



INÊS LINARES
DOS SANTOS
MARTINS

**ORGANIZAÇÃO DO SETOR
ELÉTRICO EM PORTUGAL, O
MIBEL E CONSTRUÇÃO DOS
PREÇOS DA ENERGIA ELÉTRICA
NO MERCADO PRIMÁRIO**

Relatório de Dissertação de investigação do
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores

ORIENTADOR

(Professor Doutor Paulo Jorge da Costa Santos)

CO-ORIENTADOR

(Professor Doutor, Armando José Pinheiro
Marques Pires)

Data da realização da prova (junho 2020)

INÊS LINARES
DOS SANTOS
MARTINS

**ORGANIZAÇÃO DO SETOR
ELÉTRICO EM PORTUGAL, O
MIBEL E CONSTRUÇÃO DOS
PREÇOS DA ENERGIA ELÉTRICA
NO MERCADO PRIMÁRIO**

JÚRI

Presidente: Professor Doutor José Henrique Querido Maia
Orientador: Professor Doutor Paulo Jorge Costa Santos,
Instituto Politécnico de Setúbal)
Vogal: Professor Doutor Rui Manuel Gameiro Castro,
Instituto Superior Técnico.

Data da realização da prova (junho 2020)

Agradecimentos

Quero dar o meu agradecimento a todas as pessoas que me apoiaram na conclusão desta etapa da minha vida.

Esta dissertação levará á conclusão do mestrado, em que não foi fruto de um esforço individual da minha parte, mas de todas as pessoas que me apoiaram incondicionalmente nos desafios que me foram impostos.

Primeiramente, queria agradecer ao Professor Paulo Santos, pela sua grande ideia de tema de dissertação, pela sua disponibilidade e prestação em reunir-se comigo e pela sua orientação prestada.

Em segundo lugar, agradeço ao Instituto Politécnico de Setúbal e aos seus docentes, que me acompanharam ao longo da minha formação académica dando-me bases para a minha vida profissional. Sem dúvida alguma, foi graças a eles que cheguei ao patamar onde me encontro atualmente.

Por fim, expresso os mais sinceros agradecimentos aos meus pais, á minha irmã, á minha avó, ao meu namorado e a todos os meus amigos e colegas, que de forma direta ou indireta, contribuíram muito para esta meta da minha vida.

Resumo

Com a introdução do mercado de energia elétrica liberalizado em Portugal, foi introduzida a “livre” concorrência no setor. Deste modo os consumidores podem escolher atualmente o seu fornecedor de energia. Contudo estas relações comerciais revelam-se cada vez mais complexas em ambiente desverticalizado. A criação do MIBEL como “fonte” primária na constituição dos preços para a Península Ibérica, permite uma operação bolsista no mercado de energia elétrica primário. Assim, com esta dissertação pretende-se entender o modo de funcionamento organizativo do atual sistema na Península Ibérica, bem como o modo como são construídos os preços de mercado e entender o modo como funciona o MIBEL. Pretende-se ainda comparar os preços entre o MIBEL e os outros mercados europeus de energia elétrica primária, obtendo-se, deste modo, algumas conclusões comparadas.

Um outro objetivo deste trabalho será o de analisar o impacto das energias renováveis na evolução dos preços. Pretende-se ainda estabelecer uma análise dos vários produtos disponibilizados pelo operador de mercado bem como o estudo da dependência de várias variáveis que possam ter influência direta nos preços destes mesmos produtos, procurando entender a evolução ao longo dos últimos anos.

Palavras-chave: Mercados Europeus, Energias Renováveis, MIBEL, Preços.

Abstract

With the introduction of the liberalized market in Portugal, “free” competition has been introduced in the sector, so consumers can now choose their energy supplier. However, these business relationships are becoming increasingly complex in a non-vertical environment. The creation of MIBEL as a primary “source” in setting prices for the Iberian Peninsula allows a stock market operation in the primary electricity market. Thus, this dissertation aims to understand the organizational mode of operation of the current system in the Iberian Peninsula, as well as the way market prices are constructed and to understand the way MIBEL works. It is also intended to compare prices between MIBEL and the other European primary electricity markets. Thus, drawing some comparative conclusions.

Another objective will be to analyse the impact of renewable energy on price developments. It is also intended to establish an analysis of the various products offered by the market operator as well as to study the dependence of various variables that may have a direct influence on the prices of these same products, seeking to understand the evolution over the last years.

Keyword: European Markets, Renewable Energy, Market, MIBEL, prices.

Índice

Índice de figuras	vi
Índice de tabelas	ix
Lista de siglas e abreviaturas.....	x
Capítulo 1 - Introdução	1
1.1 Enquadramento e objetivos	1
1.2 Estrutura da dissertação	2
Capítulo 2 – Revisão da Literatura.....	3
2.1 Reestruturação do setor elétrico	3
2.2 Enquadramento legal em Portugal.....	5
2.3 Organização do Setor Elétrico Nacional	6
2.4 Cadeia de valor do setor elétrico	9
2.4.1 Produção.....	10
2.4.2 Transporte.....	12
2.4.3 Distribuição	12
2.4.4 Comercialização	12
Capítulo 3 – Mercados de Energia Elétrica.....	14
3.1 Modelos de funcionamento do mercado.....	14
3.1.1 Modelo de monopólio	15
3.1.2 Modelo de comprador único.....	15
3.1.3 Modelo de competição no grosso	15
3.1.4 Modelo de competição no retalho	16
3.2 Acoplamento dos mercados europeus de energia elétrica.....	16
3.2.1 Single Day-ahead Coupling (SDAC)	17
3.2.2 Single Intraday Coupling (SIDC).....	18
3.2.3 Nominated Electricity Market Operators	22
3.3 Mercado Ibérico de Energia Elétrica	22
3.3.1 Mercado <i>spot</i> (à vista)	25
3.3.2 Mercado a prazo (futuros)	32
3.4 European Power Exchange (EPEX SPOT)	35

3.4.1	Mercado diário	35
3.4.2	Mercado intradiário	38
3.5	Outros mercados europeus.....	40
Capítulo 4 – Produção em Regime Especial		42
4.1	Tratamento comercial da Produção em Regime Especial	43
4.1.1	Em Portugal.....	43
4.1.2	Em Espanha.....	44
4.2	Metas e regimes de apoio às Energias Renováveis nos países europeus.....	45
4.2.1	Metas para as Energias Renováveis	45
4.2.2	Instrumentos de apoio para promover a implantação das Energias Renováveis	46
4.2.3	Volumes de energia renovável que recebem apoio financeiro	53
Capítulo 5 – Metodologia e Análise de Dados.....		60
5.1	Evolução da potência instalada (capacidade) em Portugal.....	60
5.2	Evolução da potência instalada (capacidade) nos países europeus	62
5.3	Metodologia e Análise de Dados do Caso de Estudo	63
5.3.1	Análise dos dados relativamente a Portugal.....	63
5.3.2	Análise comparativa dos dados de Portugal face aos outros países da União Europeia	88
Capítulo 6 – Conclusões.....		104

Índice de figuras

Figura 2.1 - Cronologia de reestruturações do setor elétrico em diferentes países	4
Figura 2.2 - Reestruturação do SEN em 1995	7
Figura 2.3 - Estrutura atual do SEN	8
Figura 3.1 - Sistema XBID	20
Figura 3.2 - Estrutura organizacional do MIBEL	23
Figura 3.3 - Os sistemas do OMIE	26
Figura 3.4 - Funcionamento do mercado diário	27
Figura 3.5 - Curva da Procura vs Oferta	28
Figura 3.6 - Formação dos preços no mercado diário	29
Figura 3.7 - Sessões diárias de negociação do mercado intradiário	30
Figura 3.8 - Períodos negociados em cada leilão intradiário e em cada ronda do	31
Figura 3.9 - Estrutura do mercado de contratação a prazo do MIBEL	33
Figura 3.10 - Diagrama do funcionamento do mercado diário e do mercado intradiário	37
Figura 4.1 - Gráfico do volume de energia renovável que recebeu apoio em 2015 por tecnologia	54
Figura 4.2 - Gráfico do volume de energia renovável que recebeu apoio em 2016 por tecnologia	54
Figura 4.3 - Gráfico do volume de energia renovável que recebeu apoio em 2017 por tecnologia	55
Figura 4.4 – Gráfico do total de volume de energia renovável que recebeu apoio de 2015 a 2017	56
Figura 4.5 – Gráfico dos valores médios ponderados de suporte em 2015 por tecnologia.....	57
Figura 4.6 – Gráfico dos valores médios ponderados de suporte em 2016 por tecnologia.....	57
Figura 4.7 – Gráfico dos valores médios ponderados de suporte em 2017 por tecnologia.....	58
Figura 4.8 – Gráfico do total dos valores médios ponderados de 2015 a 2017	59
Figura 5.1 – Gráfico da evolução da capacidade instalada em Portugal	61
Figura 5.2 - Capacidade instalada por tecnologia	61
Figura 5.3 – Gráfico da evolução da capacidade instalada nos países europeus no período 2015-2018	62
Figura 5.4 – Gráfico da PRE e do consumo relativamente a 2015	65
Figura 5.5 – Gráfico da PRE e do consumo relativamente a 2016	67

Figura 5.6 – Gráfico da PRE e do consumo em Portugal relativamente a 2017	69
Figura 5.7 – Gráfico da PRE e consumo em 2018	71
Figura 5.8 – Gráfico da contribuição de cada tecnologia na PRE em 2015.....	72
Figura 5.9 – Gráfico da contribuição de cada tecnologia na PRE em 2016.....	73
Figura 5.10 – Gráfico da contribuição de cada tecnologia PRE em 2017	74
Figura 5.11 – Gráfico da contribuição de cada tecnologia na PRE em 2018.....	75
Figura 5.12 – Gráfico da energia e preços aritméticos no mercado intradiário Espanhol e Português em 2016-2017.....	76
Figura 5.13 – Gráfico do preço médio aritmético de venda de energia em 2015	77
Figura 5.14 - Gráfico do preço médio aritmético de venda de energia em 2016.....	79
Figura 5.15 - Gráfico do preço médio aritmético de venda de energia em 2017	81
Figura 5.16 - Gráfico do preço médio aritmético de venda de energia em 2018	83
Figura 5.17 – Gráfico da correlação da PRE com os preços médios aritméticos no mercado intradiário no mês de fevereiro em 2015.....	85
Figura 5.18 – Gráfico da correlação da PRE com os preços médios aritméticos no mercado intradiário no mês de outubro em 2015.....	85
Figura 5.19 – Gráfico da PRE nacional no horizonte temporal 2015-2018.....	86
Figura 5.20 – Gráfico da contribuição da produção de energias renováveis no consumo final	89
Figura 5.21 – Gráfico da contribuição das energias renováveis na produção primária de energia	90
Figura 5.22 – Gráfico dos preços médios mensais nos mercados europeus em 2015 em [€/MWh]	91
Figura 5.23 - Gráfico dos preços médios mensais nos mercados europeus em 2016 em [€/MWh]	92
Figura 5.24 - Gráfico dos preços médios mensais nos mercados europeus em 2017 em [€/MWh]	93
Figura 5.25 - Gráfico dos preços médios mensais nos mercados europeus em 2018 em [€/MWh]	94
Figura 5.26 – Gráfico dos preços da energia elétrica dos consumidores domésticos da UE ...	95
Figura 5.27 - Gráfico dos preços da energia elétrica dos consumidores industriais da UE.....	96
Figura 5.28 – Gráfico da decomposição dos preços da energia elétrica para os consumidores domésticos de cada país da UE no 1º semestre de 2015	97

Figura 5.29 – Gráfico da decomposição dos preços da energia elétrica para os consumidores domésticos de cada país da UE no 1º semestre de 2016	97
Figura 5.30 – Gráfico da decomposição dos preços da energia elétrica para os consumidores domésticos de cada país no 1º semestre de 2017	98
Figura 5.31 – Gráfico da decomposição dos preços da energia elétrica para os consumidores domésticos de cada país no 1º semestre de 2018	98
Figura 5.32 – Gráfico da decomposição dos preços da energia elétrica para os consumidores industriais de cada país da UE no 1º semestre de 2015.....	99
Figura 5.33 – Gráfico da decomposição dos preços da energia elétrica para os consumidores industriais de cada país da UE no 1º semestre de 2016.....	100
Figura 5.34 – Gráfico da decomposição dos preços da energia elétrica para os consumidores industriais de cada país da UE no 1º semestre de 2017.....	100
Figura 5.35 – Gráfico da decomposição dos preços da energia elétrica para os consumidores industriais de cada país da UE no 1º semestre de 2018.....	101
Figura 5.36 - Gráfico dos preços da energia elétrica para os consumidores domésticos de 2015 a 2018	102
Figura 5.37 - Gráfico dos preços da energia elétrica para os consumidores industriais de 2015 a 2018	103

Índice de tabelas

Tabela 3.1 - Modelos do mercado elétrico	14
Tabela 3.2 - Negociação nos mercados intradiários europeus (SIDC)	40
Tabela 4.1 – Metas nacionais de energias renováveis por país	45
Tabela 4.2 - Visão geral do regime nacional de apoio às tecnologias de produção de energia renovável 2014-2015.....	48
Tabela 4.3 - Visão geral do regime nacional de apoio às tecnologias de produção de energia renovável 2016-2017.....	50
Tabela 5.1 - Resumo dos dados do consumo relativamente a 2015.....	64
Tabela 5.2 - Resumo dos dados da PRE relativamente a 2015	64
Tabela 5.3 - Resumo dos dados do consumo relativamente a 2016.....	66
Tabela 5.4 - Resumo dos dados da PRE relativamente a 2016	66
Tabela 5.5 - Resumo dos dados do consumo relativamente a 2017.....	68
Tabela 5.6 - Resumo dos dados da PRE relativamente a 2017	68
Tabela 5.7 - Resumo dos dados do consumo relativamente a 2018.....	70
Tabela 5.8 - Resumo dos dados da PRE relativamente a 2018	70
Tabela 5.9 - Correlação dos valores referente ao ano 2015	78
Tabela 5.10 - Correlação dos meses referente ao ano 2016 com comparação a 2015	80
Tabela 5.11 - Correlação dos meses referente ao ano 2017 com comparação a 2016	82
Tabela 5.12 - Corelação dos meses referente ao ano 2018 com comparação a 2017	84

Lista de siglas e abreviaturas

<i>API</i>	<i>Application Programming Interface</i>
ARN	Autoridades Reguladoras Nacionais
BT	Baixa Tensão
CAE	Contratos de Aquisição de Energia
<i>CEER</i>	<i>Council of European Energy Regulators</i>
CMEC	Custos de Manutenção dos Equilíbrios Contratuais
<i>Cmm</i>	<i>Capacity Allocation and Congestion Management</i>
CMVM	Comissão de Mercados de Valores Mobiliários
CNE	<i>Comisión Nacional de la Energía</i>
CNMV	<i>Comisión Nacional del Mercado de Valores</i>
CUR	Comercializador de Último Recurso
<i>ECC</i>	<i>European Commodity clearing</i>
EDA	Empresa de Eletricidade dos Açores
EEM	Empresa de Eletricidade da Madeira
<i>EPEX SPOT</i>	<i>The European Power Exchange</i>
ER	Energia Renovável
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
<i>FIP's</i>	<i>Feed-in Premium</i>
<i>FIT's</i>	<i>Feed.in Tariffs</i>
<i>GC's</i>	<i>Green Certificates</i>
<i>LTS</i>	<i>Local Trading Solution</i>
MAT	Muito Alta Tensão
<i>MCV</i>	<i>Market Compensation Volumes</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
<i>MPC</i>	<i>Market Compensation Price</i>
MT	Média Tensão
<i>NEMO</i>	<i>Nominated Electricity Market Operator</i>
NETA	<i>New Electricity Trading Arrangements</i>
OAM	Operador de Acoplamento de Mercado
OMI	Operador de Mercado Ibérico
OMIE	Operador de Mercado Ibérico de Energia

OMIP	Operador do Mercado Ibérico
ORT	Operadores da Rede de Transportes
<i>OTC</i>	<i>Over the Counter</i>
<i>PCR</i>	<i>Price Coupling of Regions</i>
PRE	Produção em Regime Especial
PURPA	<i>Public Utility Regular Policies Act</i>
<i>RED</i>	<i>Red Eléctrica de Espanã</i>
REE	<i>Red Eléctrica de España</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais
SEE	Sistema de Energia Elétrica
SEI	Sistema Elétrico Independente
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SENV	Sistema Elétrico Não Vinculado
SEP	Sistema Elétrico de Serviço Público
<i>SIDC</i>	<i>Single Intraday Coupling</i>
<i>SOB</i>	<i>Shared Order Book</i>

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1 Enquadramento e objetivos

A presente dissertação foi desenvolvida no âmbito do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores do Instituto Politécnico de Setúbal.

Os objetivos desta dissertação são:

- Entender o modo atual de funcionamento organizativo do MIBEL e de outros mercados europeus;
- Entender como são construídos os preços da energia elétrica no MIBEL e nos outros mercados europeus;
- Fazer a comparação dos preços da energia elétrica entre o MIBEL e os outros mercados europeus;
- Avaliar o crescimento da produção de energia em regime especial ¹(PRE) e o seu impacto na construção do preço da energia elétrica no mercado primário de energia.

De maneira a cumprir o ultimo objetivo acima mencionado, utilizou-se um conjunto de dados relacionados com o histórico da quantidade de energia vendida, os preços a que essa energia foi vendida e a quantidade de energia renovável produzida, sendo que todos estes dados são referentes aos anos de 2015, 2016, 2017 e 2018 e disponibilizados no site Redes Energéticas Nacionais (REN) (REN, n.d.) e MIBEL (MIBEL, n.d.).

É espectável que os preços da energia vendida diminuam com o aumento da produção de PRE, mas será que é isso que verdadeiramente acontece? Quais serão as causas para isto não acontecer?

¹ A produção em regime especial é a atividade de produção sujeita a regimes jurídicos especiais, como por exemplo, a produção de eletricidade através de cogeração e de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, a microprodução, a miniprodução.

1.2 Estrutura da dissertação

A presente dissertação, encontra-se organizada em 5 capítulos.

No **capítulo 1** são apresentados o enquadramento e os objetivos desta dissertação, a sua motivação, bem como a estrutura da dissertação, através de um resumo breve acerca do conteúdo de cada capítulo.

No **capítulo 2** é apresentada a revisão da literatura, onde é abordado o estudo do setor elétrico, nomeadamente, a sua reestruturação bem como os motivos que a originaram, o enquadramento legal em Portugal no processo de liberalização, a organização anterior e atual do Sistema Elétrico Nacional (SEN), abordando de seguida as principais atividades inseridas no setor elétrico. São apresentados também os diferentes tipos de modelos de funcionamento dos mercados elétricos tais como, o modelo de monopólio, o modelo de comprador único, o modelo de competição no grosso (mercado grossista) e o modelo de competição no retalho (mercado retalhista). Por fim, o do MIBEL em que se insere o mercado *spot* (à vista) e o mercado a prazo (futuro), do *EPEX Spot* e dos restantes mercados.

No **capítulo 3** são apresentados os tratamentos comerciais da PRE em Portugal e Espanha e as metas e regimes de apoio à produção de energia renovável em cada país europeu.

No **capítulo 4** é apresentado o caso em estudo, em que inicialmente é apresentada uma descrição dos dados e à posteriori é feita uma análise detalhada dos mesmos.

Por último, no **capítulo 5** são apresentadas as conclusões do trabalho realizado.

Capítulo 2

Revisão da Literatura

2.1 Reestruturação do setor elétrico

O modelo organizacional monopolista começou a ser posto em causa na década de 70 nos EUA, na sequência do primeiro choque petrolífero, com a publicação em 1978 da *Public Utility Regular Policies Act (PURPA)*, que criou a imagem do produtor independente e a obrigação das empresas concessionárias monopolistas de adquirir a energia por eles produzida (Paiva, 2015).

No final desta mesma década, ocorreu a primeira implementação de mecanismos de mercado do setor elétrico no Chile, em que este foi o pioneiro da reestruturação do setor elétrico, criando a agência *Comisión Nacional de Energía (CNE)*, que visava o despoletar de novas políticas energéticas, de modo a promover investimentos de capitais privados no setor elétrico, que dessem origem à competição no setor elétrico (Gonçalves, 2013; Tomé, 2009).

Em 1983, na Europa, iniciou-se o movimento de liberalização na Grã-Bretanha, com o *Energy Act*, que estabeleceu a obrigação legal de aquisição de energia produzida pelos produtores independentes, que posteriormente deu origem à privatização das empresas elétricas e a criação de um mercado grossista obrigatório (*pool*) que entrou em funcionamento em 1990 (Paiva, 2015). Em 2001 essa *pool* obrigatória desapareceu, com a criação do *New Electricity Trading Arrangements (NETA)* (Paiva, 2015).

Em 1988 deu-se a abertura do setor elétrico em Portugal com a publicação do Decreto-Lei n.º 189/88, que permitiu a produção independente usando fontes renováveis ou cogeração. Em 1995 foram publicados os Decretos-Lei n.ºs 182/95 a 188/95 que estabeleceram um novo modelo organizacional em Portugal.

Na Europa, em 1990, iniciou-se o processo de reestruturação do setor elétrico no Reino Unido com a reestruturação ocorrida em Inglaterra e Gales (Tomé, 2009).

Em Portugal a reestruturação do setor elétrico ocorreu em 1994, aquando da criação da Rede Elétrica Nacional (REN), com a finalidade de gerir o transporte de energia elétrica. Este

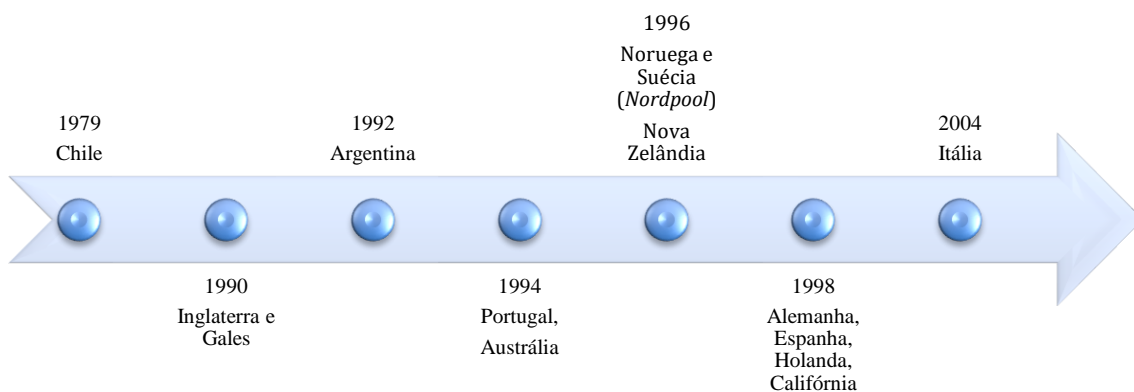
momento foi crucial pois deu início à separação das atividades ligadas ao setor elétrico (Tomé, 2009).

Em 1996 verificou-se uma reestruturação na Noruega e Suécia, criando-se o primeiro mercado transnacional de energia elétrica, o *Nordic Power Exchange (Nordpool)*, que mais tarde foi alargado até à Finlândia e à Dinamarca (Gonçalves, 2013).

