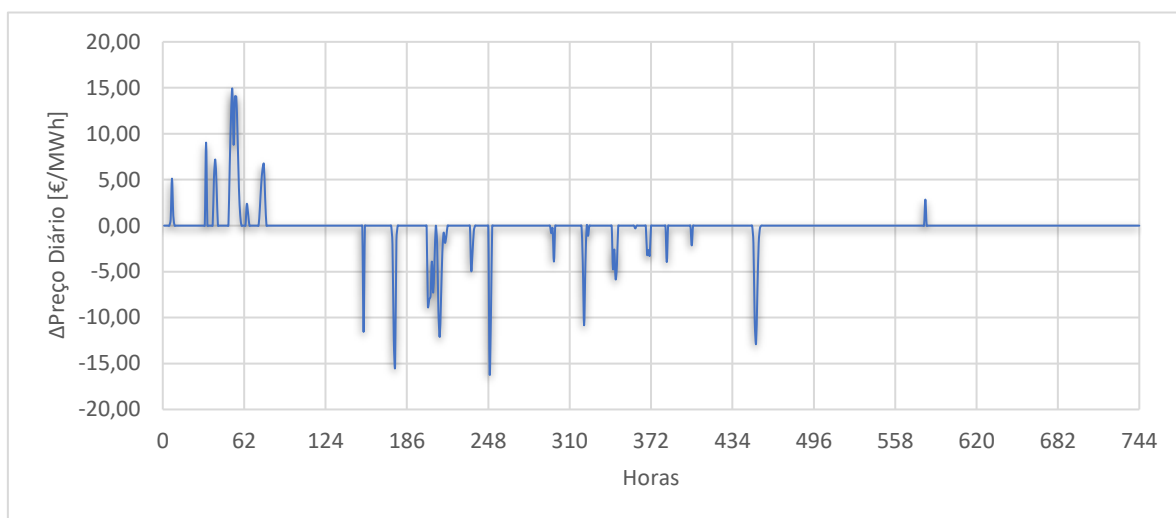


Figura 3.4 Evolução da diferença de preços horários entre Portugal e Espanha em janeiro de 2016

O mecanismo de *Market Splitting* foi ativado durante 71 horas, correspondendo a 9,54% do tempo total (744 horas). Das 71 horas, em 47 horas Portugal encontrava-se a exportar energia para Espanha, estando nas restantes 24 horas a importar. Pela Figura 3.4, verifica-se que a maior diferença de preços ocorreu no dia 11 de janeiro pelas 9 horas, com o preço em Espanha a ser superior ao português em 15,95 €/MWh. Nesta hora o preço português foi de 24,05 €/MWh e o preço espanhol fixou-se nos 40 €/MWh, estando, portanto, Portugal a exportar energia para Espanha.

Analisada a evolução dos preços resta agora analisar a capacidade de interligação entre os dois países. A Figura 3.5 e Figura 3.6 apresentam a evolução horária das capacidades e ocupações das interligações ao longo do mês. Todos os dados apresentados têm em conta que Espanha é a parte exportadora e importadora, uma vez que estes têm como fonte o *Operador del Mercado Ibérico de energia* – OMIE.

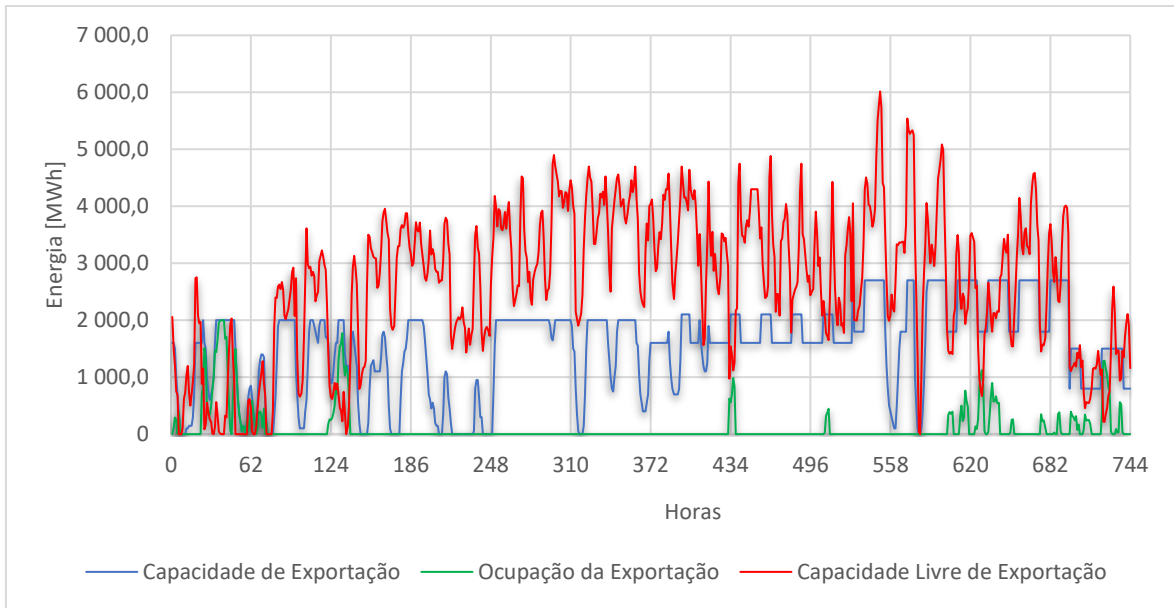


Figura 3.5 Evolução das capacidades e ocupação de exportação horária de Espanha para Portugal em janeiro de 2016

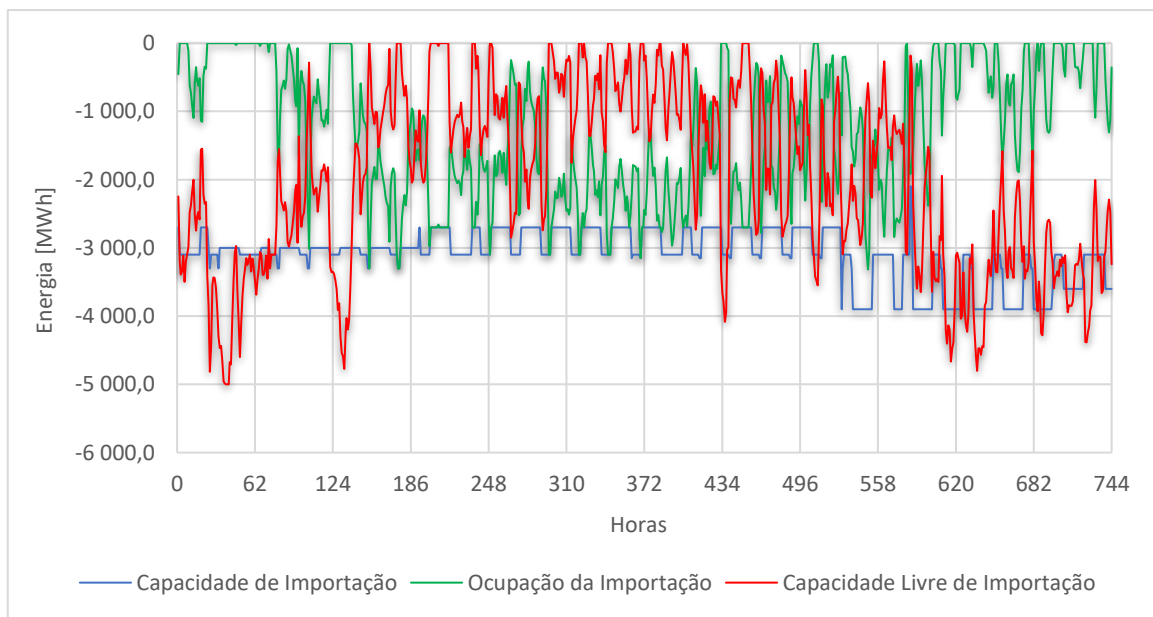


Figura 3.6 Evolução das capacidades e ocupação de importação horária de Espanha para Portugal em janeiro de 2016

A capacidade de importação ou de exportação representa a capacidade que um país possui para receber ou exportar energia na ou da sua rede. Esta capacidade está dependente de fatores como as características físicas dos ramos de interligação e das redes adjacentes, assim como da forma de exploração dos sistemas elétricos dos dois países. Já a capacidade livre de importação ou exportação reflete a quantidade de energia que é possível importar ou exportar recorrendo às interligações.

Analisando as Figura 3.5 e Figura 3.6, conclui-se que a capacidade livre de exportação foi nula durante 24 horas, horas essas em que Espanha se encontrava a exportar. Já a capacidade livre de importação ocorreu durante 47 horas, horas em que Espanha estava a importar.

- Tecnologias

No que diz respeito às tecnologias utilizadas para a produção de energia elétrica, o *mix* energético espanhol é ligeiramente diferenciado do português, utilizando principalmente a energia nuclear para a produção de energia, o que não acontece em Portugal. A Figura 3.7 contém a energia transacionada por tecnologia, em Portugal e em Espanha.

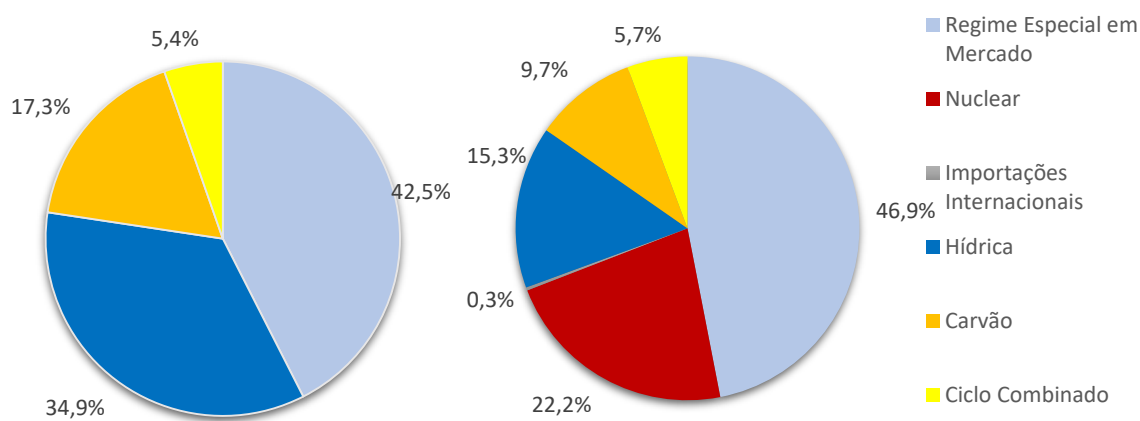


Figura 3.7 Contribuição de cada tecnologia para a produção da energia transacionada em Portugal [esquerda] e Espanha [direita] em janeiro de 2016

Analisando a Figura 3.7, em Portugal, a energia é produzida maioritariamente pelas tecnologias utilizadas em regime especial, maioritariamente eólica, e pela hídrica, contribuindo com 77,38 % da energia total produzida. Comparando com Espanha, estas tecnologias contribuíram com 62,2 % do total produzido. Sendo considerado um mês húmido, é de esperar que as tecnologias hídrica e regime especial contribuam mais para a produção de energia elétrica, ao invés da energia térmica.

Seguidamente será feita uma análise à evolução da tecnologia que marcou o preço de fecho mercado em ambos os países do MIBEL. Para cada dia o somatório do número de horas em cada tecnologia pode ultrapassar o número de horas de um dia, pois o preço de fecho de mercado pode ser marcado por mais que uma tecnologia, sendo aceites pelo OM propostas de venda de centrais de tecnologias diferentes que ofereçam o mesmo preço.

Em Portugal, pela tabela B.1 do Anexo B as tecnologias que mais vezes marcaram o preço de fecho de mercado foi a hídrica, o regime especial e a térmica convencional, com 266, 233 e 170 horas, respetivamente. O preço médio mínimo foi registado no dia 10 de janeiro, 11,35 €/MWh, sendo que para esse dia observa-se o

contributo das tecnologias hídricas, regime especial e térmica convencional, porém esta última, apenas, durante duas horas. Tendo a hídrica e o regime especial custos marginais reduzidos ou nulos, levam a que o preço médio verificado seja bastante reduzido. Por outro lado, o preço médio máximo foi de 53,07 €/MWh, dia 20 de janeiro, preço marcado por tecnologias com elevados custos de produção, como são o caso das térmicas, ciclo combinado e convencional. O custo associado a este tipo de tecnologias não segue uma tendência uniforme, uma vez que depende fortemente do preço dos combustíveis fósseis.

Em Espanha (tabela B.2 do Anexo B), mais uma vez, se verifica que as tecnologias que mais vezes marcaram o fecho de mercado foram a hídrica, o regime especial e térmica convencional, porém, neste caso, o regime especial contribui com mais horas do que a hídrica, o oposto verificado em Portugal. Tal como em Portugal, os dias que tiveram maior contributo por parte das tecnologias hídrica e regime especial são os dias em que o preço médio de fecho de Mercado Diário é menor, devido aos reduzidos custo marginais associados às mesmas.

### 3.1.2. Mês de verão – agosto

Tal como dito anteriormente, neste ponto, apenas será feita uma análise ao peso de cada tecnologia na produção de energia elétrica ao longo do mês de agosto. Geralmente, os meses de verão caracterizam-se por ser meses secos fruto das elevadas temperaturas registadas, verificando-se uma redução da produção de energia através de recursos hídricos, quando comparada com meses de inverno. Segundo o IPMA, o mês de agosto foi um mês extremamente quente e seco. [32]

Tal como referido no ponto 3.1.1, Espanha apresenta um maior número de tecnologias no que diz respeito à produção de energia elétrica quando comparada com Portugal. A Figura 3.8 contém as percentagens de produção por tecnologia em cada país.

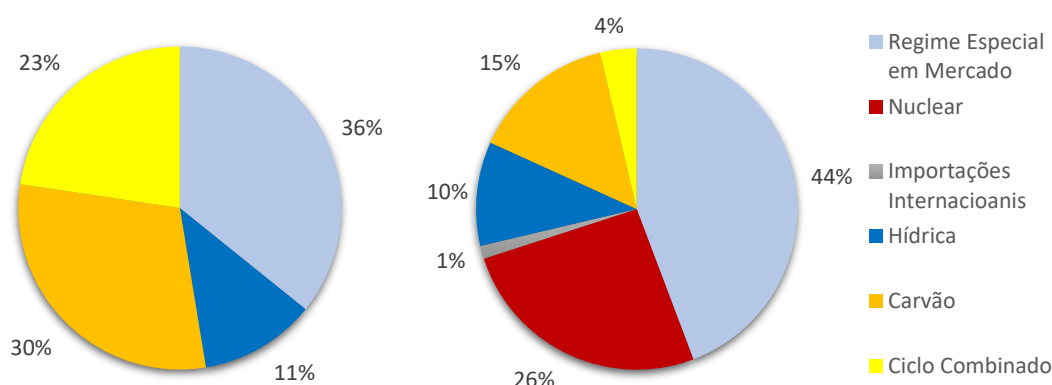


Figura 3.8 Contribuição de cada tecnologia para a produção da energia transacionada em Portugal [esquerda] e Espanha [direita] em agosto de 2016

O facto de estarmos perante um mês seco, faz com que a produção hídrica diminua comparativamente ao mês de janeiro, contribuindo, assim, com apenas 11 % em Portugal e 10 % em Espanha da energia total produzida. Como forma de compensar este défice de energia produzida, as centrais de ciclo combinado e carvão, em Portugal, e as nucleares e carvão em Espanha aumentam a sua contribuição de energia. Contudo, em Espanha, a contribuição de cada tecnologia é muito similar nos dois meses em estudo.

De seguida será feita uma análise em relação à tecnologia que marca o preço de fecho de mercado, tal como a que foi feita para o mês de janeiro. As tabelas B.3 e B.4 do Anexo B dizem respeito a Portugal e Espanha, respetivamente.

Tal como no mês de janeiro, em ambos os países, foram as tecnologias hídrica, regime especial e térmica convencional a marcar mais vezes o preço de fecho do mercado, porém é notório o aumento de horas em que as tecnologias térmicas, especialmente a de ciclo combinado, marcaram o preço de fecho mercado, como forma de compensar a escassez de recursos renováveis que possa existir nos meses de verão.

### **3.1.3. Ano de 2016 e Comparação com Anos Anteriores**

Nesta secção será feita uma análise mensal à energia transacionada, ao preço da energia, ao volume transacionado, à ocorrência de *Market Splitting* e às tecnologias que contribuíram para a produção de energia do mercado diário ao longo do ano de 2016. Além disso, será realizada uma comparação do ano em estudo com os anos anteriores, desde o início da abertura do mercado, julho de 2007, até 2016.

- Energia Transacionada

Em 2016 foram movimentados 49.501 GWh em Portugal e 183.970 GWh em Espanha, perfazendo um total de 233.471 GWh de energia transacionada no mercado diário. A variação mensal da energia transacionada em Portugal, Espanha e MIBEL encontra-se na Figura 3.9.

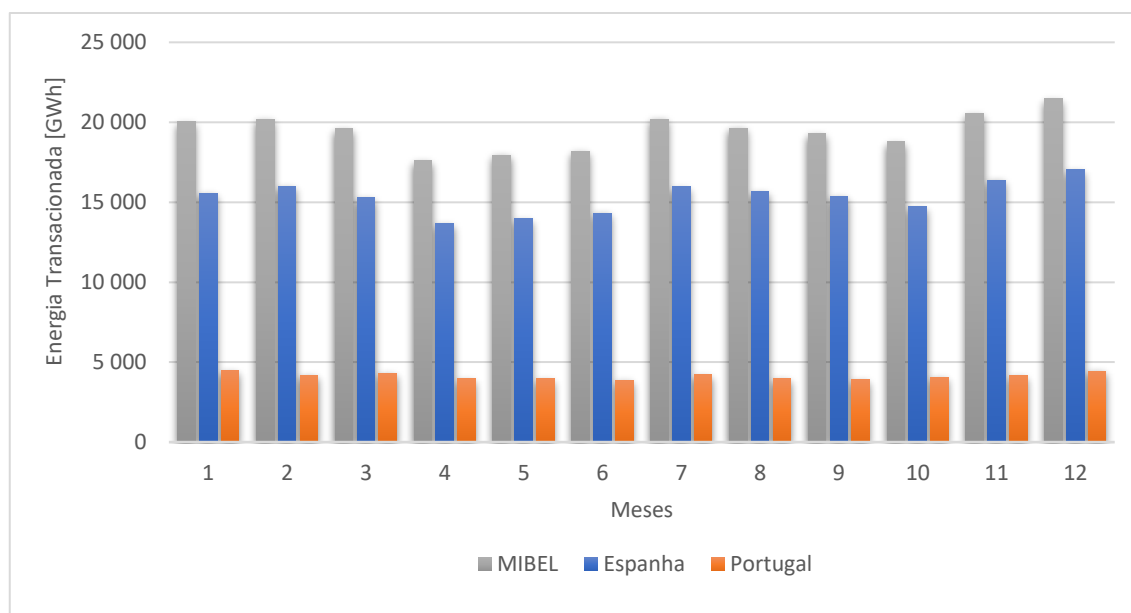


Figura 3.9 Evolução da energia transacionada em Portugal, Espanha e MIBEL em 2016

Nos meses em que a temperatura foi mais amena, verificam-se menores quantidades de energia transacionada. Por outro lado, nos meses com temperaturas mais frias ou mais quentes, o consumo aumenta, fruto da necessidade de climatização, registando-se um aumento da energia transacionada, tal como se constata na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 Valores mínimos e máximos da energia transacionada em Portugal, Espanha e MIBEL em 2016

	Mínimo		Máximo	
	Energia [GWh]	Mês	Energia [GWh]	Mês
Portugal	3.854	junho	4.483	janeiro
Espanha	13.653	abril	17.018	dezembro
MIBEL	17.608	abril	21.463	dezembro

Comparando o ano de 2016 com anos anteriores, no MIBEL, verifica-se uma diminuição da energia transacionada desde o ano de 2008 até 2011, o equivalente a 50.006 GWh. De 2011 a 2013 houve um acréscimo a energia total transacionada, verificando-se nova descida até ao ano de 2015. Em 2016 verificou-se novo aumento de 3,4% face ao ano anterior, tal como se pode verificar na Tabela 3.5, devido a um ligeiro aumento do consumo registado em Espanha.

Tabela 3.5 Valores da energia transacionada em Portugal, Espanha e MIBEL de julho de 2007 ao dezembro de 2016

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Espanha [GWh]	111.105	222.158	201.170	193.345	182.290	178.337	185.148	173.902	175.968	183.970
Portugal [GWh]	20.488	43.924	36.912	33.569	33.788	49.559	49.734	49.498	49.655	49.501
MIBEL [GWh]	131.593	266.083	238.082	226.914	216.077	227.896	234.881	223.400	225.623	233.471

- Preço da Energia Transacionada no Mercado Diário

Relativamente aos preços da energia no mercado diário, em 2016, o preço médio registado em Portugal fixou-se nos 39,44 €/MWh e em Espanha nos 39,67 €/MWh. A Figura 3.10 demonstra a evolução dos preços médios em cada um dos meses do ano, bem como a energia transacionada correspondente.

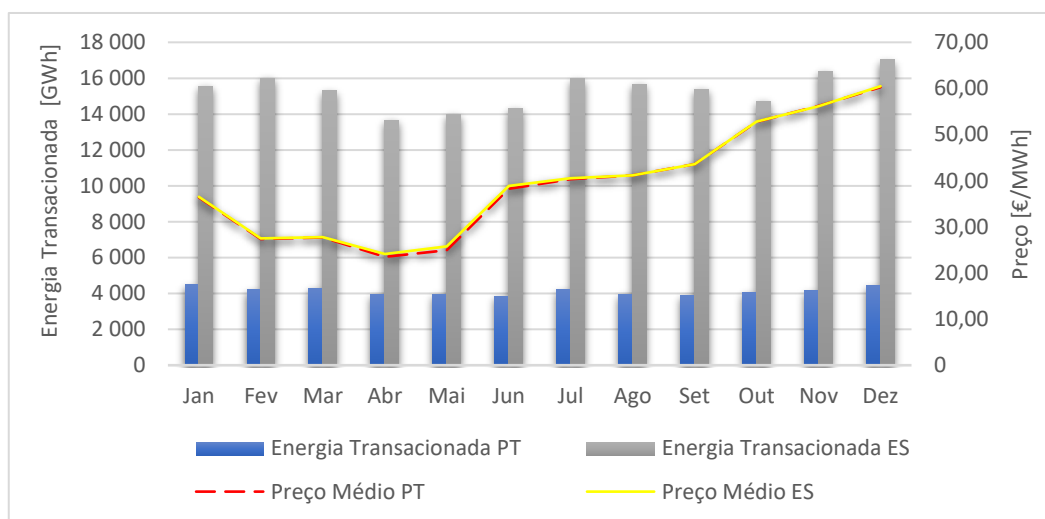


Figura 3.10 Evolução da energia transacionada e respetivo preço em Portugal e Espanha em 2016

Analisando o gráfico da Figura 3.10, verifica-se que a evolução do preço médio mensal foi bastante semelhante nos dois países. Na primeira metade de 2016 registaram-se preços muito baixos para a quantidade de energia transacionada nos dois países. Segundo IPMA, nos meses iniciais de 2016, verificou-se aumento do valor médio de precipitação, tendo sido o preço em mercado estabelecido maioritariamente por fontes de energia renováveis. A abundância dos recursos hídricos influencia diretamente o preço da energia elétrica dado que os custos marginais das centrais hídricas são praticamente nulos.

Na segunda metade do ano registaram-se preços mais elevados provavelmente fruto de ter sido uma época mais seca. Outra razão pode estar relacionada com o encerramento de um terço das centrais nucleares de França (21 de 58 centrais), responsáveis por 70% da energia produzida no país, podendo ter originado o aumento dos preços de energia.

A Tabela 3.6 contém os valores mínimos e máximos do preço médio em Portugal e Espanha, ao longo do ano de 2016.

Tabela 3.6 Valores mínimos e máximos do preço médio em Portugal e Espanha em 2016

	Mínimo		Máximo	
	Preço Médio [€/MWh]	Mês	Preço Médio [€/MWh]	Mês
Espanha	25,13	abril	62,30	dezembro
Portugal	24,20	abril	62,30	dezembro

Pela Figura 3.11 é possível ver a evolução dos preços médios ao longo do período de tempo em estudo.

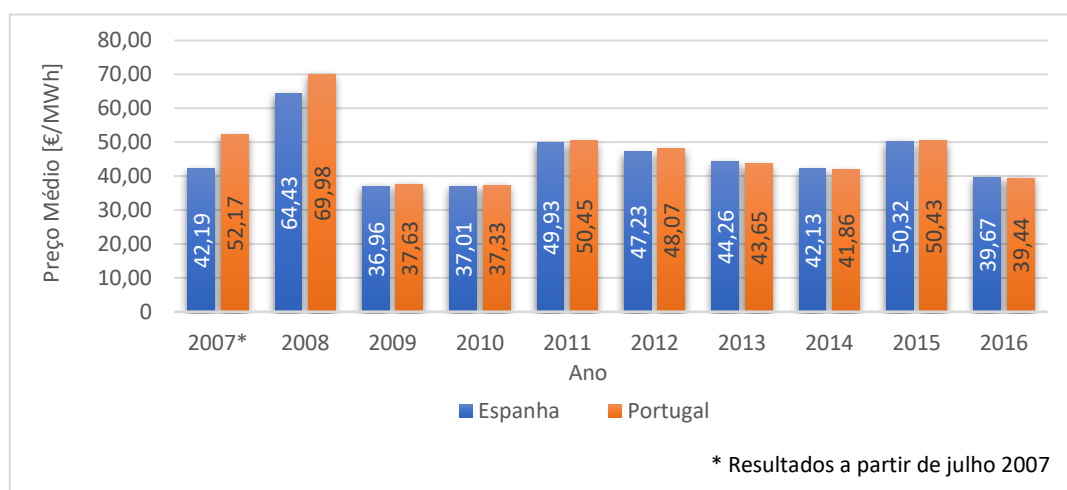


Figura 3.11 Evolução dos preços médios em Portugal e Espanha de julho de 2007 a dezembro de 2016

Desde a entrada em funcionamento total do MIBEL, 2008 foi o ano em que se registaram preços médios mais elevados, com preços fixos de 64,43 €/MWh e 69,98 €/MWh, em Espanha e Portugal, respetivamente, tendo sido nesse mesmo ano verificada a maior diferença entre os dois preços. No ano seguinte verifica-se uma grande diminuição dos preços, fruto de uma diminuição da procura face à capacidade disponível e de um aumento da produção em regime especial em Espanha e de hídrica em Portugal e em Espanha.

Entre 2011 e 2014 verificou-se uma diminuição do preço médio de energia, podendo esta estar relacionada com o melhoramento do funcionamento do MIBEL, o reforço das interligações entre os dois países e consequente diminuição da ativação de mecanismos de *Market Splitting*, bem como de condições climatéricas favoráveis aliadas ao aumento da capacidade instalada de tecnologias enquadradas no âmbito da produção em regime especial, que entram nas curvas de mercado a preço zero, e a diminuição dos preços do petróleo. Em 2015, os preços voltaram a subir, podendo este aumento ser justificado pelo aumento do consumo de energia elétrica e pela redução da quantidade de energia hídrica disponível. Em 2016, verifica-se nova queda em relação aos preços de mercado, provavelmente devido a um aumento da energia hídrica disponível.

- Volume Económico Transacionado

A Figura 3.12 e a Tabela 3.7 contém informação a cerca do volume económico transacionado em cada um dos países que constitui o MIBEL, bem como informações sobre o MIBEL.

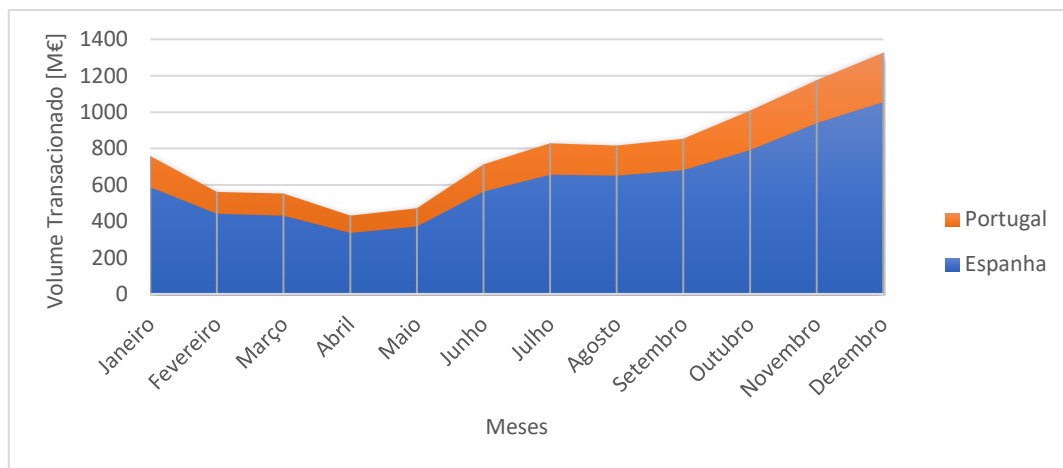


Figura 3.12 Evolução do volume económico transacionado em Portugal e Espanha em 2016

Tabela 3.7 Valores mínimos e máximos do volume económico transacionado em Portugal, Espanha e MIBEL em 2016

	Mínimo		Máximo	
	Volume Transacionado [M€]	Mês	Volume Transacionado [M€]	Mês
Espanha	337	abril	1.055	dezembro
Portugal	95	abril	271	dezembro
MIBEL	432	abril	1.326	dezembro

Em Espanha, era de esperar que os valores máximos e mínimos transacionados ocorressem nos meses de dezembro e abril, o que se verificou, uma vez que foi nesse período que se registaram os valores máximos e mínimos da energia transacionados e do preço médio da mesma. Já em Portugal, o volume mínimo e máximo ocorreu no mesmo mês em que se verificou o mínimo e máximo do preço médio, porém a energia transacionada não se verifica no mesmo mês.

Comparando os resultados de 2016 com os anos anteriores, Portugal apresenta valores de volume económico mais baixos do que em Espanha, tal como era de esperar, devido às diferenças significativas em relação aos sistemas elétricos de cada país. A Figura 3.13 permite visualizar isso mesmo, sendo o pico de volume transacionado verificado em 2008, com um total de 14.563 M€, registando-se uma diminuição de 18% em Espanha e 22% em Portugal entre o volume transacionado em 2016 e transacionado no período homólogo.

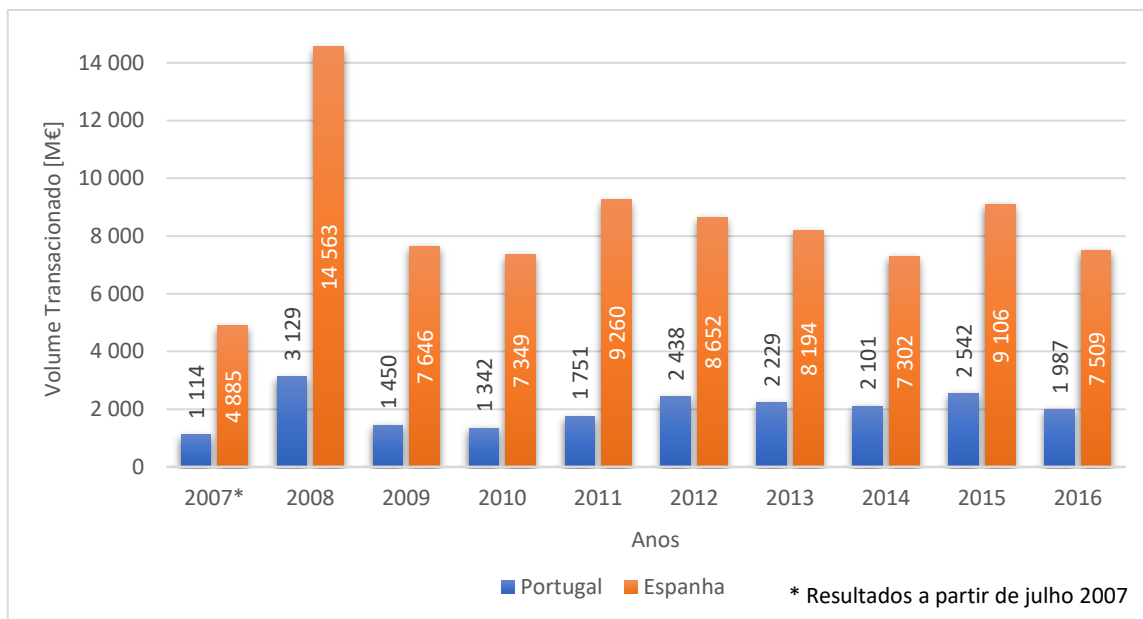


Figura 3.13 Evolução do volume económico transacionado em Portugal e Espanha de julho de 2007 a dezembro de 2016

- Market Splitting

A Figura 3.14 permitem observar a evolução da diferença entre os preços horários do mercado diário do MIBEL de Portugal e Espanha (preço de Portugal menos preço de Espanha) ao longo das 8784 horas do ano de 2016.

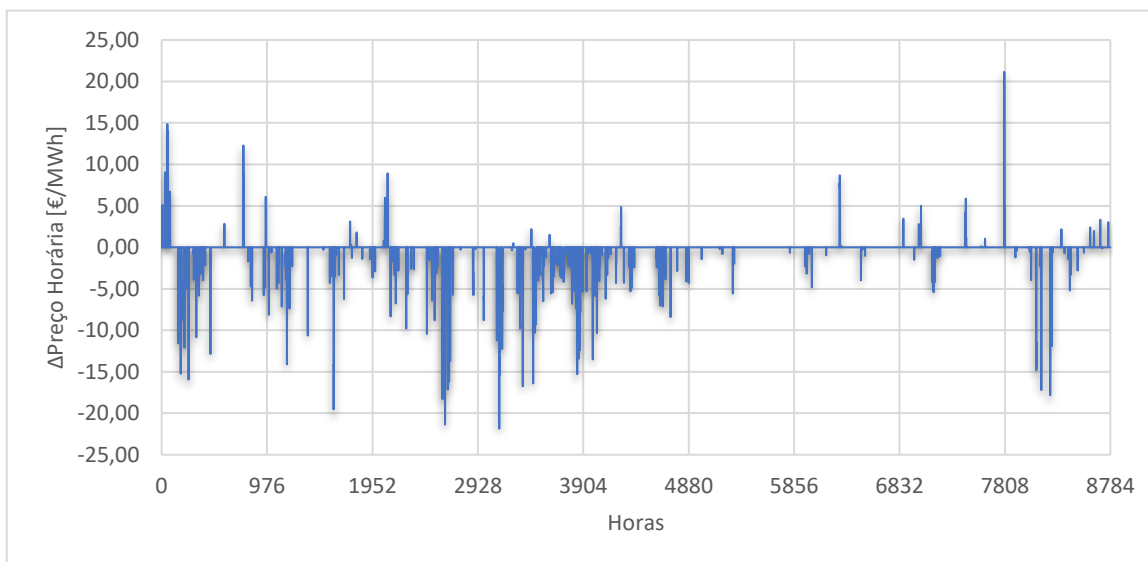


Figura 3.14 Evolução da diferença horária entre Portugal e Espanha em 2016

Pela análise gráfica, conclui-se que o mecanismo de *Market Splitting* foi acionado durante 721 horas, verificando-se, maioritariamente, que o preço horário espanhol foi superior ao português. Durante este período nem sempre se verificou diferença de preços nas duas áreas de controlo, tendo isso sido verificado apenas por uma vez. No total, Portugal exportou para Espanha durante 614 horas e importou durante 107 horas.

A Tabela 3.8 contém os valores relativos ao número de horas em que Portugal se encontra a exportar e a importar e do número de horas em que o mecanismo foi ativado, ao longo dos últimos anos.

Tabela 3.8 Evolução do número de horas de importação e exportação em Portugal e o número de horas em que o mecanismo de *Market Splitting* foi ativado de julho de 2007 a dezembro de 2016

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Portugal a exportar [h]	3	63	226	643	155	0	702	353	13	614
Portugal a importar [h]	3571	5385	1989	1284	618	901	315	144	200	107
Mecanismo ativado [h]	3574	5448	2215	1927	773	901	1017	497	213	721

A análise foi realizada tendo em conta os valores de capacidade livre de importação e exportação verificados. Tal como referido anteriormente, têm-se verificado uma melhoria nas interligações, levando a uma diminuição do número de horas em que este mecanismo é ativado. O ano de 2015 foi o ano em que se registou um menor número de horas de ativação desde que o MIBEL entrou em funcionamento. As elevadas horas de acionamento apuradas em 2016, ao nível da exportação, pode estar relacionado maioritariamente com o facto de o ano ter sido hidrológicamente húmido, permitindo o escoamento de energia em excesso; e com o encerramento de grande parte das centrais nucleares em França, fazendo com que Portugal tenha de exportar na tentativa de minimizar a falta de energia provocada por tal situação.

- Tecnologias

Neste ponto é feita uma análise às tecnologias responsáveis pela energia transacionada no mercado diário ao longo do ano de 2016, sendo feita uma comparação com anos anteriores. Assim, o gráfico da Figura 3.15 contém a contribuição de cada tecnologia no mercado diário, quer em Portugal quer em Espanha.

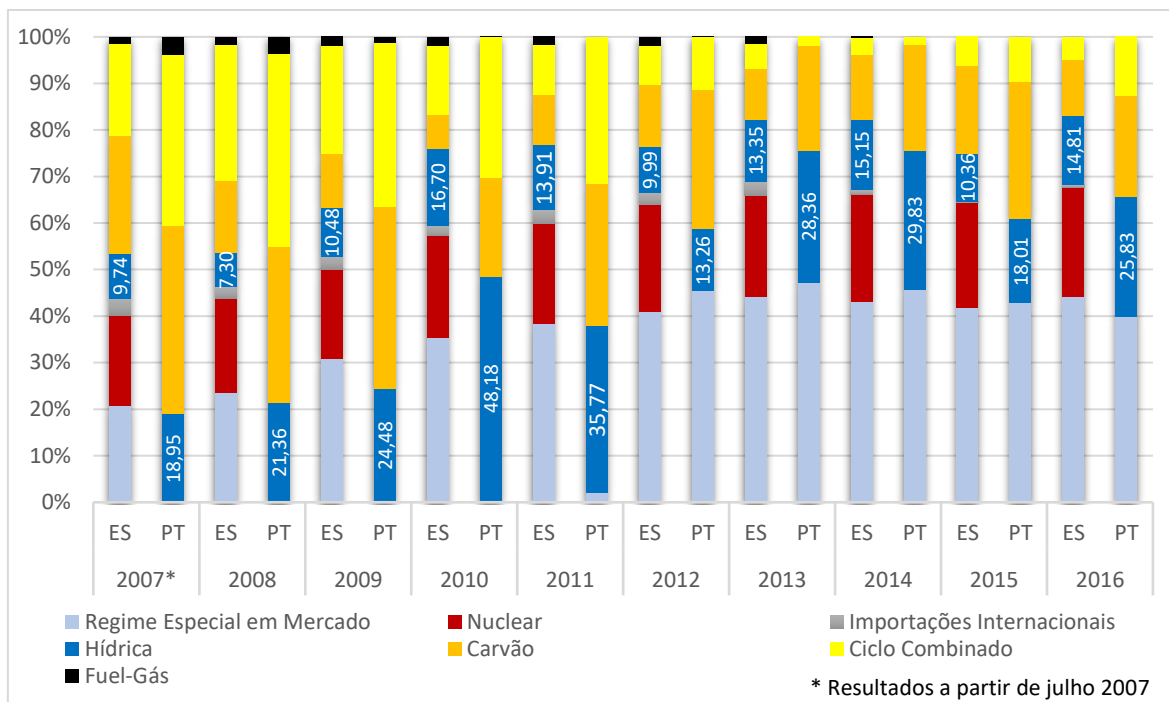


Figura 3.15 Evolução da contribuição de cada tecnologia para a produção de energia em Portugal e Espanha de julho de 2007 a dezembro de 2016

Mais uma vez verifica-se que o *mix* energético em Espanha é mais completo que o português. Pelo gráfico da Figura 3.15, em Portugal, é notório o investimento realizado nas tecnologias de produção de energia a partir de fontes renováveis, principalmente a eólica, e a inserção da produção em regime especial nas curvas de mercado a partir de 2011- 2012, o que levou a uma redução de cerca de 20% da produção térmica de ciclo combinado, entre 2011 e 2012. No que diz respeito à hídrica, esta tem mais peso no lado português, tendo atingido 48,18% da produção total de energia em 2012.

A Tabela 3.9 sintetiza a contribuição de cada tecnologia na energia produzida ao longo de 2016, podendo verificar-se o impacto das fontes de energia renováveis na produção de energia elétrica.

Tabela 3.9 Evolução da contribuição de cada tecnologia na produção de energia elétrica em Portugal e Espanha durante o ano de 2016

		Regime Especial em Mercado	Nuclear	Importações Internacionais	Hídrica	Carvão	Ciclo Combinado
2016	ES [%]	44,13	23,56	0,51	14,81	12,06	4,93
	PT [%]	39,91	---	---	25,83	21,54	12,72

### 3.2. Análise dos Resultados do Mercado Intradiário

Analisados os resultados do mercado diário do MIBEL no subcapítulo anterior, neste serão analisados os resultados do mercado intradiário do MIBEL. Este mercado é fundamental para ajustar as ofertas à procura de forma mais precisa e próximo do tempo real.

Assim, será efetuada uma análise à energia transacionada, preço e volume económico, para um mês de inverno – janeiro – e durante o ano de 2016. Além disto, será efetuada uma análise comparativa dos resultados com anos anteriores.

Todos os dados utilizados para a realização desta análise foram obtidos na página *web* do *Operador del Mercado Ibérico de energia – OMIE*, cuja referência é a [31].

### 3.2.1. Mês de inverno – janeiro

Como dito no ponto 3.1.1, os meses de inverno caracterizam-se por elevados níveis de pluviosidade e consequentemente por grandes quantidades de recursos hídricos, aumentando assim a contribuição da energia hídrica no mercado.

- Energia Transacionada

Ao longo das seis sessões do mercado intradiário foram transacionados em janeiro de 2016 cerca de 2.884 GWh de energia necessária para a realização de ajustes entre a produção e o consumo. Deste total, 2.500 GWh foram transacionados em Espanha e os restantes 384 GWh em Portugal. Mais uma vez se verifica uma diferença significativa entre a energia envolvida no lado espanhol face ao lado português, já justificada neste documento.

A Figura 3.16 representa a evolução da energia transacionada no mercado intradiário do MIBEL em janeiro de 2016.

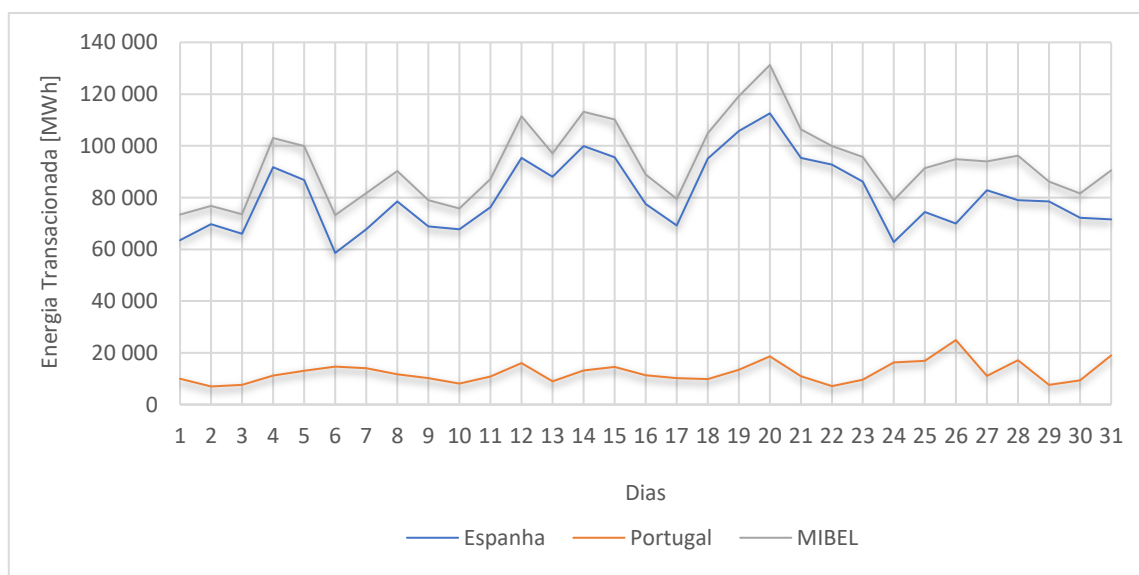


Figura 3.16 Evolução da energia transacionada em Portugal, Espanha e MIBEL em janeiro de 2016

Mais uma vez, verifica-se uma pequena descida da energia transacionada aos fins de semana e feriados, quando comparado com os dias uteis, pela justificação apresentada aquando da análise aos resultados do mercado diário. A Tabela 3.10 demonstra isso mesmo.

Tabela 3.10 Valores mínimos e máximos da energia transacionada em Portugal e Espanha em janeiro de 2016

	Mínimo		Máximo	
	Energia [MWh]	Dia	Energia [MWh]	Dia
Espanha	58.599	6	112.561	20
Portugal	6.993	2	24.918	26

No mercado intradiário a movimentação de energia ocorre num período mais próximo da negociação, o que permite previsões de produção mais precisas, explicando a realização de ajustes sobre as posições contratadas no mercado diário.

A Tabela 3.11 contém informações acerca da quantidade de energia transacionada no mercado intradiário em cada uma das seis sessões que o compõem. É evidente a elevada quantidade de energia transacionada na primeira sessão, não só por ser a sessão que apresenta mais tempo para negociação, mas também por ser o primeiro momento em que os agentes podem corrigir a sua posição no mercado. Entre a sessão 1 e a 4 verifica-se uma redução de energia transacionada, registando-se novo aumento nas sessões 5 e 6. Este aumento pode ser justificado por eventuais períodos em que a procura atingiu valores superiores, sendo para isso necessário ajustar a oferta nas poucas horas existentes no mercado intradiário.

Tabela 3.11 Evolução da energia transacionada, em cada uma das seis sessões do Mercado Intradiário, em Portugal e Espanha no mês de janeiro de 2016

	Sessão					
	1	2	3	4	5	6
Espanha [GWh]	1.312	400	240	149	222	176
Portugal [GWh]	154	103	35	23	29	42

- Preço da Energia Transacionada no Mercado Intradiário

O preço médio da energia transacionada no mercado intradiário ficou fixado nos 37,68 €/MWh em Espanha e nos 37,28 €/MWh em Portugal. Na Figura 3.17 é possível visualizar-se a evolução dos preços mínimos, médios e máximos ao longo do mês de janeiro.

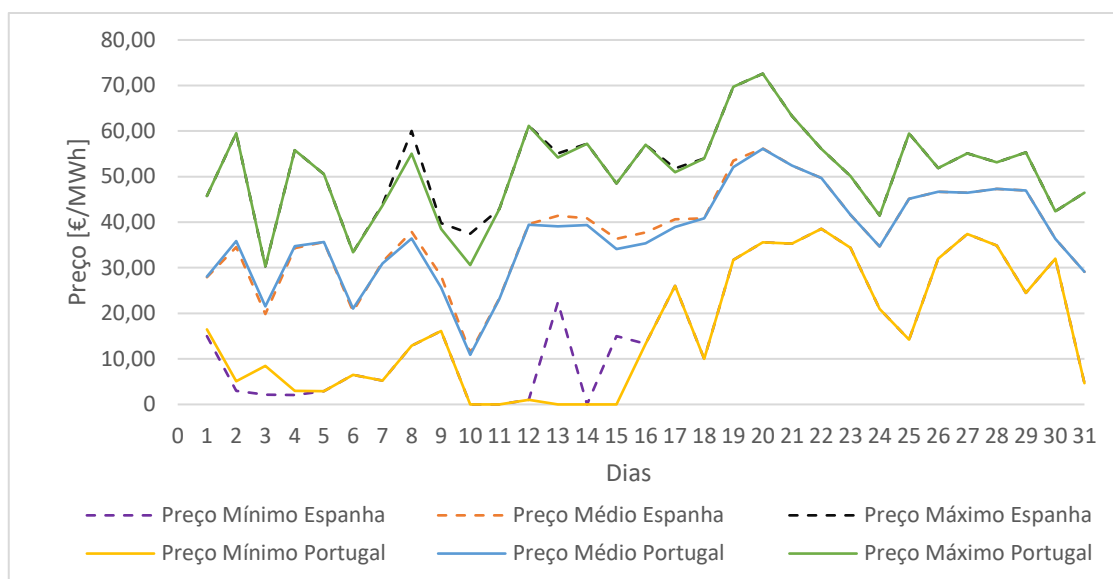


Figura 3.17 Evolução do preço no mercado intradiário em janeiro de 2016

A partir da Figura 3.17, conclui-se que os preços médios foram bastante nivelados. Em relação aos preços mínimos e máximos estes foram também muito semelhantes ao longo dos dias, porém no dia 10, o preço máximo registado em Espanha foi superior ao preço máximo em Portugal, e no dia 13 o preço mínimo em Espanha também foi maior que o preço mínimo português em quase 20 €/MWh.

A Tabela 3.12 apresenta a evolução da média dos preços do Mercado Intradiário do MIBEL através das seis sessões de programação, para Portugal e Espanha.

Tabela 3.12 Evolução do preço médio, em cada uma das seis sessões do mercado intradiário, em Portugal e Espanha no mês de janeiro de 2016

	Sessão					
	1	2	3	4	5	6
Espanha [€/MWh]	35,96	36,02	37,39	40,02	40,24	39,84
Portugal [€/MWh]	35,37	35,64	37,24	39,5	39,9	39,52

Ao longo das seis sessões, os valores de preço médio da energia transacionada no mercado intradiário do MIBEL apresenta variações muito idênticas nos dois casos, sendo o preço médio espanhol sempre superior ao preço médio português. Os valores mais elevados encontram-se nas últimas três sessões pelo simples facto de nestas o tempo para negociação ser reduzido, a procura ser maior e consequentemente o preço aumentar.

- Volume Económico Transacionado

Durante o mês de janeiro foram movimentados 111 M€ no mercado intradiário, sendo 97 M€ referentes a Espanha e 14 M€ a Portugal. Os valores diários de volume transacionado no mercado intradiário são apresentados no gráfico da Figura 3.18. O volume económico transacionado no MIBEL corresponde à soma do volume transacionado em Portugal e em Espanha.

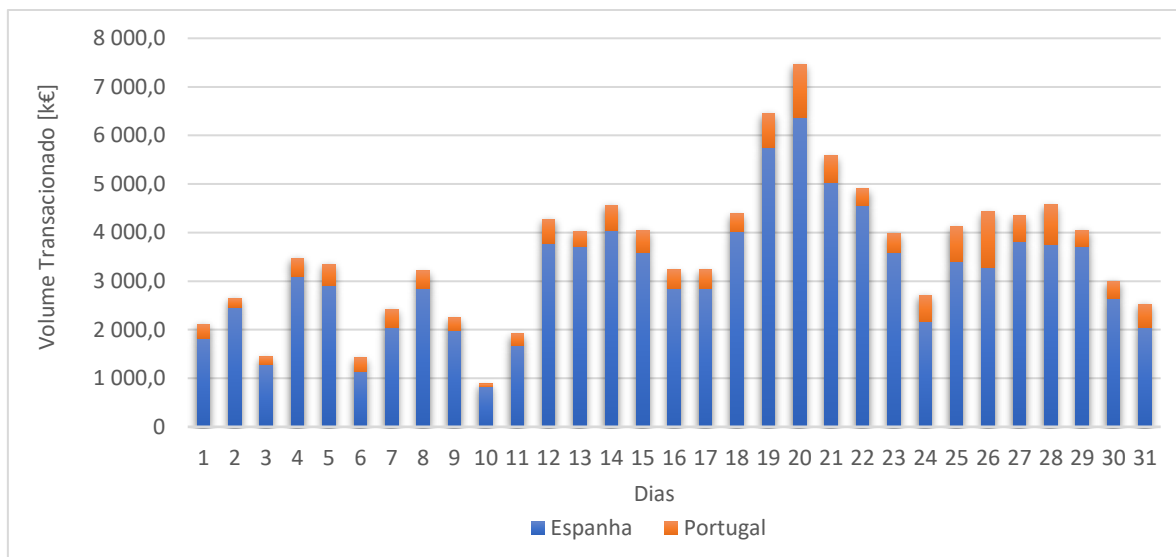


Figura 3.18 Evolução do volume económico transacionado no mercado intradiário em janeiro de 2016

O volume mínimo transacionado verificou-se no mesmo dia em ambos os países, 10 de janeiro, sendo movimentados 820,9 k€ em Espanha e 63,7 k€ em Portugal. Já o volume máximo registou-se em dias diferentes, sendo que em Espanha aconteceu no dia 20 com 6,373 k€ e, dia 26 em Portugal, com o valor a ficar fixado nos 1.155,4 k€.

### 3.2.2. Ano de 2016 e Comparação com Anos Anteriores

Neste ponto serão analisados os mesmos assuntos que nos pontos anteriores, porém, neste caso, para todo o ano de 2016. Também será feita uma análise à evolução dos assuntos de julho 2007 a 2016.

- Energia Transacionada

Ao todo em 2016 foram transacionados 32.216 GWh, dos quais 4.011 GWh correspondem ao polo português e 28.205 GWh ao polo espanhol. Na Figura 3.19 é representada a evolução da energia mensal transacionada ao longo do ano.

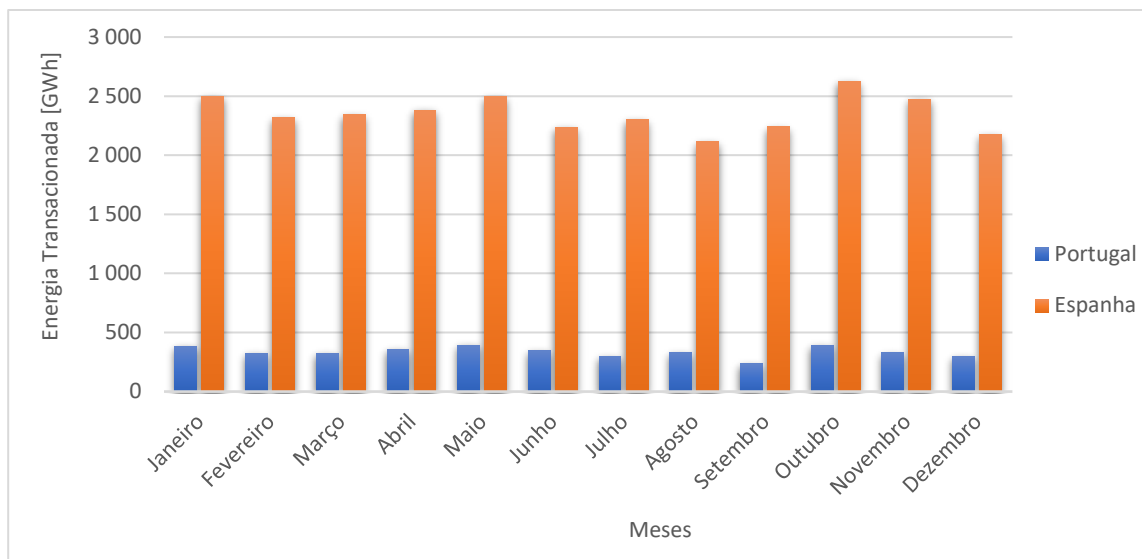


Figura 3.19 Evolução da energia transacionada no mercado intradiário em 2016

O máximo de energia transacionada ocorreu no mês de outubro em Espanha com 2.627 GWh movimentados. Em Portugal, o máximo registou-se no mês de maio, 394 GWh. Por outro lado, o mês de agosto destaca-se como sendo o mês em que foi movimentada uma menor quantidade de energia no mercado intradiário em Espanha, com 2.117 GWh. Para o caso português, o mês em que se registou uma menor quantidade de energia transacionada foi em setembro, com 236 GWh. A Tabela 3.13 permite ter noção da quantidade de energia transacionada ao longo dos últimos 10 anos.