Em 1997, na Espanha, foi aprovada pelas Cortes a *Ley del Sector Eléctrico*. Esta lei ordenava a redução da intervenção estatal; a diferenciação entre as atividades reguladas de transporte, distribuição e operação do sistema e as atividades não reguladas de produção e comercialização e a sua separação jurídica; a criação de um mercado grossista; a liberdade de escolha dos consumidores; e o acesso livre de terceiros às redes (Paiva, 2015).

Para uma melhor visão das reestruturações ocorridas nos diferentes países, criou-se na Figura 2.1 uma linha cronológica das reestruturações do setor elétrico nos diferentes países.

Figura 2.1 - Cronologia de reestruturações do setor elétrico em diferentes países



Fonte: Elaboração própria (Fok, 2016; Paiva, 2015)

2.2 Enquadramento legal em Portugal

A 26 de dezembro de 1944 é criada uma política de eletrificação nacional com a publicação da Lei nº2002, que ditou que o Estado passava a orientar, dirigir e intervir no setor elétrico, atribuindo concessões aos municípios, exploradas por sociedades privadas concessionárias.

Em 1976 o setor elétrico português é totalmente nacionalizado, tendo sido constituída a Eletricidade de Portugal (EDP) no Continente; a Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM) e a Eletricidade dos Açores (EDA) (Gonçalves, 2013; Paiva, 2015).

Em 1995 foi publicado o pacote legislativo (Decretos-Lei n.ºs 182/95 a 188/95) que estabeleceu um novo modelo organizacional do setor elétrico em Portugal.

Com estes decretos-lei ficou definido um modelo constituído por dois sistemas elétricos: o Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) e o Sistema Elétrico Independente (SEI). Simultaneamente, é introduzida a regulação do setor elétrico através da criação de uma entidade administrativa independente, a Entidade Reguladora do Setor Elétrico (ERSE).

O SEP corresponde ao modelo de comprador único e o SEI compreende o Sistema Elétrico Não Vinculado (SENV) e a Produção em Regime Especial (PRE).

Deu-se então um passo essencial para a criação de um mercado concorrencial, quando houve uma reestruturação e privatização parcial da EDP, tendo resultado a separação jurídica das atividades de produção, transporte e distribuição.

A 20 de agosto de 2003 são publicados os Decretos-Lei nº184/2003 e 185/2003, que representaram o início do processo de liberalização global do setor elétrico, assente em princípios definidos na Diretiva 2003/54/CE, de 26 de junho. Esta revisão conduziu à criação de um Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), expresso nos acordos entre Portugal e Espanha. Os princípios de abertura e concorrência definidos na diretiva acima referida passaram a estar consagrados no Decreto-Lei nº29/2006 de 15 de fevereiro. Este diploma estabeleceu princípios de organização e funcionamento do sistema elétrico nacional, bem como o exercício das atividades da cadeia de valor e respetiva organização dos mercados de energia elétrica, sendo revogada a anterior Diretiva nº96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de dezembro (Gonçalves, 2013).

2.3 Organização do Setor Elétrico Nacional

Em 1995, com a publicação do pacote legislativo referido na secção 2.2, ficou estabelecido um modelo dual, ilustrado na Figura 2.2. Este modelo é constituído pelo SEP e pelo SEI.

O SEP funciona em regime de mercado regulado de comprador único, em que mantém a obrigação de fornecimento de energia e o princípio da uniformidade tarifária em todo o território português. A ERSE² ficou incumbida de elaborar regulamentos³ e fixar tarifários no SEP (Paiva, 2015).

A REN ficou com a função de comprador único no SEP, ficando encarregue do transporte de energia elétrica e da gestão do sistema elétrico.

Os comercializadores vinculados (EDP, Tejo Energia e Turbogás) ficaram relacionados comercialmente com a REN, através de Contratos de Aquisição de Energia (CAE) de longo prazo, que asseguravam a amortização dos investimentos com taxas de rentabilidade garantidas (Paiva, 2015).

Em relação à distribuição e à comercialização no SEP, estas ficaram a cargo da EDP-Distribuição, adquirindo energia à REN (Paiva, 2015).

O SEI é constituído pelo Sistema Elétrico Não Vinculado (SENV) e pela Produção em Regime Especial (PRE).

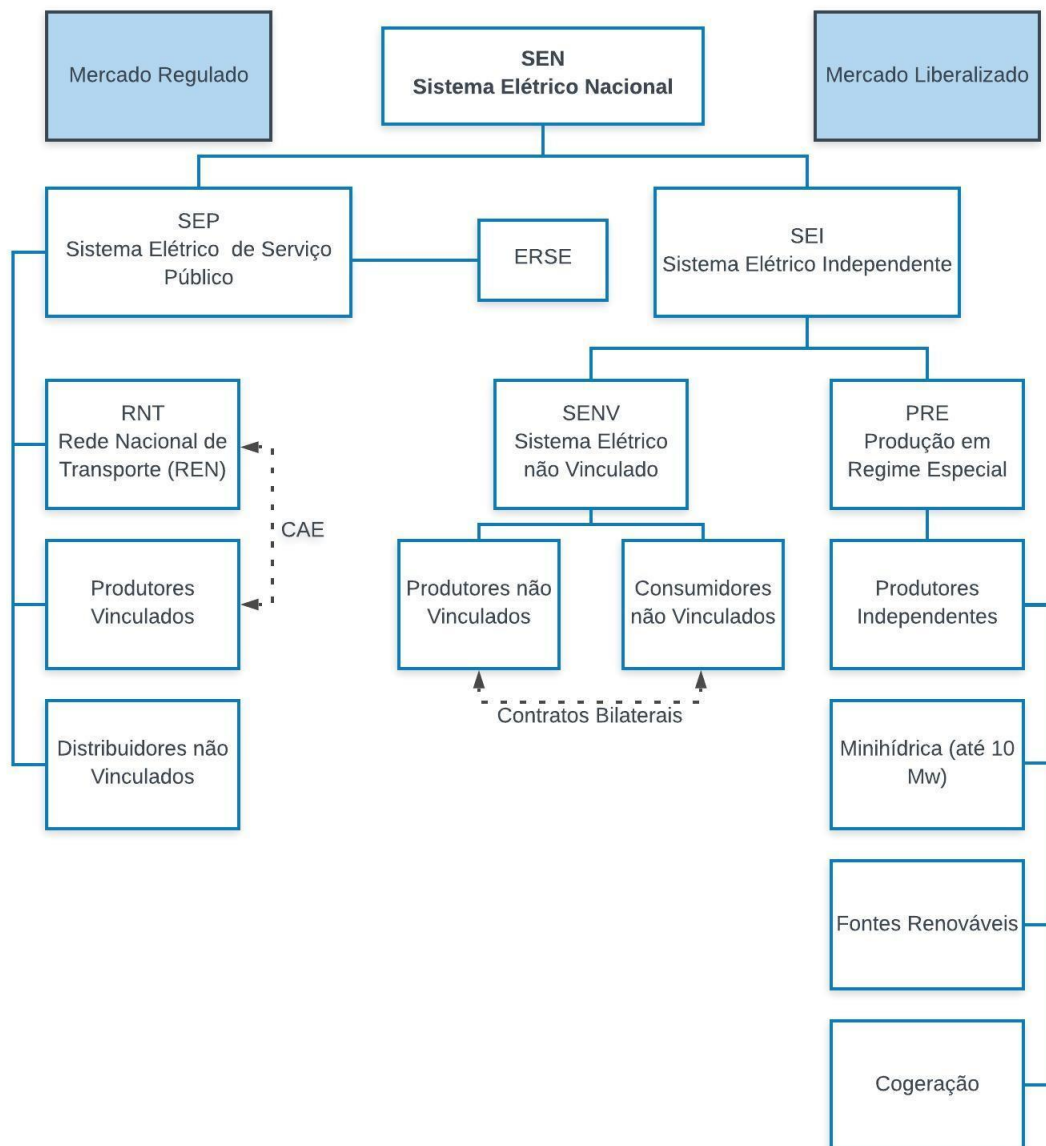
No SENV estão integrados os produtores e os consumidores não vinculados que se relacionam comercialmente através de contratos bilaterais físicos livremente negociados. Na PRE estão integrados os produtores independentes que usam a mini-hídrica (até 10 MW), outras fontes renováveis ou cogeração (Paiva, 2015).

A comercialização no SENV ficou a cargo de uma empresa do grupo EDP, criada para intervir no mercado livre.

² Atualmente denominada Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

³ Regulamento Tarifário, Regulamento das Relações Comerciais, Regulamento do Despacho e Regulamento do Acesso às Redes e Interligações, publicados em 1998.

Figura 2.2 - Reestruturação do SEN em 1995



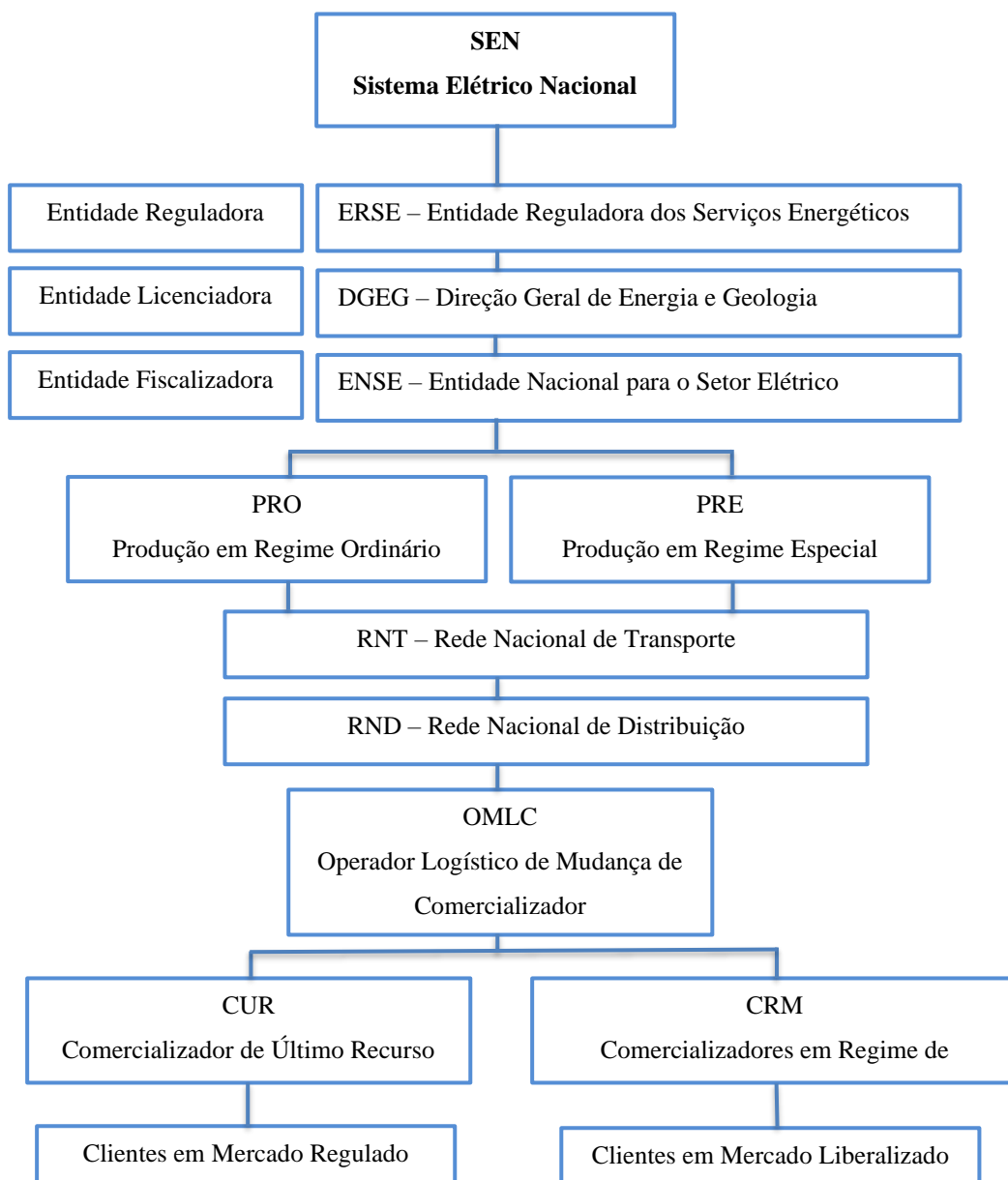
Fonte: Elaboração própria (Paiva, 2015)

O atual modelo do SEN encontra-se ilustrado na Figura 2.3, sendo composto por quatro níveis: a produção, o transporte, a distribuição e a comercialização.

As atividades de produção e comercialização funcionam em regime livre de concorrência, mediante atribuição de licença (EDP Portugal, n.d.).

As atividades de transporte e distribuição funcionam mediante atribuição de concessões de serviço público (EDP Portugal, n.d.).

Figura 2.3 - Estrutura atual do SEN



Fonte: Elaboração própria com base no site Portugal Energia

2.4 Cadeia de valor do setor elétrico

Considera-se a existência de duas fontes de energia, a energia primária e a energia final.

Entende-se por energia primária o recurso natural não convertido, como sejam a energia química dos combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás natural), a energia potencial e cinética da água e as energias renováveis (energia geotérmica, energia solar, energia eólica, entre outras). A energia final inclui as formas de energia obtidas por conversão da energia primária, nomeadamente a energia elétrica, a energia térmica e a energia mecânica (Paiva, 2015).

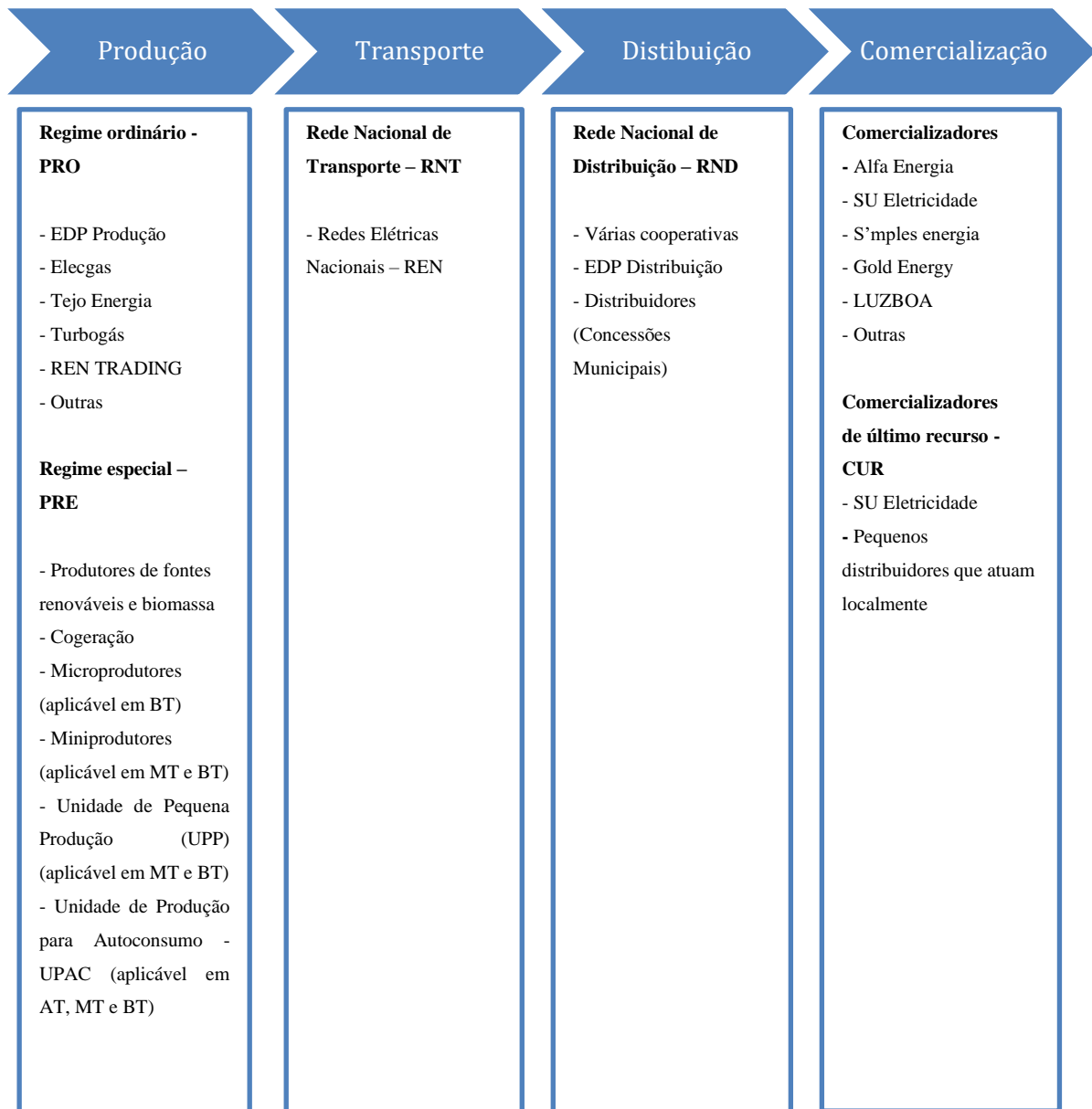
O funcionamento do Sistema de Energia Elétrica (SEE) é contínuo e bastante complexo, por diversas razões, onde tem que se satisfazer os seguintes requisitos (Paiva, 2015):

- A energia elétrica deve ser fornecida em qualquer local onde seja solicitada;
- A produção deve em cada instante igualar exatamente o consumo (mais as perdas), uma vez que a energia elétrica não pode ser armazenada;
- A energia elétrica deve obedecer a critérios de qualidade bem definidos: frequência constante, tensão controlada, forma de onda sinusoidal, fiabilidade elevada;
- Os custos de produção da energia fornecida devem ser minimizados;
- O impacto ambiental da produção da energia elétrica deve ser contido.

O objetivo fundamental do SEE é disponibilizar energia elétrica aos consumidores.

O SEE é composto por quatro níveis: a produção, o transporte, a distribuição e a comercialização, como ilustrado na Figura 2.4.

Figura 2.4 - Cadeia de valor do setor elétrico



Fonte: Elaboração própria (EDP Portugal, n.d.; ERSE, n.d.)

2.4.1 Produção

A energia elétrica é maioritariamente produzida em grandes centrais elétricas (térmicas ou hídricas), normalmente afastadas dos grandes centros de consumo, situadas tipicamente em zonas urbanas ou industriais.

Na produção de energia elétrica, existem dois tipos de regimes, o regime ordinário e o regime especial.

O regime de produção ordinário de energia elétrica, aplica-se à produção de energia elétrica com base em fontes de energia não renováveis e em grandes electroprodutores hídricos. Após a implementação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), a atividade de produção de energia elétrica liberalizou-se, e desde então as centrais passaram a fazer a oferta da energia produzida numa plataforma comum de energia, integrada a nível ibérico.

Em 1995, foram implementados os Contratos de Aquisição de Energia (CAE) às centrais com o objetivo de atrair investimentos em centrais elétricas de que o país precisava, mas que o Estado não podia ou não queria financiar. A REN (que nessa altura era uma empresa totalmente pública) tinha o poder de decisão de operação das centrais, na medida em que o produtor era obrigado a produzir o volume de energia que a REN indicasse. (Rochete, 2015).

Com a introdução do MIBEL e a liberalização do mercado elétrico, os CAE foram extintos com a criação dos Custos de Manutenção dos Equilíbrios Contratuais (CMEC). Os CMEC foram criados em 2004 e implementados em 2007. Pretendeu-se manter a neutralidade financeira da mudança dos CAE para os CMEC. Assim, estabeleceu-se que a compensação seria a diferença entre o valor do CAE e as receitas que as centrais obtivessem em mercado.

Na produção em regime ordinário, a ligação à rede do produtor terá de satisfazer os requisitos previstos no enquadramento legal das instalações de produção, devendo ter em conta a legislação aplicável D.L. n.º172/2006, 23/08 republicado pelo D.L. n.º215 -B/2012, de 8/10 Capítulo II (Diário da República, 2019).

A Produção em Regime Especial (PRE) está sujeita a regimes jurídicos especiais e consiste na produção de energia elétrica através de recursos endógenos renováveis ou não renováveis, de tecnologias de produção combinada de calor e de energia elétrica (cogeração) e de produção distribuída. Este tipo de produção, tem diversas vantagens ambientais (como por exemplo, a redução de emissões de CO₂) e tem diminuído a dependência externa (importação) e a dependência de combustíveis fósseis, o que tem justificado a existência de apoios a este regime de produção (enunciados na subsecção 4.2.2). Contudo, a PRE tem custos de produção e manutenção elevados.

O Comercializador de Último Recurso (CUR) tem a obrigação legal de comprar na totalidade a produção em regime especial aos produtores que o queiram fazer, a preços regulados.

2.4.2 Transporte

De uma forma reduzida, o transporte de energia elétrica é a atividade que se segue à produção de energia elétrica.

A rede de transporte é constituída por linhas em Muito Alta Tensão (MAT), com tensões de 150 kV, 220 kV ou 400 kV.

A atividade de transporte de energia elétrica contempla o desenvolvimento, exploração e manutenção da Rede Nacional de Transporte de energia elétrica (RNT) das suas interligações com outras redes, e a gestão técnica global do sistema, assegurando a coordenação das instalações de produção e de distribuição, tendo em vista a continuidade e a segurança do abastecimento e o funcionamento integrado e eficiente do sistema (ERSE, n.d.).

As grandes centrais produtoras hídricas e térmicas ligam-se exclusivamente à rede de transporte.

Em Portugal, a rede de transporte está interligada com a rede de Espanha em diversos pontos do território nacional, permitindo a realização de trocas de energia elétrica com Espanha, o que promove a concorrência entre os agentes produtores de ambos os países.

No sistema elétrico a atividade de transporte está atualmente concedida à REN ao abrigo de uma concessão exclusiva atribuída pelo Estado Português. O transporte, entrega a energia ao nível dos 60kV à rede de distribuição.

2.4.3 Distribuição

A rede de distribuição tem início na rede de 60kV. De uma forma sumária, a rede de distribuição é constituída por linhas aéreas e por cabos subterrâneos. Nas redes de AT a tensão nas linhas é de 60 kV, nas redes de MT a tensão nas linhas é de 10 kV, 20 kV ou 30 kV, a entrega aos consumidores é realizada através de redes de BT. A tensão nas linhas é de 400 V ou 230 V através de postos de transformação públicos (ERSE, n.d.).

2.4.4 Comercialização

A comercialização é uma atividade atribuída aos comercializadores e é o último nível da cadeia de valor do setor elétrico, sendo, portanto, o que se relaciona diretamente com os consumidores. Com a liberalização do setor energético, deu-se a separação da atividade de distribuição da atividade de comercialização, sendo que surgiram novos agentes, introduzindo uma elevada concorrência no setor de energia, permitindo aumentar a eficiência das empresas e gerar supostos benefícios para os consumidores.

Revisão da Literatura

Os comercializadores podem livremente comprar e vender energia elétrica e, nesse sentido, têm direito de acesso às redes de transporte e distribuição, mediante o pagamento de tarifas reguladas (ERSE, n.d.).

Em Portugal e na Europa, os consumidores podem escolher livremente o seu comercializador de energia e posteriormente mudar, sem custos adicionais, sempre que encontrem ofertas mais vantajosas ao seu tipo de consumo.

Dentro da atividade de comercialização, tem-se os comercializadores regulados, os Comercializadores de Último Recurso (CUR) e comercializadores não regulados.

Os CUR foram criados para garantir o fornecimento de energia aos consumidores em mercado regulado. O CUR deve ainda adquirir obrigatoriamente toda a energia elétrica produzida pela PRE e pode também adquirir energia elétrica em mercados organizados como o MIBEL, para abastecer os seus clientes (Gonçalves, 2013).

Atualmente, o papel de comercializador de último recurso é desempenhado pela SU Eletricidade, enquanto os outros comercializadores estão a cargo de outras empresas.

Capítulo 3

Mercados de Energia Elétrica

3.1 Modelos de funcionamento do mercado

Na tabela 3.1 são apresentados quatro modelos organizacionais de mercado.

Tabela 3.1 - Modelos do mercado elétrico

Modelo	Monopólio	Comprador único	Competição no grosso	Competição no retalho
Definição	Monopólio a todos os níveis	Com comprador único	Competição entre produtores e escolha para os distribuidores	Competição entre produtores e escolha para os clientes finais
Há competição entre produtores?	Não	Sim	Sim	Sim
Os distribuidores têm escolha?	Não	Não	Sim	Sim
Os clientes finais têm escolha?	Não	Não	Alguns	Todos

Fonte: (Paiva, 2015)

Em seguida são apresentadas as principais características de cada um dos tipos de estrutura organizacional do mercado.

3.1.1 Modelo de monopólio

Este modelo tem uma integração vertical, em que não existe competição a nenhum dos níveis (produção, transporte, distribuição e comercialização) e em que apenas uma única empresa detém o exclusivo da produção e da entrega aos consumidores finais, através das redes de transporte e distribuição a curtas distâncias. Em alguns casos existe uma empresa de distribuição separada, contudo, está ligada a um único fornecedor (Paiva, 2015).

Neste modelo os clientes não podem escolher a empresa com que queiram relacionar-se comercialmente.

3.1.2 Modelo de comprador único

No modelo de comprador único o operador da rede de transporte fica responsável por comprar energia elétrica aos vários produtores, sendo que alguns destes podem ser propriedade do comprador (Paiva, 2015).

O comprador único detém o monopólio das redes e dos clientes finais, não sendo permitido o acesso às redes por terceiros para fornecimento daqueles (Paiva, 2015).

Neste regime apenas existe competição entre produtores porque toda a energia deve vender-se ao comprador único, que monopoliza o transporte, a distribuição e a comercialização. Esta competição ocorre através de concurso para atribuição do direito de construir e operar centros produtores. Os produtores e o comprador único, relacionam-se comercialmente através de contratos de longo prazo (várias dezenas de anos)⁴, ficando os produtores protegidos dos riscos de mercado (Paiva, 2015).

Os riscos do investimento resultantes dos CAE são suportados pelos clientes finais e não pelos investidores.

3.1.3 Modelo de competição no grosso

Este modelo permite a existência de competição entre produtores, que oferecem a sua energia numa bolsa (*pool*) em ambiente concorrencial, podendo também, mediante autorização, vender energia diretamente aos distribuidores através de contratos bilaterais. Os produtores têm acesso livre à rede de transporte e mantêm o monopólio sobre os consumidores finais. Contudo, alguns consumidores finais, designados de consumidores elegíveis⁵, têm a possibilidade de adquirir a sua energia no mercado ou diretamente com os produtores (Paiva, 2015).

⁴ Habitualmente designados pela sigla CAE (Contratos de Aquisição de Energia) ou PPA (*Power Purchase Agreement*).

⁵ Consumidores elegíveis são aqueles que consomem energia acima de um determinado patamar.

A competição a nível da produção prejudica os consumidores cativos⁶, uma vez que estes não têm como evitar os custos de ociosidade⁷ e veem a sua fatura agravada (Paiva, 2015).

3.1.4 Modelo de competição no retalho

Este é o modelo que se assume como o último passo para atingir total concorrência no mercado energético, no qual todos os consumidores têm acesso livre às redes de transporte e distribuição, podendo escolher livremente o seu fornecedor.

O fornecedor pode ser um produtor para os clientes de maior dimensão ou pode ser um comercializador que compra energia por grosso e a vende em retalho.

A rede de transporte funciona como um mercado grossista e a rede de distribuição funciona como mercado retalhista (Paiva, 2015).

3.2 Acoplamento dos mercados europeus de energia elétrica

A fim de harmonizar os diferentes sistemas de trocas de energia elétrica e, em particular, reduzir as diferenças de preço nos diferentes mercados europeus, deu-se vários passos para fazer o acoplamento de mercados⁸, criando-se assim primeiramente o *Market Coupling* nos países da Europa ocidental (CWE), em que a Áustria entrou posteriormente, em 2013.

Antes da introdução do *Market Coupling*, a capacidade de transmissão de energia elétrica e a própria energia elétrica eram adquiridas separadamente, ou seja, o agente comercial tinha que reservar primeiramente a capacidade transfronteiriça antes de utilizar essa capacidade para transportar a energia elétrica e só depois numa segunda etapa é que poderia transportar e adquirir. O *Market Coupling* em vez de realizar explicitamente as capacidades transfronteiriças de transmissão entre os participantes do mercado, realiza leilões implícitos às capacidades nas trocas de energia (Scheme, n.d.). Estas trocas de energia levam em consideração a capacidade transfronteiriça disponível no processo de cálculo de preços, a fim de minimizar a diferença de preço em diferentes áreas do mercado (EPEX SPOT, n.d.).

Os sistemas de acoplamento de mercado (*SDAC* e *SIDC*) existem tanto para os mercados diários, como para os mercados intradiários.

⁶ Consumidores cativos são aqueles que consomem energia abaixo de um determinado patamar.

⁷ O custo de ociosidade de um ativo é a diferença entre o custo de investimento (líquido das amortizações) e a remuneração atualizada expectável em regime competitivo (líquida dos custos variáveis e do valor residual).

⁸ O termo acoplamento de mercado refere-se ao objetivo de formar um mercado interconectado (europeu) de energia elétrica.

A introdução, em 2010 no mercado diário, do *Price Coupling of Regions (PCR)* permitiu que a 5 de fevereiro de 2014 os países da região do sudoeste da Europa (SWE) e os países da região noroeste Europa (NWE) acoplassem, formando o *Multi Regional Coupling (MRC)*.

3.2.1 Single Day-ahead Coupling (SDAC)

O objetivo do SDAC é criar um mercado diário único europeu e conta com a solução *Price Coupling of Regions (PCR)*. Este acoplamento baseia-se num processo de leilão para o dia seguinte no qual se cassam as ofertas recebidas em cada zona de oferta pelos *NEMOs*⁹ correspondentes e simultaneamente se aloca a capacidade de intercâmbio entre zonas de oferta. Para isso, é necessária uma estreita cooperação entre *NEMOs* e operadores do sistema.

O *PCR* é um projeto conjunto entre as bolsas de energia elétrica europeias e os Operadores da Rede de Transporte (ORT), com o objetivo de desenvolver uma solução única de acoplamento de preços para calcular os preços da energia elétrica em toda a Europa no mercado diário, respeitando as capacidades de transmissão de energia elétrica (EPEX SPOT, n.d.).

O *PCR* opera desde 2014 em oito mercados de energia elétrica (*EPEX SPOT, GME, HEnEX, Nord Pool, OMIE, OPCOM, OTE e TGE*) e permite o cálculo simultâneo dos preços e transações de energia, em que a atribuição das capacidades de interligação no mercado diário será feita de uma forma otimizada dentro e entre os seguintes países da SWE e NWE: Bélgica, Dinamarca, Estónia, Finlândia, França, Alemanha/Áustria, Reino Unido, Letónia, Lituânia, Luxemburgo, Holanda, Noruega, Polónia (através do *SwePol Link*), Portugal, Espanha e Suécia (OMEL, n.d.).

No *PCR* é utilizado um algoritmo único, calculando simultaneamente os preços de mercado, as posições líquidas e os fluxos nas interligações entre áreas de mercado, com base em leilões implícitos, algoritmo esse, que é denominado de *EUPHEMIA* (acrónimo de *Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm*) e baseia-se em três princípios fundamentais (OMIE, n.d.):

- Um algoritmo único - O algoritmo comum realiza uma determinação justa e transparente dos preços da energia elétrica nos mercados diários em toda a Europa e aloca a capacidade de transmissão entre fronteiras. O algoritmo foi desenvolvido respeitando as características específicas dos diferentes mercados de energia europeus. A sua aplicação permite otimizar o preço, segundo a informação recolhida, e aumentar a transparência;

⁹ NEMOS é a designação de *Nominated Electricity Market Operators*.

- Um funcionamento robusto - O processo de *PCR* baseia-se numa distribuição descentralizada de dados, proporcionando um funcionamento robusto e fiável;
- Contabilidade individual – O “*PCR Broker*” e o serviço “*Matcher*” permitem a troca dos pedidos anónimos de compra e venda e têm em conta as capacidades de transmissão disponíveis entre as diferentes zonas dos mercados de energia, com a finalidade de calcular os preços em todas as áreas e conhecer os fluxos de transmissão entre todas as zonas.

Este acoplamento traduz-se em benefícios para os consumidores finais, na medida em que, harmoniza os diferentes sistemas de trocas de energia elétrica e, em particular, reduz as diferenças de preço entre os países europeus.

3.2.2 Single Intraday Coupling (SIDC)

O *Single Intraday Coupling (SIDC)* segue o projeto *Cross Border Intraday (XBID)* e tem como objetivo criar um acoplamento único no mercado intradiário europeu, em que os participantes do mercado de energia (compradores e vendedores) podem trabalhar juntos em toda a Europa para comercializar continuamente energia elétrica no dia em que a energia é necessária. O *SIDC* é uma iniciativa dos Operadores Designados para o Mercado da Energia Elétrica (*NEMOs*) e dos Operadores da Rede de Transporte (ORT) em que não existe ligação direta ao projeto *PCR*. O *SIDC* foi lançado a 12 e 13 de junho de 2018 em 14 países (Áustria, Bélgica, Dinamarca, Estónia, Finlândia, França, Alemanha, Letónia, Lituânia, Noruega, Países Baixos, Portugal, Espanha e Suécia) e posteriormente, em 19 e 20 de novembro de 2019, o *SIDC* entrou em operação em mais sete países (Bulgária, Croácia, República Checa, Hungria, Polónia, Roménia e Eslovénia), resultando em 21 países acoplados no mercado intradiário (ENSTO-E, n.d.).

O *SIDC* é baseado num sistema composto por TI (Tecnologia de Informação) comum com três subsistemas, um *Shared Order Book*¹⁰ (*SOB*), um *Capacity Management Module*¹¹ (*CMM*) e um *Shipping Module*¹² (*SM*). Isto significa que as ordens inseridas pelos participantes do mercado, para correspondência contínua num país, podem ser correspondidas às ordens igualmente submetidas pelos participantes do mercado em qualquer outro país, caso os participantes estejam ao alcance do projeto e em que a capacidade de transmissão esteja disponível (Coupling et al., 2019). A solução intradiária suporta negociações contínuas do tipo:

¹⁰ *Shared Order Book* é um livro de ordens/pedidos partilhados.

¹¹ *Capacity Management Module* é um módulo de gestão de capacidade.

¹² *Shipping Module* é um módulo de expedição.

- Explícita¹³ – quando solicitada pelas Autoridades Reguladoras Nacionais (ARN) e apenas se tem em conta a capacidade, ou seja, o processo de gestão da capacidade de interligação desenvolve-se de uma forma independente do mercado de energia elétrica e que permite adquirir direitos de utilização de uma parte da capacidade de interligação, numa fase prévia à realização do mercado intradiário;
- Implícita – em que está de acordo com o modelo de meta da UE *Capacity Allocation and Congestion Management (CACM*¹⁴) para um mercado intradiário integrado e em que tem em consideração a capacidade e a energia juntas, ou seja, recolhe-se os pedidos para cada zona de licitação dos participantes do mercado e combina-se continuamente com os contratos para fornecer energia elétrica, respeitando a capacidade transfronteiriça e as restrições de alocação.

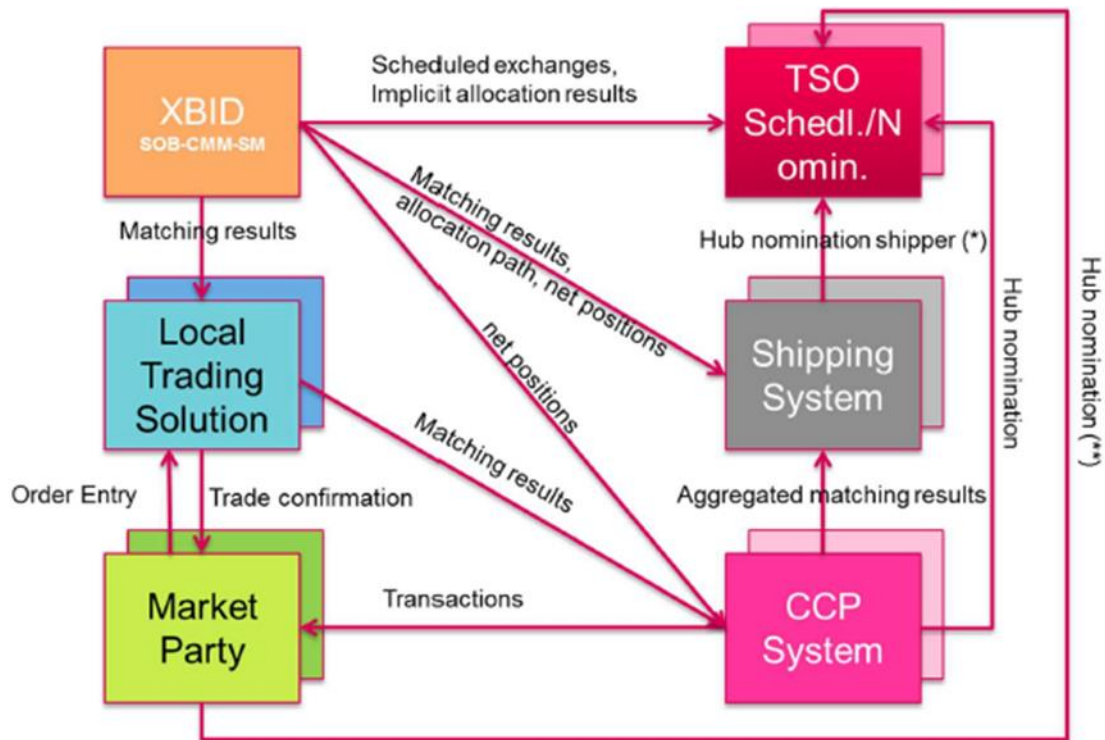
Presume-se que com a implementação do mercado de acoplamento único intradiário com alocação implícita de capacidade transfronteiriça contínua, conforme o estabelecido no Regulamento *CACM*, aumente a liquidez, porque os participantes terão acesso a um portefólio maior de propostas e ofertas para satisfazer as suas necessidades.

Na Figura 3.1 está ilustrado o funcionamento do sistema *SIDC*, em que todas as ordens submetidas pelos participantes do mercado de cada *NEMO* são feitas através do *Local Trading Solution (LTS)* do respetivo *NEMO* e são centralizadas posteriormente no *SOB*. Da mesma forma, todas as capacidades transfronteiriças intradiárias são disponibilizadas pelos *ORT* na *CMM*.

¹³ Os participantes de mercado explícito têm acesso técnico direto à solução *SIDC* para efetuar alocações explícitas na fronteira Alemã-Francesa e na fronteira Eslovénia-Croata.

¹⁴ O *CACM* permitirá a complementaridade de um mercado contínuo intradiário nas interligações com pouca liquidez neste horizonte de tempo, com mercados por leilões implícitos para interligações entre áreas de preço com maior liquidez.

Figura 3.1 - Sistema XBID



(*)XB nominations could be also needed in areas where nomination behaf is not applicable
(**)According to local procedures (direct or indirect nominations)

Fonte: (SIDC, 2019)

É importante distinguir as *LTSs* e a solução *SIDC* (SIDC, 2019):

- As *LTSs* representam uma interface (o único ponto de interação) entre os participantes implícitos no mercado e o *SIDC*, ou seja, os participantes do mercado implícito podem aceder ao *SIDC* somente através do *LTS* de um determinado *NEMO*;
- A Solução *SIDC* é um processo *back end* que não interage diretamente com os participantes do mercado implícito. A Solução *SIDC* fornece, entre outras, uma funcionalidade SOB através da interação com as *LTSs* conectadas.

Os livros das ordens apresentados aos participantes no mercado através da *LTS* fornecidas pelo(s) seu(s) *NEMO*, contêm ordens provenientes de outros participantes do *NEMO* em questão e ordens provenientes de outros *NEMOs* para correspondência transfronteiriça, desde que haja capacidade transfronteiriça disponível suficiente (Coupling et al., 2019).

As ordens submetidas para as diferentes áreas de mercado são combinadas, desde que exista disponibilidade de capacidade. Neste caso, a correspondência da ordem é associada à *CACM*.

Mais concretamente, quando duas ordens estão a ser combinadas, a *SOB* e a *CMM* são logo atualizadas. A troca é feita com base no princípio de “o primeiro a chegar, é o primeiro a ser servido”, em que o preço de compra de energia mais alto e o preço de venda de energia mais baixo são servidos primeiro. Quando as ordens são correspondidas o *SOB* atualiza e estas mesmas ordens são removidas e conseqüentemente a *CMM* é atualizada, ou seja, durante o período de negociação, as capacidades disponíveis e os livros das ordens são simultaneamente atualizados (Coupling et al., 2019).

O *SM* fornece informações das negociações concluídas dentro do *SIDC* a todas as partes relevantes do processo de pós-acoplamento. O *SM* recebe dados do *SOB* sobre todas as negociações concluídas (Coupling et al., 2019):

- Entre duas áreas de entrega diferentes;
- Na mesma área de entrega, entre dois *NEMOs* diferentes.

No caso de existir alguma falha na solução *SIDC*, tanto a *CMM* como o *SOB* possuem um sistema primário e um sistema de *backup* que são separados fisicamente para garantir a disponibilidade do sistema, logo a negociação em *LTS* e o acesso explícito à *CMM* não é afetado pelo tempo de inatividade da *SOB* (Coupling et al., 2019).

Também no caso de existir alguma falha na solução *SIDC*, a negociação intradiária continua a ser possível internamente dentro de cada zona de licitação, desde que o comércio local seja feito pelos *NEMOs*.

Um mercado acoplado intradiário torna a negociação intradiária mais eficiente em toda a Europa e permite (ENSTO-E, n.d.):

- A promoção da concorrência eficaz;
- O aumento da liquidez, ou seja, aumentar a facilidade com que a energia pode ser comprada ou vendida rapidamente sem afetar o seu preço;
- Uma utilização mais eficiente na partilha dos recursos de geração de energia;
- Tornar mais fácil, aos participantes do mercado, mudanças inesperadas no consumo e interrupções.

Com o aumento da produção “intermitente¹⁵” de energia renovável, os participantes do mercado de energia ficam mais interessados em negociar nos mercados intradiários. Isto deve-se ao facto de ser desafiante para os participantes do mercado estarem em equilíbrio, ou seja, conseguir

¹⁵ Produção intermitente é quando os picos de produção não coincidem com os de procura.

fornecer a quantidade correta de energia após o fecho do mercado diário. Estar equilibrado na rede mais próxima do prazo de entrega de energia é benéfico para os participantes do mercado e para os sistemas de energia, reduzindo a necessidade de armazenamento de energia e custos associados (Coupling et al., 2019).

3.2.3 Nominated Electricity Market Operators

Os *NEMOs* são os Operadores Designados para o Mercado de Energia Elétrica que executarão as funções de Operador de Acoplamento de Mercados (OAM¹⁶) em que é estabelecida a diretiva UE 2015/1222 de 24 de julho de 2015 (“*CACM*”) sobre a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos nos mercados integrados diários e intradiários.

As Funções do OAM compreendem o desenvolvimento e a manutenção dos algoritmos, sistemas e procedimentos para o acoplamento do mercado diário e do mercado intradiário, o processamento de dados de entrada nas capacidades transfronteiriças e as restrições de atribuição proporcionadas por calculadoras de capacidade coordenadas, operação do acoplamento de preços e algoritmos de negociação contínua e validação e envio dos resultados de acoplamento do mercado diário e do mercado intradiário aos *NEMOs* (as “Funções do OAM”)(Ote, 2017). Resumidamente, os *NEMO* são as organizações incumbidas de gerir os mercados diários e intradiários de energia elétrica.

Um *NEMO* pode operar também num Estado-Membro diferente do da designação, oferecendo os seus serviços comerciais como "*NEMO* de passaporte" noutros Estados-Membros. No entanto, isso só pode acontecer desde que o seguinte não aconteça:

- Existir um monopólio nacional legal para serviços comerciais diários e intradiários no Estado Membro ou na zona de licitação do Estado Membro onde ocorre a entrega;
- O *NEMO* ser um monopólio nacional legal no Estado membro onde é designado.

3.3 Mercado Ibérico de Energia Elétrica

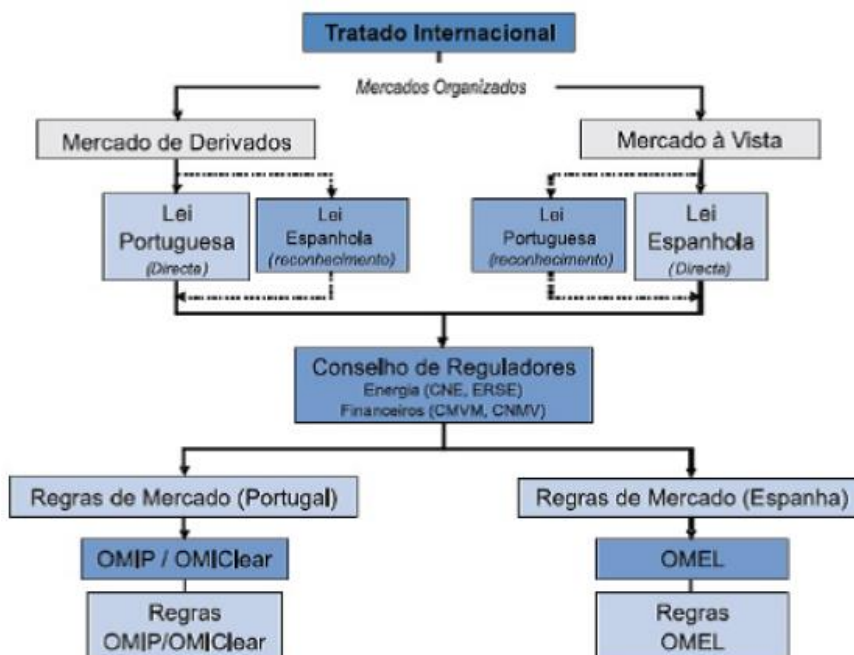
O Mercado Ibérico de Energia Elétrica (MIBEL) entrou em funcionamento a 1 de julho de 2007 e resultou de um processo de cooperação desenvolvido pelos Governos de Portugal e de Espanha com o objetivo de promoverem a integração dos sistemas elétricos dos dois países (MIBEL, n.d.).

¹⁶ OAM em inglês é designado por MCO (*Market Coupling Operator*).

O modelo de funcionamento do MIBEL é um modelo misto constituído por um mercado grossista e um mercado retalhista.