Tabela 3.13 Evolução da energia transacionada em Portugal e Espanha de julho de 2007 a dezembro de 2016

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Espanha [GWh]	13.665	21.490	30.350	35.368	45.725	46.874	33.237	31.118	28.324	28.205
Portugal [GWh]	1.537	3.220	3.635	2.887	2.900	5.244	5.370	3.693	3.558	4.011
MIBEL [GWh]	15.202	24.710	33.985	38.255	48.625	52.118	38.607	34.811	31.882	32.216

Mais uma vez, tal como verificado no mercado diário, entre 2011 e 2012 verifica-se um aumento significativo em relação à energia transacionada, em Portugal, no mercado intradiário do MIBEL. Este aumento deve-se a inclusão das previsões de produção em regime especial nas curvas das propostas de venda apresentadas em mercado.

- Preço da Energia Transacionada no Mercado Intradiário

O preço médio praticado no mercado intradiário fixou-se nos 40,6 €/MWh em Espanha e nos 40,25 €/MWh em Portugal. A evolução dos preços mínimos, médios e máximos, em 2016, encontra-se ilustrada graficamente na Figura 3.20.

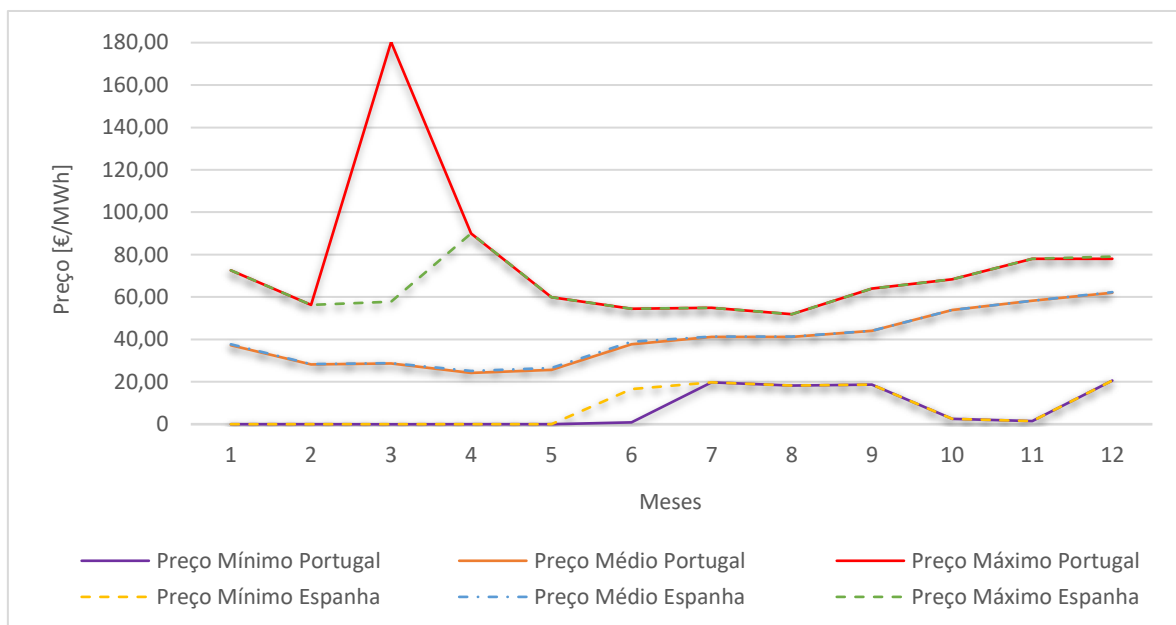


Figura 3.20 Evolução do preço no mercado intradiário ao longo do ano de 2016

Os preços mínimos, médios e máximos registados foram bastante semelhantes em ambos os países. O principal destaque vai para o preço máximo registado, em Portugal, no mês de março, 180,3 €/MWh, valor máximo admitido pelo OM aquando da realização de propostas de aquisição de energia elétrica. Esta situação ocorreu no dia 27 de março, às 16 horas, no decorrer da sessão 6 do mercado intradiário, hora em que Espanha não tinha capacidade de exportar energia para Portugal. Nessa mesma hora, a oferta não foi suficiente para colmatar a procura, daí se verificar o preço máximo a pagar pela energia.

Seguidamente será analisada a evolução do preço médio de energia transacionada no mercado intradiário do MIBEL, de julho de 2007 a 2016, estando essa evolução presente na Figura 3.21. O desenvolvimento verificado nos preços é muito similar aos preços anuais verificados no mercado diário.

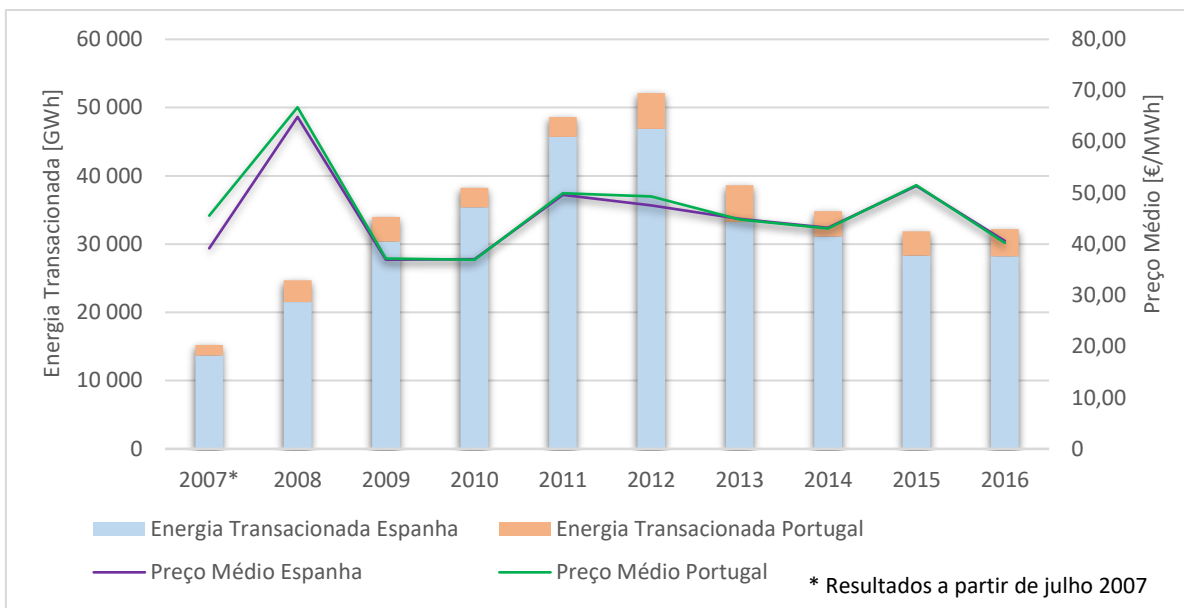


Figura 3.21 Evolução da energia transacionada e respetivo preço no mercado intradiário de julho de 2007 a dezembro de 2016

- Volume Económico Transacionado

Em 2016, o volume económico transacionado atingiu os 1.313 M€, 1.156 M€ em Espanha e 157.9 M€ em Portugal. A Figura 3.22 apresenta a evolução do volume económico transacionado no mercado intradiário, em Espanha e Portugal, em cada um dos meses de 2016.

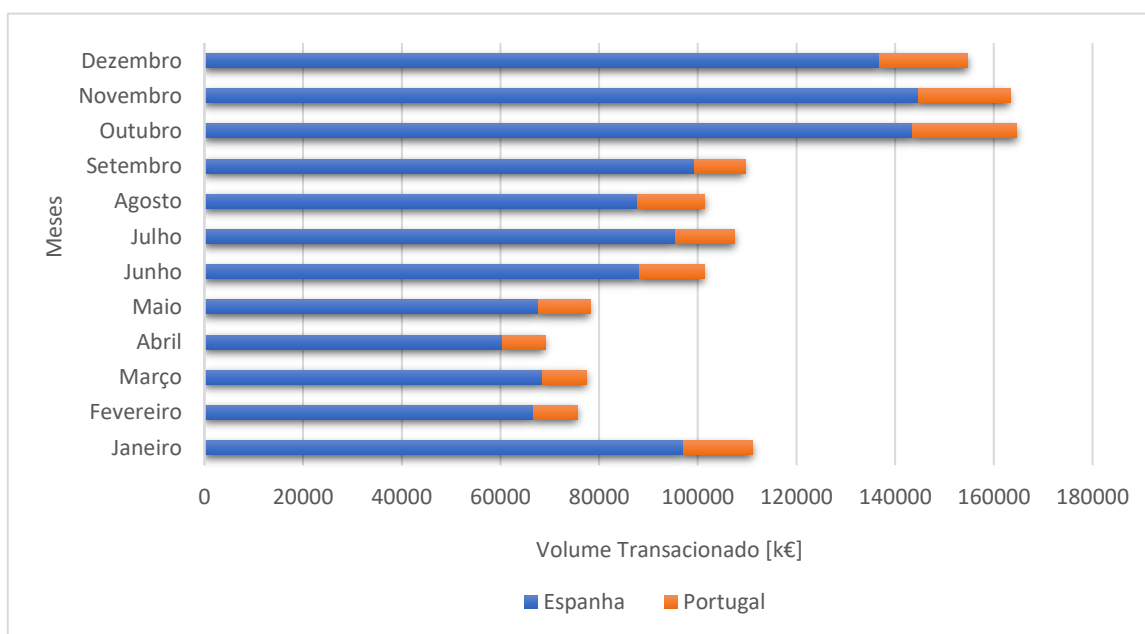


Figura 3.22 Evolução do volume económico do mercado intradiário em 2016

A Tabela 3.14 contém os valores máximos e mínimos do volume transacionado, bem como o mês correspondente.

Tabela 3.14 Valores mínimos, máximos e médios do volume económico transacionado em Portugal e Espanha em 2016

	Portugal		Espanha	
	Volume Transacionado [k€]	Mês	Volume Transacionado [k€]	Mês
Máximo	21.059	outubro	14.4654	novembro
Mínimo	8.678	abril	60.364	abril
Médio	13.159	---	96.341	---

Na Figura 3.23 é possível visualizar a evolução do volume económico transacionado no mercado intradiário do MIBEL. A representação gráfica apresenta os volumes transacionados no MIBEL, ou seja, representa a soma dos volumes transacionados em Portugal e em Espanha.

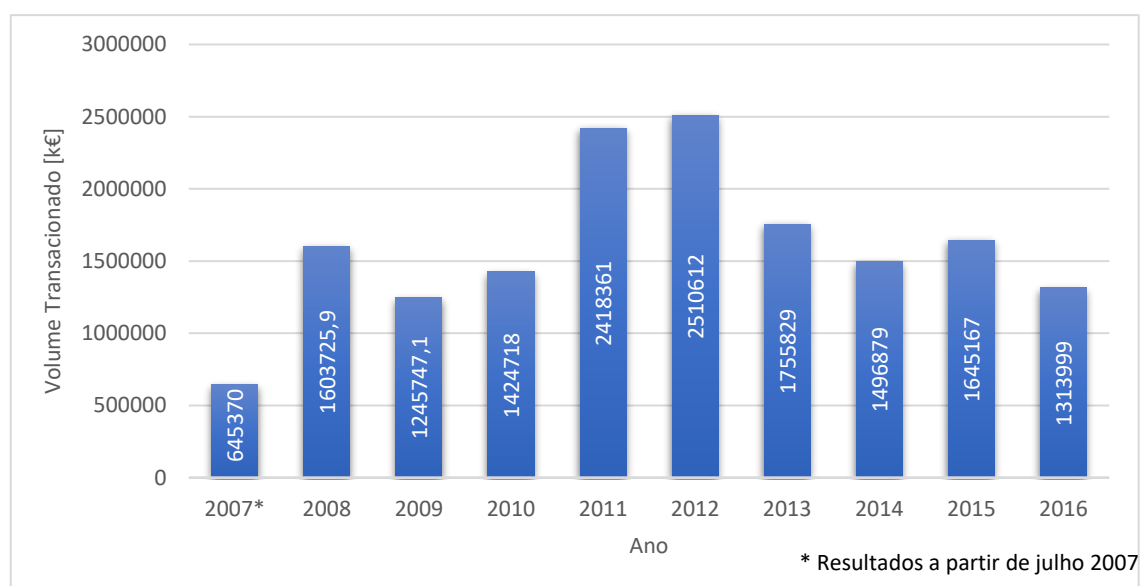


Figura 3.23 Evolução do volume económico transacionado no mercado intradiário do MIBEL de julho de 2007 a dezembro de 2016

Sendo o resultado do volume transacionado obtido pela multiplicação da energia transacionada com o preço dessa mesma energia. Os valores máximos de volume foram registados nos anos de 2011 e 2012, anos esses em que verificou o máximo de energia transacionada no MIBEL. Comparando 2015 e 2016, em 2016 verificou-se um menor volume transacionado que em 2015, sendo a quantidade de energia transacionada muito semelhante. No entanto, o preço da mesma teve um peso superior em 2016 face a 2015, sendo este superior em cerca de 11 €/MWh.

### 3.3. Análise dos resultados do Mercado de Serviços de Sistema

Neste subcapítulo serão analisados os resultados dos mercados de serviços de sistema referentes à energia de reservas secundárias e terciárias. À semelhança do sucedido nos subcapítulos anteriores, será analisado um mês de inverno – janeiro –, sendo feita no final uma análise geral ao ano de 2016 e uma comparação com os anos anteriores (2014 – 2016).

Sendo estes mecanismos geridos, separadamente, pelos operadores de sistema, REN e REE, toda a informação que se segue foi retirada dos respetivos *websites*, cujas referências são [33] e [34].

### 3.3.1. Mês de inverno – janeiro

Nos pontos que se seguem serão analisados os resultados obtidos no mês de janeiro, sendo estudada a evolução da banda de regulação secundária, o seu preço, as quantidades de energia de regulação secundária e terciária mobilizadas a subir e a descer e, por fim, o preço médio da energia de regulação terciária a subir e a descer.

- Banda de Regulação Secundária

Relativamente à banda de regulação secundária, esta é requerida pelo OS para cada uma das horas de programação, sendo que para cada hora, os agentes produtores apresentam as suas ofertas de venda de reserva. A evolução da banda contratada a subir e a descer ao longo do mês de janeiro é apresentada na Figura 3.24 e Figura 3.25 de Portugal e Espanha, respetivamente.

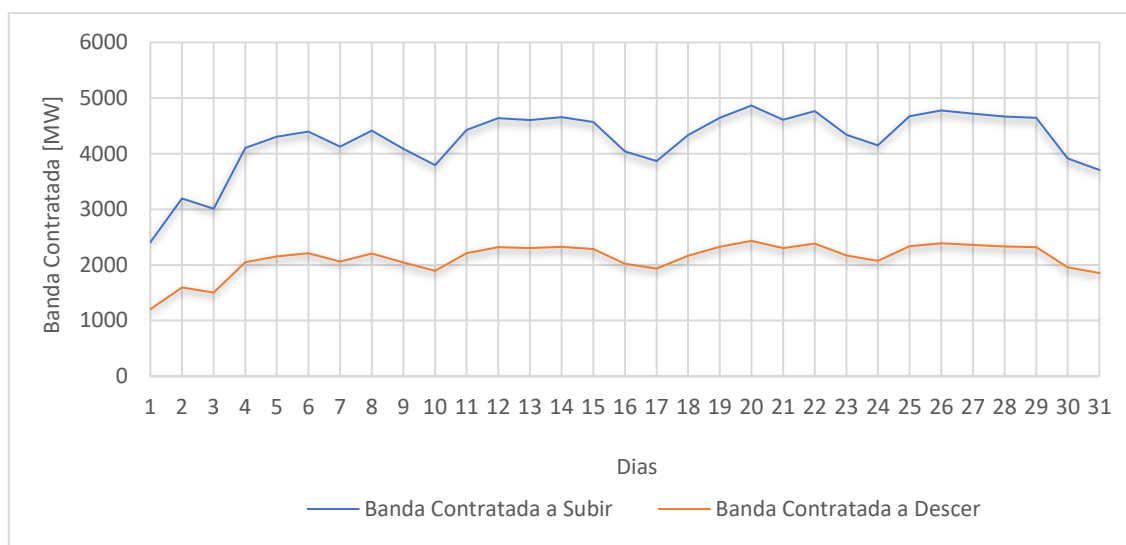


Figura 3.24 Evolução da banda de regulação secundária contratada em Portugal em janeiro de 2016

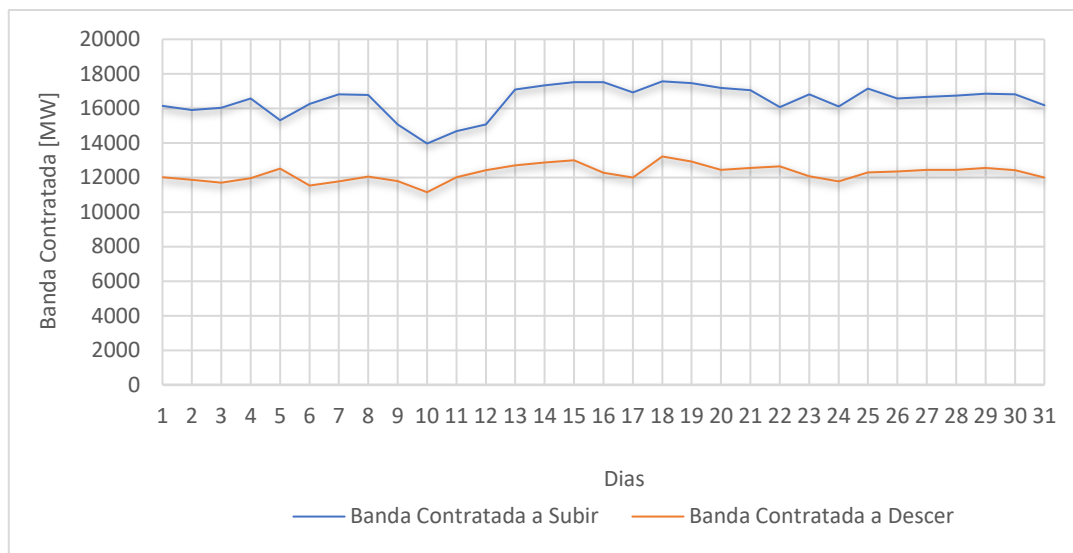


Figura 3.25 Evolução da banda de regulação secundária contratada em Espanha em janeiro de 2016

Pela análise da Figura 3.24 e Figura 3.25 é possível verificar que, em ambos os países, a banda contratada a subir é sempre superior à banda contratada a descer, sendo estas bastante superiores em Espanha comparativamente com Portugal, fruto das diferenças de consumos e de dimensões dos mercados.

Em Portugal a relação existente entre a banda contratada a subir e a banda contratada a descer é de 2 para 1, ou seja, a banda contratada a subir é o dobro da banda contratada a descer. Já em Espanha não se verifica nenhuma relação deste tipo, uma vez que a relação entre as bandas é muito variável.

A Tabela 3.15 apresenta os valores máximos, mínimos e médios da banda de reserva secundária contratada em Portugal e Espanha, durante o mês em estudo.

Tabela 3.15 Valores mínimos, médios e máximos da banda de regulação secundária contratada em Portugal e Espanha em janeiro de 2016

Banda (MW)	Portugal				Espanha			
	A subir	Dia	A descer	Dia	A subir	Dia	A descer	Dia
Mínimo	2.406,00	1	1.203,00	1	13.967,00	10	11.149,00	10
Máximo	4.865,00	20	2.432,50	20	17.567,00	18	13.219,00	18
Médio	4.240,14	---	2.120,36	---	16.460,23	---	12.251,74	---

Tal como se verificou no mercado diário e intradiário, os mínimos registaram-se num feriado no caso português e a um domingo no caso espanhol, dias em que o consumo é menor e conseqüentemente há uma redução da energia transacionada no mercado diário. Por outro lado, os valores máximos ocorreram em dias de maior consumo, dias úteis.

- Preço da Banda de Regulação Secundária

Os preços médios obtidos nos mercados de banda de regulação secundária, em Portugal e Espanha, são apresentados no gráfico da Figura 3.26.

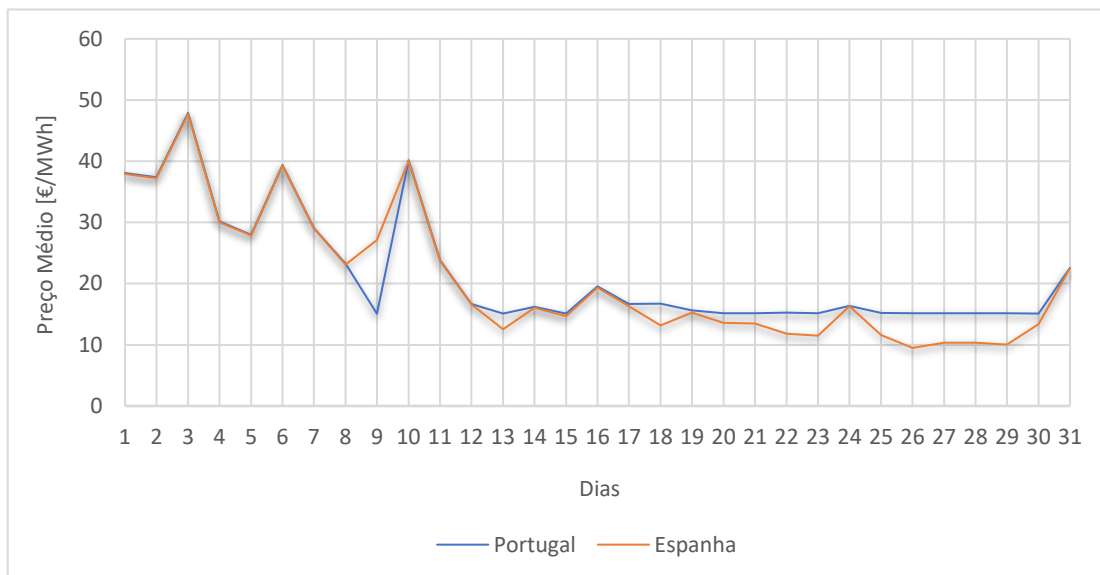


Figura 3.26 Evolução do preço médio da banda de regulação secundária em Portugal e Espanha em janeiro de 2016

Ao longo do mês de janeiro, o preço médio português foi superior num maior número de horas que o preço médio espanhol, sendo este superior apenas num dia (Dia 9), tal como se pode comprovar pelo gráfico da Figura 3.26. O preço médio português ao longo do mês de janeiro fixou-se nos 21,76 €/MWh, sendo superior ao espanhol em cerca de 1 €/MWh.

A Tabela 3.16 apresenta os valores mínimos e máximos registados pelo preço de banda de regulação secundária.

Tabela 3.16 Valores mínimos e máximos do preço da banda de regulação secundária em Portugal e Espanha em janeiro de 2016

	Portugal			Espanha		
	Preço (€/MWh)	Dia	Hora	Preço (€/MWh)	Dia	Hora
Mínimo	15,06	9	8 a 18 + 23	2,90	12	20
Máximo	47,95	3	10 a 14	70,70	4	3

Relativamente aos preços mínimos verificados, o preço mínimo português verificou-se ao longo de 12 horas do dia 9 de janeiro, tendo sido bastante superior ao preço mínimo registado em Espanha no dia 12 de janeiro. Em relação aos preços máximos verificados, a situação inverte-se sendo o preço máximo em Espanha superior ao preço máximo em Portugal.

- Energia Utilizada em Reservas Secundárias

A evolução da energia utilizada com reservas secundárias encontra-se ilustrada graficamente na Figura 3.27.

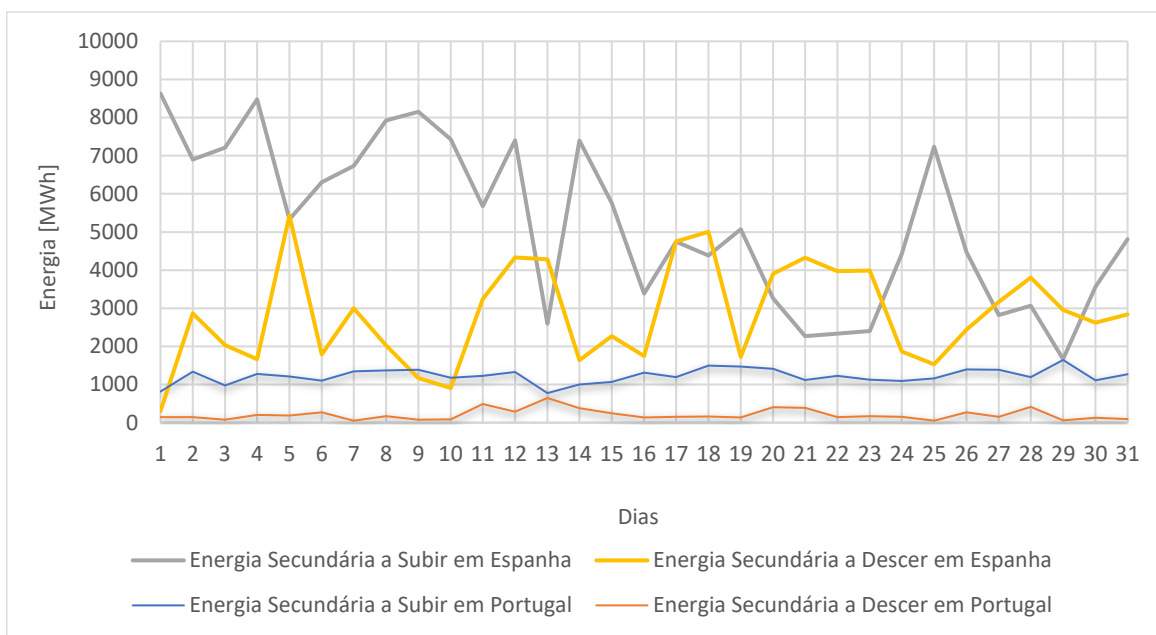


Figura 3.27 Evolução da energia secundária utilizada em Portugal e em Espanha em janeiro de 2016

Tal como já referido no ponto 2.2.4, a energia secundária a subir é utilizada em situações em que é necessária uma injeção de uma maior quantidade de energia de modo a satisfazer a procura. Já a energia secundária a descer é utilizada quando se verifica um excesso de produção e é necessária uma diminuição da mesma.

Pela Figura 3.27, em Portugal, verifica-se que a energia secundária a subir foi sempre superior à energia secundária a descer, pelo que se pode dizer que este tipo de reservas foi mais utilizado com o intuito de aumentar a produção e igualar a frequência aos 50 Hz. Em Espanha, verifica-se, mais uma vez, uma maior quantidade de energia secundária a subir face à secundária a descer, porém esta não acontece durante os 31 dias do mês, como se verificou em Portugal.

A Tabela 3.17 contém os valores máximos, mínimos e médios da energia de regulação secundária a subir e a descer nos dois países.

Tabela 3.17 Valores mínimos, médios e máximos da energia secundária utilizada em Portugal e Espanha em janeiro de 2016

	Portugal				Espanha			
	A subir	Dia	A descer	Dia	A subir	Dia	A descer	Dia
Mínimo	776,35	13	51,44	7	1666,4	29	303,8	1
Máximo	1643,94	29	646,53	13	8634,1	1	5433,2	5
Médio	1225,99	---	208,96	---	5221,31	---	2825,72	---

- Energia de Regulação Terciária Mobilizada

As reservas terciárias têm como função complementar as reservas secundárias existentes. Na Figura 3.28 encontra-se a evolução da energia de regulação terciária mobilizada em Portugal.