No mercado grossista, a contratação de energia pode ser efetuada através do mercado de contratação bilateral ou através do designado mercado organizado, que se subdivide em mercados de derivados e mercados à vista, como ilustrado na Figura 3.2.

Figura 3.2 - Estrutura organizacional do MIBEL



Fonte: (Corujas, 2016)

Na contratação bilateral os contratos são celebrados diretamente entre o vendedor e o comprador. Nos contratos bilaterais o vendedor compromete-se a fornecer energia ao comprador durante uma série de horas a um preço pactuado entre ambos. Estes contratos são executados diariamente e podem-se ajustar nos mercados intradiários.

No mercado de derivados, ou mercado de contratação a prazo, o OMIP é o responsável pela sua gestão, no qual os produtos mais transacionados são os contratos de futuro.

No mercado à vista, ou mercado *spot* de contratação à vista, a sua gestão é feita pelo OMIE, que é responsável pela gestão dos mercados diário e intradiário para toda a Península Ibérica e o seu modelo de funcionamento é o mesmo que o de outros muitos mercados europeus.

No mercado diário são comunicadas as propostas de venda e compra de energia elétrica para o dia seguinte ao da negociação, enquanto que no mercado intradiário são processadas as propostas de compra e venda de energia elétrica para o próprio dia da negociação.

O mercado retalhista baseia-se em duas formas de contratação do fornecimento de energia elétrica, a contratação em mercado regulado e a contratação em mercado liberalizado.

Neste âmbito, ficou definida a criação de um Operador de Mercado Ibérico (OMI) responsável pela gestão dos mercados organizados do MIBEL. O OMI é composto por dois pólos, o pólo espanhol, que é designado por Operador de Mercado Ibérico de Energia (OMIE) e o pólo português, que é designado por Operador de Mercado Ibérico (OMIP).

O MIBEL funciona 365 ou 366 dias por ano, 24 horas por dia, e está aberto a todos os agentes compradores e vendedores que queiram operar nele. O MIBEL tem como principais metas (OMIP, n.d.):

- Beneficiar os consumidores de energia elétrica dos dois países, através do processo de acoplamento dos respetivos sistemas elétricos;
- Estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez¹⁷, auto-financiamento e auto-organização;
- Favorecer o desenvolvimento do mercado de energia elétrica de ambos os países, com a existência de uma metodologia única e integrada, para toda a Península Ibérica, de definição dos preços de referência;
- Permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objetividade;
- Favorecer a eficiência económica das empresas do setor elétrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas.

Os Operadores do Sistema do MIBEL são dois e são as entidades concessionárias da rede de transporte, que em Portugal é a REN e em Espanha é a *Red Eléctrica de España* (REE). Estes operadores têm como funções a validação dos resultados obtidos no mercado, a gestão da contratação dos serviços de sistema e os desvios dos programas contratados que operam o sistema em tempo real (Tomé, 2009).

As entidades responsáveis pela supervisão e regulação do MIBEL são, em Portugal a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e a Comissão de Mercados de Valores Mobiliários (CMVM), e em Espanha a *Comisión Nacional de la Energía* (CNE) e a *Comisión Nacional del Mercado de Valores* (CNMV), quem têm como funções (ERSE, n.d.):

- O acompanhamento da aplicação e desenvolvimento do MIBEL;

¹⁷ Facilidade de transformar o investimento num dado ativo em meios monetários.

- Dar o parecer prévio obrigatório e não vinculativo à aplicação de sanções muito graves, no âmbito do MIBEL, a acordar entre as partes;
- Fazer a coordenação da atuação dos seus membros no exercício das suas competências de supervisão do MIBEL;
- Emitir pareceres coordenados sobre propostas de regulamentação do funcionamento do MIBEL ou da sua modificação e sobre os regulamentos propostos pelas sociedades gestoras dos mercados que se constituem;
- Quaisquer outras que sejam acordadas entre as partes.

3.3.1 Mercado *spot* (à vista)

O mercado *spot* é dividido em dois mercados distintos: o mercado diário e o mercado intradiário. Este mercado é gerido pelo OMIE e permite a compra e venda de energia elétrica entre os agentes (produtores e comercializadores) a preço conhecido, transparente e acessível (todos os agentes tem acesso às propostas de venda e compra de energia) (OMEL, n.d.).

Este mercado utiliza conceitos para o encontro entre a oferta e a procura, com definição de quantidades e preços de transações físicas de energia e os seus correspondentes valores comerciais. As ofertas são apresentadas pelos diferentes agentes, para cada período horário, podendo dizer respeito apenas às quantidades e preços, ou ainda englobar informações sobre limitações técnicas, sendo que, as ofertas não podem ser alteradas ou anuladas após a hora de fecho de mercado.

O mercado *spot* estabelece uma ordem por mérito, baseada em custos marginais de produção. A unidade de energia com o preço mais baixo tem prioridade e é colocada na rede em primeiro lugar. A unidade de energia com o preço mais alto a ser colocado na rede determina o preço recebido por todos os produtores a operar naquele momento (Rochete, 2015).

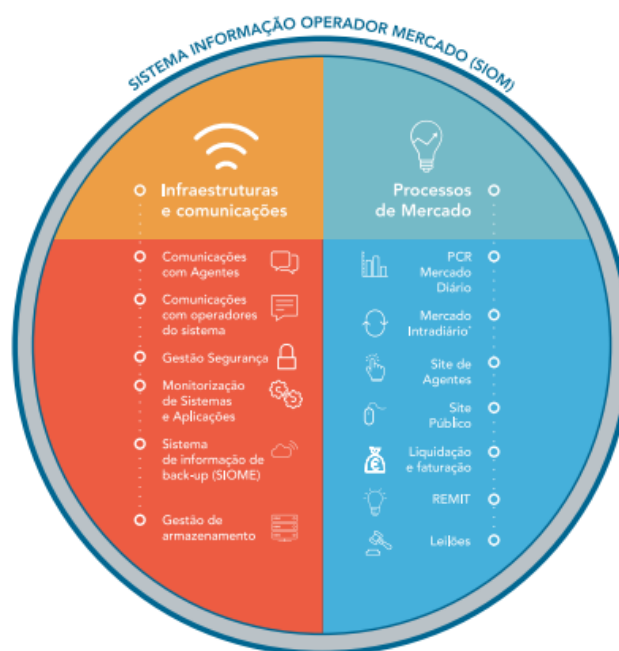
Todas as transações são baseadas no preço-horário *spot*. Este é determinado pela procura àquela hora, os preços variantes nessa hora e as capacidades de geração, transmissão e distribuição. Os custos marginais, são calculados em função dos custos fixos e dos custos variáveis, obtendo-se o preço *spot*¹⁸. Este é, então, o valor da última unidade oferecida para satisfazer a procura (Rochete, 2015).

O mercado diário do MIBEL é gerido pelo OMIE e é o principal mercado de contratação de energia elétrica na Península Ibérica, onde se transaciona energia elétrica para entrega no dia seguinte ao da negociação. As ofertas de compra e venda de energia para um determinado dia,

¹⁸ Preço de uma transação no mercado à vista (*spot*) do ativo subjacente a um contrato de derivados.

podem ser efetuadas até às 12:00¹⁹ da manhã do dia anterior, hora de encerramento da receção de ofertas para todos os países europeus acoplados. De seguida, estas ofertas de energia são processadas no sistema de informação do OMIE (SIOM²⁰) e realiza-se o encontro das ofertas em conjunto com os restantes operadores do mercado acoplados por meio do algoritmo *EUPHEMIA*²¹ desenvolvido conjuntamente pelos operadores do mercado no projeto denominado *PCR (Price Coupling of Regions)* como referido anteriormente. Seguidamente, o OMIE informa os preços e a energia vendida e comprada em cada uma das horas do dia seguinte utilizando o sistema *SIOM* (Figura 3.3).

Figura 3.3 - Os sistemas do OMIE



Fonte:(OMIE, n.d.)

*Nesta imagem está em falta o sistema de negociação intradiária contínua

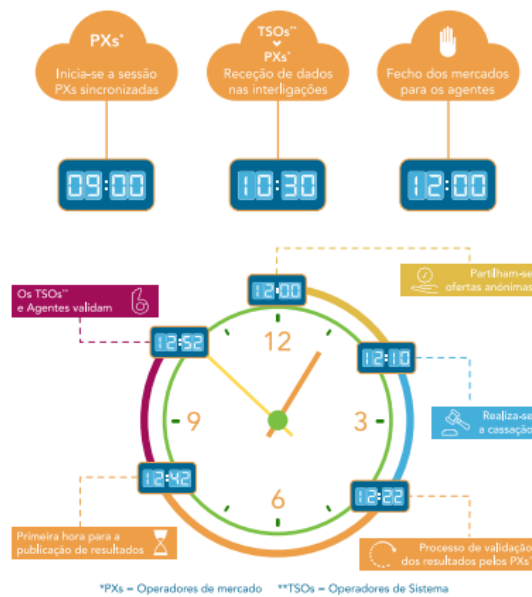
O mercado diário forma e fixa preços para cada uma das 24 horas de cada dia e para cada um dos 365 ou 366 dias de cada ano. Na Figura 3.4 está demonstrado o funcionamento do mercado diário.

¹⁹ A hora de negociação é determinada pela hora legal espanhola (HOE).

²⁰ É uma plataforma eletrónica de fácil acesso através da internet.

²¹ Este algoritmo faz o cálculo dos preços em cada uma das áreas de oferta definidas no sistema europeu que participam no referido projeto (*PCR*) e aloca os fluxos entre áreas.

Figura 3.4 - Funcionamento do mercado diário



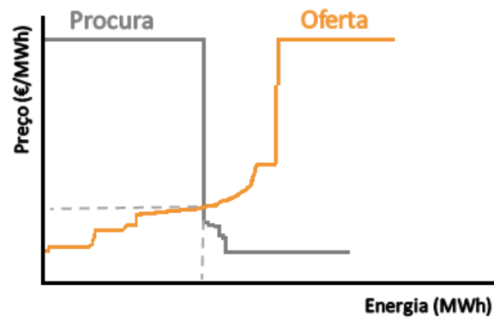
Fonte:(OMIE, n.d.)

O preço e a quantidade de energia, em determinada hora, estabelecem-se pelo cruzamento entre a curva da oferta e a curva da procura por parte dos diversos agentes registados para atuar neste mercado. Para isto, utiliza-se um algoritmo com a designação de *EUPHEMIA*, em Portugal e em todos os mercados europeus acoplados.

Os agentes compradores e vendedores de Espanha ou de Portugal apresentam as suas ofertas no mercado diário e intradiário através do OMIE.

O preço da energia no mercado é encontrado através da ordenação de forma crescente do preço das ofertas de venda (curva da oferta) e de forma decrescente do preço das ofertas de compra (curva de procura) de energia elétrica à mesma hora. O preço de mercado, apresentado na Figura 3.5, é o preço mínimo que garante que a oferta satisfaz a procura (ERSE, n.d.).

Figura 3.5 - Curva da Procura vs Oferta



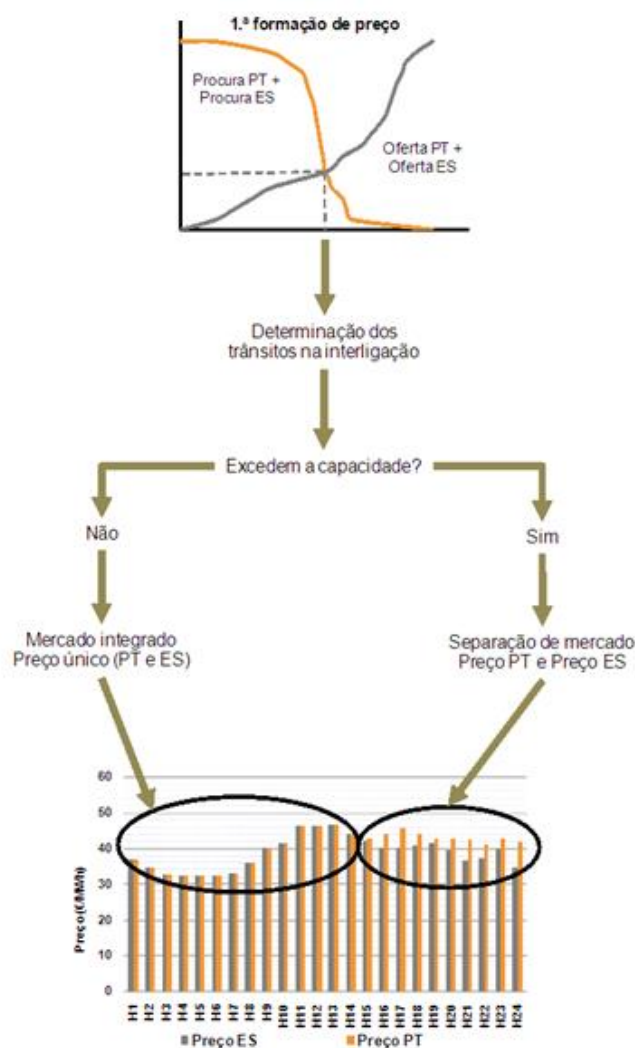
Fonte: (ERSE, n.d.)

Como dito anteriormente, a REN ordena as ofertas por ordem crescente, isto é, por ordem de mérito, em que entram primeiro as centrais de mais baixo custo marginal, isto é, as renováveis, e só depois é que entram as outras. Portanto, na Figura 3.5 as centrais de PRE e as centrais nucleares surgem na parte inferior da curva da oferta porque o seu custo de oportunidade é muito baixo. As únicas centrais de PRE que não seguem esta regra e têm prioridade de despacho são as centrais de biomassa (em que por exemplo a biomassa residual florestal tem um custo na ordem dos 60€/MWh) e as centrais de cogeração fóssil (com um custo do gás natural acima de 70€/MWh)(Costa, 2019). Na zona intermediária da curva da oferta, é usual encontrarem-se as centrais de ciclo combinado a gás natural e as centrais térmicas a carvão. Na zona mais elevada da curva da oferta, costumam estar as centrais hídricas de albufeira (uma vez que o seu custo de oportunidade é elevado).

Cada vez que os preços em Portugal ou Espanha sejam diferentes, existe uma separação de mercados, designado *Market Splitting* e diz-se que existe um *spread*²² de preços entre elas. A razão pela qual existe a separação de mercados, deve-se não só ao facto da insuficiência de capacidade de interligação, como também à organização estrutural da produção em cada uma das áreas, ou ao comportamento dos agentes. A atuação da supervisão tem por objetivo minimizar estas situações de separação de mercados e, em particular, garantir que estas não se atribuam a comportamentos anti concorrenciais dos agentes (ERSE, n.d.).

²² Diferença entre o preço de compra (procura) e o preço de venda (oferta).

Figura 3.6 - Formação dos preços no mercado diário



Fonte: (ERSE, n.d.)

Encerrado o mercado diário, e até às 12:45 do dia seguinte, levam-se a cabo seis sessões (seis leilões) do mercado de ajustes (designados de mercados intradiários), que possibilitam aos compradores e vendedores que assim o desejam, realizar ofertas de compra e venda de energia elétrica para ajustar os seus programas de produção e de consumo às suas melhores previsões do que irão necessitar em tempo real, ou seja, o mercado intradiário é uma plataforma que visa complementar o mercado diário, onde se transaciona energia elétrica realizada no próprio dia da contratação, com o objetivo de ajustar as quantidades transacionadas no mercado diário.

Cada uma das sessões de mercado intradiário forma preço para as horas objeto de negociação em cada sessão (ERSE, n.d.), assim demonstrado na Figura 3.7.

Neste mercado, pode-se negociar até uma hora antes do momento da entrega da energia.

Figura 3.7 - Sessões diárias de negociação do mercado intradiário



Fonte: (OMIE, n.d.)

Os dois primeiros leilões são realizados no dia anterior da entrega da energia, e os restantes quatro leilões são realizados no próprio dia da entrega de energia (ERSE, n.d.):

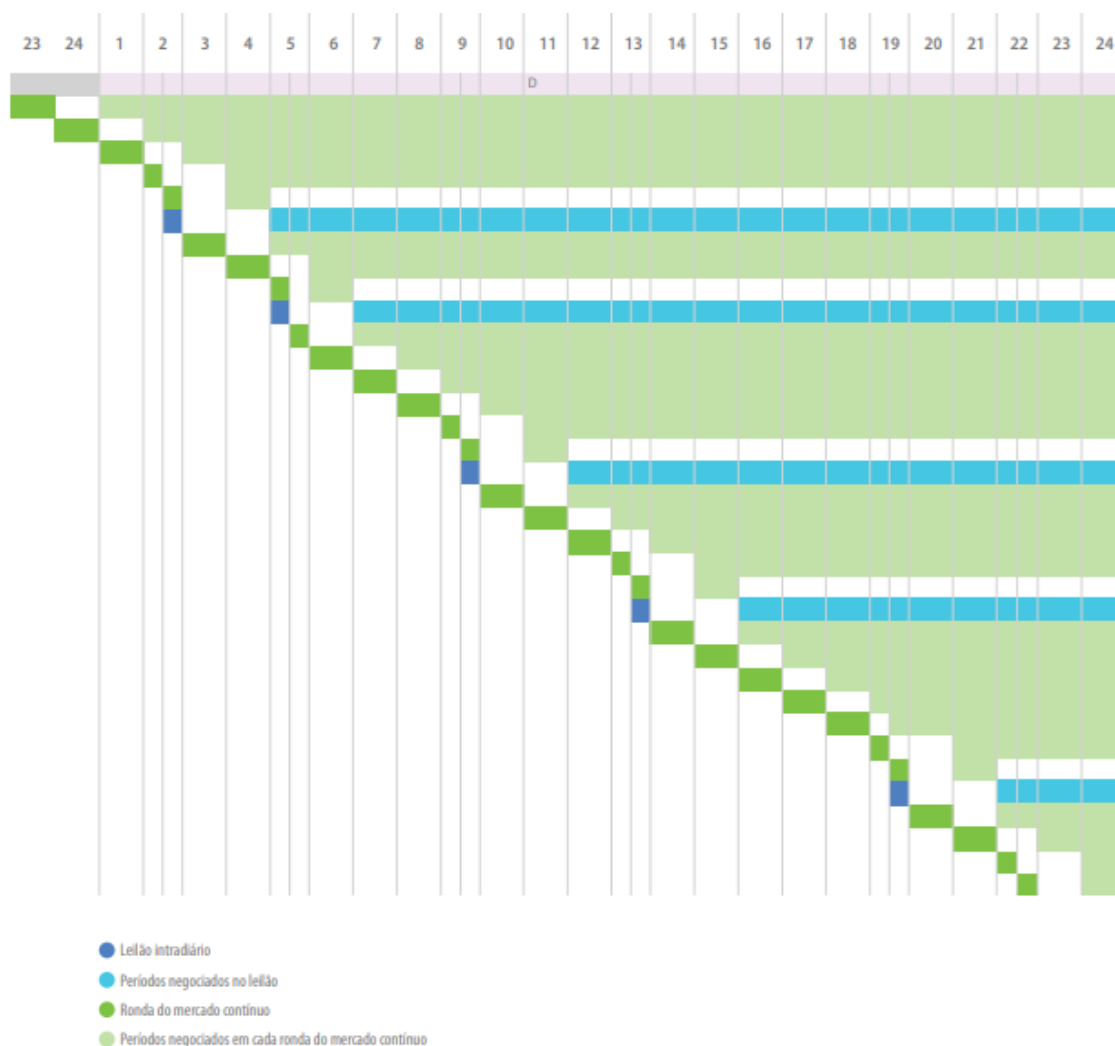
- A primeira sessão, forma um preço para as 4 últimas horas do dia de negociação e para as 24 horas do dia seguinte ao da negociação, sendo a abertura da sessão às 17:00 e o seu encerramento às 18:50;
- A segunda sessão, forma preço para as 24 horas do dia seguinte ao da negociação, sendo a abertura da sessão às 21:00 e o encerramento às 21:50;
- A terceira sessão, forma preço para as 20 horas compreendidas entre a hora 5 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação, sendo a abertura da sessão às 01:00 e o encerramento às 01:50;
- A quarta sessão, forma preço para as 17 horas compreendidas entre a hora 8 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação, sendo a abertura da sessão às 04:00 e o encerramento às 04:50;
- A quinta sessão, forma preço para as 13 horas compreendidas entre a hora 12 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação, sendo a abertura da sessão às 08:00 e o encerramento às 08:50;
- Por fim, a sexta sessão forma preço para as 9 horas compreendidas entre a hora 16 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação sendo a abertura da sessão ao 12:00 e o encerramento ao 12:50.

A seguir, procede-se à liquidação aos agentes da energia comprada e vendida nos diferentes mercados. Esta liquidação e a fatura correspondente são colocadas diariamente ao dispor dos agentes.

As cobranças e pagamentos de cada semana realizam-se à quarta e quinta-feira da semana seguinte (OMIE, n.d.).

No dia 27 de novembro de 2018, derivado ao acoplamento europeu do mercado intradiário, introduziu-se um modelo operacional dual no MIBEL, com dois mecanismos complementares, de forma a ajustar as suas necessidades perto do tempo real: através de seis leilões intradiários regionais ou através dum MIC (mercado contínuo intradiário europeu), permitindo que este último seja ajustado até uma hora antes do tempo real. O MIC permite que ocorra negociações de todos os períodos até ao final do dia da entrega da energia, mesmo quando ainda serão negociados em futuros leilões, como demonstrado na Figura 3.8. O objetivo deste mercado é facilitar o comércio de energia entre as várias zonas da Europa, de forma contínua e aumentar a eficiência global das transações nos mercados intradiários em toda a Europa.

Figura 3.8 - Períodos negociados em cada leilão intradiário e em cada ronda do mercado contínuo



Fonte: OMIE

3.3.2 Mercado a prazo (futuros)

O mercado a prazo é um mercado organizado e a entidade responsável pela sua gestão é o OMIP, que oferece produtos de gestão de risco. Esta gestão é efetuada em conjunto com a *OMIClear*, sociedade constituída e detida pelo OMIP, que tem a seu cargo as funções da Câmara de Compensação²³ e Contraparte Central das operações aí realizadas. O OMIP fica encarregue da realização das negociações, enquanto o seu registo é da responsabilidade do *OMIClear* (Corujas, 2016). Os produtos transacionados neste mercado são de compra e de venda de energia e têm um horizonte temporal futuro (semana, mês, trimestre e ano) de acordo com regras específicas deste mercado. O tipo de instrumentos transacionados varia com as necessidades de gestão de risco e de troca de energia elétrica pelos diferentes agentes. Desta forma, o OMIP disponibiliza três contratos diferentes (ERSE, n.d.):

- **Contratos Futuro** – É um contrato padronizado²⁴ de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que existe um compromisso entre o comprador e o vendedor. O comprador compromete-se a adquirir energia elétrica no período de entrega e o vendedor compromete-se a colocar essa mesma energia elétrica, a um determinado preço no momento da transação. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à câmara de compensação (*OMIClear*) a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega;
- **Contratos *Forward*** – Este contrato não tem liquidações diárias das margens durante o período de negociação, sendo a margem liquidada integralmente nos dias de entrega física ou financeira. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à câmara de compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega. Estes contratos são negociados em mercado e registados pelo *OMIClear* unicamente para efeitos de compensação das operações bilaterais;
- **Contratos *SWAP*** – É um contrato padronizado, de cariz exclusivamente financeiro, em que se troca uma posição em preço variável por uma posição de preço fixo, ou vice-versa, dependendo do sentido da troca. Este tipo de contratos destina-se a gerir ou tomar

²³ A câmara de compensação tem como função, garantir o cumprimento das obrigações contratuais assumidas pelos agentes (compradores e vendedores) em certos mercados. Para poder assumir esta função a câmara de compensação exige margens e garantias, além de que procede à liquidação diária de perdas e ganhos financeiros.