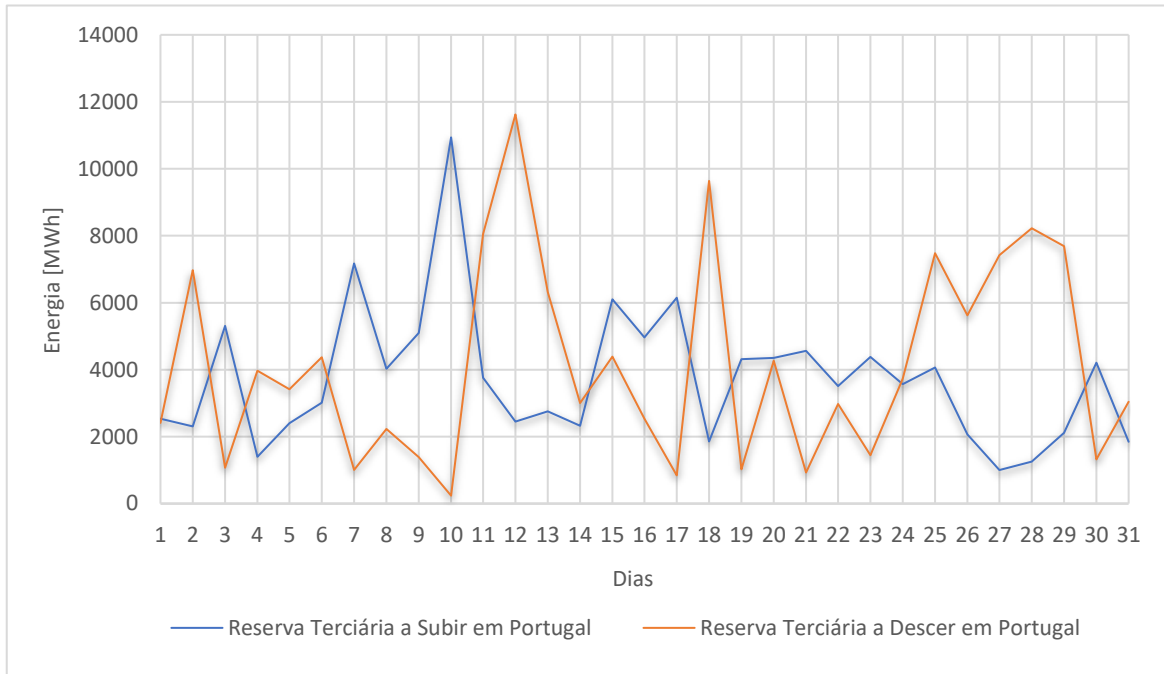


Figura 3.28 Evolução da energia terciária mobilizada em Portugal em janeiro de 2016

Em Portugal, durante o mês de janeiro, verifica-se um grande equilíbrio entre a energia terciária mobilizada a subir e a energia terciária mobilizada a descer, sendo sido mobilizados 115,8 GWh de energia terciária a subir e 128,6 GWh de energia terciária a descer. Em Espanha (Figura 3.29), a energia terciária mobilizada a subir foi superior à energia terciária mobilizada a descer, tomando valores de 208,0 GWh e 160,0 GWh, respetivamente.

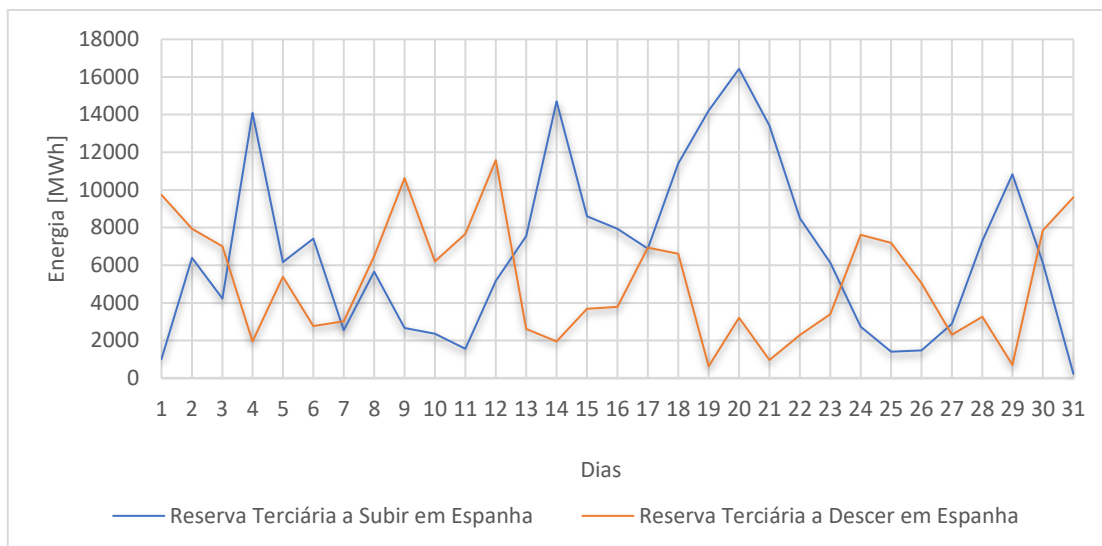


Figura 3.29 Evolução da energia terciária mobilizada em Espanha em janeiro de 2016

A Tabela 3.18 contém os valores mínimos, máximos e médios registados em cada um dos países em 2016.

Tabela 3.18 Valores mínimos, médios e máximos da energia terciária mobilizada em Portugal e Espanha em janeiro de 2016

	Portugal				Espanha			
	A subir	Dia	A descer	Dia	A subir	Dia	A descer	Dia
Mínimo [MWh]	1.002,00	27	237,23	10	236,50	31	631,40	19
Máximo [MWh]	10.936,79	10	11.622,27	12	16.433,20	20	11.580,30	12
Médio [MWh]	3.735,26	---	41.49,60	---	6.710,46	---	5.161,27	---

De seguida será feita uma análise ao dia em que se registou o máximo de energia terciária mobilizada a subir, dia 10 de janeiro, na tentativa de perceber o porquê da ocorrência desse pico. A Figura 3.30 contém a evolução das energias de regulação secundárias e terciárias ao longo das 24 horas do dia 10. Já a Figura 3.31 contém o diagrama da produção eólica para o mesmo período.

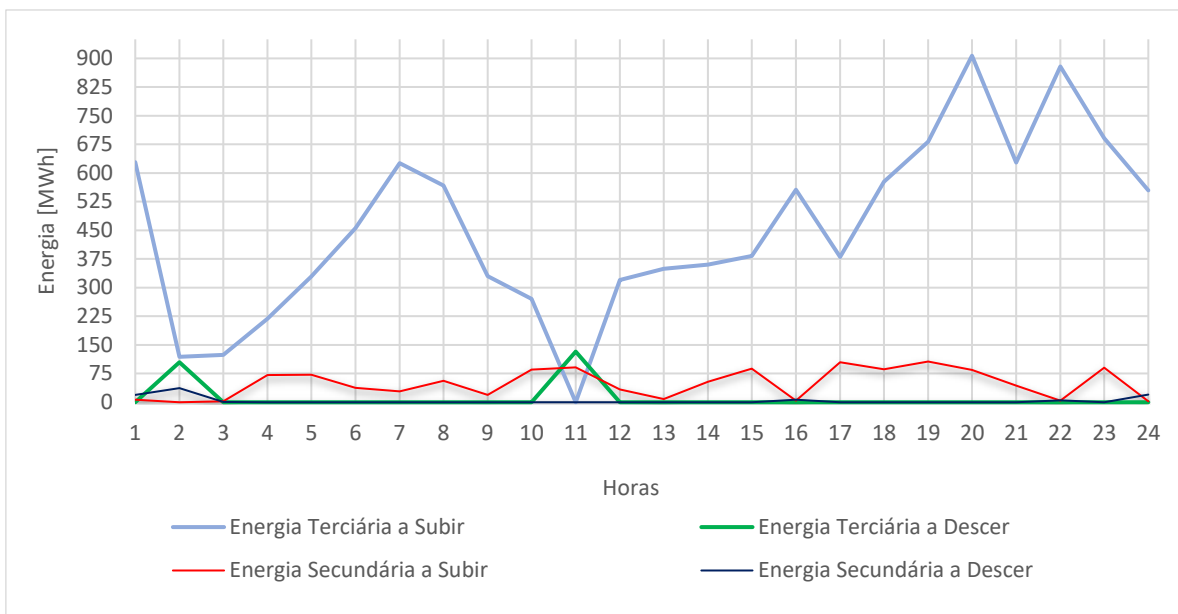


Figura 3.30 Evolução das energias secundárias e terciárias mobilizadas em Portugal no dia 10 de janeiro de 2016

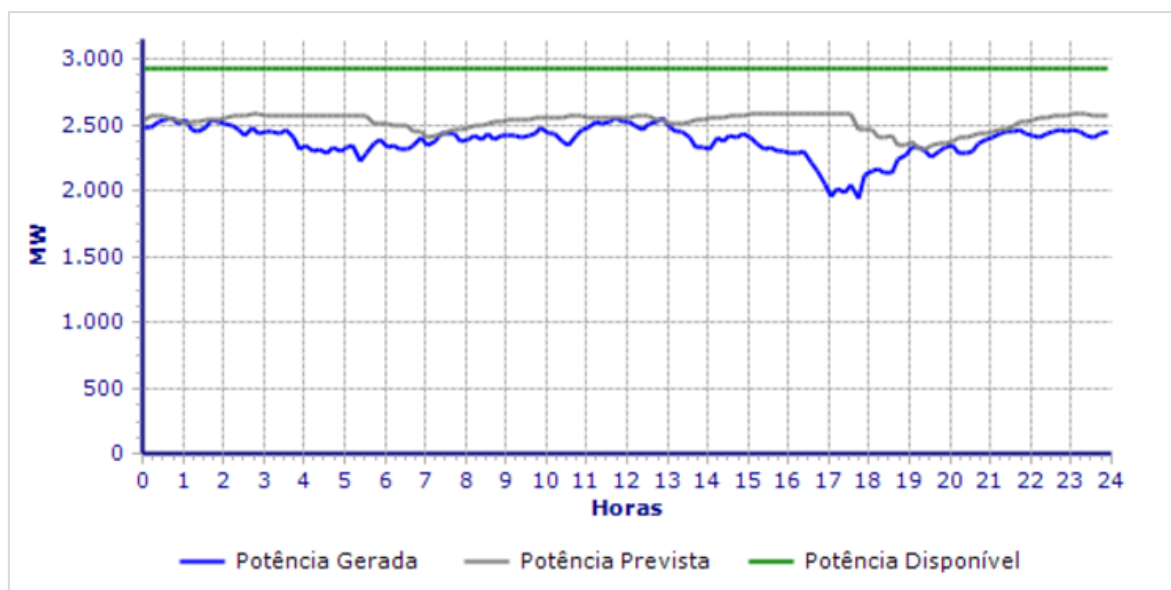


Figura 3.31 Evolução do diagrama de produção eólica, em Portugal, no dia 10 de janeiro de 2016

Fonte: [38]

Analisando o diagrama da produção eólica, verifica-se que potência gerada foi quase sempre inferior à potência prevista, pelo que, nestas circunstâncias, é necessário aumentar a produção, sendo para isso ativadas reservas de regulação a subir. No entanto, dado que este foi o dia em que se registou o máximo de reserva terciária a subir, o erro de previsão eólica não é a única causa subjacente à ativação de grandes quantidades de energia terciária a subir. Assim, será também comparado o consumo previsto com o consumo verificado para o dia 10 de janeiro. A evolução dos consumos encontra-se na Figura 3.32.

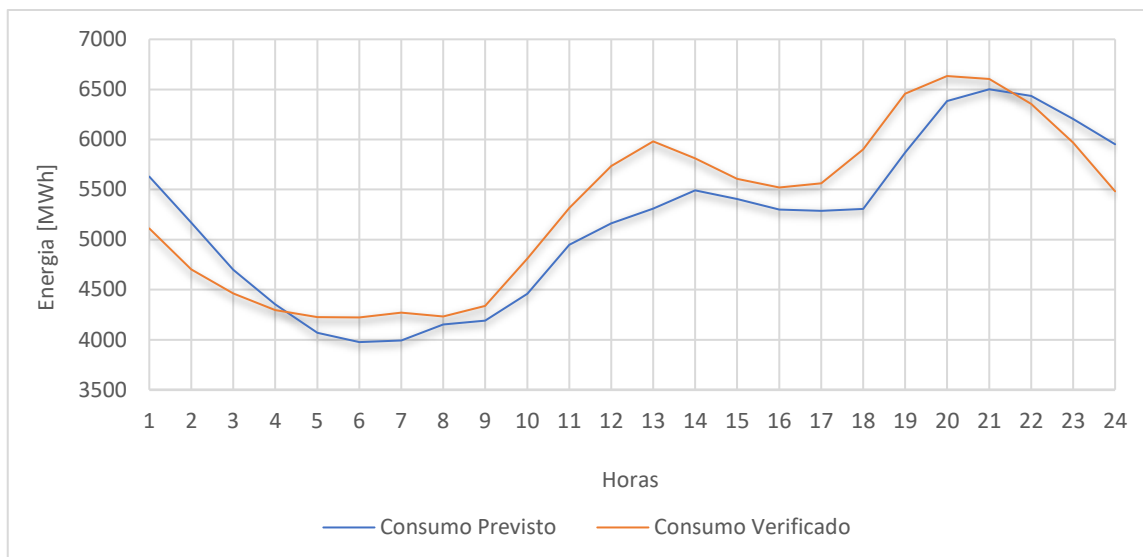


Figura 3.32 Evolução dos consumos, previsto e verificado, em Portugal, ao longo do dia 10 de janeiro de 2016

Em relação aos consumos, verifica-se que o consumo previsto é superior ao verificado durante as primeiras 4 horas do dia e nas duas últimas, sendo que nesse período seriam utilizadas reservas de regulação a descer. Nas restantes horas do dia constatou-se o esperado, ou seja, o consumo previsto foi inferior ao consumo verificado, pelo que são necessárias reservas de regulação a subir, como forma de compensar tal situação.

Por exemplo, na hora 17, pelo diagrama da produção eólica (Figura 3.31), a potência gerada é inferior à potência prevista, pelo que são necessários cerca de 625 MWh de energia de regulação a subir. Já pelo gráfico da Figura 3.32, para a mesma hora, o consumo verificado é superior ao previsto, sendo também necessários, cerca de, 275 MWh a subir, o que contabilizando estas informações dá um total de 900 MWh de energia de regulação a subir.

Sendo necessários 900 MWh de energia de regulação a subir para compensar os erros de previsão existentes, resta-nos verificar se as reservas de regulação utilizadas suportaram tais erros. Pela Figura 3.30, foram utilizados 105 MWh de energia de regulação secundária a subir e 380,5 MWh de terciária a subir, não sendo nessa hora utilizadas qualquer tipo de energia de regulação a descer. No total foram utilizados 485,5 MWh de energia mobilizada a subir, pelo que se conclui que as reservas de regulação não foram suficientes para compensar os erros de precisão existentes, pelo que devem ter ocorrido fluxos energéticos nas interligações entre Portugal e Espanha que compensem tal défice. O facto de nessa hora existirem RTTR, de cerca de 152,5 MWh, pode contribuir para tal diferença.

- Preço da Energia de Regulação Terciária Mobilizada

A evolução do preço médio diário da energia de regulação terciária mobilizada, tanto a subir como a descer, ao longo do mês de janeiro encontra-se na Figura 3.33, em Portugal e em Espanha.

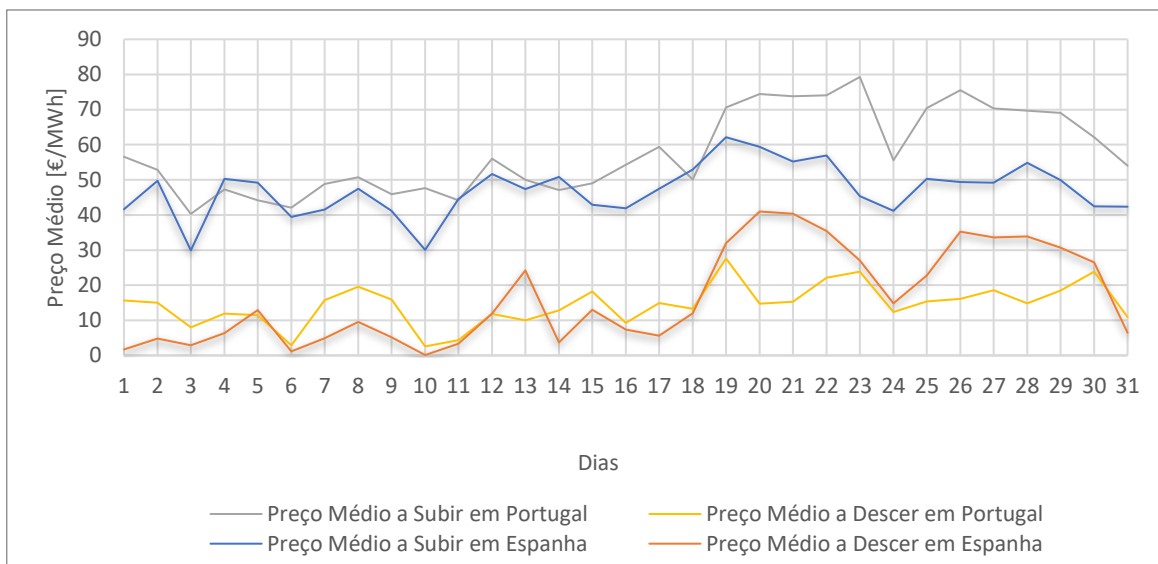


Figura 3.33 Evolução do preço da energia terciária mobilizada em janeiro de 2016

Em ambos os países, o preço médio da energia terciária a subir foi superior ao preço médio de energia terciária a descer. As propostas de reserva de regulação terciária a descer são ordenadas por ordem decrescente dos seus preços, pelo que quando se verifica um excesso de produção no sistema, o OS chama propostas de energia de regulação terciária, começando com a oferta com preço mais elevado. O operador continua a mobilizar propostas com preços sucessivamente mais baixos até que a necessidade de energia de regulação terciária a descer seja satisfeita. Caso contrário, o OS chama as propostas de energia de regulação terciária, começando com a oferta com preço mais baixo, aumenta progressivamente os preços, até que a necessidade de energia de regulação terciária a subir seja satisfeita. O preço a que a energia de regulação a subir e a descer é paga corresponde ao preço da última proposta de regulação terciária a ser mobilizada em cada período de contratação.

A Tabela 3.19 contém os preços mínimos, máximos e médios da energia de regulação terciária a subir e a descer registados ao longo do mês de janeiro, em Portugal e Espanha.

Tabela 3.19 Valores mínimos, médios e máximos do preço da energia terciária mobilizada em Portugal e Espanha em janeiro de 2016

	Portugal				Espanha			
	A subir	Dia	A descer	Dia	A subir	Dia	A descer	Dia
Mínimo [€/MWh]	40,29	3	2,57	10	29,91	3	0,11	10
Máximo [€/MWh]	79,28	23	27,60	19	62,12	19	40,98	20
Médio [€/MWh]	57,58	---	14,43	---	47,05	---	16,47	---

A Tabela 3.19 permite concluir a reserva de regulação terciária mobilizada a subir foi mais cara em Portugal em comparação com Espanha, em cerca de 10 €/MWh, porém a reserva de regulação terciária a descer foi mais cara em Espanha, fixando-se nos 16,47 €/MWh face aos 14,43 €/MWh praticados em Portugal.

### 3.3.2. Ano de 2016 e Comparação com Anos Anteriores

Neste ponto será feita uma análise geral aos resultados obtidos em 2016 no que diz respeito à banda e preço da regulação secundária, à energia secundária utilizada e à energia e preço das reservas de regulação terciária mobilizadas a subir e a descer. Além disto, será feita uma comparação com os resultados obtidos desde 2014 até 2016. Não será feita uma análise desde 2007 tal como nos pontos 3.1.3 e 3.2.2, uma vez que no *website* do operador espanhol apenas é disponibilizada informação a partir do ano de 2014.

- Banda de Regulação Secundária

Tal como na análise feita ao mês de inverno e mês de verão, inicialmente será analisada a evolução da banda contratada a subir e a descer em Portugal e Espanha ao longo do ano de 2016. Assim, a Figura 3.34 diz respeito à banda contratada a subir e a descer em Portugal e Espanha.

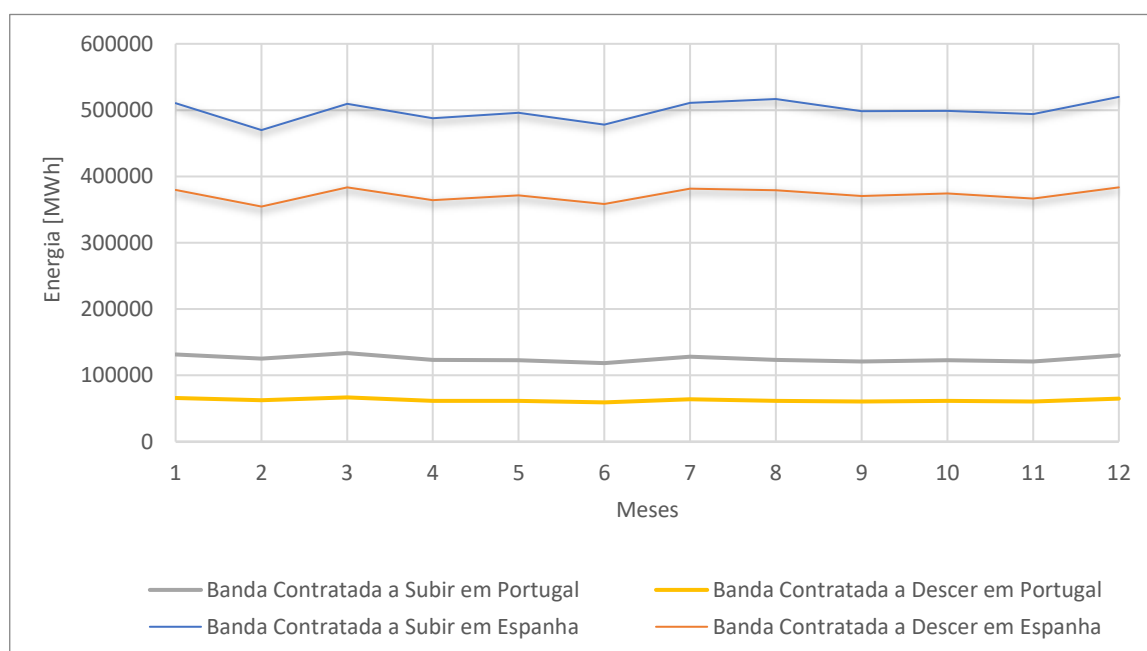


Figura 3.34 Evolução da banda de regulação secundária contratada em Portugal e em Espanha em 2016

Mais uma vez a banda contratada em Espanha é bastante superior à contratada em Portugal, pelas razões já referidas neste documento, sendo também a banda contratada a subir superior à banda a descer. Em Portugal verifica-se sempre a relação 2 para 1 existente entre os sentidos da banda.

A Tabela 3.20 apresenta os valores máximos, mínimos e médios verificados em cada um dos sentidos da banda, em Portugal e Espanha.

Tabela 3.20 Valores mínimos, médios e máximos da banda de regulação secundária contratada em Portugal e Espanha em 2016

	Portugal				Espanha			
	A subir	Mês	A descer	Mês	A subir	Mês	A descer	Mês
Máximo [MWh]	133.598,6	março	66.799,3	março	519.934	dezembro	383.510	março
Mínimo [MWh]	118.484,2	junho	59.242,1	junho	469.899	fevereiro	354.600	fevereiro
Médio [MWh]	125.093,72	---	62.547,6	---	499.139,17	---	372.361,08	---

A Figura 3.35 permite confirmar novamente que a banda contratada em Espanha é sempre superior à de Portugal e que a banda contratada a subir tem sido sempre superior à a descer, pelos menos nos anos em que há dados disponibilizados.

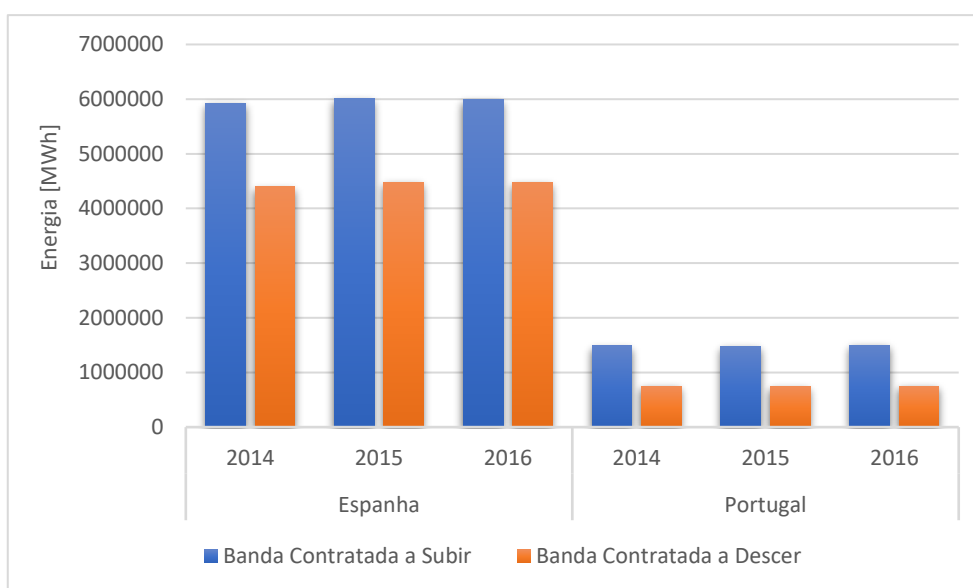


Figura 3.35 Evolução da banda de regulação secundária contratada de 2014 a 2016

- Preço da Banda de Regulação Secundária

De seguida é apresentada a evolução do preço médio mensal referentes à banda contratada em 2016, Figura 3.36, e a evolução do preço médio anual entre 2014 e 2016 na Tabela 3.21.

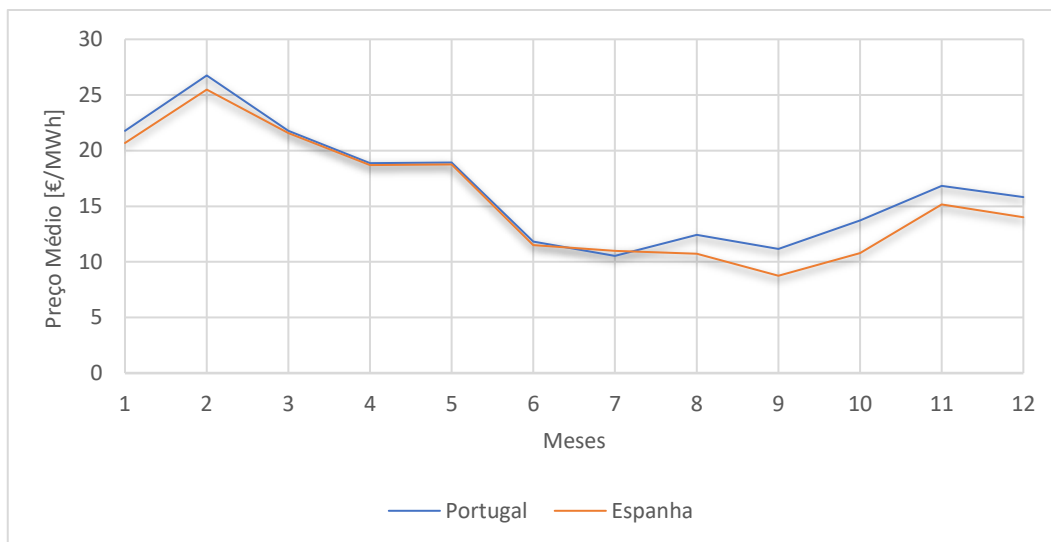


Figura 3.36 Evolução do preço médio da banda de regulação secundária contratada em Portugal e Espanha em 2016

Tabela 3.21 Evolução do preço médio da banda de regulação secundária contratada em Portugal e Espanha de 2014 a 2016

	Preço Médio Portugal [€/MWh]	Preço Médio Espanha [€/MWh]
2014	24,57	23,14
2015	20,47	19,58
2016	16,67	15,56

Analisando a Figura 3.36 verifica-se que o preço médio da banda contratada em Portugal foi igual ou superior ao preço médio de Espanha, com exceção do mês de julho, em que o preço médio espanhol foi ligeiramente superior ao português. Os preços médios máximos registaram-se em fevereiro com 26,75 €/MWh em Portugal e 25,48 €/MWh em Espanha. Já os preços médios mínimos não ocorreram no mesmo mês, sendo o mínimo em Portugal registado no único mês em que o preço médio foi inferior ao preço médio espanhol, julho, com 10,53 €/MWh. Em Espanha, o mínimo foi de 8,75 €/MWh e ocorreu no mês de setembro.