²⁴ Volume nominal e notação de preço.

risco financeiro, não existindo, por isso, entrega do produto subjacente, mas apenas a liquidação das margens correspondentes.

A padronização de um contrato derivado sobre energia elétrica significa que a dimensão de cada contrato (nominal), o *tick*²⁵, bem como as condições de entrega, são predefinidas. Atualmente no OMIP, o contrato mais utilizado é o Contrato de Futuro, pois é o contrato que oferece mais fiabilidade a nível de compra e venda de energia e em que o seu nominal é de 1MW. De acordo com a estrutura do mercado de contratação a prazo do MIBEL, representada na Figura 3.9, dentro do Contrato Futuro existem dois tipos de produto para possível contratação, sendo eles (ERSE, n.d.):

- **Produto Base “Baseload”** – Este produto oferece a mesma quantidade de energia para todas as horas num determinado período;
- **Produto Pico “Peakload”** – Este produto oferece a mesma quantidade de energia para as 16 horas de pico que ocorre desde as 9h às 24h dos dias úteis constantes de um determinado período.

Figura 3.9 - Estrutura do mercado de contratação a prazo do MIBEL



Fonte: (OMIP, n.d.)

No que diz respeito ao referencial de preços para liquidação dos contratos, é possível optar por produtos com áreas de entrega distintas, neste caso Portugal ou Espanha, sendo o preço *spot* de cada país a referência de liquidação. Os produtos transacionados neste mercado poderão ainda ter 2 tipos de liquidação (ERSE, n.d.):

²⁵ É a unidade em que se expressa o preço e o valor mínimo de variação do preço.

- **Liquidação física** (entrega física de energia elétrica, designadamente através da sua oferta no mercado diário);
- **Liquidação financeira** (“*cash-settlement*”), havendo a liquidação meramente financeira das posições em aberto (vendedoras e compradoras).

No OMIP existe também a possibilidade de se efetuarem liquidações de operações em mercado ao balcão ou *Over-the-Counter (OTC)*, onde são realizadas transações fora de bolsa, ou seja, as transações OTC são celebradas bilateralmente (isto é, acordadas entre um comprador e um vendedor que se conhecem) e não, como acontece nas bolsas de valores, de forma anónima e multilateral (isto é, num contexto em que todas as ordens de todos os compradores e de todos os potenciais vendedores concorrem entre si de forma anónima). (ERSE, n.d.).

Em termos de agentes que participam no mercado, podem ser membros do mercado a prazo do MIBEL as seguintes entidades:

- Intermediários financeiros, que disponham de capacidade e competência de negociação, bem como de recursos suficientes para exercer as funções a que estão sujeitos;
- Produtores em regime ordinário;
- Comercializadores;
- Outros agentes do setor elétrico.

No que diz respeito à negociação no mercado a prazo, este pode processar-se de duas maneiras (ERSE, n.d.):

- Negociação em contínuo, dentro do horário de negociação definido no Regulamento de Negociação;
- Negociação em leilão, realizando-se atualmente sessões específicas de leilão nas 4 primeiras quartas-feiras de cada mês, existindo obrigações de compra para os comercializadores de último recurso ibéricos.

3.4 European Power Exchange (EPEX SPOT)

O *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, é uma empresa europeia sediada em Paris com escritórios ou afiliadas em Amsterdão, Berna, Bruxelas, Leipzig, Londres e Viena.

O *EPEX SPOT* opera os mercados organizados de energia elétrica a curto prazo nos seguintes países: Áustria, Bélgica, França, Alemanha, Grã-Bretanha, Luxemburgo, Países Baixos, Suíça e Holanda (EPEX Spot, 2018).

Os mercados do *EPEX SPOT* são opcionais, anónimos e acessíveis a todos os participantes que cumpram os requisitos de admissão (EPEX SPOT, n.d.). Em oposição às transações diretas, denominadas de operações de balcão, este mercado funciona através de uma bolsa e tem as vantagens de: liquidez, transparência, um único preço de referência, segurança no pagamento e na entrega, anonimato e aplicação de regras no mercado (EPEX SPOT, n.d.).

A energia elétrica é distribuída de forma eficiente em todo o continente porque os fluxos de pagamento seguem os preços do *PCR*.

Tanto no mercado diário como intradiário, quando uma negociação é concluída na plataforma de troca de energia, a transação é compensada e liquidada. A compensação garante o cumprimento adequado de cada contrato concluído ou registado na bolsa. Na posição de contraparte central, a câmara de compensação intervém após a conclusão de uma negociação, tornando-se o parceiro contratual do comprador e do vendedor. Ao fazer isso, a câmara de compensação assegura o cumprimento de cada operação (pagamento e entrega) e mitiga o risco da contraparte.

Todas as transações no *EPEX SPOT* são compensadas e liquidadas pela *European Commodity Clearing (ECC)* que é a principal câmara de compensação de produtos de energia na Europa. O *ECC* conduz todos os fluxos de pagamento entre o vendedor e o comprador (liquidação financeira) e garante a entrega da energia elétrica comercializada (liquidação física) (EPEX SPOT, n.d.).

As ordens submetidas pelos participantes e os resultados do mercado diário e intradiário estão disponíveis na plataforma *API (Application Programming Interface)*.

3.4.1 Mercado diário

O mercado diário é feito através de leilões anónimos, que ocorrem nos 365 dias do ano, uma vez por dia. Todas as horas do dia seguinte são negociadas neste leilão, ou seja, os leilões são de 24 horas, correspondentes às 24 horas do dia seguinte, e são negociados para uma determinada hora ou por blocos de horas combinadas (EPEX Spot, 2018). As ordens para uma

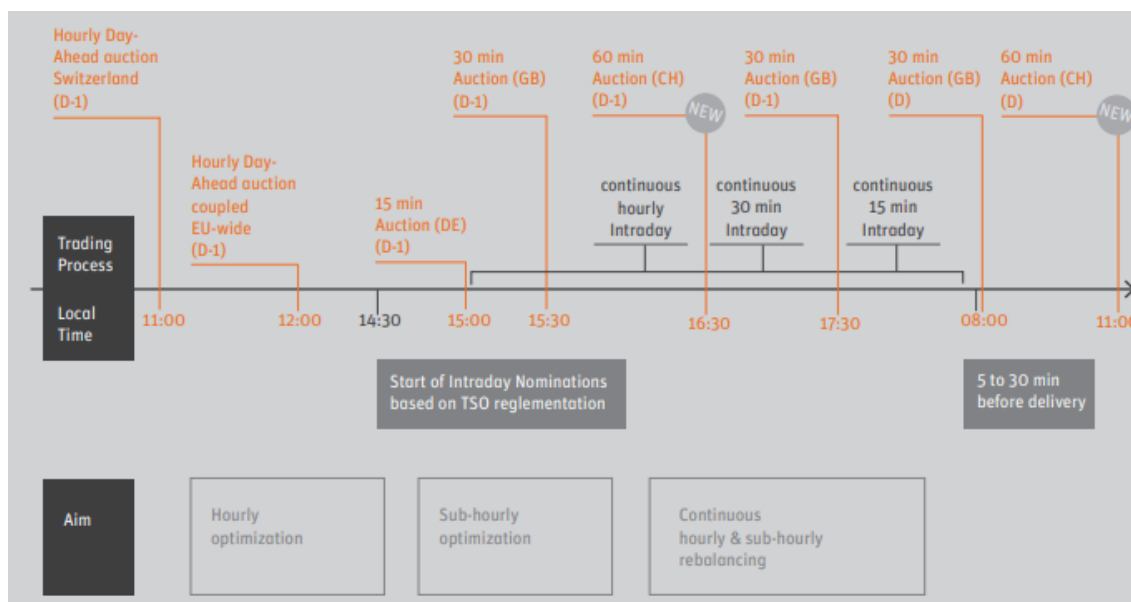
hora contêm até 256 combinações de quantidade/preço para cada hora do dia seguinte. Os 256 preços não são obrigatoriamente os mesmos para cada hora e o volume é sempre inserido dentro dos limites do preço. As ordens de compra clássica, com blocos de horas combinadas, abrangem várias horas pelo mesmo preço, com volumes flexíveis e são executados na mesma proporção em todas as suas horas. Os blocos de horas combinadas podem ser:

- *Linked blocks* – São conjuntos de blocos com uma restrição de execução vinculada, o que significa que a execução de um bloco depende da execução do seu bloco principal. Estes blocos permitem representar a variação da geração de energia elétrica em relação ao preço de mercado;
- *Exclusive blocks* – São grupos de blocos dentro do qual pode ser executado no máximo um bloco, para que a energia elétrica seja comercializada no momento mais lucrativo;
- *Big blocks* – São maiores que os blocos clássicos com tamanho máximo de até 1300MW e permitem cobrir grandes capacidades de produção de energia;
- *Loop blocks* – São famílias de dois blocos que são executados ou rejeitados juntos. Estes blocos permitem agrupar a compra e venda de blocos para refletir as atividades de armazenamento.

O livro de ordens abre com 45 dias de antecedência (14 na Grã-Bretanha) e as ordens são registadas pelos participantes do mercado antes do encerramento do livro de ordens às 12:00 (11:00 para a Suíça) em D-1²⁶, como demonstrado na Figura 3.10.

²⁶ D-1 é um dia antes.

Figura 3.10 - Diagrama do funcionamento do mercado diário e do mercado intradiário



Fonte: (EPEX SPOT, n.d.)

De seguida, o algoritmo é iniciado. Com base nas ordens de compra é estabelecida uma curva da procura e com base nas ordens de venda é estabelecida uma curva de oferta, denominadas por curvas agregadas, ambas para cada hora do dia seguinte. O *Market Compensation Price (MPC)* é o preço que é obtido através do cruzamento da curva da oferta com a curva de procura (EPEX SPOT, n.d.). Como resultado dessa correspondência de ordens, a *EPEX SPOT* determina as negociações, que são acordos juridicamente vinculativos para comprar ou vender uma determinada quantidade de energia elétrica a uma área de entrega definida pelo preço combinado (ou "compensado"). Este preço nunca é superior ao preço de compra fixado pelo comprador ou inferior ao preço de venda oferecido pelo vendedor e tem um preço máximo de 3000 €/MWh e um preço mínimo de 500 €/MWh (EPEX Spot, 2018). O leilão tem a vantagem de obter liquidez, oferecendo total transparência nos *Market Compensation Volumes (MCV)* e criando condições de concorrência equitativas. Os membros da bolsa usam o leilão para vender e comprar a maior parte da energia elétrica produzida/necessária. Os leilões do mercado diário do *EPEX SPOT* são integrados no *MRC (Multi-Regional Coupling)* (EPEX SPOT, n.d.).

Os resultados destes leilões são publicados todos os dias, a partir das 12:50, para o dia seguinte. Na Suíça os leilões são publicados a partir das 11:10. Em todos os mercados, os leilões do *EPEX SPOT* são executados no sistema de negociação *ETS*, que é uma plataforma de negociação robusta e confiável (EPEX SPOT, n.d.).

Na Grã-Bretanha, após os leilões do mercado diário, existem os leilões de meia hora às 15:30, em que se oferece aos participantes do mercado a oportunidade de negociar contratos de meia hora, num leilão local, para o dia seguinte.

3.4.2 Mercado intradiário

O mercado intradiário do *EPEX SPOT* oferece negociação contínua e por leilões. Os participantes do mercado negociam continuamente, 24 horas por dia, com a entrega no mesmo dia. Assim que é submetida uma ordem de compra e venda a negociação é executada. A energia elétrica pode ser negociada até 5 minutos antes da entrega e por meio de contratos de hora a hora, de meia hora ou trimestralmente. Com isto, permite a existência de um alto nível de flexibilidade na medida em que os membros possam usar o mercado intradiário para fazer ajustes de última hora e equilibrar as suas necessidades mais perto do tempo real (*EPEX SPOT*, n.d.).

A negociação contínua ocorre nos sete dias da semana, 24 horas por dia, durante o ano todo (*EPEX Spot*, 2018):

- Contratos de hora em hora na Alemanha, França, Suíça, Áustria, Holanda e Bélgica. Estes contratos abrem às 15:00, com a entrega no dia seguinte;
- Contratos de 30 minutos na Suíça, Alemanha e França. Estes contratos abrem às 15:30 na Suíça e na Alemanha e às 15:00 na França, com a entrega no dia seguinte;
- Contratos de 15 minutos na Alemanha, Suíça, Holanda e Bélgica. Estes contratos abrem às 16:00 na Alemanha e às 15:00 na Holanda e Bélgica, com a entrega no dia seguinte;
- Todos os contratos na Grã-Bretanha e na Alemanha. Estes abrem às 00:00 e com entrega para o dia seguinte.

A negociação contínua tem um preço máximo de 9999 €/MWh e um preço mínimo de -9999 €/MWh, ou seja, o preço de venda de energia por MWh não poderá exceder os 9999 €, assim como não poderá ser abaixo dos -9999 €. O preço negativo acontece quando os produtores têm de pagar para produzir. Isto deve-se ao facto de determinadas centrais, como por exemplo as centrais termoelétricas a carvão e as centrais nucleares, demorarem mais tempo a parar e a arrancar. Em períodos de menor consumo de energia elétrica, estes produtores poderão preferir oferecer preços negativos para continuar em operação, em vez de pararem as centrais e ficarem “fora de jogo” durante muito tempo. Contudo, dificilmente esta oferta de preços negativos poderá trazer vantagens para o consumidor final, visto que os produtores que ofereçam preços

negativos em algumas horas, tentarão recuperar esse custo nas horas seguintes, cobrando mais pela sua energia (Prado, 2019).

Na Alemanha, os leilões celebram-se com contratos de 15 minutos com a entrega no dia seguinte, uma vez por dia nos 365 dias do ano. O livro de ordens abre com 45 dias de antecedência, encerrando às 15:00 e os resultados são publicados a partir das 15:10 um dia antes da entrega. Estes leilões têm um limite de preço máximo e mínimo de 3000 €/MWh e -3000 €/MWh respectivamente, de compra e venda de energia (EPEX Spot, 2018; EPEX SPOT, n.d.). Na Grã-Bretanha os leilões realizam-se duas vezes ao dia nos 365 dias do ano (EPEX SPOT, n.d.) e ambos são acoplados à Irlanda (EPEX SPOT, n.d.):

- Leilões de 30 minutos às 15:30 – Estes leilões celebram-se com contratos de 30 minutos (48 contratos) com a entrega no dia seguinte, uma vez por dia nos 365 dias do ano. O livro de ordens abre com 14 dias de antecedência encerrando às 15:30 e a publicação dos resultados dá-se a partir das 18:00 do dia antes da entrega;
- Leilões de 30 minutos às 08:00 - Estes leilões celebram-se com contratos de 30 minutos (24 contratos) com a entrega no próprio dia, uma vez por dia nos 365 dias do ano. O livro de ordens abre com 14 dias de antecedência encerrando às 08:00 e a publicação dos resultados dá-se a partir das 08:30 do próprio dia.

Os leilões na Grã-Bretanha têm um patamar máximo de 4500 GBP²⁷/MWh e um patamar mínimo de 450 GBP/MWh (EPEX Spot, 2018).

Na Suíça, também se realizam leilões com duração de 15 minutos, duas vezes ao dia nos 365 dias do ano (EPEX SPOT, n.d.) e ambos são acoplados à Itália e exclusivos do *EPEX SPOT* (EPEX SPOT, n.d.):

- Leilões de hora em hora às 16:30 – Estes leilões celebram-se com contratos de hora a hora (24 contratos por dia) com a entrega no dia seguinte nos 365 dias do ano. O livro de ordens abre com 45 dias de antecedência encerrando às 16:30 e a publicação dos resultados dá-se a partir das 16:45 do dia antes da entrega;
- Leilões de hora em hora às 11:15 - Estes leilões celebram-se com contratos de 30 minutos (8 contratos) com a entrega no próprio dia nos 365 dias do ano. O livro de ordens abre com 45 dias de antecedência encerrando às 08:00 e a publicação dos resultados dá-se a partir das 08:30 do próprio dia.

²⁷ GBP é a sigla *Great British Pound* que significa libra inglesa, que é a moeda oficial do Reino Unido.

Todos os mercados intradiários contínuos da *EPEX SPOT* são executados no sistema de negociação M7.

3.5 Outros mercados europeus

Devido ao acoplamento diário (*SDAC*) e ao acoplamento intradiário (*SIDC*) dos mercados europeus, estes têm um modelo semelhante de funcionamento.

As realizações das transações de energia elétrica fazem-se através de leilões em que se apresentam ofertas de venda e compra de energia elétrica para as vinte e quatro horas do dia seguinte. Todos os dias do ano, às 12:00 *CET*, realiza-se a sessão do mercado diário na qual se estipulam os preços e quantidades da energia elétrica em toda a Europa para as vinte e quatro horas do dia seguinte. Os agentes compradores e vendedores dos mercados europeus apresentarão as suas ofertas ao mercado diário através do seu respetivo *NEMO*.

As ofertas de compra e venda são aceites tendo também em conta a sua ordem de mérito económico e em função da capacidade de interligação disponível entre as zonas de preço.

Relativamente ao mercado intradiário em todos os mercados europeus, estes podem-se realizar através de leilões implícitos ou por negociação contínua (através do *SIDC*), como demonstrado na Tabela 3.2. O que difere de uns mercados para os outros é a duração dos contratos.

Tabela 3.2 - Negociação nos mercados intradiários europeus (*SIDC*)

	1st wave						2nd wave						
	Austria	France	German TSO areas	Iberia	NL & Belgium	Nordics & Baltics	Bulgaria	Croatia	Czech Republic	Hungary	Poland	Romania	Slovenia
Size	Min vol. increment 0.1 MegaWatt (MW)												
Price Tick	EUR 0.01 per MegaWatt Hour (MWh)												
Volume Range	0.1 MW to 999 MW												
Price Range	-9 999 €/MWh to 9 999 €/MWh												
Products	15-min	X		X									X
	30-min		X	X									
	Hourly	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	User Defined Blocks*	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X
Notes	* Hourly blocks (not 15 or 30 min blocks)												

Fonte: (Entso-e, n.d.)

Tanto o MIBEL como o acoplamento dos outros mercados europeus diários e intradiários, foram construídos para ganharem dimensão, aumentar o nível de concorrência e

Mercados de Energia Elétrica

consequentemente harmonizar os preços de venda e compra de energia de uma forma mais transparente, fiável e justa.

Capítulo 4

Produção em Regime Especial

Considera-se produção em regime especial (PRE) a produção de energia elétrica através de recursos endógenos²⁸, renováveis e não renováveis, de tecnologias de produção combinada de calor e de energia elétrica (cogeração) e de produção distribuída (ERSE, n.d.).

Atualmente é considerada produção em regime especial (ERSE, n.d.):

- A produção de energia elétrica com base em recursos hídricos²⁹, na grande maioria das situações limitados a 10 MW de potência instalada;
- A produção de energia elétrica que utilize outras fontes de energia renovável, bem como com base em resíduos (urbanos, industriais e agrícolas);
- A produção de energia elétrica por micro³⁰ e mini-produção³¹;
- A produção de energia elétrica através de um processo de cogeração, na qual se inclui a cogeração renovável.

Na produção em regime especial, as Fontes de Energia Renovável utilizadas são:

- A eólica;
- A biomassa com cogeração;
- A biomassa sem cogeração;
- Os resíduos sólidos urbanos;
- O biogás;
- A fotovoltaica;
- Ondas.

²⁸ Recursos endógenos são as fontes renováveis de energia: a água, o vento, o sol, a biomassa e a geotérmica.

²⁹ As grandes barragens não se incluem no âmbito da produção em regime especial (PRE), pelo que quando aqui faz-se referência à energia hídrica trata-se somente do seu aproveitamento através de pequenas centrais hídricas.

³⁰ Microprodução é a produção de energia elétrica com potência instalada até 5,75 kW para instalações singulares ou 11,04 kW para condomínios que integrem 6 ou mais frações.

³¹ Mini-produção corresponde a produção de energia elétrica com potência instalada até 250 kW.

4.1 Tratamento comercial da Produção em Regime Especial

4.1.1 Em Portugal

Em Portugal, o comercializador de último recurso tem obrigação de comprar toda a energia produzida pela PRE.

Em relação à cogeração, destaca-se ainda a possibilidade destas instalações venderem ao comercializador de último recurso toda a produção, incluindo a que se destina a autoconsumo (Conselho de Reguladores do MIBEL, n.d.).

O preço de venda ao comercializador de último recurso pode ser (Conselho de Reguladores do MIBEL, n.d.):

- O preço que resulta da aplicação do tarifário publicado pelo Governo;
- O preço que resulta das propostas apresentadas aos concursos de atribuição de pontos de interligação para instalações de energia eólica e biomassa. Nestes concursos o desconto sobre o tarifário publicado pelo Governo é um dos fatores ponderados.

Os preços publicados pelo Governo, atualmente em vigor, têm por base uma lógica de custos evitados, procurando quantificar-se os custos evitados em termos de potência (investimento em novas instalações), energia (custos de combustível) e ambiente (valorizando-se as emissões de CO₂ evitadas). Assim, a remuneração dos produtores de PRE'S depende (Conselho de Reguladores do MIBEL, n.d.):

- Do período de entrega da energia elétrica à rede;
- Da forma do diagrama de produção de energia elétrica;
- Da fonte de energia primária utilizada para produção de energia elétrica.

O comercializador de último recurso (SU Eletricidade) adquire toda a produção de energia elétrica e coloca no MIBEL as ofertas de venda, com um preço aproximado de 0 €/MWh, correspondentes à produção prevista, de modo a garantir o seu despacho em mercado e, assim, não contrariar o direito de despacho mandatório ou prioritário de que goza esta fileira energética. Como foi referido anteriormente na subsecção 2.3.1 e nesta mesma secção, o mercado *spot* de energia elétrica baseia-se no princípio dos preços marginais de produção de energia elétrica, ou seja, no preço dos combustíveis. Isto é, considera-se que cada central está a funcionar em pleno, que todos os custos de funcionamento (investimento, operação, manutenção, financiamento, taxas, impostos e combustível) estão pagos e que o custo marginal dessa central é o custo do combustível para produzir 1 MWh adicional, ou seja, o custo marginal

do combustível. Como não se paga nada pela água, pelo vento e pelo sol, que são os “combustíveis” de uma central renovável hídrica, eólica ou solar respetivamente, o seu custo marginal acaba por ser aproximadamente 0 €/MWh.

No que respeita à diferença entre o custo do mercado *spot* e o que se paga nas faturas mensais dos utilizadores domésticos e nos utilizadores industriais, o baixo preço da energia não se nota nas faturas porque, para além da produção também tem que se pagar o transporte, a distribuição, os serviços de sistema, a comercialização e, claro, os impostos e outras medidas de carácter político, que representam mais de 50% da fatura, que irá ser abordado nas subsecções seguintes deste capítulo.