Na Tabela 3.21 encontram-se os preços médios anuais registados nos últimos três anos, verificando-se que o preço médio anual português tem sido sempre superior ao preço médio anual em Espanha, tendo-se verificado uma diminuição de cerca de 4 €/MWh entre cada um dos anos em ambos os países.

- Energia Utilizada em Reservas Secundárias

A evolução mensal da energia de reserva secundária utilizada em 2016 encontra-se nas Figura 3.37 em Portugal e Espanha.

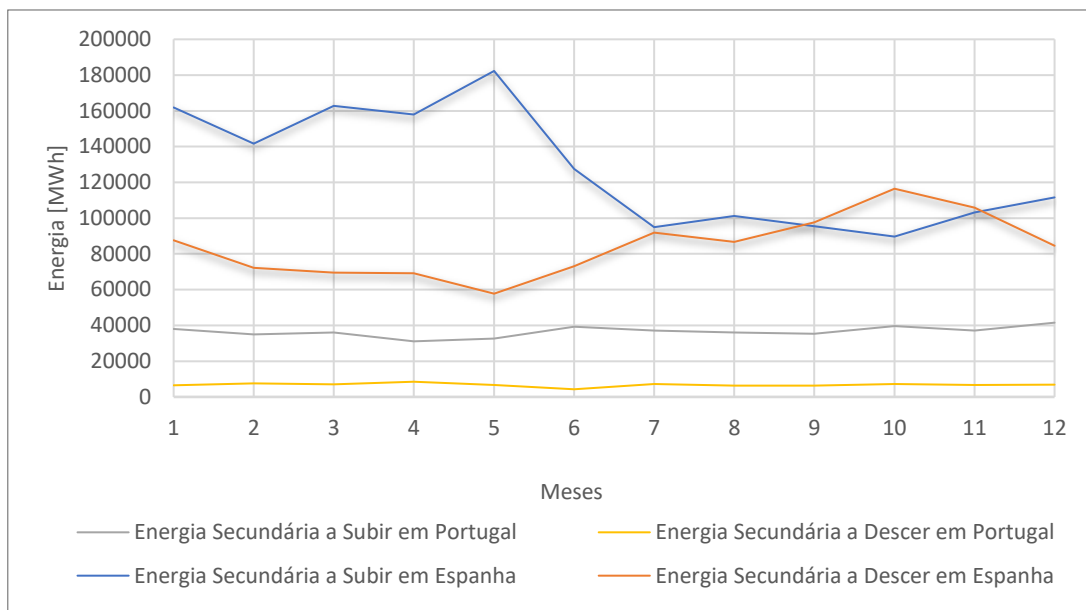


Figura 3.37 Evolução da energia secundária utilizada em Portugal e em Espanha em 2016

Em Portugal a energia secundária utilizada a subir foi sempre superior à energia secundária a descer durante o ano de 2016. Dos 438 GWh de energia secundária utilizada a subir, a maioria provém de centrais hidroelétricas (264 GWh) e o restante de centrais termoelétricas. No que diz respeito à energia secundária utilizada a descer, 46 GWh correspondem a energia proveniente das centrais hidroelétricas e os restantes 35 GWh às centrais termoelétricas, perfazendo um total de 81 GWh de energia secundária utilizada a descer. Em Espanha, a energia de regulação secundária utilizada a subir também foi superior à utilizada a descer na maior parte dos meses, exceto nos meses de setembro, outubro e novembro.

A Tabela 3.22 apresenta os valores máximos, mínimos e médios da energia de regulação secundária a subir e a descer, em Portugal e em Espanha, durante o ano de 2016.

Tabela 3.22 Valores mínimos, médios e máximos da energia secundária utilizada em Portugal e Espanha em 2016

	Portugal				Espanha			
	A subir	Mês	A descer	Mês	A subir	Mês	A descer	Mês
Máximo [MWh]	41.533,47	dezembro	8.505,33	abril	182.305,6	maio	116.441,2	outubro
Mínimo [MWh]	31.080,67	abril	4.276,986	junho	89.661,6	outubro	57.736,8	maio
Médio [MWh]	36.523,75	---	6.776,33	---	127.497,8	---	84.360,85	---

Verifica-se que, em termos médios, a energia utilizada em Espanha é superior à de Portugal e que a energia de regulação secundária utilizada a subir é superior à utilizada a descer pelo que se pode concluir que é mais vezes necessário aumentar a produção. Tal situação acontece porque, na maioria das vezes, ou os consumos reais são maiores que os estimados ou a produção eólica real é inferior à prevista. Entre 2014 e 2016 verificou-se o anteriormente referido, tal como se pode comprovar na Figura 3.38.

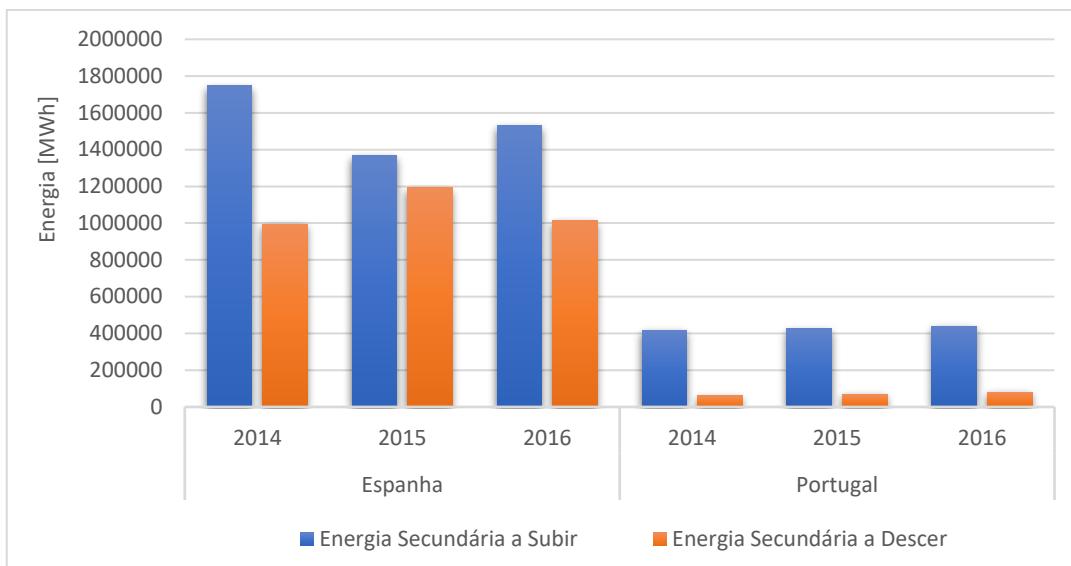


Figura 3.38 Evolução da energia secundária utilizada em Portugal e Espanha de 2014 a 2016

- Energia de Regulação Terciária Mobilizada

A evolução da energia de regulação terciária mobilizada a subir e a descer pode ser visualizada pelas Figura 3.39, em Portugal e Espanha.

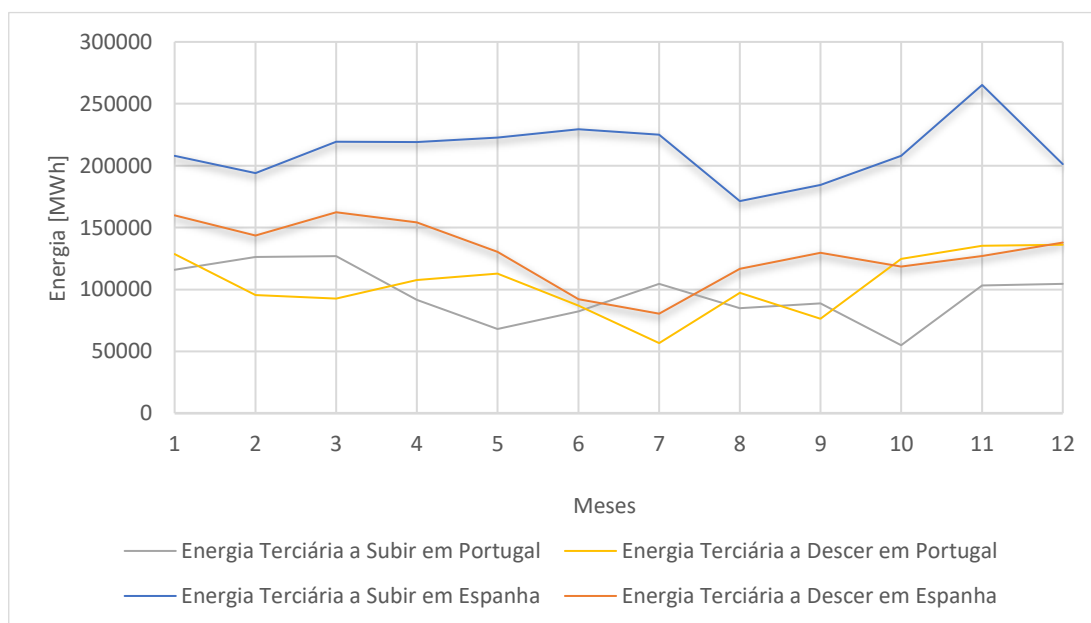


Figura 3.39 Evolução da energia terciária mobilizada em Portugal e Espanha durante o ano de 2016

Em Portugal, a energia de regulação terciária mobilizada a descer foi ligeiramente superior à energia de regulação terciária mobilizada a subir, tendo sido mobilizados 1.251 GWh de energia terciária a descer e 1.151 GWh de energia terciária a subir, sendo em ambos os sentidos a sua maioria proveniente de centrais hidroelétricas (712 GWh a descer e 783 GWh a subir), sendo o restante de centrais termoelétricas. Em

Espanha, verifica-se um cenário completamente diferente, a energia de regulação terciária a subir foi claramente superior à energia de regulação terciária a descer, sendo, em todos os meses superior.

A Tabela 3.23 apresenta os valores máximos, mínimos e médios registados em relação à energia de regulação terciária mobilizada a subir e a descer, em ambos os países, em 2016.

Tabela 3.23 Valores mínimos, médios e máximos da energia terciária mobilizada em Portugal e Espanha em 2016

	Portugal				Espanha			
	A subir	Mês	A descer	Mês	A subir	Mês	A descer	Mês
Máximo [MWh]	126.933,5	março	136.116,5	dezembro	265.198,7	novembro	162.378	março
Mínimo [MWh]	54.942,6	outubro	56.666,5	julho	171.399,1	agosto	80.436,7	julho
Médio [MWh]	95.957,7	---	104.216,0	---	212.331,7	---	129.385,7	---

Comparando os resultados verificados entre 2014 e 2016, são visíveis resultados diferentes entre os dois países, tal como se pode ver na Figura 3.40. Em Espanha, a energia de regulação terciária mobilizada a subir tem vindo a ser superior à a descer, contudo, em Portugal verifica-se o contrário.

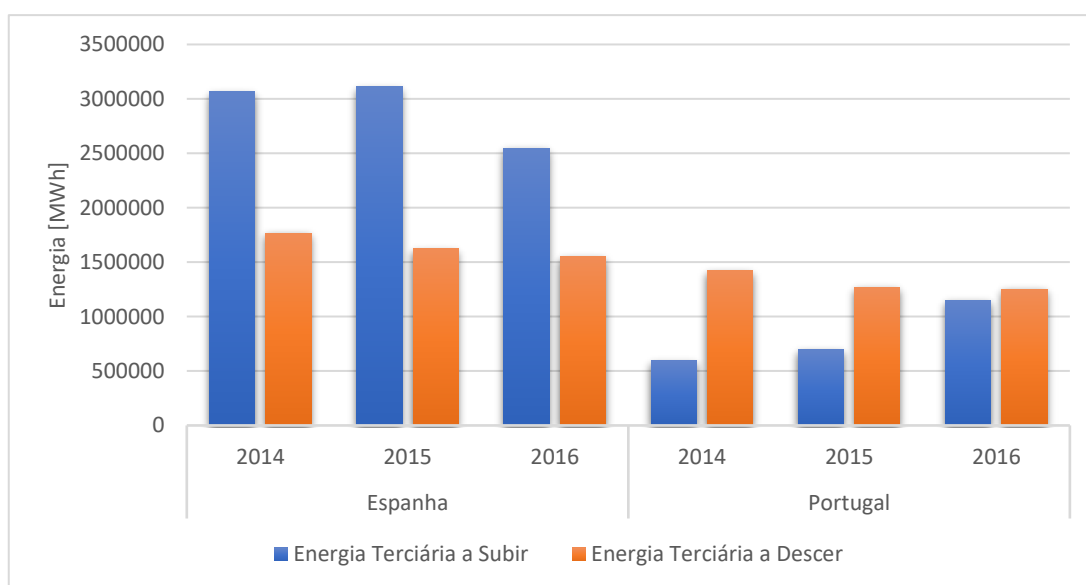


Figura 3.40 Evolução da energia terciária mobilizada em Portugal e Espanha de 2014 a 2016

- Preço da Energia de Regulação Terciária Mobilizada

Por fim, será analisado o preço pago pela energia de regulação terciária mobilizada a subir e a descer. A Figura 3.41 permite visualizar a evolução dos preços médios da energia terciária a subir e a descer ao longo do ano de 2016.

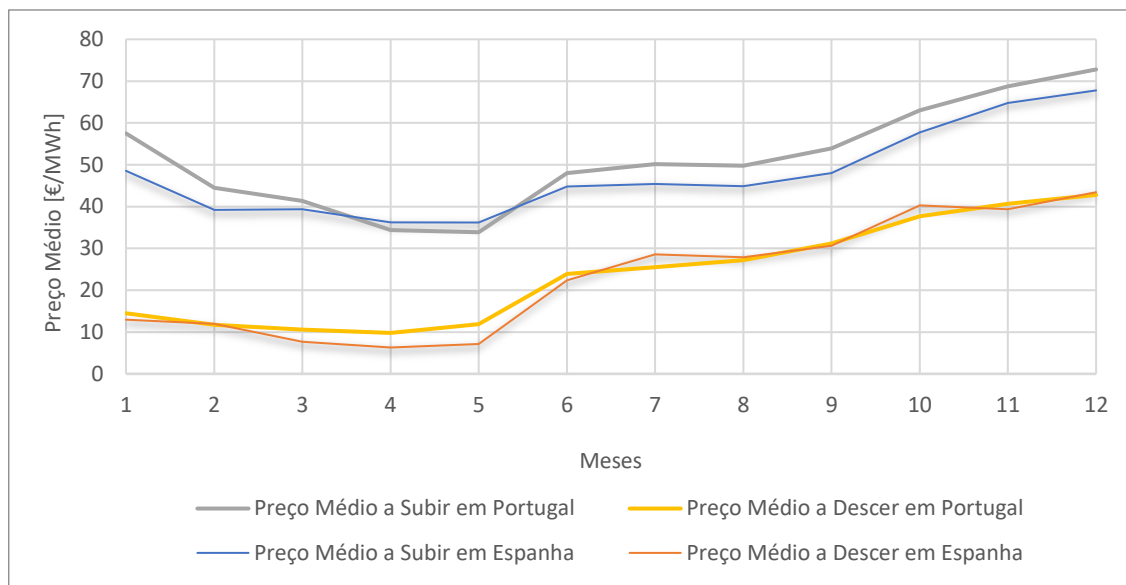


Figura 3.41 Evolução do preço médio da energia terciária mobilizada em Portugal e Espanha em 2016

O preço médio da energia de regulação terciária mobilizada a subir é sempre superior, em ambos os países, ao preço médio da regulação terciária mobilizada a descer, verificando-se um comportamento similar em termos de tendência em ambos os países, tanto a subir como a descer. A Tabela 3.24 permite confirmar esse acompanhamento, verificando-se que os valores máximos e mínimos de energia terciária mobilizada a subir e a descer ocorreram no mesmo mês em ambos os países.

Tabela 3.24 Valores mínimos, médios e máximos do preço da energia terciária mobilizada em Portugal e Espanha em 2016

	Portugal				Espanha			
	A subir	Mês	A descer	Mês	A subir	Mês	A descer	Mês
Máximo [€/MWh]	72,79	dezembro	42,79	dezembro	67,78	dezembro	43,44	dezembro
Mínimo [€/MWh]	33,86	maio	9,79	abril	36,19	maio	6,3	abril
Médio [€/MWh]	51,49	---	23,94	---	47,74	---	23,215	---

A Tabela 3.25 permite comparar os preços registados nos últimos três anos da energia de regulação terciária a subir e a descer, notando-se um preço superior da energia terciária a subir face à a descer em ambos os países e preços em Portugal superiores aos de Espanha.

Tabela 3.25 Evolução dos preços médios da energia terciária mobilizada em Portugal e Espanha de 2014 a 2016

	Espanha		Portugal	
	Preço Médio a Subir	Preço Médio a Descer	Preço Médio a Subir	Preço Médio a Descer
2014 [€/MWh]	55,24	15,54	56,61	21,92
2015 [€/MWh]	60,23	29,04	64,31	31,53
2016 [€/MWh]	47,96	22,14	51,74	24,36

### 3.4. Análise de Desvios

Apesar da resolução de desvios ser um dos serviços de sistema do MIBEL, estes serão analisados separadamente do ponto 3.3, uma vez que serão analisados de forma diferente. Neste ponto serão apenas analisados os desvios afetos à EDP, sendo dado um exemplo de cálculo de desvios e feita uma análise estatística aos desvios ocorridos nos anos de 2015 e 2016. A análise foi efetuada a estes dois anos por limitação da informação disponibilizada.

Os desvios de produção podem ter diversas origens, podendo ser ou não imputadas aos centros de produção. [20]

- Origens não imputados aos centros de produção, como por exemplo, processamentos errados do programa de despacho da REN, excessos ou défices de afluências que impossibilitem a produção de energia prevista no PHO, limitações alheias à EDP e que impossibilitam o cumprimento do PHO, como por exemplo, limitações de caudais nas centrais hídricas por imposição das autoridades, entre outros;
- Origens imputadas aos centros de produção, como por exemplo, problemas nos equipamentos dos centros produtores, ensaios efetuados nos centros produtores que provocam disparos de grupos ou atrasos na entrada ou saída dos mesmos, ou desvios relacionados com a entrada ou saída dos grupos imputáveis às condições de exploração / operação do Centro de Telecomando das Centrais Hidroelétricas (CTCH);

Vejamos um exemplo de cálculo de desvios, onde são ativadas as reservas de regulação secundária e terciária, e onde se verifica o incumprimento da banda de regulação assignada mobilizada. Serão utilizadas as equações (2.1), (2.2), (2.3) e (2.4) , do presente relatório para um caso real de uma dada unidade física, numa determinada hora, tendo registado os seguintes dados:

PHF = 20 MWh	FRTD = FRTI = 0,4
PHO = 90 MWh	BRAMS = 20 MWh
EMISSÃO = 130 MWh	BRAMB = 10 MWh
RTTR = 0 MWh	Testes de Disponibilidade = 0 MWh

Assim:

$$IBRAMS = 20 \times 0,4 = 8 \text{ MWh} \rightarrow \text{BANDA ÚTIL SUBIR} = 20 - 8 = 12 \text{ MWh}$$

$$IBRAMD = 10 \times 0,4 = 4 \text{ MWh} \rightarrow \text{BANDA ÚTIL DESCER} = 10 - 4 = 6 \text{ MWh}$$

$$\text{Desvio} = (130 - 90) \times 0,4 = 16 \text{ MWh}$$

$$E_{\text{Secundária}} = (130 - 90) \times (1 - 0,4) = 24 \text{ MWh}$$

Neste caso verificou-se um desvio por excesso (EMISSÃO > PHO) de 16 MWh, sendo a restante diferença compensada pelas energias de regulação existentes. De energia de regulação secundária eram necessários 24 MWh de energia de regulação secundária a subir, porém na banda de regulação assignada mobilizada a subir apenas existem 12 MWh, fruto do incumprimento de banda verificado. Assim, a energia de regulação terciária utilizada é dada por:

$$E_{\text{Terciária}} = 90 - 0 - 20 - 0 + (24 - 12) = 82 \text{ MWh}$$

Para o exemplo apresentado, os restantes 12 MWh de energia secundária utilizados serão compensados pela energia de regulação terciária, neste caso, a subir, originando um total de energia terciária a subir de 82 MWh.

A representação gráfica da Figura 3.42 permite uma melhor visualização do exemplo apresentado.

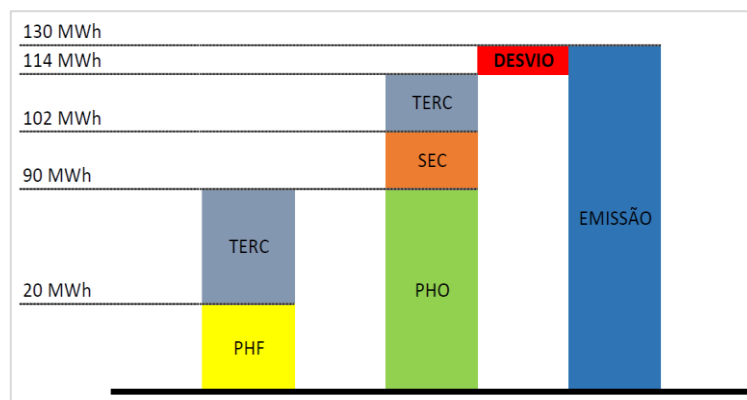


Figura 3.42 Representação gráfica das energias de regulação e desvio para a unidade física em estudo

De seguida são analisados os desvios ocorridos em cada um dos anos em análise. Em 2015 foram contabilizados cerca de 52,2 GWh de energia devido a desvios por defeito e 72,5 GWh por excesso, sendo a maior parte dos desvios verificados nas áreas de balanço referentes dos aproveitamentos hídricos, contribuindo com 69,1 % dos desvios por defeito e 94,2 % por excesso. O restante percentil corresponde aos desvios ocorridos nas áreas de balanço dos aproveitamentos térmicos.

No ano seguinte registou-se um aumento considerável de desvios, quer por defeito, quer por excesso. Nos desvios por defeito verificou-se um aumento de 31% face ao ano anterior, fixando-se nos 75,7 GWh. Já nos desvios por excesso, o aumento foi cerca de 25%, verificando-se 96,6 GWh de energia devido a desvios por excesso.

Na Figura 3.43 e Figura 3.44 encontram-se os desvios verificados em cada uma das áreas de balanço existentes.

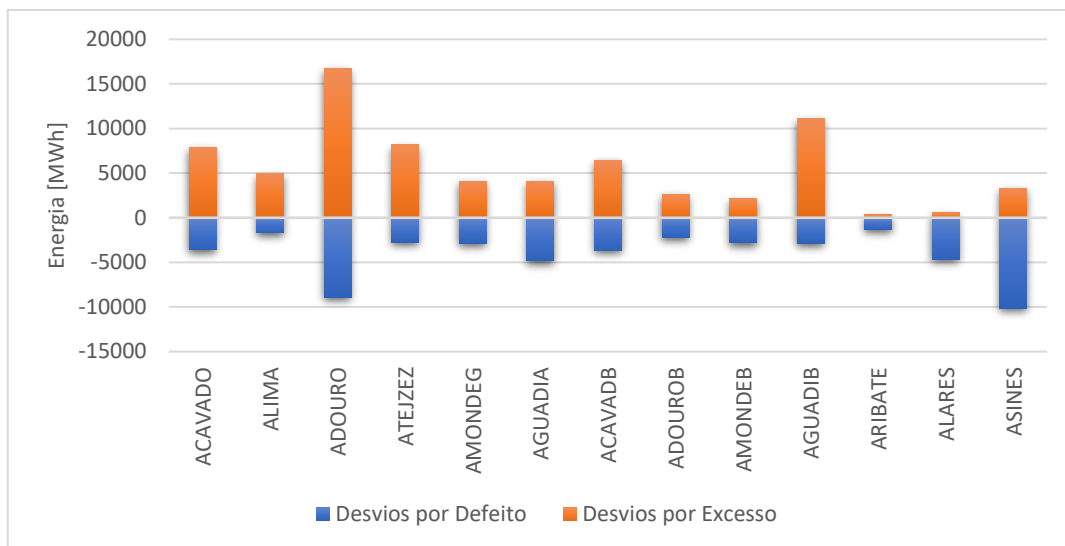


Figura 3.43 Desvios ocorridos por área de balanço em 2015

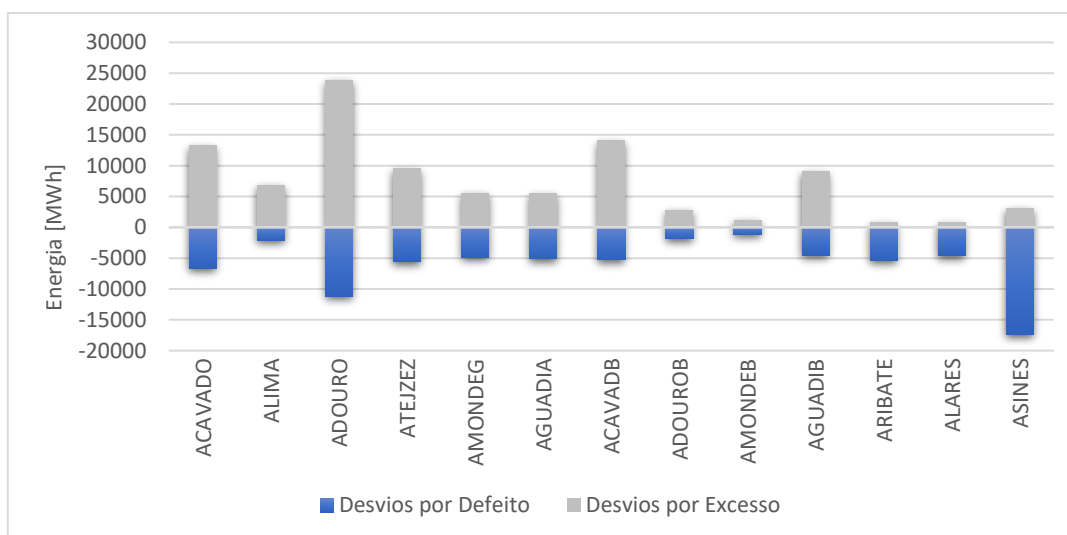


Figura 3.44 Desvios ocorridos por área de balanço em 2016

Pela análise à Figura 3.43 e Figura 3.44, conclui-se que, em 2015, a área de balanço do Douro foi a que originou um maior número de desvios por excesso, contribuindo com 16.750,78 MWh em relação à energia total de desvios por excesso. Por defeito, o pico vai para a área de balanço de Sines, com 10.141 MWh. Em 2016, os máximos foram registados nas mesmas áreas de balanço com valores de 23.895,43 MWh para desvios por defeito e 17.369 MWh para desvios por excesso.

Relativamente aos preços praticados, o gráfico da Figura 3.45 representa o preço médio pago pelos desvios por defeito e por excesso ocorridos ao longo dos anos de 2015 e 2016.

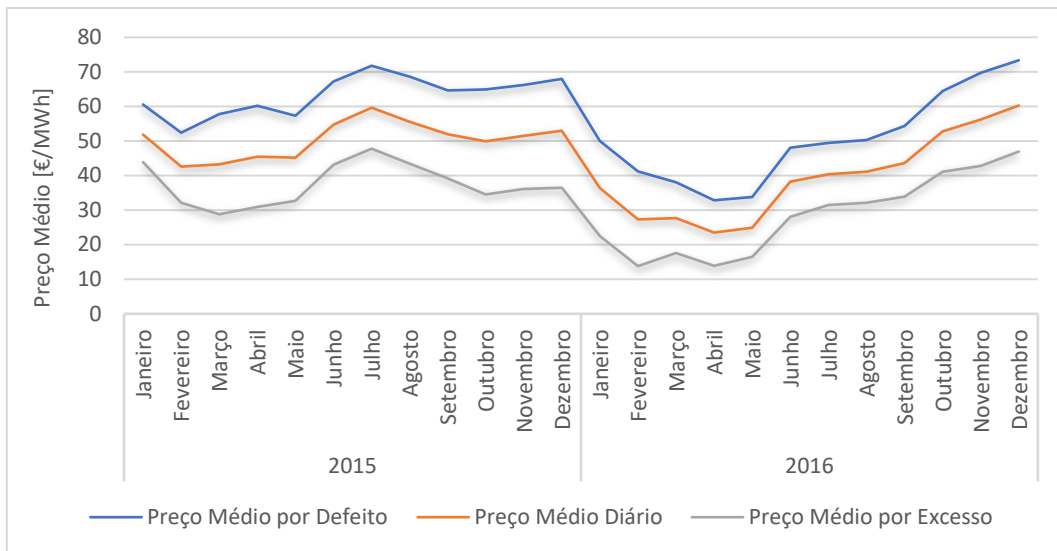


Figura 3.45 Evolução do preço médio por defeito, excesso e do mercado diário ao longo dos anos de 2015 e 2016

Tal como era de esperar, os preços médios por defeito são superiores aos preços médios por excesso. Nos desvios por defeito, a energia tem de ser adquirida a outros agentes, sendo paga a um preço, normalmente, superior ao preço médio do mercado diário, enquanto que o preço médio por excesso é habitualmente inferior.

### 3.5. Síntese e Interpretação dos Resultados

Neste ponto serão analisados os resultados obtidos nos quatro pontos anteriores.

No ponto 3.1 foram analisados os resultados relativos ao mercado diário, tendo-se transacionado 233.473 GWh ao longo de 2016, sendo que 183.018 GWh se referem ao lado espanhol e os restantes 49.502 GWh ao lado português. Esta diferença é justificada pelos perfis de consumos consequência da diferença entre os dois países. Pelo gráfico da Figura 3.9 verifica-se que nos meses em que as temperaturas são normalmente mais altas ou mais baixas, existe uma maior quantidade de energia transacionada, fruto do aumento de consumo verificado devido à necessidade de climatização. A maior parte da energia é transacionada durante os dias úteis, verificando-se pequenas descidas aos fins de semana e feriados resultado das descidas de consumos verificados devido ao encerramento de grande parte das indústrias nesses períodos.

Em ambos os países, em 2016, a maior parte da energia transacionada provém de fontes de energia renováveis, tal como se comprova pela Tabela 3.9. Comparando os resultados da Figura 3.7 e Figura 3.8, em Espanha não se verificam grandes diferenças, contudo, em Portugal, é notório um aumento da contribuição da energia térmica no mês de agosto como forma de compensar a diminuição da energia hídrica. A contribuição de energia térmica faz com que o preço da energia aumente, uma vez que os respetivos custos de produção são, geralmente, elevados.

No ano de 2016 os preços médios foram de 39,44 €/MWh em Portugal e 39,67 €/MWh em Espanha, tendo sido dos mais baixos desde a abertura do MIBEL. Os preços são fortemente influenciados pela tecnologia que marca o preço de fecho de mercado e pela ativação ou não de mecanismos de *Market Splitting*. Este mecanismo foi ativado durante 721 horas, sendo que em 614 horas Portugal encontra-se a exportar para Espanha e nas restantes 107 horas verifica-se o contrário. Este elevado número de horas em que Portugal se encontra a exportar está relacionado na sua maioria com o facto de 2016 ter sido um ano húmido, com grandes quantidades de produção hídrica, permitindo o escoamento do excesso de energia verificado. Além disto, a necessidade de enviar energia para Espanha para que estes possam abastecer França pode originar tal situação.

O ponto 3.2 diz respeito aos resultados referentes a mercado intradiário em que foram transacionados ao longo de 2016, 32.216 GWh, 28.205 GWh em Espanha e 4.011 GWh em Portugal. No mês de janeiro foram movimentados 2.884 GWh no mercado intradiário do MIBEL, sendo a maioria transacionada na 1ª sessão do mercado tal como se pode ver pela Tabela 3.11. O preço médio no MIBEL ficou-se nos 40,6 €/MWh em Espanha e nos 40,25 €/MWh em Portugal, sendo normalmente mais elevados nas últimas três sessões em que a procura é mais elevada e a janela de negociação é menor. O volume económico transacionado fixou-se nos 1.313 M€.

No ponto 3.3 foram analisados os resultados ao mercado de serviços de sistema, mais concretamente no que diz respeito às reservas secundárias e terciárias. Tendo em conta as expectativas de mercado, admite-se que a banda de regulação a subir seja maior que a banda a descer, sendo de esperar que, em Portugal, a banda de regulação secundária a subir fosse o dobro da banda de regulação secundária a descer, o que se verificou. Já em Espanha não se verifica nenhuma relação entre os sentidos da banda, porém tal como em Portugal, a banda de regulação a subir é superior à a descer como se verifica na Figura 3.34. Os valores de banda em Espanha são bastante superiores aos de Portugal, pela mesma razão apresentada aquando da demonstração de resultados do mercado diário. O preço médio de banda em Portugal foi sempre superior ao preço médio em Espanha, com exceção do mês de julho em que se verifica o contrário, tendo sido o preço espanhol superior ao português em 0,5 €/MWh, tal como se vê na Figura 3.36.

Quanto à energia secundária utilizada, tanto no mês de janeiro como no ano de 2016, em Portugal a energia secundária utilizada a subir foi sempre superior à a descer. Já em Espanha, a energia secundária a subir foi utilizada com mais frequência que a secundária a descer.

Em relação à energia terciária mobilizada em ambos os países, verificam-se diversas oscilações ao longo do mês de janeiro, porém analisando os resultados do ano de 2016, em Espanha, a energia de regulação terciária mobilizada a subir foi sempre superior à mobilizada a descer. Já em Portugal registaram-se algumas variações com picos de terciária a subir e a descer ao longo do período em questão.

Por fim, no ponto 3.4 foram analisados os desvios imputados à EDP ao longo do ano de 2015 e 2016, tendo-se nos dois anos, contabilizados 127,9 GWh de desvios por defeito e 169,1 GWh de energia de desvios por excesso, sendo a maioria dos desvios por excesso verificados na área de balanço do Douro e por defeito na área de balanço de Sines. O preço dos desvios por defeito é superior aos desvios por excesso, como se verifica na Figura 3.45.

## Capítulo 4

# Metodologia de Cálculo dos Indicadores de Exploração Hidroelétricos

### 4.1. Metodologia Desenvolvida

Para o estudo dos indicadores de exploração foi desenvolvida uma aplicação em *MatLab*, que recorre a ficheiros “Excel” recolhidos de uma plataforma da EDP Produção – GPInfo. Estes documentos funcionam como base de dados, onde constam todos os parâmetros necessários para o estudo destes indicadores. Recolhidos todos os parâmetros necessários, estes são convertidos para linguagem *MatLab*, cabendo a este proceder ao cálculo dos mesmos conforme se visualiza seguidamente.

O estudo foi realizado para todos os grandes aproveitamentos hídricos do centro de produção Douro, para um espaço temporal de dez anos, 2007 a 2016, permitindo, assim, verificar o comportamento dos mesmos ao longo dos anos.

Relativamente ao programa desenvolvido, ao ser executado, o utilizador escolhe um dos anos em estudo e a central que pretende analisar ou o centro, caso queira obter os resultados para o centro de produção do Douro, tal como se pode visualizar na Figura 4.1.

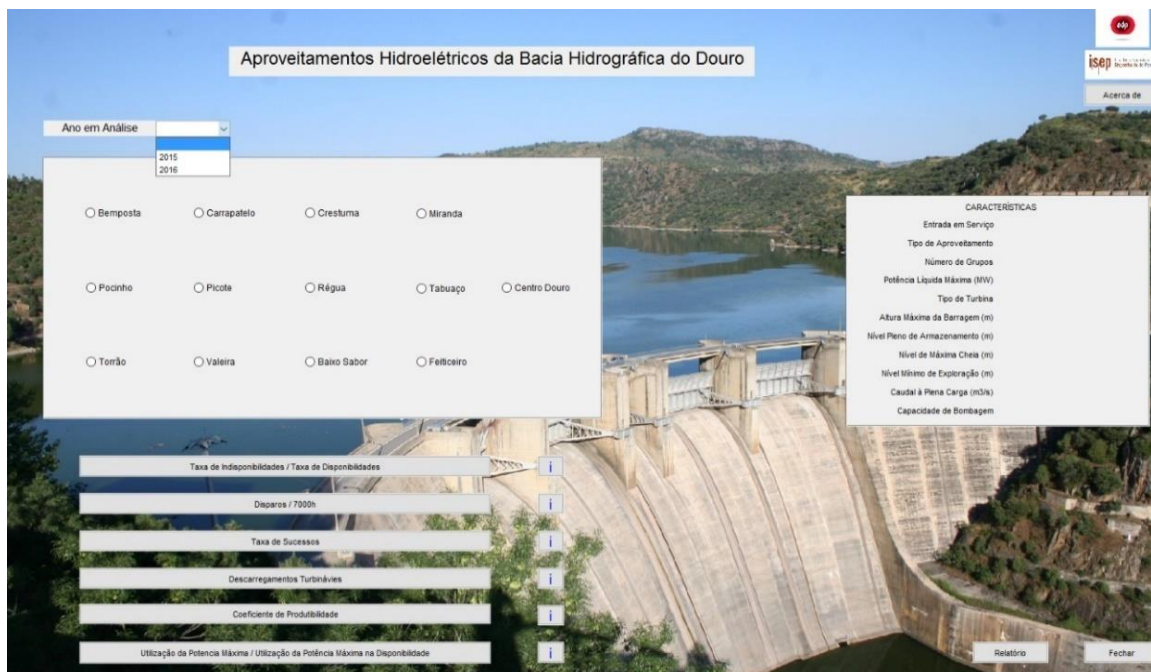


Figura 4.1 Janela de entrada do programa desenvolvido

O utilizador ao escolher um dado aproveitamento, automaticamente, serão apresentadas as principais características associadas ao mesmo, como o tipo de aproveitamento, tipo de turbina, número de grupos, cotas, entre outras informações.

Conhecido o ano e a central / centro, cabe ao utilizador escolher que indicador pretende calcular. À frente de cada um, existe um botão de informação, que traduz a definição do mesmo. Ao carregar no indicador surge uma nova janela, relativa ao indicador pretendido, com os resultados que foram obtidos. Por fim, caso o utilizador queira, pode extrair e gravar os resultados obtidos para um ficheiro “Excel”, para isso terá de seleccionar a opção “Relatório”.

Seguidamente é apresentado o método de cálculo de cada um dos indicadores de desempenho estudados, sendo dados alguns exemplos de cálculo.

- Taxa de Indisponibilidade ( $T_{ind}$ ) e Taxa de Disponibilidade ( $T_{disp}$ )

Os *inputs* necessários ao cálculo deste indicador são a data e hora inicial e final da indisponibilidade, a potência indisponível e o tipo de indisponibilidade que se trata. O programa interpreta os tipos de indisponibilidades através de valores numéricos, como se constata na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 Código de leitura do programa para cada tipo de indisponibilidade

Tipo de Indisponibilidade	Numérico utilizado [TipoNum]
CP	1
LP	2

FT	3
DF	4

Mediante a escolha do utilizador (ano e aproveitamento), o *MatLab* lê o ficheiro correspondente, sendo analisadas todas as linhas nele existentes. Mensalmente, para cada tipo de indisponibilidade, é feito o cálculo da taxa de indisponibilidade ocorrida, sendo estas somadas caso se tenham verificado no mês em que se está a efetuar o cálculo – mês em estudo (mE) – e caso pertençam ao mesmo tipo de indisponibilidade.

Pela equação (2.5) obtém-se o valor da taxa de indisponibilidade, porém é necessário ter uma especial atenção ao tempo de paragem ( $T_i$ ), de forma a que este não ultrapasse o tempo de referência ( $T_{ref}$ ). Assim, o programa efetua o cálculo das taxas tendo em conta o seguinte:

Se o início e o fim da indisponibilidade estiverem compreendidos no mE, a taxa é dada por:

$$T_{ind} = \frac{P_i \times [((DiaFim - (DiaInicio + 1)) \times hD) + (hD - HoraInicio) + HoraFim]}{P_{m\acute{a}x} \times [dmE \times hD]} \quad (4.1)$$

Se, apenas, o início da indisponibilidade estiver compreendido no mE, a taxa é dada por:

$$T_{ind} = \frac{P_i \times [((dmE - DiaInicio) \times hD) + (hD - HoraInicio)]}{P_{m\acute{a}x} \times [dmE \times hD]} \quad (4.2)$$

Se, apenas, o fim da indisponibilidade estiver compreendido no mE, a taxa é dada por:

$$T_{ind} = \frac{P_i \times [((DiaFim - 1) \times hD) + HoraFim]}{P_{m\acute{a}x} \times [dmE \times hD]} \quad (4.3)$$

Se nem o início nem o fim estiverem compreendidos no mE, a taxa é dada por:

$$T_{ind} = \frac{P_i}{P_{m\acute{a}x}} \quad (4.4)$$

Sendo:  $P_i$  – Potência Indisponível;

$P_{m\acute{a}x}$  – Potência Máxima;

$hD$  – Nº horas do dia, 24 horas;

$dmE$  – Nº de dias do mês em estudo.

Obtidas as taxas em cada mês, tendo em conta o tipo de indisponibilidade correspondente, obtém-se a taxa de indisponibilidade total através do somatório das taxas associadas aos quatro tipos de indisponibilidades existentes. A taxa de disponibilidade é obtida pelo complemento a 100 % da taxa de indisponibilidade total.

Relativamente às taxas de indisponibilidade acumuladas, estas são calculadas tendo em conta as indisponibilidades mensais ocorridas no período em questão ( $T_{ind_n}$ ), sendo obtidas pela seguinte fórmula, em que “m” representa o mês que se pretende estudar e “n” têm a função de contador para percorrer todos os meses até ao mês em estudo,  $T_{i_n}$  corresponde ao tempo, em horas, da indisponibilidade mensal e  $T_{ref_n}$  corresponde ao tempo, em horas, do período em análise.

$$T_{indACU_m} = \frac{\sum_{n=1}^m T_{ind_n} \times T_{i_n}}{\sum_{n=1}^m T_{ref_n}} \quad (4.5)$$

Em relação do centro de produção Douro, a taxa de indisponibilidade anual é obtida pelo quociente entre o somatório do produto das taxas de indisponibilidade de cada aproveitamento ( $T_{ind_a}$ ) pela respetiva potência líquida máxima ( $P_{máx_a}$ ) e a potência líquida máxima do centro, ou seja:

$$T_{indDOURO_m} = \frac{\sum_{c=1}^a \sum_{n=1}^m T_{ind_{an}} \times P_{máx_a}}{\sum_{c=1}^a P_{máx_a}} \quad (4.6)$$

Em que “a” representa cada um dos aproveitamentos do centro de produção do Douro, “m” o mês que se pretende estudar e “c” e “n” têm a função de contadores de forma a percorrer todos os aproveitamentos existentes e todos os meses até ao mês em estudo, respetivamente.

- Disparos por 7000h

Relativamente aos disparos, o programa interpreta os tipos de disparos através de valores numéricos, da seguinte forma (Tabela 4.2).

Tabela 4.2 Código de leitura do programa para cada tipo de disparo

Tipo de Disparos	Numérico utilizado
Gerador (G)	1
Bomba (B)	2
Compensador (C)	3

Tal como nas indisponibilidades, o *MatLab* lê o ficheiro correspondente à central e ano escolhido pelo utilizador. O cálculo dos disparos é dado pela equação (2.7), no ponto 2.3.3, para períodos de funcionamento superiores a 1000 horas. Para cada mês e tipo de disparo é realizada a mediana dos resultados obtidos para cada grupo.

Para o centro de produção, a metodologia de cálculo é a mesma sendo feita a mediana dos grupos de todos os grandes aproveitamentos do centro de produção do Douro para um determinado mês e tipo de disparo.

- Taxa de Sucessos

O processo de cálculo das taxas de sucesso de mudança de estado é muito semelhante ao processo utilizado nos disparos por 7000 horas, sendo ambos obtidos pela mediana dos valores obtidos para os grupos geradores. Como acontece com os indicadores anteriormente falados, as mudanças de estado são traduzidas por valores numéricos, sendo eles:

- Mudança de Estado: Parado → Gerador (OG) – caracter 1
- Mudança de Estado: Parado → Bomba (OB) – caracter 2
- Mudança de Estado: Parado → Compensador (OC) – caracter 3

O *MatLab* lê a informação que se encontra no ficheiro “Excel”, sendo efetuado o cálculo das taxas de sucesso conforme referenciado na equação (2.8) para todos os grupos do aproveitamento. Mensalmente, para cada mudança de estado, é efetuada a mediana das taxas de sucesso de cada grupo correspondente ao respetivo mês.

No que diz respeito à taxa de sucesso acumulada esta é obtida pelo quociente entre o somatório de todos os sucessos ocorridos, para um dado grupo, até ao mês em análise e o somatório de todas as solicitações do grupo até ao mesmo mês em estudo. Obtida a taxa de sucesso acumulada para cada grupo é efetuada a mediana das mesmas para cada mês, de acordo com a mudança de estado em estudo.

Para o centro de produção do Douro é feita a mediana dos grupos de todos os grandes aproveitamentos do centro para um dado mês e mudança de estado.

- Descarregamentos Turbináveis

Tal como sucede em todos os indicadores já referidos, o programa faz a leitura dos *inputs* necessários ao cálculo deste indicador. Para todos os descarregamentos horários existentes é calculado o seu equivalente em energia, tendo como base os parâmetros pré-estabelecidos para cada aproveitamento.

Os dados de entrada necessários para a determinação dos descarregamentos turbináveis são a cota de montante e de jusante para a cálculo da queda bruta, obtida pela equação (4.7), os caudais turbinado e descarregado horários e a produção ativa horária.

$$\text{Queda Bruta } (HB) = \text{Cota de Montante} - \text{Cota de Jusante} \quad (4.7)$$

Assim, para uma dada situação hidrológica, caso o caudal turbinado ou a produção ativa sejam diferentes de zero, o coeficiente energético é dado pela expressão (4.8). Caso contrário, toma o valor de zero.

$$\text{Coef. Energético} = \frac{\text{Produção Ativa}}{\frac{Q_{Turb} \times 3600}{10^6}} \quad (4.8)$$

Estando a HB compreendida entre os valores máximos e mínimos de queda, obtidos de acordo com as características do local em que se encontra o aproveitamento, o caudal máximo turbinável é dado pela seguinte expressão que utiliza os polinômios obtidos pela curva POTÊNCIA – QUEDA BRUTA – CAUDAL para obtenção do mesmo. Caso não esteja compreendido, o caudal máximo turbinável é nulo.

$$Q_{MÁX\_TURB} = A0 + A1 \times HB + A2 \times HB^2 + A3 \times HB^3 + A4 \times HB^4 + A5 \times HB^5 \quad (4.9)$$

Considerando o  $Q_{MÁX\_TURB} = Máx\_Turb$ , se  $Máx\_Turb = 0$ , o coeficiente energético máximo é nulo. Se  $Máx\_Turb \neq 0$ , o coeficiente energético máximo é dado pela equação (4.10) em que  $P_{máx}$  corresponde à potência máxima obtida pela equação (4.11),  $T$  corresponde ao período horário (1 hora) e  $Máx\_Turb$  ao caudal máximo turbinável.

$$\text{Coef. Energético Máximo} = \frac{P_{máx} \times T}{\frac{Máx\_Turb \times 3600}{10^6}} \quad (4.10)$$

Sendo a potência máxima ( $P_{máx}$ ) dada pelo valor mínimo entre a potência máxima líquida do aproveitamento e o valor de potência máxima para a HB verificada, obtida a partir dos polinômios da curva POTÊNCIA – QUEDA BRUTA – CAUDAL, vêm:

$$P_{máx} = \text{mínimo} (P_{máx\text{liquida}} ; A0P + A1P \times HB + A2 \times HB^2 + A3 \times HB^3 + A4 \times HB^4 + A5 \times HB^5) \quad (4.11)$$

Nota: No caso de ser um aproveitamento com grupos de características de diferentes, haverá pelo menos dois  $Q_{MÁX\_TURB}$  e duas  $P_{máx}$ , sendo a forma de cálculo a mesma, porém utilizando os polinômios correspondentes. Neste caso, o  $Máx\_Turb$  e  $P_{máxT}$  é dado pela soma dos vários  $Q_{MÁX\_TURB}$  e  $P_{máx}$ , respetivamente.

O caudal perdido corresponde à diferença entre o caudal máximo turbinável e o caudal efetivamente turbinado. Caso este seja superior ao caudal descarregado, o caudal efetivamente perdido ( $Q_{perdido1}$ ) corresponde ao caudal descarregado; caso contrário ao caudal perdido.

$$Q_{perdido} = Máx\_Turb - Q_{Turb} \quad (4.12)$$

Obtido o caudal efetivamente perdido, é necessário convertê-lo em volume, pela expressão (4.13).

$$V_{perdido} = \frac{Q_{perdido1} \times 3600}{10^6} \quad (4.13)$$

Por fim, é calculada a energia efetivamente perdida para a hora em questão. A energia perdida é obtida através da multiplicação do volume perdido com o coeficiente energético, conforme equação (2.9) do ponto 2.3.3. Caso o coeficiente energético anterior seja muito diferente das características nominais da central, a energia perdida é obtida pela multiplicação do volume perdido com o coeficiente energético máximo.

Determinada a energia perdida para todas as horas do ano, o programa acumula a energia perdida em cada mês. Em relação ao centro de produção, a metodologia de cálculo é a mesma, sendo feita para todos os períodos horários em cada um dos grandes aproveitamentos da bacia hidroelétrica do Douro.

- Utilização da Potência Máxima / Utilização da Potência Máxima na Disponibilidade

Tal como sucede nos indicadores referidos anteriormente, a base de dados para a execução do programa está feita em “Excel” pelo que é necessária uma leitura prévia da mesma. Feita essa leitura, procede-se ao cálculo das taxas de utilização conforme expressas no ponto 2.3.3. Os inputs necessários são os mesmos que os utilizados no cálculo das taxas de indisponibilidade, mas a produção mensal de cada aproveitamento.

Para a utilização da potência máxima acumulada, esta é obtida pelo quociente entre o somatório das produções verificadas até ao mês em análise e a produção máxima até ao mês em análise.

Relativamente ao centro de produção do Douro, as taxas de utilização da potência máxima e máxima na disponibilidade ao fim de um ano é obtida pelo quociente do somatório do produto entre as taxas de utilização da potência máxima dos diversos aproveitamentos ( $Uti. Pot. Máx_{a_n}$ ) e a potência líquida máxima de cada um ( $P_{máx_a}$ ) e a potência líquida máxima do centro, ou seja:

$$Uti. Pot. Máx_{DOURO_m} = \frac{\sum_{c=1}^a \sum_{n=1}^m Uti. Pot. Máx_{a_n} \times P_{máx_a}}{\sum_{c=1}^a P_{máx_a}} \quad (4.14)$$

Tal como nas taxas de indisponibilidade, “a” representa cada um dos aproveitamentos do centro de produção do Douro, “m” o mês que se pretende estudar e “c” e “n” têm a função de contadores de forma a percorrer todos aproveitamentos existentes e todos os meses até ao mês em estudo, respetivamente.

- Coeficiente de Produtibilidade

Neste indicador, mais uma vez, é feita a leitura dos inputs no “Excel” para se conseguir proceder ao cálculo do mesmo. Os *inputs*, neste caso, são o caudal turbinado, o caudal bombado, a produção ativa, a perda de energia e a variação de armazenamento da albufeira.

Em cada mês é calculado o volume médio turbinado, o volume médio bombado, o coeficiente energético, o equivalente em bombagem e a respetiva afluência, de acordo com as equações referidas no ponto 2.3.3 do

presente documento. Obtida a afluência, obtêm-se o coeficiente de produtividade, dividindo a respetiva afluência pela respetiva afluência média histórica.

Registando-se indeterminações no cálculo do coeficiente energético é utilizado um coeficiente energético nominal que é obtido de acordo com as características nominais existentes no aproveitamento.

Caso se pretenda calcular a afluência acumulada é necessário calcular, primeiramente, o volume médio bombado e turbinado para depois se fazer o somatório dos mesmos durante o período em estudo. A produção ativa e a perda de energia acumuladas são obtidas da mesma maneira que os volumes médios. Tendo os inputs acumulados, aplicam-se novamente as equações anteriormente referidas e obtêm-se a afluência acumulada e o respetivo coeficiente de produtividade.

Relativamente ao centro de produção, o coeficiente é obtido pelo quociente das afluências de todos os aproveitamentos desse centro e a soma das respetivas afluências médias históricas.

## 4.2. Resultados Obtidos

Neste ponto são apresentados alguns dos resultados obtidos em cada um dos indicadores abordados anteriormente, sendo estes gerados de forma automática pelo programa desenvolvido. São apresentados os resultados de um aproveitamento do centro de produção Douro e do próprio centro.

- Taxa de Indisponibilidade ( $T_{ind}$ ) e Taxa de Disponibilidade ( $T_{disp}$ )

A Tabela 4.3 contém as taxas de indisponibilidade e disponibilidade registados num dado aproveitamento hidroelétrico ano de 2016. As taxas de indisponibilidade e disponibilidade acumuladas encontram-se na Tabela 4.4.

Tabela 4.3 Taxas de Indisponibilidade e Disponibilidade mensais registadas no aproveitamento em estudo no ano de 2016

Mês	Mensalmente					
	Programada		Não Programada		Taxa Indisponibilidade [%]	Taxa Disponibilidade [%]
	Curto Prazo	Longo Prazo	Fortuita	Diferível		
janeiro	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	100,000
fevereiro	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	100,000
março	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	100,000
abril	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	100,000
maio	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	100,000
junho	0,008	0,000	0,000	0,000	0,833	99,167
julho	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	100,000
agosto	0,000	0,495	0,000	0,000	49,462	50,538
setembro	0,000	0,197	0,005	0,000	20,149	79,851

outubro	0,000	0,000	0,004	0,000	0,405	99,595
novembro	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	100,000
dezembro	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	100,000

Tabela 4.4 Taxas de Indisponibilidade e Disponibilidade acumuladas registadas no aproveitamento hidroelétrico estudado em 2016

Mês	Acumulada Mensalmente					
	Programada		Não Programada		Taxa	Taxa
	Curto Prazo	Longo Prazo	Fortuita	Diferível	Indisponibilidade [%]	Disponibilidade [%]
janeiro	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	100,000
fevereiro	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	100,000
março	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	100,000
abril	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	100,000
maio	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	100,000
junho	0,001	0,000	0,000	0,000	0,137	99,863
julho	0,001	0,000	0,000	0,000	0,117	99,883
agosto	0,001	0,063	0,000	0,000	6,387	93,613
setembro	0,001	0,077	0,001	0,000	7,893	92,107
outubro	0,001	0,070	0,001	0,000	7,132	92,868
novembro	0,001	0,063	0,001	0,000	6,494	93,506
dezembro	0,001	0,058	0,001	0,000	5,944	94,056

O gráfico da Figura 4.2 permite observar a evolução das taxas de indisponibilidade anuais ocorridas no centro de produção do Douro, ao longo dos dez anos em análise. Tal como era de esperar, as mesmas variam de ano para ano, uma vez que as manutenções são agendadas de acordo com as necessidades de cada aproveitamento (indisponibilidades programadas) e no caso de serem indisponibilidades não programadas estas podem acontecer a qualquer momento, não se conseguindo prever a sua existência.