As ofertas de compra que o comercializador de último recurso envia para o MIBEL para abastecer a sua carteira de clientes são realizadas em separado e de forma independente da produção PRE.

4.1.2 Em Espanha

Em julho de 2013, adotou-se como medida de remuneração dos centros electroprodutores renováveis, um pagamento por unidade de potência instalada no qual cobria custos associados ao investimento que não sejam recuperáveis via mercado, e uma retribuição à operação, que cobre a diferença entre os custos unitários de exploração da instalação e o preço de mercado, a fim de poderem concorrer no mercado sob as mesmas condições que os centros electroprodutores convencionais (Conselho de Reguladores do MIBEL, n.d.).

A publicação da Ley 24/2013, de 26 de dezembro, do Setor Elétrico e do Real Decreto 413/2014, de 6 de junho, que regula a atividade de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis, cogeração e resíduos veio a estabelecer a prioridade de despacho das instalações renováveis seguidas da cogeração de alta eficiência, na condição de igualdade de condições económicas no mercado (Conselho de Reguladores do MIBEL, n.d.). Esta lei, também fez acabar a distinção entre o regime especial e o regime ordinário. Contudo, os centros electroprodutores inseridos no regime especial (que utilizem fontes renováveis com uma capacidade instalada inferior a 50 MW) têm prioridade de despacho face aos centros electroprodutores inseridos no regime ordinário. No regime especial a prioridade máxima de despacho é aplicável às unidades de produção renovável não-controlável (energias intermitentes como a eólica e a solar), seguida das unidades de produção renovável controlável e da cogeração de alta eficiência (Conselho de Reguladores do MIBEL, n.d.).

4.2 Metas e regimes de apoio às Energias Renováveis nos países europeus

4.2.1 Metas para as Energias Renováveis

O quadro de 2030 para o clima e para a energia estabelece novos objetivos políticos e metas a nível da UE para alcançar um sistema energético mais competitivo, seguro e sustentável e para atender às necessidades da Europa com o objetivo a longo prazo de uma economia com baixas emissões de CO₂. Para além dos objetivos de redução de gases de efeito estufa e do aumento da eficiência energética, um dos objetivos do novo quadro político é atingir, pelo menos, uma quota de 27% de energia renovável no consumo final de energia na Europa até 2030 (CEER, 2017).

No contexto atual do quadro político, nomeadamente a aplicação da *Renewable Energy Directive (RED)*³², os Estados-Membros da UE já puseram em prática políticas energéticas e climáticas para atingir as suas metas individuais em relação às energias renováveis para 2020 e estão agora a definir novas metas de redução das emissões de gases com efeito de estufa para o cenário de 2030 como demonstrado na *Tabela 4.1* (CEER, 2017).

Tabela 4.1 – Metas nacionais de energias renováveis por país

Country	RED RES target 2020 (% of GFEC*)	National RES target beyond 2020
Austria	34%	Not defined/ adopted yet
Belgium	13%	Not defined/ adopted yet
Bulgaria	16%	Not defined/ adopted yet
Croatia	-	Not defined/ adopted yet
Cyprus	13%	Not defined/ adopted yet
Czech Republic	13%	Not defined/ adopted yet
Denmark	30%	50% of all electricity and heat production from RES in 2035.
Estonia	25%	Not defined/ adopted yet
Finland	38%	According to government's program the target is to raise the share of renewables up to 50% in the 2020s.
France	23%	32% by 2030 in final energy consumption; 40% by 2030 in electricity production Objectives detailed by RES technology in terms of installed capacity by 2018 and 2023
Germany	18%	2025: 40 - 45% (gross electricity consumed); 2035: 55 - 60%. 2050: 80%
Greece	18%	For 2020: % in GFEC, 40% in Gross Electricity Consumption (Law 3851/2010)
Hungary	13%	No national targets beyond 2020 have been defined.
Ireland	16%	No published national targets beyond 2020
Italy	17%	2030: 35-38% RES electricity (defined as gross electricity production by RES on the total gross electricity production).
Latvia	40%	2030: 50% of final energy consumption; This is an indicative and non-binding value.
Lithuania	23%	No defined targets for 2030
Luxembourg	11%	Not defined/ adopted yet
Malta	10%	Malta has commissioned a study to identify RES potential beyond the 2020 targets. Preliminary results of the study show that by 2020 Malta would be close to reaching its maximum technical potential for RES.
Netherlands	14%	2023: 16% 2050: 100%
Norway	67.5%	Not defined/ adopted yet
Poland	15%	Not defined/ adopted yet
Portugal	31%	2030: 40%
Romania	24%	Not defined/ adopted yet
Slovenia	25%	Not defined/ adopted yet
Spain	20%	Not defined/ adopted yet
Sweden	39.8%	2025: +28.4 TWh RES electricity compared to 2012
UK	15%	Not defined/ adopted yet

*Gross final Energy Consumption

Fonte: (CEER, 2017)

³²Directive 2009/28/EC

De acordo com os dados do Eurostat, 11 dos 28 países europeus, já atingiram os seus objetivos nacionais para 2020 no que diz respeito à quota de energia renovável no consumo final de energia. No que diz respeito à meta de 10% da UE para as energias renováveis no consumo de energia no setor dos transportes, 26 países estão atrasados em relação às metas estabelecidas a nível nacional (Council of European Energy Regulators (CEER), 2018).

A revisão da *RED* pede que os países europeus contribuam para uma meta comum europeia de 32% de energia renovável no consumo final de energia até 2030 (Council of European Energy Regulators (CEER), 2018).

4.2.2 Instrumentos de apoio para promover a implantação das Energias Renováveis

Os regimes de apoio às Energias Renováveis (ER) são um mecanismo político fundamental para alcançar os objetivos nacionais e europeus de metas de energias renováveis. Os regimes de apoio às ER têm estado sujeitas a alterações importantes desde a adoção da *EU's Renewable Energy Directive*³³ em 2009. A partir de 2014, os países europeus têm-se adaptado progressivamente aos seus esquemas de apoio para atender às condições gerais de apoio à energia proveniente de fontes renováveis, definida pela Comissão Europeia nas "*Guidelines on State Aid for Environmental Protection and Energy*" (*EEAG*).³⁴ (Council of European Energy Regulators (CEER), 2018).

Para o período em análise (2015-2018), os quatro regimes de apoio às ER em vigor na Europa para promover a produção de energias renováveis são:

- Subsídios ao investimento;
- *Feed-in tariffs (FITs)*;
- *Feed-in premium (FIPs)*;
- *Green Certificates (GCs)*.

Existem, em princípio, duas abordagens principais aos regimes de apoio à produção de ER, quer através da tributação geral ou de impostos não tributários pagos através das contas de energia elétrica por alguns ou todos os consumidores desta forma de energia. A maioria dos países financia os seus esquemas de apoio às ER através de taxas não tributárias (21 de 27). A França estabilizou o seu nível de tributação e financia adicionalmente o aumento do custo do apoio através da tributação dos combustíveis fósseis, onde o financiamento é decidido

³³ 28/2009/EC: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex%3A32009L0028>.

³⁴ 2014/C 200/01: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52014XC0628%2801%29>.

Produção em Regime Especial

anualmente pelo parlamento através de uma lei financeira (CEER, 2017; Council of European Energy Regulators (CEER), 2018).

Nos países com uma taxa não fiscal, existem diversos mecanismos para determinar a taxa: na Áustria, Bélgica, Croácia e Espanha, o governo é quem fixa a taxa não fiscal. Na República Checa, Grécia, Irlanda, Itália e Luxemburgo, é fixada pela NRA; Na Dinamarca (a tarifa PSO é fixada pelos TSO estatais), Estónia e Alemanha (fixada pelos 4 TSO) são fixadas pelos operadores da rede, enquanto na Suécia as taxas são fixadas pelo fornecedor de energia elétrica. No geral, os esquemas de apoio à energia elétrica a partir das ER são financiados das formas acima mencionadas, muitas das vezes existem isenções (parciais ou totais) às contribuições de financiamento, o que pode levar a um aumento da carga financeira para os consumidores não isentos. Em Portugal o apoio é financiado pelos utilizadores finais, que são incorporados nas tarifas de acesso, de acordo com as tarifas da ERSE (CEER, 2017; Council of European Energy Regulators (CEER), 2018).

Na Tabela 4.2 é apresentada uma visão geral dos instrumentos de apoio por tecnologia existentes nos países europeus relativamente ao período temporal 2014-2015.

Tabela 4.2 - Visão geral do regime nacional de apoio às tecnologias de produção de energia renovável 2014-2015

CEER MEMBER	Support scheme	RES TECHNOLOGIES							
		Solar-PV	Solar-CSP	Wind Offshore	Wind Onshore	Bioenergy	Hydropower	Geothermal	Other*
Austria	Feed-in-tariffs	✓			✓	✓	✓	✓	
	Investment grants	✓							
Belgium	Green Certificates	✓		✓	✓	✓	✓		✓
Bulgaria	Feed-in-tariffs	✓							
Croatia	Feed-in-tariffs	✓			✓	✓	✓		
Cyprus	Feed-in-tariffs	✓			✓	✓			
Czech Republic	Feed-in-tariffs	✓			✓	✓	✓		
	Feed-in-Premium	✓			✓	✓	✓		
Denmark	Feed-in-tariffs	✓		✓	✓				
Estonia	Feed-in-tariffs	✓			✓	✓	✓		
Finland	Investment grants**	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
	Feed-in-Premium				✓	✓			
France	Feed-in-tariffs	✓			✓	✓	✓		✓
	Other (call for tender/ PPA)***	✓			✓	✓	✓		
Germany	Feed-in-tariffs	✓		✓	✓	✓	✓	✓	
	Feed-in-Premium	✓		✓	✓	✓	✓	✓	
Greece	Feed-in-tariffs	✓			✓	✓	✓		
Hungary	Feed-in-tariffs	✓	✓****		✓	✓	✓	✓	✓
Ireland	Feed-in-tariffs				✓	✓	✓		✓
Italy	Feed-in-tariffs	✓			✓	✓	✓		
	Green Certificates	✓			✓	✓	✓	✓	
	Feed-in-Premium	✓			✓	✓	✓	✓	
Latvia	Feed-in-tariffs				✓	✓	✓		
Lithuania	Feed-in-tariffs	✓			✓	✓	✓		
Luxemburg	Feed-in-tariffs	✓			✓	✓	✓		
	Investment grants	✓			✓	✓	✓		
Malta	Feed-in-tariffs	✓							
	Investment grants	✓							
Netherlands	Feed-in-Premium	✓		✓	✓	✓	✓	✓	
Norway	Green Certificates				✓		✓		
Poland	Green Certificates	✓			✓	✓	✓	✓	✓
Portugal	Feed-in-tariffs	✓		✓	✓	✓	✓		✓
Romania	Green Certificates	✓			✓	✓	✓		
Slovenia	Feed-in-tariffs	✓			✓	✓	✓		
Spain	Other*****	✓	✓		✓	✓	✓		
Sweden	Green Certificates	✓		✓	✓	✓	✓		
	Investment grants	✓							
UK	Feed-in-tariffs	✓			✓	✓	✓		
	Green Certificates	✓		✓	✓	✓	✓		✓
	Feed-in-Premium (Contract for Difference)	✓	✓		✓	✓	✓		

*e.g. ocean energy, RES CHP, waste.

**Based on case specific evaluations.

*** Calls for tender are used to determine the level of support, which is conceived as FIT up to 2016.

****FIT are set for Solar CSP though no such plants have started operation yet.

*****Investment return + operation return for existing plants, calculated in accordance to a reasonable Internal Rate of Return.

Fonte: (CEER, 2017)

No ano de 2015 o esquema *FITs* (*Feed-in tariffs*) é o regime de apoio às ER mais predominante em toda a Europa (21 de 28 países Membros) e em todas as tecnologias de energias renováveis. Os esquemas *Green Certificates* estão implementados em sete países, embora estejam a ser eliminados na Itália, Polónia e Reino Unido. Os subsídios ao investimento são usados como tipo de apoio na Áustria (para energia hidroelétrica e energia fotovoltaica), Finlândia (em todas as tecnologias), Luxemburgo (em todas as tecnologias), Malta (para a energia fotovoltaica) e na Suécia (para a energia fotovoltaica).

Observa-se que em muitos países, dois ou mais sistemas de apoio coabitam, combinando frequentemente esquemas *FIT* com elementos de apoio mais orientados para o mercado, como os subsídios para os investimentos (Áustria, Malta) ou com certificados verdes (Reino Unido,

Produção em Regime Especial

Itália). A existência de esquemas de apoio em paralelo é comum porque permite garantir a segurança dos investimentos. Em situações como esta, os novos instrumentos de apoio são introduzidos para as novas instalações de produção de energia renovável, enquanto os mais antigos permanecem no local por já comissionados. Além disso, os esquemas *FIT* geralmente permanecem em vigor para pequenas instalações (por exemplo, centrais de ER <30 kW na Croácia, <100 kW na Alemanha ou <500 kW na Itália) e tornam-se obrigatórios para as novas grandes instalações (CEER, 2017).

Em termos de tecnologia, a energia fotovoltaica, eólica *onshore*, energia hidroelétrica e a bioenergia são as energias mais apoiadas, enquanto a energia eólica *offshore* (9 de 28), geotérmica (9 de 28) e energia solar concentrada (4 de 28) são as menos apoiadas.

Em 2016 e em 2017, os países adotaram novos instrumentos de apoio às ER, como demonstrado na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Visão geral do regime nacional de apoio às tecnologias de produção de energia renovável 2016-2017

CEER member	Type of support	Process determined on the level of support or the quota	PV	On-shore wind	Off-shore wind	Bio-energy	Hydro-power	Duration of support (years)
		procedures						
Estonia	Feed-in Tariff	Administrative procedures	✓	✓		✓	✓	12
Finland	Feed-in Tariff	Administrative procedures		✓	✓	✓		12
	Feed-in Premium	Administrative procedures				✓		
	Investment grant	Administrative procedures	✓				✓	
France	Feed-in Tariff	Tendering procedures	✓					10 to 20
	Feed-in Premium	Tendering procedures	✓	✓	✓	✓	✓	
	Feed-in Tariff	Administrative procedures	✓			✓	✓	
	Feed-in Premium	Administrative procedures		✓		✓	✓	
Germany	Feed-in Premium	Tendering procedures	✓	✓	✓	✓		20
	Feed-in Tariff	Administrative procedures	✓	✓		✓	✓	
	Feed-in Premium	Administrative procedures	✓	✓		✓	✓	
Greece	Feed-in Tariff	Tendering procedures	✓	✓				20 to 25
	Feed-in Premium	Tendering procedures	✓	✓				
	Feed-in Tariff	Administrative procedures	✓	✓	✓	✓	✓	

Produção em Regime Especial

CEER member	Type of support	Process determined to the level of support or the quota	PV	On-shore wind	Off-shore wind	Bio-energy	Hydro-power	Duration of support (years)
	Feed-in Premium	Administrative procedure	✓	✓	✓	✓	✓	
Hungary	Feed-in Premium	Tendering procedure	✓	✓		✓	✓	5 to 25
	Feed-in Tariff	Administrative procedure	✓	✓		✓	✓	
	Feed-in Premium	Administrative procedure	✓			✓	✓	
Ireland	Green certificates	Administrative procedure		✓	✓	✓	✓	15
Italy	Feed-in Premium	Tendering procedure		✓	✓	✓	✓	15 to 25
	Feed-in Tariff	Administrative procedure	✓	✓	✓	✓	✓	
	Feed-in Premium	Administrative procedure	✓	✓	✓	✓	✓	
Latvia	Feed-in Tariff	Administrative procedure	✓	✓	✓	✓	✓	20
Lithuania	Feed-in Tariff	Tendering procedure	✓	✓		✓	✓	12
Luxembourg	Feed-in Premium	Tendering procedure	✓					15
	Feed-in Tariff	Administrative procedure	✓	✓		✓	✓	
	Feed-in Premium	Administrative procedure		✓		✓	✓	
Malta	Feed-in Premium	Tendering procedure	✓	✓				6 to 20
	Feed-in Tariff	Administrative	✓					

Organização do Setor Elétrico em Portugal, o MIBEL e Construção dos Preços da Energia Elétrica no Mercado Primário

CEER member	Type of support	Process determined on the level of support or the quota	PV	On-shore wind	Off-shore wind	Bio-energy	Hydro-power	Duration of support (years)
		procedure s						
Netherlands	Feed-in Premium	Tendering procedure s	✓	✓	✓	✓	✓	8 to 15
Norway	Green certificates	Administrative procedure s	✓	✓	✓	✓	✓	15
Poland	Feed-in Premium	Tendering procedure s	✓	✓	✓	✓	✓	15
Portugal	Feed-in Tariff	Administrative procedure s	✓	✓	✓	✓	✓	15 to 25
Romania	Green certificates	Administrative procedure s	✓	✓		✓	✓	15
Spain	Investment grant	Tendering procedure s	✓	✓		✓	✓	20 to 30
Sweden	Green certificates	Administrative procedure s	✓	✓	✓	✓	✓	15
	Investment grant	Administrative procedure s	✓					
UK	Feed-in Tariff	Administrative procedure s	✓	✓		✓	✓	10 to 20
	Feed-in Premium (contract for difference s)	Tendering procedure s	✓	✓	✓	✓	✓	
	Green certificates	Administrative procedure s	✓	✓	✓	✓	✓	

Fonte: (CEER, 2017)

No período 2016-2017 os esquemas *FIP* (16 dos 27 países) complementaram cada vez mais os esquemas *FIT* como suporte em todas as tecnologias na Europa, em comparação com os seis países que introduziram *FIPs* para o período de 2014-2015 da tabela anterior. Em 2016-2017 os esquemas *FITS* reduziram de 21 países para 17, em comparação com 2014-2015.

Os esquemas *GC* estão implementados em seis países (Bélgica, Irlanda, Noruega, Roménia, Suécia e Reino Unido), embora estejam a ser eliminados no Reino Unido. Os subsídios ao investimento estão em vigor na Áustria (para energia fotovoltaica e hidroelétrica), Chipre (para a energia fotovoltaica), Finlândia (para energia fotovoltaica e hidroelétrica), Espanha (para todas as ER) e Suécia (para energia fotovoltaica). Observa-se ainda que em 15 dos 27 países continuam a coexistir dois ou mais sistemas de apoio, geralmente combinando esquemas *FIT* e *FIP*. Além disso, os esquemas *FIT* e os subsídios para os investimentos estabelecidos por meio

de procedimentos administrativos continuam a permanecer em vigor para as pequenas instalações (por exemplo, centrais de ER <30 kW na Croácia, <100 kW na Alemanha ou <500 kW na França), enquanto que os esquemas *FIP* estabelecidos por procedimentos competitivos continuam obrigatórios para as novas grandes instalações.

Em termos de tipo de tecnologia, a energia fotovoltaica, a energia eólica *onshore*, a bioenergia e a energia hidroelétrica são as ER mais amplamente apoiadas. O apoio às outras energias renováveis, como a energia eólica *offshore*, é limitado nos países litorais.

Quanto à duração do apoio, quase metade dos países concede apoio de 8 a 15 anos (12 em 27), enquanto na Bélgica, Bulgária, França, Alemanha, Malta e Reino Unido têm apoio entre os 6 e 20 anos. Apenas em alguns países é concedido o apoio por mais de 20 anos (República Checa, Grécia, Hungria, Itália, Portugal, Espanha). O período mais curto de suporte é de 5 anos (Hungria). Portanto, as durações dos apoios variam entre esquemas e tecnologias.

Os países modificam os seus esquemas de apoio às energias renováveis com o objetivo de alcançar a implantação de energias renováveis da maneira mais económica possível.

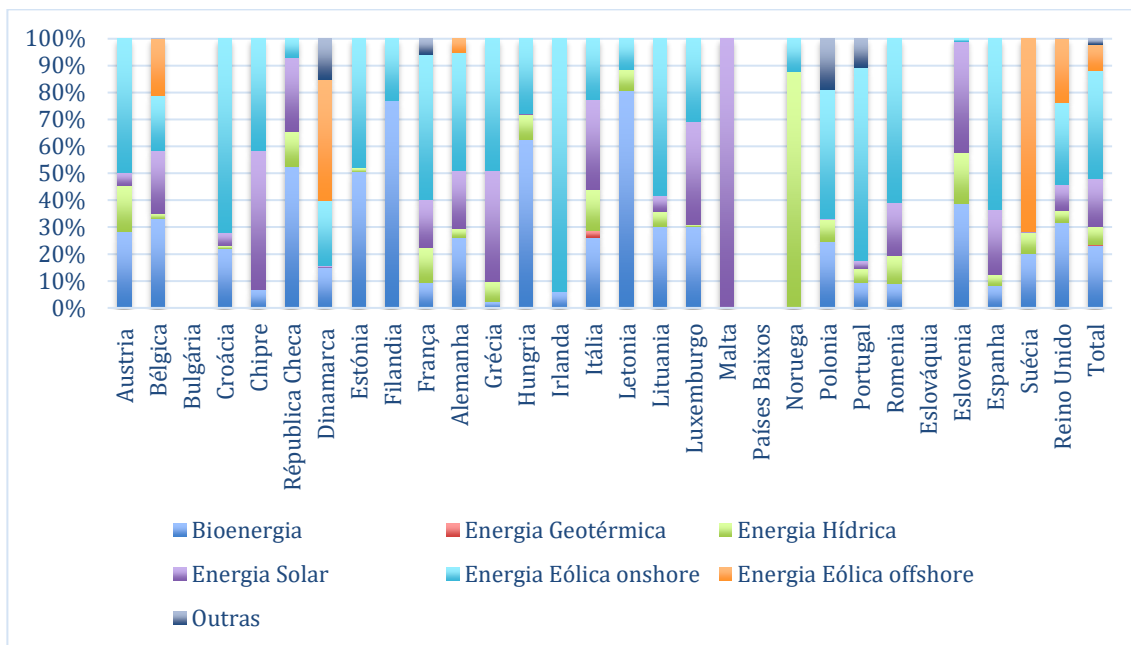
As políticas de ER, incluindo o suporte às energias renováveis, podem afetar os consumidores de várias maneiras, principalmente por via de impactos gerais no sistema elétrico (desenvolvimento da rede, integração no mercado, etc.). Na maioria dos casos, os custos para alcançar os objetivos acordados são suportados pelos consumidores finais, por exemplo, se o suporte às ER for adicionado diretamente às contas de energia elétrica. Portanto, também é do interesse dos consumidores obter a implantação de ER da maneira mais económica possível. Os encargos das ER em 2015, 2016 e 2017 foram de 13%, 13% e 14%, respetivamente, nas faturas de energia elétrica domésticas (CEER, 2017).

4.2.3 Volumes de energia renovável que recebem apoio financeiro

Nas Figuras 4.1, 4.2 e 4.3 estão demonstrados os gráficos com base nos dados da CEER, os volumes de energia renovável em [%] que receberam apoio em 2015, 2016 e 2017 respetivamente, por país e por tipo de tecnologia. Nestes gráficos e nos subsequentes, a bioenergia é uma categoria *cluster* em que está incluído a biomassa, o biogás e os biolíquidos³⁵. Nos gráficos, os dados relativamente à Irlanda, são baseados em estimativas, ou seja, previsões e não incluem a produção dos esquemas *Alternative Energy Requirement (AER)*.