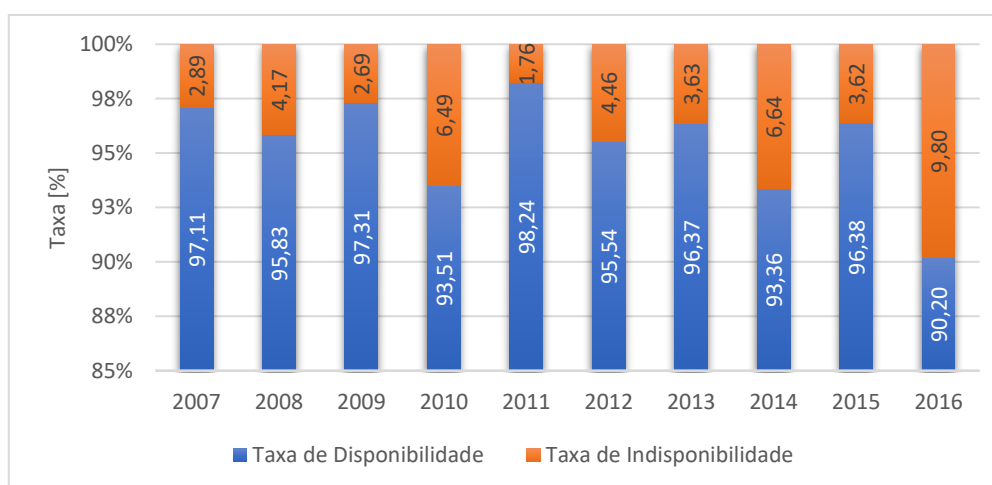


Figura 4.2 Evolução das taxas de indisponibilidade e disponibilidade no centro de produção Douro entre 2007 e 2016

- Disparos por 7000h

A Tabela 4.5 permite visualizar os resultados obtidos para um aproveitamento hidroelétrico no ano em análise.

Tabela 4.5 Disparos por 7000 horas registados no aproveitamento em 2016

Mês	OG	OB	OC
janeiro	5,15	---	---
fevereiro	4,03	---	---
março	5,18	---	---
abril	5,48	---	---
maio	4,59	---	---
junho	4,35	---	---
julho	4,24	---	---
agosto	4,12	---	---
setembro	3,92	---	---
outubro	3,81	---	---
novembro	4,69	---	---
dezembro	4,65	---	---

O gráfico da Figura 4.3 contém a taxa de disparos anual como gerador, entre 2007 e 2016, para o centro de produção do Douro.

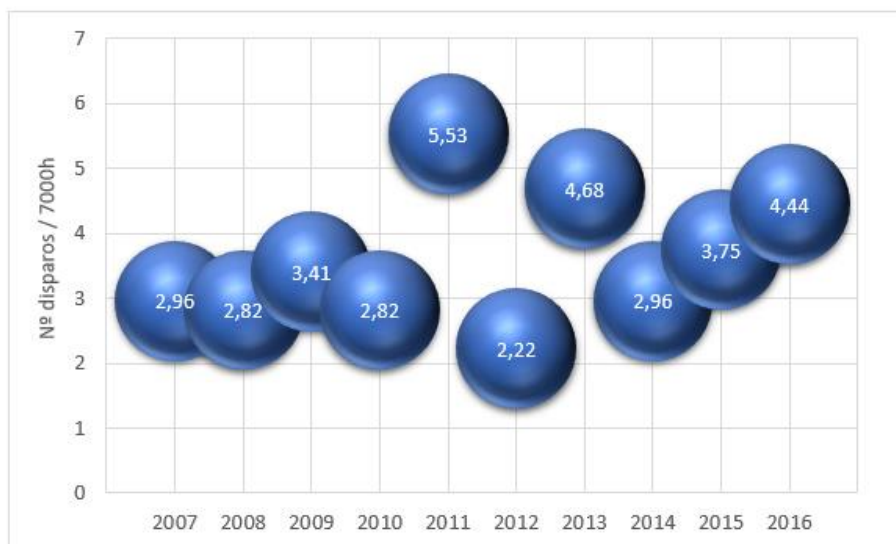


Figura 4.3 Evolução da taxa de disparos por 7000 horas, como gerador, no centro de produção Douro entre 2007 e 2016

- Taxa de Sucessos

A Tabela 4.6 permite visualizar os resultados mensais deste indicador num dado aproveitamento hidroelétrico em 2016.

Tabela 4.6 Taxas de sucesso de mudança de estado mensais no aproveitamento em estudo em 2016

Mês	Mensalmente		
	OG [%]	OB [%]	OC [%]
janeiro	96,30	89,84	---
fevereiro	100,00	93,33	---
março	100,00	87,81	---
abril	100,00	96,67	---
maio	100,00	92,86	---
junho	100,00	97,22	---
julho	100,00	95,65	---
agosto	98,78	93,48	---
setembro	100,00	87,68	---
outubro	98,57	91,05	---
novembro	100,00	92,40	---
dezembro	100,00	98,98	---

Em termos acumulados as mesmas podem ser consultadas na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 Taxas de sucesso de mudança de estado acumuladas no aproveitamento em 2016

Mês	Acumulada Mensalmente		
	OG [%]	OB [%]	OC [%]
janeiro	96,30	89,84	---
fevereiro	98,44	90,98	---
março	99,15	89,73	---
abril	99,30	90,67	---
maio	99,42	90,88	---
junho	99,54	92,01	---
julho	99,64	92,59	---
agosto	99,53	92,44	---
setembro	99,58	91,99	---
outubro	99,48	91,76	---
novembro	99,54	91,85	---
dezembro	99,57	92,91	---

A representação gráfica da Figura 4.4 apresenta a evolução da taxa de sucessos de mudança de estado, em cada um dos dez anos em estudo, no centro de produção Douro.

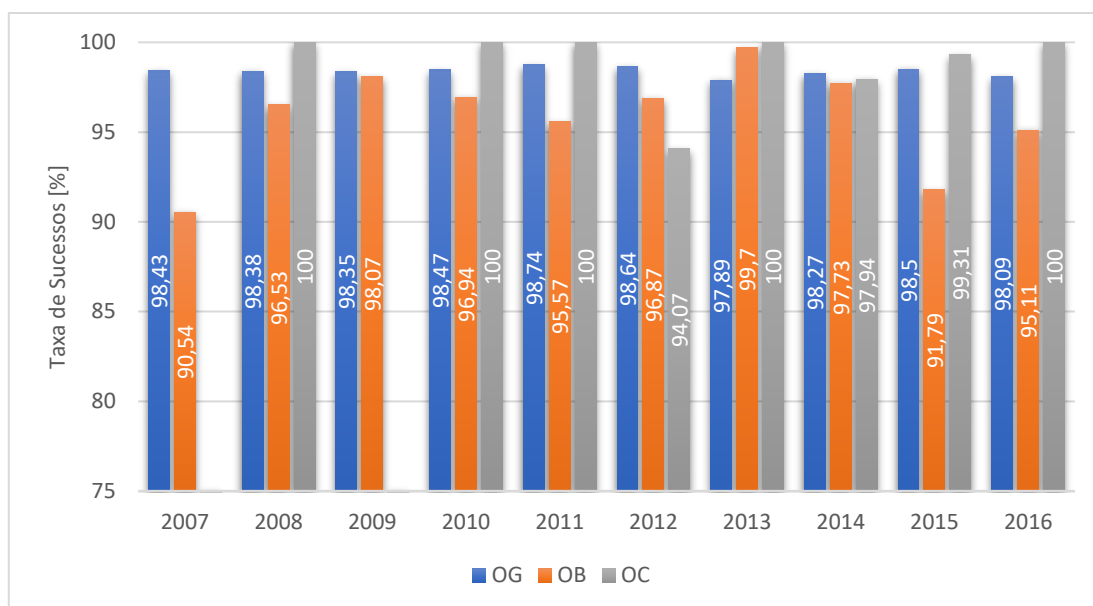


Figura 4.4 Evolução das taxas de sucesso verificadas no centro de produção do Douro entre 2007 e 2016

- Descarregamentos Turbináveis

Para um dado aproveitamento hidroelétrico, em 2016, registaram-se 41.996,10 MWh de energia perdida, podendo-se visualizar a distribuição mensal da mesma pela Tabela 4.8.

Tabela 4.8 Energia perdida num aproveitamento em 2016

Mês	Energia Perdida [MWh]
janeiro	22.302,52
fevereiro	6.299,80
março	317,09
abril	4.656,13
maio	8.420,55
junho	0,00
julho	0,00
agosto	0,00
setembro	0,00
outubro	0,00
novembro	0,00
dezembro	0,00
Total	41.996,10

Na Tabela 4.9 encontram-se os resultados de energia perdida obtidos em cada um dos anos no centro de produção do Douro.

Tabela 4.9 Energia perdida via descarregamentos turbináveis entre 2007 e 2016

Ano	2007	2008	2009	2010	2011
Energia Perdida [MWh]	10.127,45	28.627,91	22.626,07	469.770,46	124.375,55
Ano	2012	2013	2014	2015	2016
Energia Perdida [MWh]	105,57	214.048,35	327.119,5	9.776,91	395.237,89

- Utilização da Potência Máxima / Utilização da Potência Máxima na Disponibilidade

As tabelas que se seguem permitem verificar os resultados mensais (Tabela 4.10) e acumulados (Tabela 4.11) deste indicador num dado aproveitamento hidroelétrico em 2016.

Tabela 4.10 Utilização da potência máxima e máxima na disponibilidade mensais no aproveitamento estudado em 2016

Mês	Mensalmente	
	Utilização da Potência Máxima [%]	Utilização da Potência Máxima na Disponibilidade [%]
janeiro	29,578	29,578
fevereiro	55,009	55,009
março	28,415	28,415
abril	52,825	52,825
maio	47,953	47,953
junho	20,550	20,723
julho	29,935	29,935
agosto	6,791	13,437
setembro	21,568	27,011
outubro	13,755	13,811
novembro	23,366	23,366
dezembro	12,599	12,599

Tabela 4.11 Utilização da potência máxima e máxima na disponibilidade acumuladas no aproveitamento estudado em 2016

Mês	Acumulada Mensalmente	
	Utilização da Potência Máxima [%]	Utilização da Potência Máxima na Disponibilidade [%]
janeiro	29,578	29,578
fevereiro	41,870	41,870
março	37,286	37,286
abril	41,139	41,139
maio	42,528	42,528
junho	38,906	38,959
julho	37,600	37,644
agosto	33,686	35,984
setembro	32,359	35,132
outubro	30,468	32,808

novembro	29,832	31,904
dezembro	28,372	30,165

Já a Figura 4.5 contém os resultados obtidos, de 2007 a 2016, da utilização da potência máxima e utilização da potência máxima na disponibilidade.

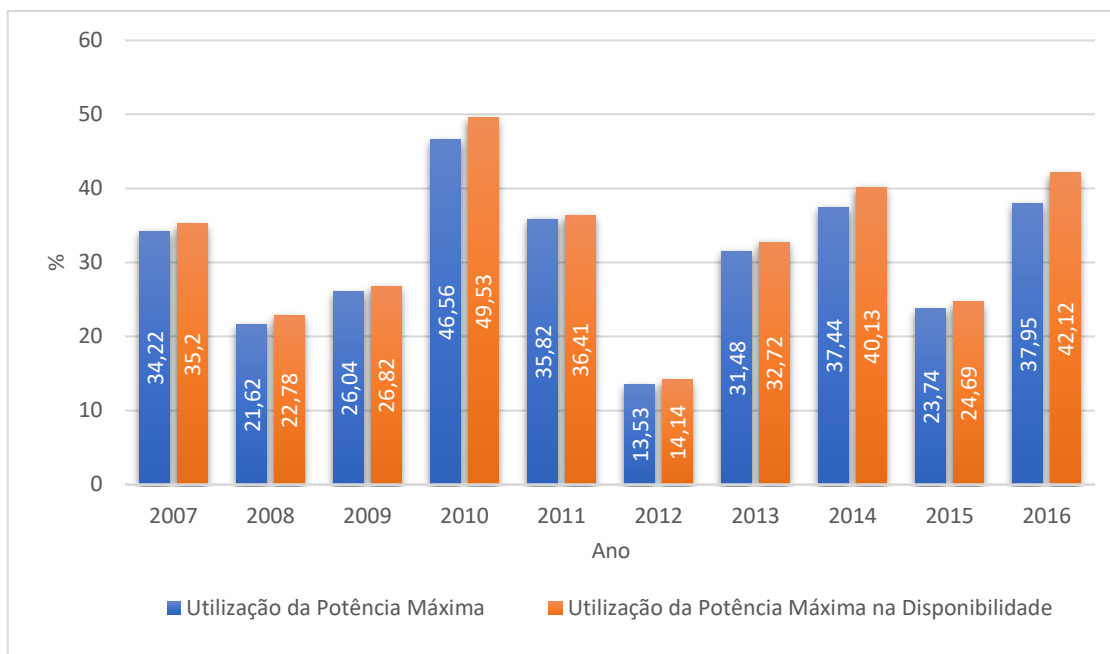


Figura 4.5 Resultados acumulados mensais da utilização da potência máxima e utilização da potência máxima na disponibilidade para o centro de produção do Douro no ano de 2007 a 2016

- Coefficiente de Produtibilidade

Os resultados referentes a este indicador encontram-se expressos na Tabela 4.12 e dizem respeito a um aproveitamento hidroelétrico do centro de produção do Douro, em 2016.

Tabela 4.12 Afluências e coeficientes de produtividade mensais e acumulados do aproveitamento em 2016

Mês	Mensalmente		Acumulada Mensalmente	
	Afluência [MWh]	Coef. Produtibilidade	Afluência [MWh]	Coef. Produtibilidade
janeiro	38830,722	0,575	38830,722	0,575
fevereiro	48548,143	0,730	87249,536	0,651
março	22307,840	0,432	109581,554	0,590
abril	67633,602	2,496	177219,274	0,833
maio	45027,509	2,668	222233,096	0,968
junho	7419,907	1,038	229667,662	0,970
julho	706,276	0,370	230321,690	0,965
agosto	-110,433	-0,212	230143,233	0,962
setembro	-459,345	-0,629	229686,385	0,957

outubro	1685,494	0,246	230932,562	0,936
novembro	3905,070	0,173	234696,589	0,871
dezembro	4715,257	0,090	239216,061	0,744

A Figura 4.6 contém os resultados obtidos ao longo dos últimos anos referentes às afluências acumuladas anuais, bem como os respetivos coeficientes de produtividade.

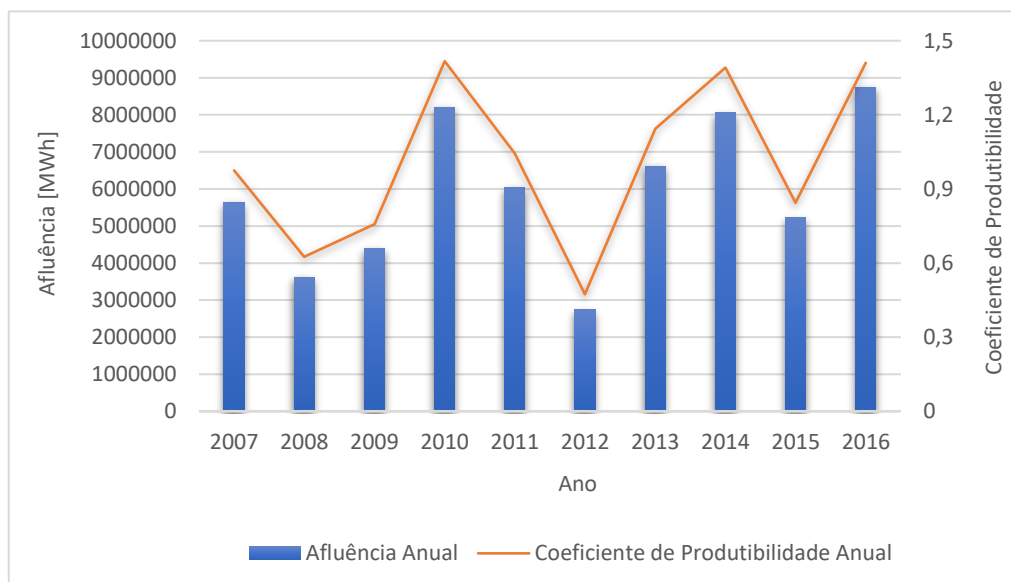


Figura 4.6 Evolução das afluências anuais e respetivos coeficientes de produtividade no centro de produção do Douro de 2007 a 2016

### 4.3. Análise dos Resultados

Neste ponto serão analisados os resultados obtidos no ponto 4.2. Relativamente às taxas de indisponibilidade e taxas de disponibilidade, pela Tabela 4.3, em setembro de 2016 o aproveitamento teve taxas de indisponibilidades repartidas em indisponibilidade LP de 19,65 % e FT de 0,5 %, correspondendo em cerca de 6 dias do mês. A indisponibilidade anual do aproveitamento fixou-se nos 5,944 %, tal como é possível verificar na Tabela 4.4. Sendo a taxa de disponibilidade o complemento a 100 % da taxa de indisponibilidade, a taxa de disponibilidade anual foi de 94,056 %, ou seja, o aproveitamento esteve disponível para funcionamento durante 344 dos 366 dias do ano. As indisponibilidades devem-se maioritariamente a manutenções preventivas necessárias e a desgastes ou envelhecimentos precoces dos equipamentos.

No que diz respeito ao centro de produção do Douro, em todos os anos em análise, verificam-se taxas de indisponibilidade inferiores a 10 %, tendo a maior taxa de indisponibilidade ocorrido no ano de 2016, como se verifica na Figura 4.2, provavelmente devido à anomalia registada na central de Miranda, fruto de uma indisponibilidade FT - avaria no transformador do grupo 4 - que levou a que o grupo estivesse parado de 28 de

abril a 31 de outubro. Por outro lado, o ano de 2011 foi o que apresentou uma maior taxa de disponibilidade, cerca de 98,24 %, sendo a taxa de indisponibilidade de 1,76 %.

Nos disparos por 7000 horas no exemplo apresentado foi feita a mediana do número de disparo de cada grupo, sendo para o ano indicado, 4,652 (Tabela 4.5). A Figura 4.3 representa o número de disparos, como gerador, ao longo dos anos em análise. O número de disparos anuais compreende-se entre os 2,22 (2012) e os 5,53 (2011) disparos. Em 2016, no centro, o número de disparos fixou-se nos 4,44 disparos para um período relativo a 7000 horas de funcionamento. Relembrar que este calculo é sempre referido a um espaço temporal em horas do mês em análise e dos 11 meses anteriores.

Em relação às taxas de sucesso de mudanças de estado (Parado – Gerador (OG); Parado – Bomba (OB); Parado – Compensador (OC)) verifica-se que grande parte dos arranques teve sucesso.

No exemplo apresentado, a Tabela 4.6 contém os resultados mensais das taxas de sucesso, enquanto que a Tabela 4.7 contém os resultados acumulados para o aproveitamento em estudo. Em termos acumulados, 99,57 % das solicitações tiveram sucesso no arranque como gerador e 92,91 % das solicitações tiveram sucesso como bomba.

No centro do Douro, ao longo dos anos, a taxa de sucessos como gerador foi bastante nivelada, com resultados a rondar os 98 %. Como bomba e compensador os resultados já não se apresentam tão nivelados, porém sempre superiores a 90 %. Comparando o ano de 2016 com o ano anterior, verifica-se uma diminuição de cerca de 0,4 % em relação aos sucessos como gerador e um aumento de 3,32 % e 0,69 % como bomba e compensador, respetivamente, tal como se vê na Figura 4.4.

Ainda relativo ao número de sucessos ocorridos como gerador, é possível relacioná-los com as horas de funcionamento do mesmo, conforme estamos perante um mês seco ou húmido. A Figura 4.7 expressa essa relação, sendo o mês de abril de 2012 extremamente seco e o de 2016 húmido.

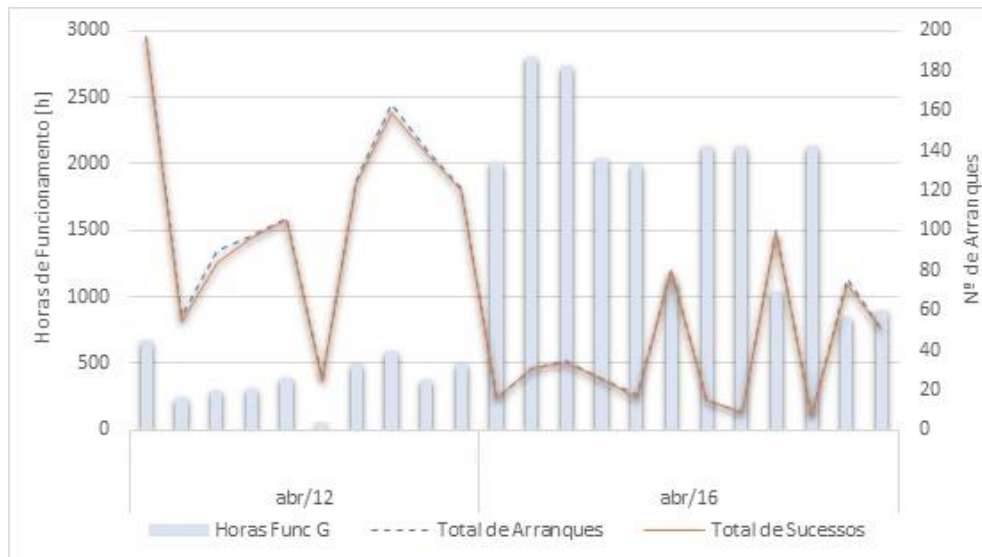


Figura 4.7 Evolução do número de sucessos e solicitações em função de um mês seco ou húmido

Assim, comparando meses secos e húmidos conclui-se que quanto mais húmido for o mês, durante mais horas este funciona como gerador e menor será o número de solicitações necessárias. Em contrapartida, em meses secos, o número de solicitações e consequente mudanças de estado aumenta, diminuído o número de horas de funcionamento como gerador.

Os descarregamentos turbináveis correspondem à energia perdida por cada aproveitamento devido a caudais descarregados que poderiam ter sido turbinados, sendo que em janeiro de 2016 se registaram 22.3 GWh de energia perdida. Analisando ao pormenor uma hora desse mês, por exemplo a hora 99, registou-se um caudal descarregado de 615,79 m<sup>3</sup>/s, podendo este ter sido turbinado de acordo com as cotas de exploração existentes. Nesta hora, para este caudal, obteve-se uma energia perdida de 131,84 MWh. O gráfico da Figura 4.8 permite verificar o que foi anteriormente dito.

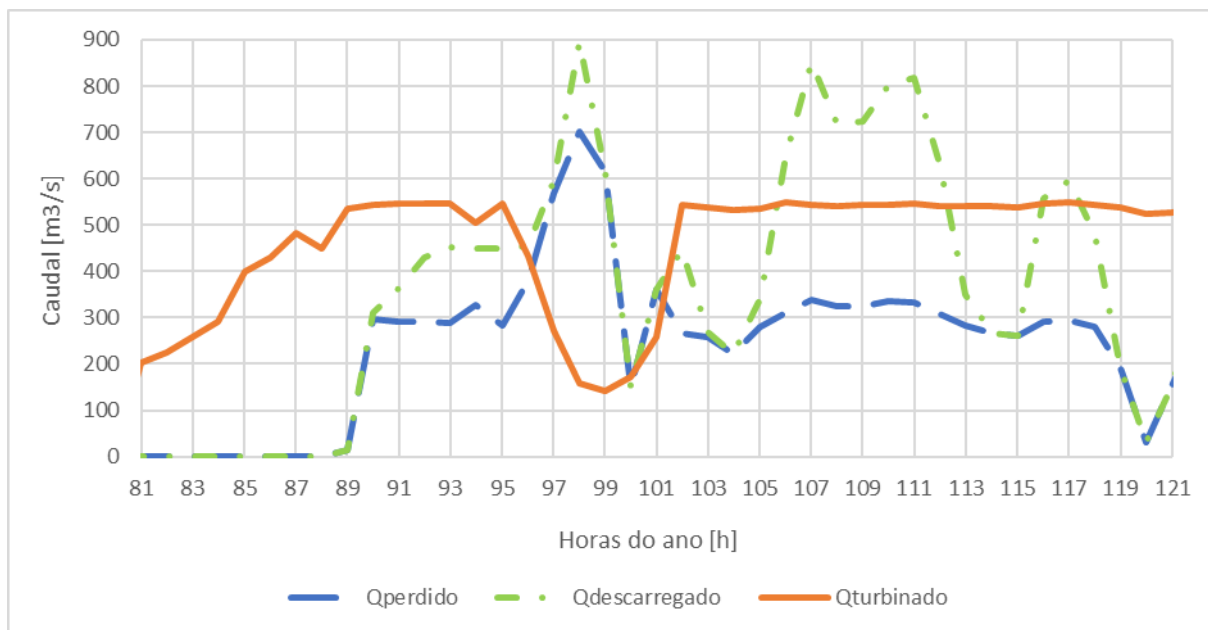


Figura 4.8 Evolução do caudal perdido, turbinado e descarregado no ano de 2016 no aproveitamento hidroelétrico

A Figura 4.8 relaciona o caudal horário turbinado, descarregado e o perdido (caudal que poderia ter sido turbinado) ao longo de um período do ano. Note-se que sempre que se verificou caudal descarregado, parte dele poderia ter sido turbinado, caso as condições o permitissem ou fosse necessário. A hora 99 corresponde à hora do exemplo apresentado e nela verifica-se o que se obteve nos cálculos, isto é, todo o caudal que foi descarregado poderia ter sido turbinado, se necessário. Ao todo, além da produção que efetivamente se produziu no aproveitamento em 2016, poder-se-ia ter produzido mais 42 GWh.

No total de 2016, 395 GWh de energia correspondem a descarregamentos turbináveis, como se vê na Tabela 4.9. Comparativamente aos restantes anos, 2012 ficou marcado pela baixa energia perdida devido a descarregamentos turbináveis, estando este facto relacionado com o facto de 2012 ter sido um ano extremamente seco.

Em relação à utilização da potência máxima e utilização da potência máxima na disponibilidade, no aproveitamento, em de 2016, o mês de setembro teve uma utilização de potência máxima de 21,57 % e uma utilização de potência máxima na disponibilidade de 27,01 %, ou seja, durante um período de disponibilidade o aproveitamento esteve na potência máxima em 27,01 % do tempo. Em termos acumulados, pela Tabela 4.11, é possível verificar valores anuais de 28,372 % e 30,165 %, respetivamente.

Estes indicadores, em relação ao centro, apresentam valores anuais pouco uniformes, sendo, como era de esperar a utilização da potencia máxima na disponibilidade sempre ligeiramente superior à utilização da potência máxima. 2010 foi o ano em que se registou uma percentagem de tempo superior a utilizar a potência máxima, tal como comprova a Figura 4.5. O mínimo foi registado no ano de 2012. Já em 2016 obtiveram-se taxas de utilização de potência máxima de 37,95 %, ou seja, durante todo o ano o centro teve uma utilização

de 37,95 % do tempo em relação ao máximo possível, e uma taxa de utilização da potência máxima na disponibilidade de 42,12 %, ou seja, durante o período em que o centro esteve totalmente disponível, este teve uma utilização de 42,12 % de tempo face ao máximo possível.

Para o último indicador em estudo, o mês de fevereiro de 2016 teve um coeficiente de produtividade de 0,729 e uma afluência de 47,2 GWh. A Tabela 4.12 permite analisar os resultados ao longo do ano. Na prática não existem afluências negativas, porém teoricamente estas podem existir, devido às variações de armazenamento que se registam e que não são controladas, como são o caso de evaporações de água ou desvios de água para consumos camarários. Hidrologicamente, o valor anual obtido no aproveitamento quantifica-o como um ano seco, 0,744, uma vez que o coeficiente é inferior à unidade.

Os resultados referentes ao centro de produção do Douro variam consoante estamos perante um ano seco ou um ano húmido, tal como é possível visualizar na Figura 4.6. Pela análise à mesma, quando estamos perante um ano seco, os recursos hídricos e afluências são menores o que leva a coeficientes de produtividade reduzidos. Caso contrário as afluências são elevadas e o coeficiente de produtividade também aumenta, levando-nos para anos mais húmidos. Em 2016 obteve-se uma afluência de 8,7 GWh e um coeficiente de produtividade de 1,411, pelo que, em termos hidrológicos se pode dizer que estamos perante um ano húmido.

A partir deste indicador pode-se confirmar pela Figura 4.9 o que já foi dito anteriormente, quando mais húmido for o ano, mais baixos são os preços de mercado, uma vez que os custos marginais associados à energia hídrica são muito baixos ou nulos. O IPH que se encontra na página da REN é calculado da mesma forma, porém contempla todos os aproveitamentos hidroelétricos de Portugal.

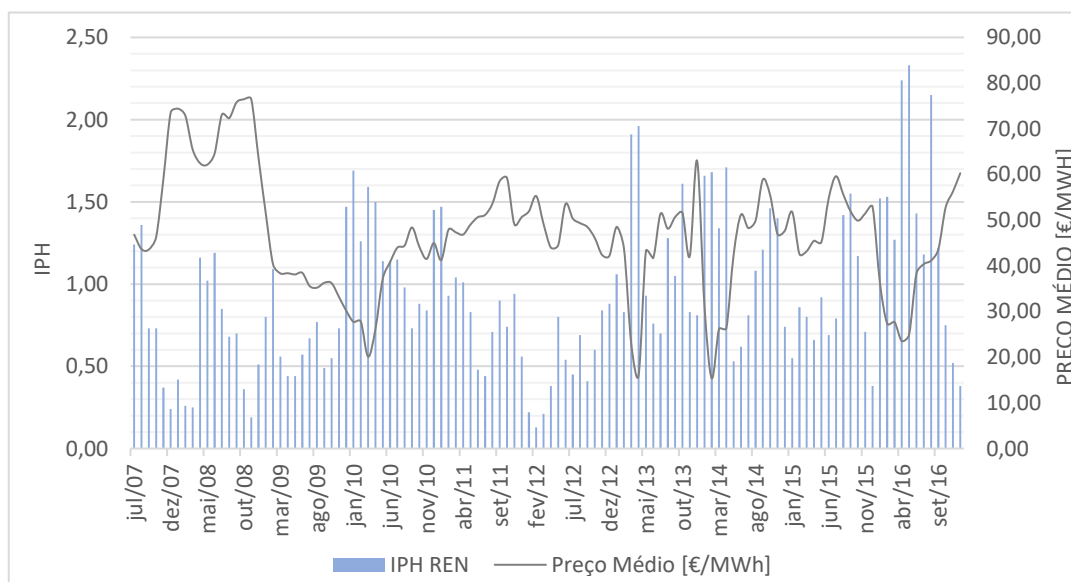


Figura 4.9 Evolução do preço médio de energia em função do IPH



# Capítulo 5

## Conclusão

### 5.1. Análise Conclusiva

Em 2016, no mercado diário foram transacionados 233.473 GWh de energia, sendo que 183.018 GWh correspondem à energia transacionada em Espanha e os restantes 49.502 GWh a Portugal, verificando-se um aumento 3,4% face ao ano anterior. Esta diferença entre os dois países está relacionada com a respetiva dimensão dos mercados em que, tipicamente, o mercado espanhol é cerca de 5 vezes maior do que o português.

Os preços médios anuais em Portugal e Espanha foram, respetivamente, 39,44 €/MWh e 39,67 €/MWh, sendo estes fortemente afetados pelos consumos de energia e pelas condições climatéricas e hidrológicas verificadas. O preço médio em Espanha foi ligeiramente superior ao preço médio em Portugal sendo esta diferença justificada pela ativação de mecanismos de *Market Splitting* em horas em que Portugal se encontrava a exportar. O mecanismo foi ativado durante 721 horas, correspondendo a 8,21 % do ano de 2016. Neste período, em 85 % das horas era Portugal quem exportava energia para Espanha e nos restantes 15 % verificou-se o oposto (contrariamente ao ano anterior em que as horas em que Portugal exportava eram bastante reduzidas face à importação verificada). Esta situação deve-se, principalmente, ao aumento da produção de origem hídrica em Portugal devido ao facto de o ano de 2016 ter sido um ano húmido. Além disso, a redução da produção nuclear em França também originou um aumento da exportação.

Relativamente às tecnologias que contribuem para a produção de EE verifica-se uma grande contribuição da PRE em ambos os países (maioritariamente eólica), seguindo-se a energia hídrica e o carvão em Portugal e a energia nuclear (inexistente em Portugal) e a energia hídrica em Espanha. Conclui-se então que o *mix* energético espanhol é ligeiramente diferenciado do português.

Tal como referido acima, 2016 foi um ano húmido em Portugal, razão para a grande contribuição das centrais hidroelétricas na energia transacionada no mercado diário e para a redução do preço da energia face ao ano anterior que foi um ano seco.

No que concerne ao mercado intradiário, este é composto por seis sessões e nestas os produtores podem realizar os ajustes que acharem convenientes na tentativa de aproximar a produção o mais possível ao consumo. Assim, em 2016, foram transacionados 32.216 GWh de energia, sendo a maioria referente a Espanha. É notória uma grande quantidade de energia transacionada na primeira sessão do mercado face às restantes, pois além de ser a sessão com uma janela temporal mais alargada, também é o primeiro momento em que os agentes atualizam a sua posição no mercado. As sessões 5 e 6 são as que geralmente contêm preços de energia mais elevados, já que a janela temporal é muito reduzida para negociar e a procura é maior, podendo-se verificar variações bruscas de consumo que devem ser corrigidas. Assim, o preço médio anual no mercado intradiário fixou-se nos 40,6 €/MWh em Espanha e em 40,25 €/MWh em Portugal.

Em termos económicos, no mercado diário e intradiário, foram movimentados 10.809 M€, sendo que 80 % correspondem a movimentos efetuados em Espanha e o restante em Portugal.

No mercado de serviços de sistema, e analisando concretamente a reserva de regulação secundária em 2016, constata-se a razão 2 para 1 entre os sentidos da banda em Portugal; isto é, a banda contratada a subir é o dobro da a descer. Em Espanha os valores de banda em ambos os sentidos tomam valores bastante superiores pelas diferenças de mercado já referidas. O preço médio da banda contratada atingiu os valores mais baixos desde 2014, sendo mais cara em Portugal em cerca de 1 €/MWh.

Relativamente à energia secundária utilizada, em Portugal foram utilizados 438 GWh de energia secundária a subir, um valor bastante superior à utilizada a descer, que se fixou nos 81 GWh. Sendo a energia secundária utilizada agrupada por área de balanço e sabendo que o número de áreas de balanço compostas por centrais hidroelétricas é superior às áreas de balanço térmicas, a maior parte da energia secundária utilizada advém dos aproveitamentos hidroelétricos. Dos 438 GWh de energia secundária a subir, 264 GWh provêm de centrais hidroelétricas e 174 GWh de centrais termoelétricas. Já na energia secundária utilizada a descer, 46 GWh correspondem a energia proveniente das centrais hidroelétricas e 35 GWh às centrais termoelétricas. Em Espanha, a energia secundária a subir também foi superior à utilizada a descer, fixando-se nos 1.530 GWh e 1.012 GWh, respetivamente.

Quanto às reservas de regulação terciárias, em Portugal estas oscilaram muito ao longo do ano de 2016 em que foram mobilizados 1.115 GWh desta reserva mobilizada a subir, tendo sido 68 % a energia mobilizada por centrais hidroelétricas e 32 % a energia mobilizada por centrais termoelétricas. A reserva de regulação terciária mobilizada a descer foi de 712 GWh provenientes de centrais hidroelétricas e 538 GWh de centrais termoelétricas, perfazendo um total de 1.250 GWh de energia terciária mobilizada a descer. Em Espanha a reserva de regulação terciária a subir é superior à reserva a descer, em cerca de 100 GWh.

Os desvios de mercado são calculados por unidade física, sendo depois agrupados, no caso português, por área de balanço. Em 2016 foram contabilizados desvios, relacionados com a EDP, na ordem dos 172 GWh, sendo 75,7 GWh devido a desvios por defeito e 96,6 GWh a desvios por excesso, sendo a maioria verificada

em centrais hidroelétricas. Geralmente, o preço pago para compensar desvios por defeito é superior ao preço do mercado diário ao contrário do que acontece nos desvios por excesso.

Como se verificou, os aproveitamentos hidroelétricos contribuem em grande escala para a produção de energia elétrica, tendo um papel fulcral no bom funcionamento do mercado de energia, uma vez que estes, pela sua natureza de funcionamento (resposta rápida às diversas solicitações pedidas à rede), têm a possibilidade de funcionar como reserva em caso de saída intempestiva dos grupos geradores. Assim é necessário fazer um controlo técnico eficiente aos grupos geradores dos aproveitamentos, utilizando-se indicadores de exploração.

As principais conclusões a tirar dos indicadores no centro de produção do Douro no ano de 2016 são as taxas de indisponibilidade de 9,80 % e taxas de disponibilidade de 90,2 %. Dos 9,80 % da indisponibilidade, 4,45 % correspondem a indisponibilidades CP, 4,36 % a indisponibilidades de LP e 0,99 % a indisponibilidades FT. É conveniente que este último tipo de indisponibilidades tome valores praticamente nulos, uma vez que correspondem a indisponibilidades não programadas e, caso ocorram podem originar constrangimentos no mercado, assim como sobrecustos para o produtor. Para as indisponibilidades programadas estas já não são consideradas para mercado, não causando qualquer tipo de constrangimentos. Assim é importante uma elaboração cuidada e rigorosa do plano de indisponibilidades para evitar, sempre que possível, indisponibilidades não programadas.

Nos disparos por 7000 horas, registou-se um indicador de 4,44, isto é, registaram-se 4,44 disparos como gerador para um período equivalente a 7000 horas de funcionamento. Como bomba, o número de disparos foi bastante maior, cerca de 36,1. Já como compensador foi nulo.

As taxas de sucesso de mudança de estado no ano de 2016 assumiram valores acima dos 90 %, com taxas de 98,09 % nos arranques como gerador, 95,11 % como bomba e 100 % como compensador, pelo que se pode dizer que grande parte das mudanças de estado (OG – OB – OC) teve sucesso.

Relativamente aos descarregamentos turbináveis, no centro de produção do Douro, registou-se um valor de energia perdida de 395 GWh, ou seja, além da energia que foi efetivamente produzida ainda se poderia ter produzido essa energia. Neste ano, a energia perdida foi bastante superior ao ano anterior, devido a 2016 ter sido um ano hidrologicamente húmido e o ano de 2015 um ano seco, concluindo-se que quanto mais seco for o ano, menor é a probabilidade de ocorrerem descarregamentos turbináveis. Além disso, os aproveitamentos do Douro praticamente não têm armazenamento, pelo que não conseguem gerir/armazenar água, sendo a sua operação fortemente condicionada pela gestão efetuada na bacia espanhola.

A utilização da potência máxima e utilização da potência máxima na disponibilidade registaram resultados anuais de 37,95 % e 42,12 %, respetivamente.

Analisados os indicadores relacionados com o lado técnico dos aproveitamentos, o indicador – coeficiente de produtividade – permite identificar e ou classificar o ano hidrológico. 2016, tal como já referido, foi um ano hidrológicamente bom, com um coeficiente de produtividade superior a 1 – 1,44 – pelo que se conclui que em relação ao centro de produção Douro foi um ano húmido, tendo sido o ano mais húmido dos últimos 10 anos, a par de 2010. O facto de ter sido um ano hidrológicamente húmido faz com que haja uma maior contribuição da energia hídrica transacionada em mercado e conseqüentemente mais vezes será esta a influenciar o preço de mercado, reduzindo, assim, o preço de energia, uma vez que os custos marginais associados a esta tecnologia são nulos ou quase nulos.

A empresa fica assim como uma vasta gama de dados históricos sobre os resultados do MIBEL que poderão ser utilizados em sistemas de *data analytics* de forma a otimizar a sua resposta face aos *inputs* de mercado, isto é, poderão ser utilizadas para previsões futuras através do cruzamento de dados; e sobre os resultados dos indicadores de exploração utilizados na análise técnica dos aproveitamentos hidroelétricos. Como se viu, estes podem ser calculados através da aplicação criada permitindo confrontar os resultados dos mesmos com os resultados da aplicação existente na EDP Produção.

## **5.2. Perspetivas Futuras**

Por fim, a partir desta análise poderão ser efetuados outros estudos sobre um eventual aumento da capacidade da interligação entre Portugal e Espanha, bem como o estudo dos benefícios ou inconvenientes para Portugal quanto ao aumento da capacidade da interligação entre Espanha e França ou sobre previsões futuras que se possam fazer a nível de mercado de energia, tendo em conta dados históricos.

Além disso, seria interessante estudar as implicações do aumento das energias renováveis no mercado. Este estudo poderá conduzir ao aumento dos serviços de sistema, uma vez que as energias renováveis são de difícil previsão, sendo por isso necessário um maior controlo técnico dos aproveitamentos.

# Referências

- [1] J. P. T. Saraiva, J. L. P. P. Silva e M. T. P. Leão, Mercados de Eletricidade - Regulação e Tarifação de Uso das Redes, Porto: FEUPedições, 2002.
- [2] M. L. M. Cam Fok, “Análise dos Resultados do Mercado Ibérico no Ano de 2015,” Porto, 2016.
- [3] J. C. S. Sousa, “Os Serviços de Sistema no MIBEL - Regras de fornecimento e de contratação e resultados de 2010 a 2012,” Porto, 2013.
- [4] “REN,” [Online]. Available: [https://www.ren.pt/pt-PT/o\\_que\\_fazemos/eletricidade/o\\_setor\\_eletrico/](https://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/eletricidade/o_setor_eletrico/). [Acedido em 7 julho 2017].
- [5] “ERSE,” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/rotulagemenergetica/pre>. [Acedido em 7 julho 2017].
- [6] C. Pinto, D. Teixeira, J. Ramos e D. Leocádio, “Qualidade de Serviço,” Porto, 2016.
- [7] P. J. M. Gonçalves, “Análise Estatística dos Resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade no ano de 2011,” Porto, 2012.
- [8] L. B. Cruz, “A liberalização do sector elétrico, o MIBEL (Mercado Ibérico de Eletricidade) e o OMIP (Operador do Mercado Ibérico de Energia - pólo português).”
- [9] “ERSE,” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoeelectricidade/contratacao/Paginas/default.aspx>. [Acedido em 12 julho 2017].
- [10] “OMIP,” [Online]. Available: <http://www.omip.pt/OMIP/Perfil/tabid/63/language/pt-PT/Default.aspx>. [Acedido em 7 julho 2017].
- [11] “OMIClear,” [Online]. Available: <http://www.omiclear.pt/OMIClear/OMIClear/tabid/138/language/pt-PT/Default.aspx>. [Acedido em 19 julho 2017].

- [12] "MIBEL," [Online]. Available: <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=40&relcategoria=101&id=28>. [Acedido em 7 julho 2017].
- [13] J. Ferreira, "O Mercado de Energia," Bagaúste, 2011.
- [14] CMVM, CNMV, ERSE e CNE, "Descrição do Funcionamento do MIBEL," 2009.
- [15] M. N. V. Nascimento, "Agentes Comerciais - Modelos de Avaliação de Risco e Rentabilidade," Lisboa, 2013.
- [16] "OMIE," [Online]. Available: <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/os-nossos-mercados-de-eletricidade/mercado-in>. [Acedido em 7 julho 2017].
- [17] J. A. P. Lopes, J. T. Saraiva, N. Fonseca e Y. Phulpin, "Desenvolvimento de Ferramentas de Análise do Impacto Técnico da Integração de Microprodução e Veículos Elétricos - Parte II," 2011.
- [18] ERSE, "Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico," 2011.
- [19] REE, "Procedimientos de operación - P.O- - 3.3 Gestión de desvíos," 2015.
- [20] EDP, "Apresentação DSO - SO - LCE," Lisboa, 2016.
- [21] "RTE," [Online]. Available: [https://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/echanges\\_entre\\_GRT.jsp](https://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/echanges_entre_GRT.jsp). [Acedido em 13 junho 2017].
- [22] J. F. M. Corujas, "Análise dos Resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade no Ano de 2014 e Primeiro Semestre de 2015," Porto, 2015.
- [23] ERSE, "Caracterização da Rede Nacional de Transporte para efeitos de Acesso à Rede - Situação a 31 de dezembro de 2016," 2017.
- [24] "RTP," 1 março 2015. [Online]. Available: [http://www.rtp.pt/noticias/economia/espanha-e-franca-anunciam-tres-novas-interligacoes-eletricas-na-cimeira-de-madrid\\_n808524](http://www.rtp.pt/noticias/economia/espanha-e-franca-anunciam-tres-novas-interligacoes-eletricas-na-cimeira-de-madrid_n808524). [Acedido em 7 julho 2017].

- [25] REN, [Online]. Available:  
<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaMensal.aspx>.  
[Acedido em 15 julho 2017].
- [26] J. R. D. Morais, "Planeamento da Operação de Centrais Hídricas em Ambiente de Mercado utilizando a função FMINCON do MatLab," 2015.
- [27] "Contrato de Aquisição de Energia celebrado entre a REN e CPPE," 1996.
- [28] VGB PowerTech e. V., "Terminologia Técnica utilizada na Indústria da produção de energia," Lisboa, 2008.
- [29] EDP, "Indicadores de Operação".
- [30] P. Gonçalves, "Atitude Lean - Aplicação para o SKIPPER para cálculo da energia perdida pelos aproveitamentos hidroelétricos," 2012.
- [31] "OMIE," [Online]. Available: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. [Acedido em 7 julho 2017].
- [32] "IPMA," [Online]. Available:  
<https://www.ipma.pt/pt/publicacoes/boletins.jsp?cmbDep=cli&cmbTema=pcl&cmbAno=2016&idDep=cli&idTema=pcl&curAno=2016>. [Acedido em 7 julho 2017].
- [33] "REN," [Online]. Available:  
<http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/Paginas/default.aspx>. [Acedido em 7 julho 2017].
- [34] "REE," [Online]. Available: <https://www.esios.ree.es/es/mercados-y-precios>. [Acedido em 7 julho 2017].
- [35] "e2p," [Online]. Available: <http://e2p.inegi.up.pt/?Lang=PT>. [Acedido em 6 julho 2017].
- [36] "ERSE," [Online]. Available:  
<http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>. [Acedido em 7 julho 2017].

- [37] "OMIE," [Online]. Available: <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad/diario-e-intradia>. [Acedido em 7 julho 2017].
- [38] "REN," [Online]. Available: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/DiagramadeProdu%C3%A7%C3%A3oE%C3%B3lica.aspx>. [Acedido em 7 julho 2017].

# Anexos

## Anexo A

Tabela A Áreas de Balanço

Área de Balanço	Unidade de Oferta
Douro	Bacia Hidrográfica do Douro, constituída pelas centrais de Baixo Sabor, Feiticeiro, Bemposta, Carrapatelo, Crestuma, Foz Tua, Miranda, Picote, Pocinho, Régua, Tabuaço, Torrão, Valeira e Varosa
Douro (Bombagem)	Bacia Hidrográfica do Douro (Bombagem), constituída pelas centrais de Baixo Sabor, Feiticeiro, Foz Tua e Torrão
Cávado	Bacia Hidrográfica do Cávado constituída pelas centrais de Alto Rabagão, Caniçada, Frades, Paradela, Salamonde, Vilarinho das Furnas, Vila Nova, Frades I e Frades II
Cávado (Bombagem)	Bacia Hidrográfica do Cávado (Bombagem) constituída pelas centrais de Alto Rabagão, Frades, Salamonde, Vilarinho das Furnas, Frades I e Frades II
Lima	Bacia Hidrográfica do Lima, constituída pelas centrais de Alto Lindoso, Lindoso e Touvedo
Mondego	Bacia Hidrográfica do Mondego, constituída pelas centrais de Agueira, Raiva e Ribeiradio
Mondego (Bombagem)	Bacia Hidrográfica do Mondego, constituída pela central da Agueira,

Tejo e Zêzere	Bacia Hidrográfica do Tejo e Zêzere constituída pelas centrais de Belver, Bouçã, Bruceira, Cabril, Caldeirão, Castelo de Bode, Desterro, Fratel, Ponte Jugais, Póvoa, Pracana, Sabugueiro, Santa Luzia, Vila Cova e Velada
Guadiana	Bacia Hidrográfica do Guadiana, constituída pela central do Alqueva
Guadiana (Bombagem)	Bacia Hidrográfica do Guadiana (Bombagem), constituída pela central do Alqueva
Central Térmica de Lares	Central Termoelétrica de Lares – Grupo 1
	Central Termoelétrica de Lares – Grupo 2
Central Térmica do Pego – C.C.	Central Termoelétrica do Pego – Grupo 3
	Central Termoelétrica do Pego – Grupo 4
Central Térmica do Ribatejo	Central Termoelétrica do Ribatejo – Grupo 1
	Central Termoelétrica do Ribatejo – Grupo 2
	Central Termoelétrica do Ribatejo – Grupo 3
Central Térmica do Pego	Central Termoelétrica do Pego – Grupo 1
	Central Termoelétrica do Pego – Grupo 2
Central Térmica Turbogás	Central Termoelétrica da Turbogás – Grupo 1
	Central Termoelétrica da Turbogás – Grupo 2
	Central Termoelétrica da Turbogás – Grupo 3
Central Térmica de Sines	Central Termoelétrica de Sines – Grupo 1,

	Central Termoeléctrica de Sines – Grupo 2
	Central Termoeléctrica de Sines – Grupo 3
	Central Termoeléctrica de Sines – Grupo 4

## Anexo B

Tabela B.1 Número de horas por dia em que cada tecnologia marcou o preço de fecho de mercado, em Portugal, ao longo do mês de janeiro de 2016

Dia	Hídrica	Hídrica c/ Bombagem	Importação Espanha	Regime Especial	Térmica Ciclo Combinado	Térmica Convencional	Preço Médio [€/MWh]
1	8	1	1	11	0	6	27,62
2	11	2	0	11	0	3	31,79
3	9	0	3	12	0	0	22,17
4	5	9	1	4	0	8	31,39
5	7	4	0	9	0	5	31,77
6	8	1	0	17	0	0	15,88
7	4	4	0	12	1	4	27,97
8	7	9	0	5	0	6	32,46
9	10	0	0	6	1	7	24,90
10	11	0	0	16	2	0	11,35
11	14	3	0	9	1	2	24,65
12	6	5	0	7	2	6	35,88
13	6	5	0	4	1	11	40,37
14	8	6	0	7	0	6	36,08
15	11	4	0	13	0	6	38,51
16	8	3	0	11	0	6	34,59
17	7	3	0	7	3	5	37,17
18	8	4	0	9	1	6	42,39
19	14	3	0	4	1	5	50,57
20	6	4	0	5	5	7	53,07
21	8	7	0	6	3	5	51,11
22	9	3	0	5	2	7	47,24
23	7	2	0	6	0	11	42,46
24	11	0	0	7	2	5	34,44
25	12	2	0	6	3	4	46,03
26	8	8	0	2	1	5	49,14
27	8	8	0	1	0	8	43,49
28	9	7	0	5	1	6	47,26
29	13	2	0	5	2	4	45,52
30	4	0	0	5	5	12	38,17
31	9	2	0	6	3	4	32,70
Total	266	111	5	233	40	170	---

Tabela B.2 Número de horas por dia em que cada tecnologia marcou o preço de fecho de mercado, em Espanha, ao longo do mês de janeiro de 2016

Dia	Hídrica	Hídrica c/ Bombagem	Importação Portugal	Regime Especial	Térmica Ciclo Combinado	Térmica Convencional	Preço Médio [€/MWh]
1	9	1	0	13	0	5	27,33
2	9	2	0	15	0	2	30,73
3	2	0	0	22	0	0	18,48
4	4	9	0	9	1	6	30,46
5	7	4	0	9	0	5	31,77
6	8	1	0	17	0	0	15,88
7	3	4	0	12	1	5	28,45
8	7	11	0	6	0	3	33,76
9	4	5	0	14	1	2	28,13
10	10	0	1	19	2	0	11,70
11	13	5	0	13	1	1	25,73
12	6	5	0	7	2	6	35,88
13	4	7	0	5	0	11	40,58
14	4	8	0	8	0	7	36,93
15	8	7	0	15	0	6	39,25
16	8	3	0	13	0	5	35,13
17	7	3	0	7	3	5	37,26
18	8	4	0	9	1	6	42,39
19	11	4	1	6	1	5	52,02
20	6	4	0	5	5	7	53,07
21	8	7	0	6	3	5	51,11
22	9	3	0	5	2	7	47,24
23	7	2	0	6	0	11	42,46
24	11	0	0	7	2	5	34,44
25	13	2	0	6	3	3	45,92
26	8	8	0	2	1	5	49,14
27	8	8	0	1	0	8	43,49
28	9	7	0	5	1	6	47,26
29	13	2	0	5	2	4	45,52
30	4	0	0	5	5	12	38,17
31	9	2	0	6	3	4	32,70
Total	237	128	2	278	40	157	---

Tabela B.3 Número de horas por dia em que cada tecnologia marcou o preço de fecho de mercado, em Portugal, ao longo do mês de agosto de 2016

Dia	Hídrica	Hídrica c/ Bombagem	Regime Especial	Térmica Ciclo Combinado	Térmica Convencional	Preço Médio [€/MWh]
1	9	1	8	2	7	43,12
2	5	2	9	4	9	42,60
3	16	0	6	4	2	44,90
4	9	0	8	6	7	43,22
5	7	1	6	0	12	41,18
6	6	0	10	1	7	38,91
7	1	0	19	1	3	32,75
8	14	0	9	1	4	41,66
9	2	6	5	6	5	39,83
10	2	1	10	1	11	35,83
11	14	0	6	4	1	38,93
12	9	5	4	4	2	42,12
13	9	2	7	2	7	41,43
14	6	3	4	3	12	38,85
15	13	2	6	3	3	41,28
16	18	2	4	2	1	44,86
17	9	5	5	6	7	43,48
18	10	1	9	3	9	43,56
19	10	0	11	8	4	42,21
20	5	3	7	6	8	39,39
21	6	0	13	1	7	37,03
22	9	1	9	6	7	41,38
23	9	1	2	7	11	41,35
24	7	3	6	10	4	41,85
25	10	2	5	6	5	41,45
26	10	2	7	5	7	41,67
27	10	1	6	3	5	41,37
28	11	2	6	2	9	40,66
29	10	0	4	2	9	41,52
30	13	2	6	2	6	43,00
31	11	2	7	3	8	43,85
Total	280	50	224	114	199	---

Tabela B.4 Número de horas por dia em que cada tecnologia marcou o preço de fecho de mercado, em Espanha, ao longo do mês de agosto de 2016

Dia	Hídrica	Hídrica c/ Bombagem	Regime Especial	Térmica Ciclo Combinado	Térmica Convencional	Preço Médio [€/MWh]
1	10	1	8	2	7	43,12
2	5	2	9	4	9	42,60
3	16	0	4	4	2	44,91
4	8	1	8	7	7	43,25
5	7	1	6	0	12	41,18
6	6	0	10	1	7	38,91
7	1	0	19	1	3	32,75
8	14	0	10	0	4	42,17
9	2	6	5	6	5	39,83
10	2	1	10	1	11	35,83
11	14	0	6	4	1	38,93
12	9	5	4	4	2	42,12
13	9	2	7	2	7	41,43
14	6	3	4	3	12	38,85
15	13	2	6	3	3	41,28
16	18	2	4	2	1	44,86
17	9	5	5	6	7	43,48
18	10	1	9	3	9	43,56
19	10	0	11	8	4	42,21
20	5	3	7	6	8	39,39
21	6	0	13	1	7	37,03
22	9	1	9	6	7	41,38
23	9	1	2	7	11	41,35
24	7	3	6	10	4	41,85
25	10	2	5	6	5	41,45
26	10	2	7	5	7	41,67
27	10	1	6	3	5	41,37
28	11	2	6	2	9	40,66
29	10	0	4	2	9	41,52
30	13	2	6	2	6	43,02
31	11	2	7	3	8	43,85
Total	280	51	223	114	199	---