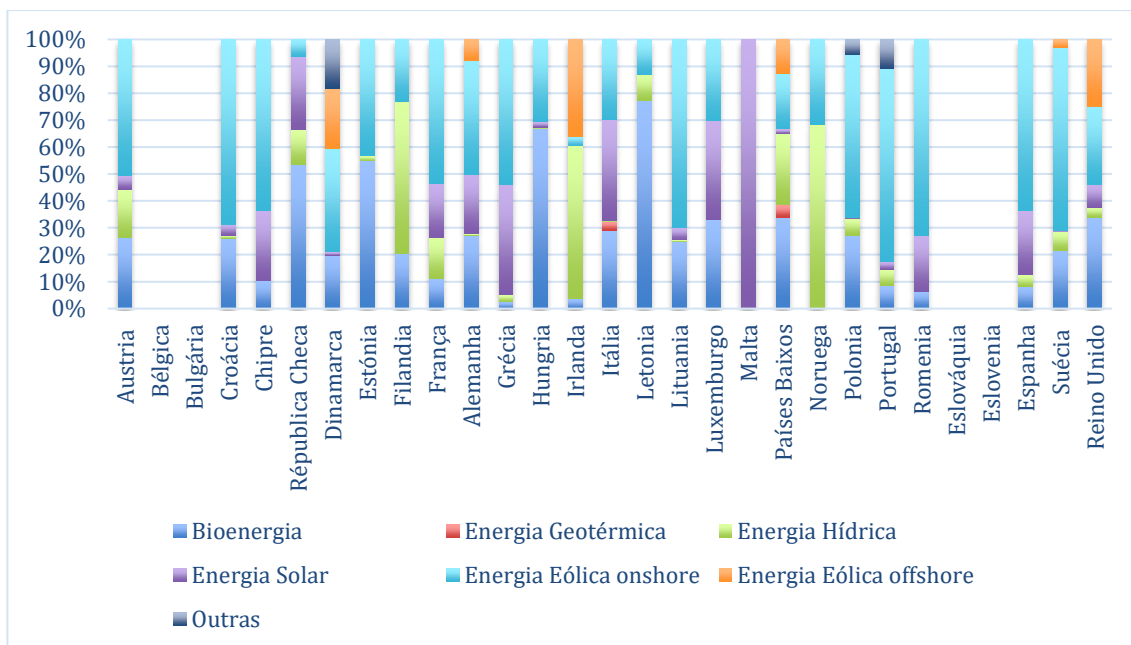
³⁵ Criou-se a categoria bioenergia para se poder fazer a comparabilidade entre os países, porque a bioamassa e o biogás são definidos de maneira diferente. Somente na Bélgica, Itália e no Reino Unido a bioenergia inclui apenas os biolíquidos para a produção de energia renovável, não utilizando a biomassa ou biogás.

Figura 4.1 - Gráfico do volume de energia renovável que recebeu apoio em 2015 por tecnologia



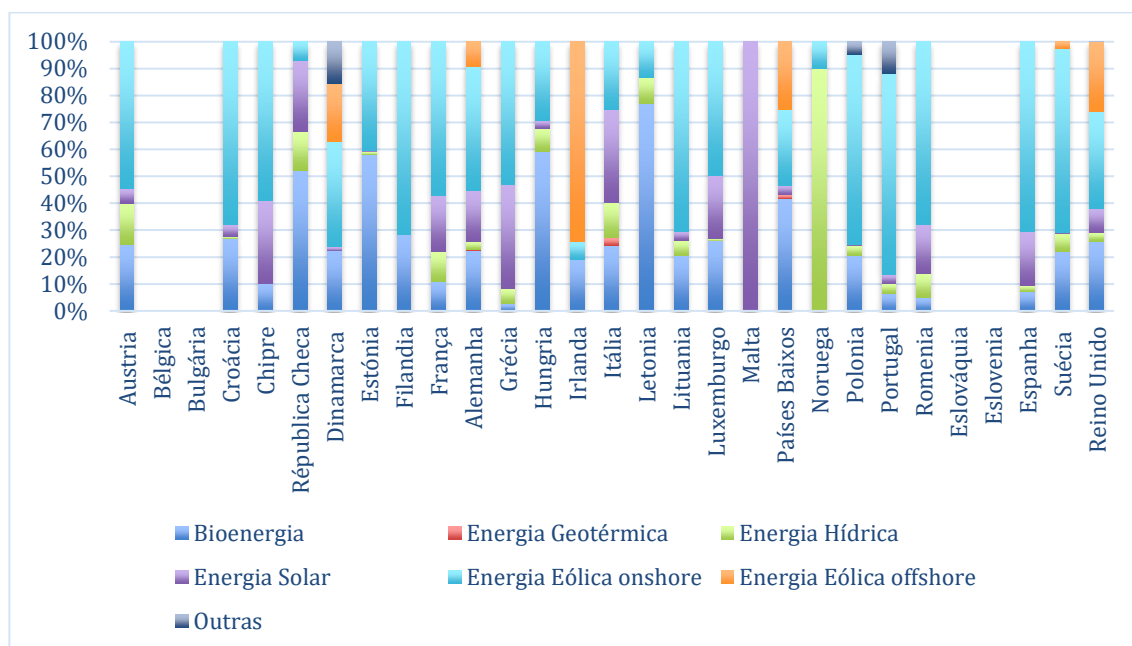
Fonte: Elaboração própria

Figura 4.2 - Gráfico do volume de energia renovável que recebeu apoio em 2016 por tecnologia



Fonte: Elaboração própria

Figura 4.3 - Gráfico do volume de energia renovável que recebeu apoio em 2017 por tecnologia



Fonte: Elaboração própria

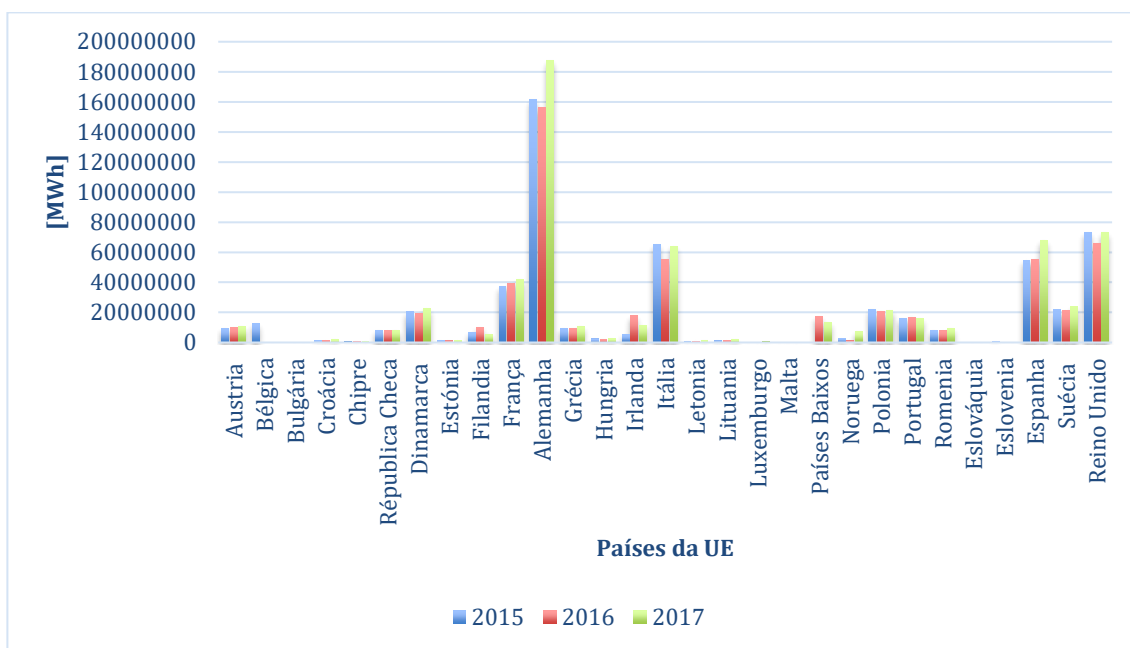
Nos gráficos anteriores, estão representados alguns países que não têm valores dos volumes que receberam apoio. Isto deve-se ao facto de esses mesmos países não terem facultado os seus respetivos dados à CEER.

As tecnologias que tiveram um maior apoio nestes três anos foram, a bioenergia, a energia eólica *onshore* e a energia solar. Tem-se visto os volumes de apoio à energia eólica *onshore* a aumentar progressivamente, do que se conclui que é uma tecnologia onde se tem investido. No que diz respeito à bioenergia e à solar, estas têm mantido os seus volumes de apoio por serem tecnologias estagnadas.

Os volumes por tipo de tecnologia apoiados em Portugal e Espanha são semelhantes, à exceção que Espanha tem um maior volume de energia solar apoiada, comparativamente a Portugal.

Na Figura 4.4, com base nos dados da CEER, são apresentados os volumes totais de energia renovável por país, que receberam apoio no período temporal (2015-2017).

Figura 4.4 – Gráfico do total de volume de energia renovável que recebeu apoio de 2015 a 2017



Fonte: Elaboração própria

Embora cada vez mais as instalações mais antigas vejam os seus apoios a terminar e algumas instalações mais recentes não recebam qualquer tipo de apoio, o total de energia renovável a receber apoio aumentou de 542 TWh em 2015 para 603 TWh em 2017.

A Alemanha teve o maior aumento global com 26 TWh de 2015 a 2017. O segundo maior aumento deu-se em Espanha com um aumento de 12 TWh. O Chipre, a Finlândia, a Hungria, a Polónia e o Reino Unido, foram os países que reportaram números decrescentes em relação ao volume de energia renovável apoiada.

4.2.4 Custos de suporte às energias renováveis

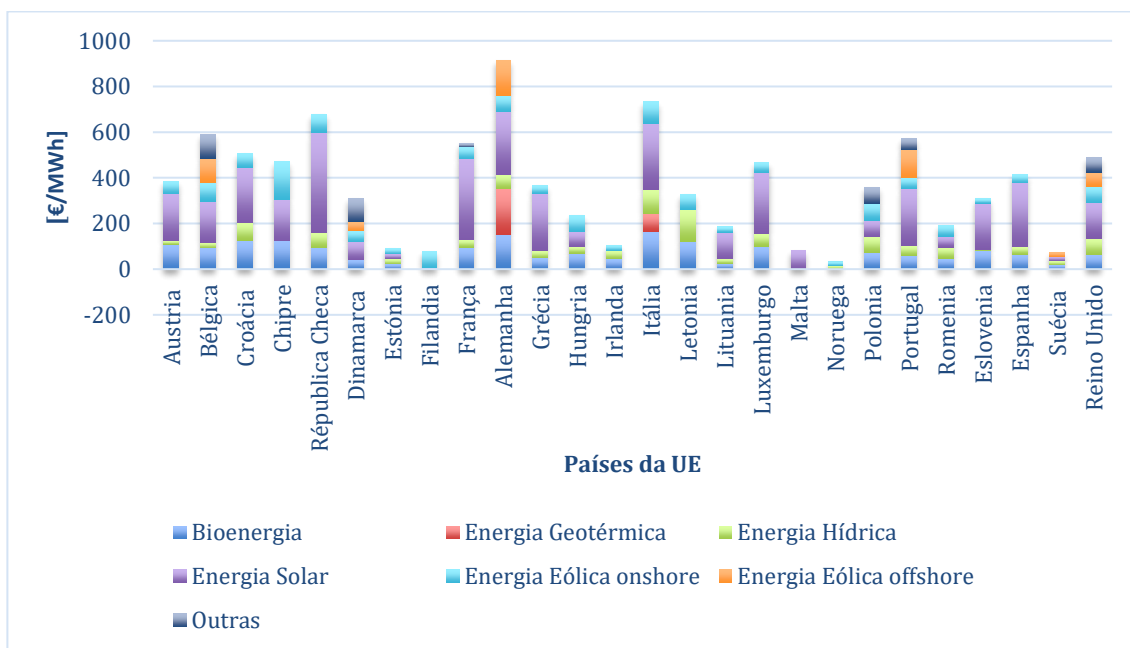
Com base nos dados da CEER, as Figuras 4.5, 4.6 e 4.7 apresentam os níveis globais do suporte unitário (custo por MWh de energia elétrica suportada) e os níveis de suporte unitário recebidos pelos diferentes tipos de tecnologias. Quando existem regimes de apoio diferentes para a mesma tecnologia no mesmo país e estão disponíveis dados separados de custos, é calculado um incentivo médio ponderado, utilizando a energia apoiada por cada instrumento como ponderação.

No caso dos subsídios ao investimento na Áustria, Malta ou Suécia, o efeito do subsídio foi calculado sobre o volume de energia elétrica que seria gerado pela instalação ao longo do

Produção em Regime Especial

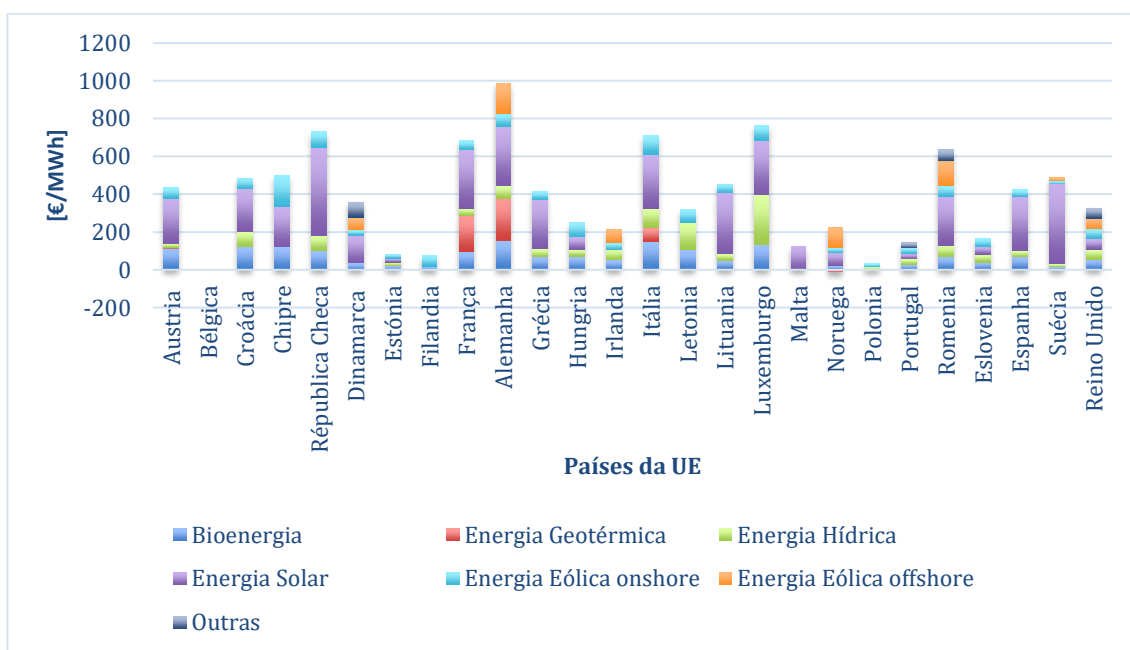
período de vida útil do subsídio. Para os outros países, que também usam os subsídios ao investimento para apoiar as ER (por exemplo, a Finlândia), não foi possível repartir os custos pelos MWh dessa forma e, por consequência, o efeito dos subsídios ao investimento nestes países não está apresentado nestes gráficos. No caso de sistemas de apoio com *FIT*, o nível do subsídio foi calculado subtraindo o preço médio da energia elétrica pelo grosso da tarifa paga.

Figura 4.5 – Gráfico dos valores médios ponderados de suporte em 2015 por tecnologia



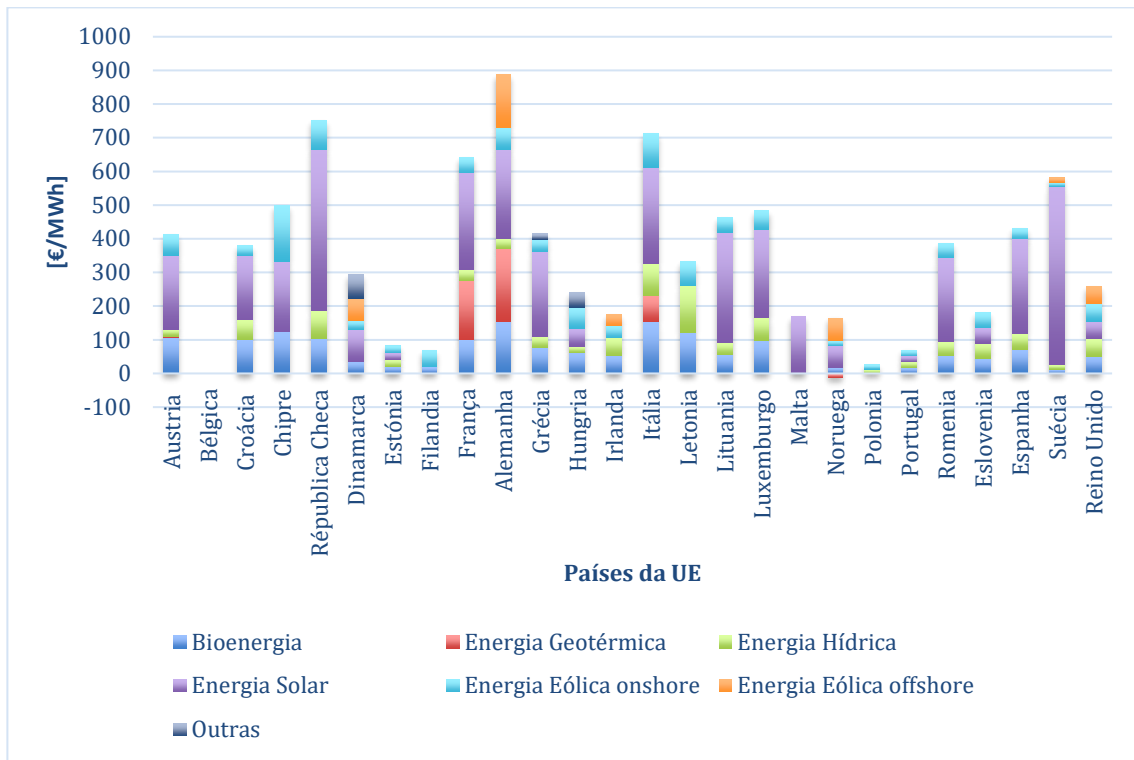
Fonte: Elaboração própria

Figura 4.6 – Gráfico dos valores médios ponderados de suporte em 2016 por tecnologia



Fonte: Elaboração própria

Figura 4.7 – Gráfico dos valores médios ponderados de suporte em 2017 por tecnologia

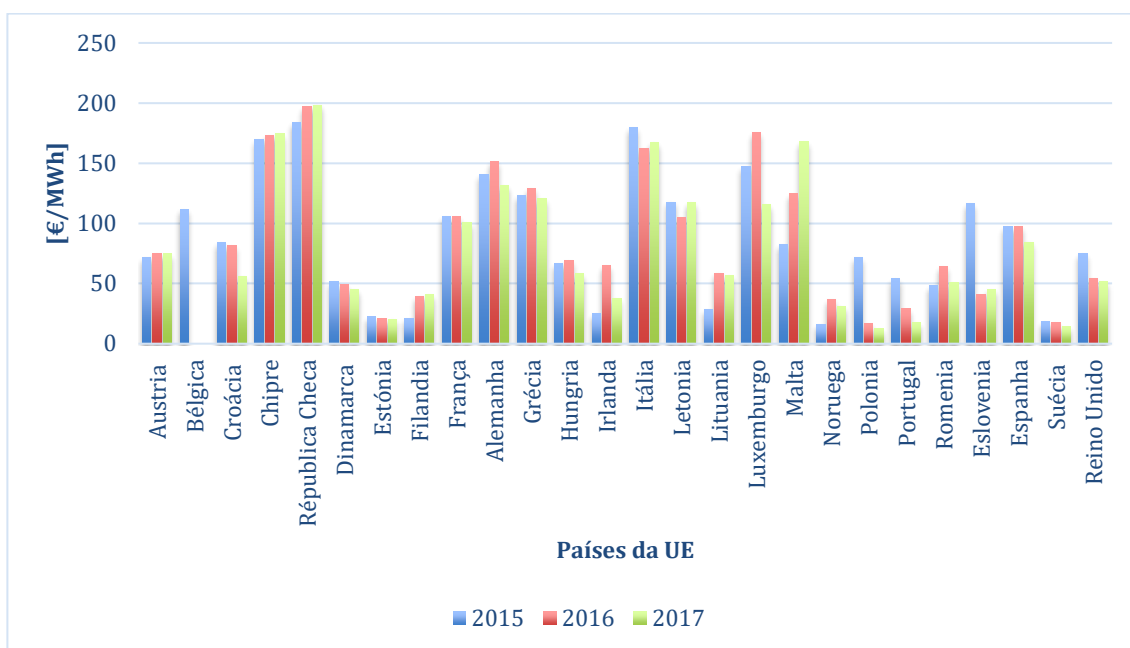


Fonte: Elaboração própria

Como se pode observar nos gráficos, os níveis de suporte variam amplamente entre os países e entre as diferentes tecnologias. As diferenças nos custos unitários podem normalmente ser explicadas pelo tipo de regime de apoio em vigor, pelo tipo de tecnologia de FER predominantemente apoiada, bem como pela quota das instalações de FER de "geração mais antiga" em relação às mais recentes.

Na Figura 4.8, com base nos dados da CEER está representado um gráfico com a visão global do preço médio ponderado de apoio às ER.

Figura 4.8 – Gráfico do total dos valores médios ponderados de 2015 a 2017



Fonte: Elaboração própria

O apoio médio ponderado desceu ligeiramente de 110,43 €/MWh em 2015 para 96,29 €/MWh em 2017.

Os níveis de apoio não diminuíram em todos os países e em todas as tecnologias, mas na maioria dos países os níveis de apoio financeiro para as novas capacidades renováveis têm sido inferiores aos já apoiados ou as antigas instalações foram substituídas por outras novas.

Capítulo 5

Apresentação e Análise dos Dados do Caso de Estudo

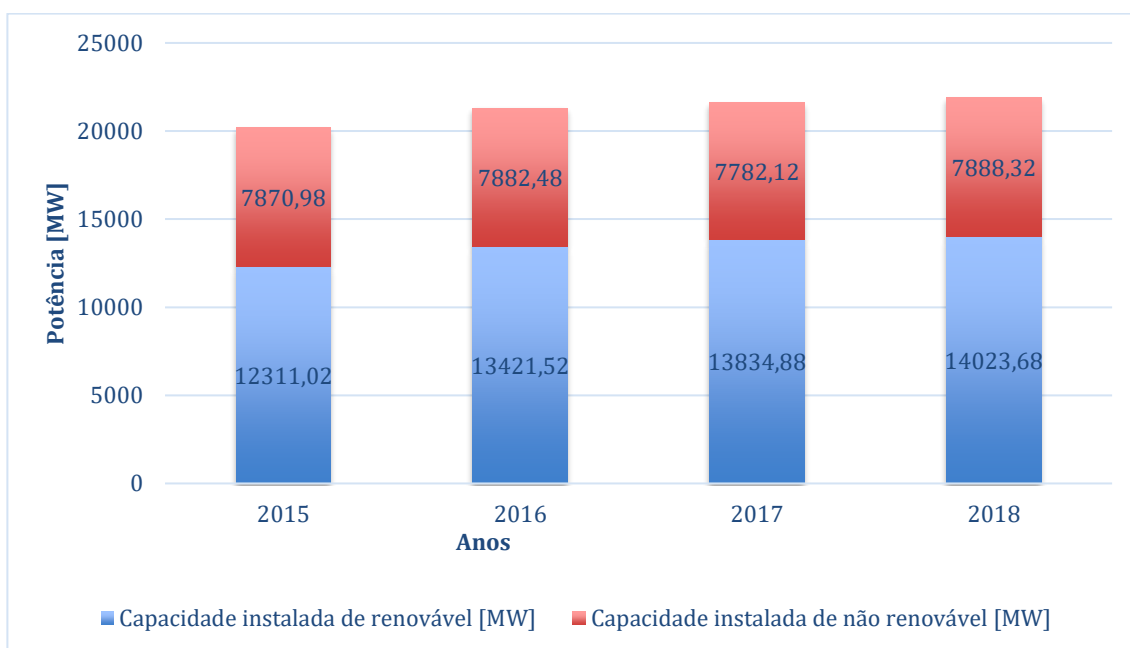
5.1 Evolução da potência instalada (capacidade) em Portugal

Em Portugal tem existido um aumento progressivo da potência instalada em todas as tecnologias da PRE, o que tem contribuído para dar resposta ao crescimento do consumo de energia elétrica.

No período em análise (2015-2018), em Portugal, a capacidade total de FER (Fonte de Energia Renovável) instalada para produção renovável de energia, apresentada na Figura 4.1, aumentou cerca de 14% devido aos investimentos em novos centros electroprodutores renováveis.

Em 2018, a capacidade instalada em Portugal de centros produtores de energia renovável alcançou os 14023,68 MW, o que representa mais 1712,66 MW face a 2015.

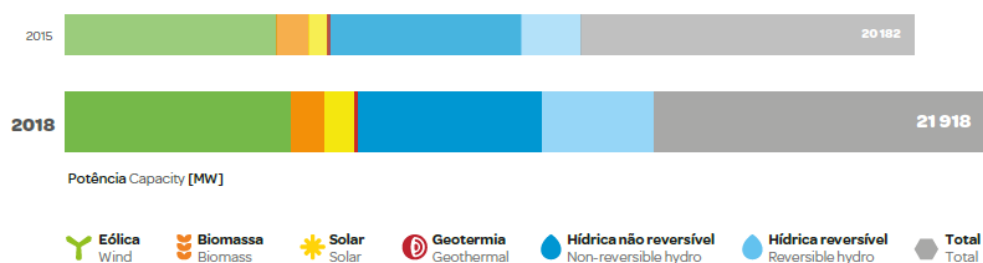
Figura 5.1 – Gráfico da evolução da capacidade instalada em Portugal



Fonte: Elaboração própria (Deloitte, 2019)

As contribuições para o crescimento da capacidade instalada de energia renovável surgem de diferentes tecnologias (hídrica, eólica, bioenergia, solar e geotérmica), mas com forte destaque na hídrica, como demonstrado na Figura 5.2. Em relação à eólica, a evolução da capacidade sofreu uma estagnação no período em análise, e a solar ainda que tenha crescido, mantém-se ainda muito reduzida tendo em conta as boas condições climáticas que Portugal tem. Mesmo com o crescimento generalizado das FER em Portugal, as fontes hídrica e eólica mantiveram-se como as principais fontes do *mix* de potência em 2018.

Figura 5.2 - Capacidade instalada por tecnologia

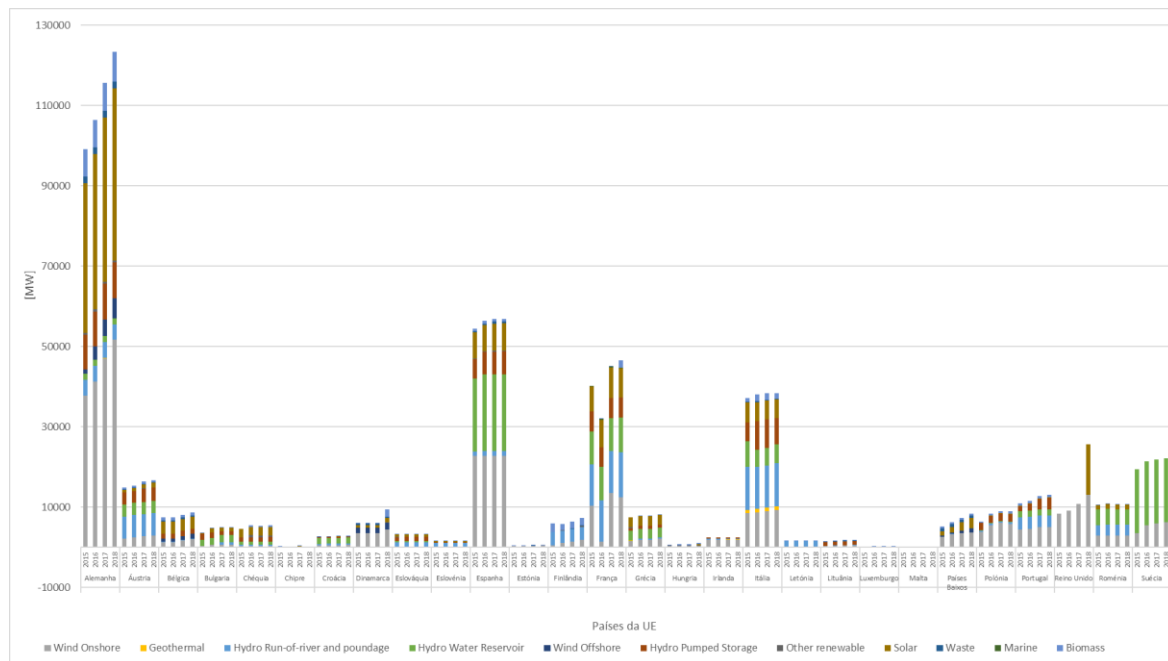


Fonte: (Deloitte, 2019)

5.2 Evolução da potência instalada (capacidade) nos países europeus

Na Figura 5.3 é apresentada a evolução temporal (2015-2018) das capacidades por tecnologias nos países europeus, baseada nos dados da Entso-e.

Figura 5.3 – Gráfico da evolução da capacidade instalada nos países europeus no período 2015-2018



Fonte: Elaboração própria

Na EU, as capacidades das centrais hídricas não evoluíram significativamente, ao contrário das capacidades das centrais eólicas, visto que estas tem aumentado gradualmente ao longo destes quatro anos.

As tecnologias em que mais se investe em todos os países é a biomassa, a eólica *onshore* e a hídrica com reservatórios para armazenamento de energia.

É notório que a Alemanha é o país que investe mais nas tecnologias renováveis, seguida da Espanha, França e Itália. A Alemanha, ao longo destes 4 anos, investiu gradualmente nas tecnologias de eólica *onshore* e *offshore*, deixando as outras tecnologias estáveis. A Itália apostou fortemente no aumento da capacidade de energia hidroelétrica com bombagem, enquanto que a França e a Espanha mantiveram os seus investimentos em todas as tecnologias de produção de energia.

Os países que menos investiram nas capacidades foram Chipre, Estónia, Hungria, Luxemburgo e Malta.

5.3 Metodologia e Análise de Dados

Neste subcapítulo é apresentado o estudo do impacto que a produção em regime especial tem na formação dos preços no mercado intradiário de Portugal e nos outros mercados Europeus. Para a análise do impacto que a produção renovável de energia tem na formação dos preços no mercado intradiário de Portugal, foram analisados os dados históricos de quantidade de energia vendida no mercado intradiário, a quantidade de energia em regime especial produzida e os preços a que a energia foi vendida nesse mesmo mercado. Estes dados históricos são referentes ao horizonte temporal de 2015-2018. Todos estes dados foram recolhidos no site da REN (REN, n.d.).

Para a análise comparativa entre o MIBEL e os outros mercados europeus, foram utilizados os dados dos preços a que a energia foi vendida em cada mercado e em cada país, os seus consumos e as suas produções de energias renováveis.

O expectável é que com o aumento de produção de energia em regime especial, os preços de venda de energia no mercado grossista deveriam diminuir, mas será que isto acontece?

Também é expectável que o país com maior produção de energia renovável, seja o país com os preços no mercado grossista inferiores aos dos outros mercados, mas será que os preços são afetados maioritariamente pela produção de energias renováveis?

5.3.1 Análise dos dados relativamente a Portugal

5.3.1.1 Consumo e produção em regime especial

Em 2015, o consumo de energia elétrica abastecido a partir da rede pública totalizou cerca de 45,18 TWh. Em média, o consumo deste ano rondou os 3765,18 GWh por mês.

O consumo no primeiro semestre do ano foi ligeiramente mais elevado que o consumo no segundo semestre, tendo o primeiro semestre um consumo de 23102,6 GWh e o segundo semestre um consumo de 22079,6 GWh.

Na Tabela 5.1 é apresentado um resumo dos valores do consumo nacional relativamente a 2015.

Tabela 5.1 - Resumo dos dados do consumo relativamente a 2015

		Energia [GWh]	Data
Máximo	Anual	4385,9	janeiro
	Mensal	167,8	21 de janeiro
Mínimo	Anual	3465,7	abril
	Mensal	98	4 abril
Total	Anual	$4,518 \times 10^4$	-

Fonte: Elaboração própria

Em 2015 as centrais renováveis produziram cerca de 19 TWh de energia em regime especial, onde satisfizeram 42,08% do consumo nacional.

No primeiro semestre de 2015, produziu-se 10043,4 GWh de energia em regime especial e no segundo semestre, produziu-se 8967,9 GWh, do que se conclui que no segundo semestre do ano, deu-se uma quebra de produção de energia em regime especial.

Na Tabela 5.2 é apresentado um resumo dos valores da PRE nacional relativamente a 2015.

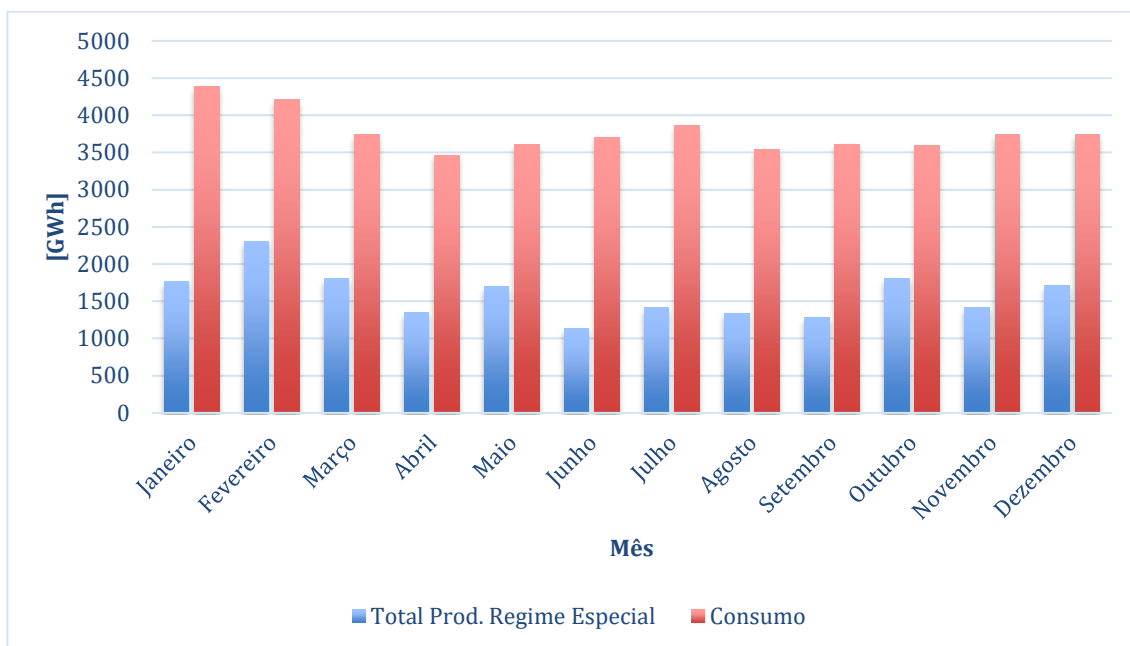
Tabela 5.2 - Resumo dos dados da PRE relativamente a 2015

		Energia [GWh]	Data
Máximo	Anual	2303,16	fevereiro
	Mensal	123,8	31 de janeiro
Mínimo	Anual	1131,5	Junho
	Mensal	28,10	26 setembro
Total	Anual	$1,9 \times 10^4$	-

Fonte: Elaboração própria

Para uma melhor visão do consumo e da PRE ao longo do ano 2015, construiu-se o gráfico representado na Figura 5.4.

Figura 5.4 – Gráfico da PRE e do consumo relativamente a 2015



Fonte: Elaboração própria

Em 2015, a produção de energia em regime especial ficou muito aquém na satisfação do consumo nacional, em especial nos meses de verão. Contudo, no mês de fevereiro, a produção em regime especial satisfaz cerca de 50% do consumo nacional.

O consumo de energia elétrica abastecido a partir da rede pública em 2016, totalizou cerca de 49,29 TWh, mais 9% face a 2015. Em média, o consumo deste ano rondou os 4107,15 GWh por mês.

O consumo total não variou muito do primeiro semestre para o segundo semestre, totalizando um consumo de 24683,5 GWh no primeiro semestre e um consumo de 24602,4 GWh no segundo semestre.

O máximo de consumo ocorreu no mês de janeiro, tal como aconteceu no ano anterior, totalizando um consumo de 4413 GWh, mais 27,1 GWh face ao ano anterior. A ponta máxima de consumo foi de 160,1 GWh, menos 7,7 GWh face à ponta máxima de consumo no ano de 2015.

Na Tabela 5.3 é apresentado um resumo dos valores do consumo nacional relativamente a 2016.

Tabela 5.3 - Resumo dos dados do consumo relativamente a 2016

		Energia [GWh]	Data
Máximo	Anual	4413	janeiro
	Mensal	160,1	17 de fevereiro
Mínimo	Anual	3858,8	junho
	Mensal	105,2	1 maio
Total	Anual	$4,929 \times 10^4$	-

Fonte: Elaboração própria

Em 2016, as centrais renováveis produziram cerca de 21,53 TWh em regime especial, mais 2,53 TWh face ao ano anterior, onde satisfizeram 43,69% do consumo nacional.

Na Tabela 5.4 é apresentado um resumo dos valores da PRE relativamente a 2016.

Tabela 5.4 - Resumo dos dados da PRE relativamente a 2016

		Energia [GWh]	Data
Máximo	Anual	2326,5	fevereiro
	Mensal	122,2	12 de fevereiro
Mínimo	Anual	1353,4	setembro
	Mensal	27,2	31 de dezembro
Total	Anual	$2,153 \times 10^4$	-

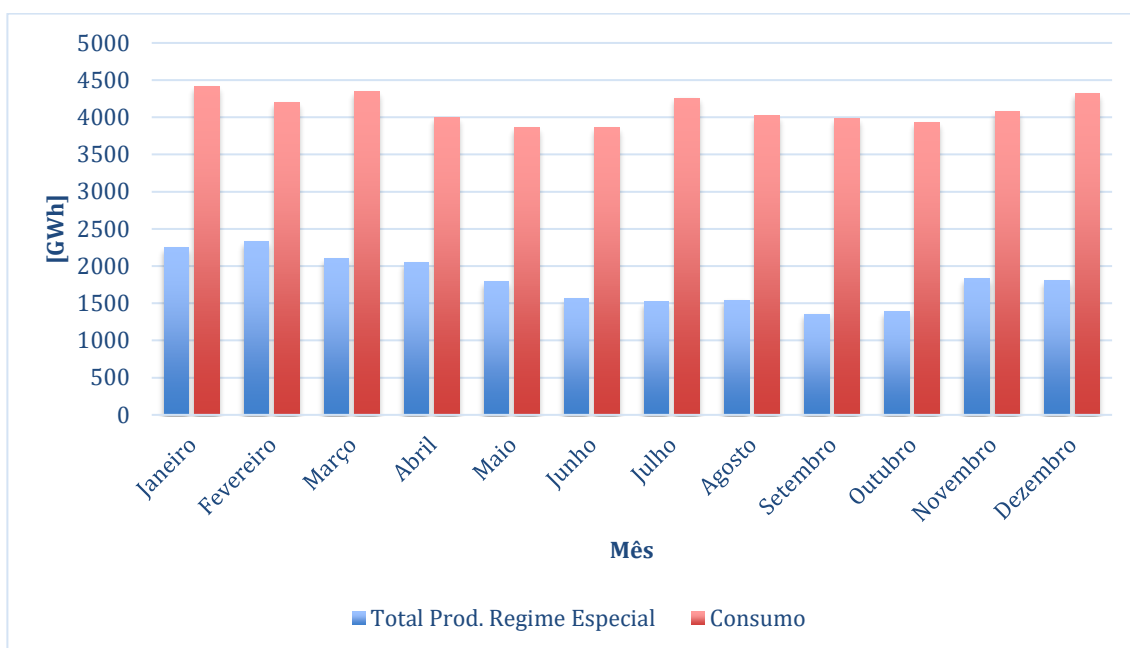
Fonte: Elaboração própria

Na Figura 5.5 está ilustrado o gráfico da PRE e do consumo ao longo do ano de 2016.

Em 2016, também o mês de fevereiro foi o mês em que houve a maior PRE, tendo sido produzido este ano mais 23,4 GWh face à máxima PRE em 2015.

Setembro foi o mês em que se produziu menos energia em regime especial, tendo produzido apenas 1353,4 GWh. Isto deve-se ao facto de também ter sido o mês em que houve uma menor contribuição da energia eólica ao longo do ano.

Figura 5.5 – Gráfico da PRE e do consumo relativamente a 2016



Fonte: Elaboração própria

Na Figura 5.5 observa-se que houve dois meses (janeiro e fevereiro) em que a PRE satisfaz aproximadamente 50% do consumo nacional.

Em 2017, o consumo de energia elétrica abastecido a partir da rede pública totalizou cerca de 49,6 TWh, com um crescimento diminuto de 0,67% face ao ano anterior. Em média, o consumo deste ano rondou os 4134,5 GWh.

No primeiro semestre registou-se um consumo de 24739,3 GWh e no segundo semestre registou-se um consumo de 24874,7 GW.

O mês de janeiro, para além de ter sido o mês em que houve maior PRE, foi o mês em que, no dia 19, ocorreu a ponta máxima de consumo com 169 GWh, mais 8,9 GWh em relação à ponta máxima de consumo em 2016. Em contrapartida, o mês de abril, para além de ter sido o mês em que se registou o menor consumo, também foi o mês em que se registou a ponta mínima de consumo, no dia 16, com 97,4 GWh.

Na Tabela 5.5 é apresentado um resumo dos valores do consumo nacional relativamente a 2017.

Tabela 5.5 - Resumo dos dados do consumo relativamente a 2017

		Energia [GWh]	Data
Máximo	Anual	4722,5	janeiro
	Mensal	169	19 janeiro
Mínimo	Anual	3717,4	abril
	Mensal	97,4	16 abril
Total	Anual	$4,96 \times 10^4$	-

Fonte: Elaboração própria

As centrais renováveis geraram 20,72 TWh em 2017, menos 809,2 GWh face ao ano anterior, e abasteceram 41,77% do consumo.

No primeiro semestre houve uma maior produção de energia em regime especial, tal como sucedeu no ano anterior, tendo sido produzido 10882,6 GWh. No segundo semestre produziu-se apenas 9839,2 GWh.

Também, tal como aconteceu no ano anterior, fevereiro foi o mês em que se registou a maior produção em regime especial, tendo sido produzido 2124,3 GWh de energia, menos 202,2 GWh de energia que no ano anterior. A ponta máxima de produção de energia ocorreu no dia 2 de janeiro, com 120,1 GWh, menos 2,2 GWh face ao ano anterior.

Na Tabela 5.6 é apresentado um resumo dos valores da PRE relativamente a 2017.

Tabela 5.6 - Resumo dos dados da PRE relativamente a 2017

		Energia [GWh]	Data
Máximo	Anual	2124,3	fevereiro
	Mensal	120,1	2 de janeiro
Mínimo	Anual	1422,7	outubro
	Mensal	25,4	13 outubro
Total	Anual	$2,072 \times 10^4$	-

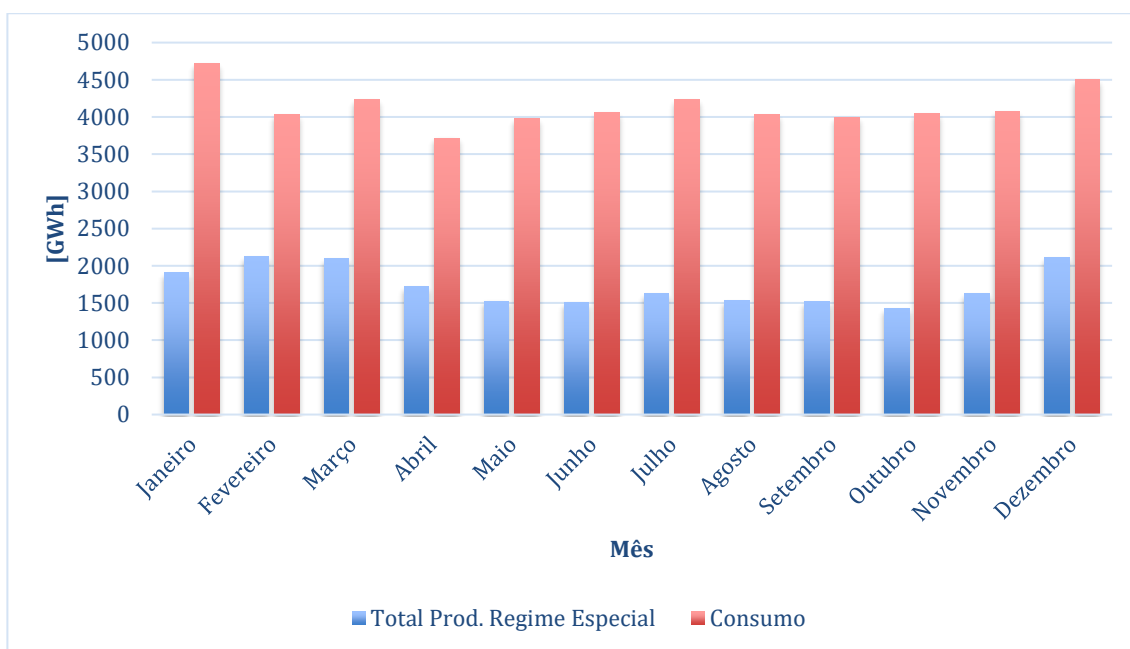
Fonte: Elaboração própria

Apresentação e Discussão dos Resultados

Na Figura 5.6, é apresentada a evolução temporal da PRE relativamente ao ano 2017, de onde se retira que os meses com maior produção em regime especial, que se seguiram ao mês de fevereiro, foram o mês de janeiro com 2251,6 GWh e o mês março com 2099,9 GWh. Estes meses também foram os meses em que houve uma maior contribuição de energia eólica.

Os meses em que houve menos produção de energia eólica, e conseqüentemente uma menor PRE, foram os meses de junho com 1503,6 GWh, setembro com 1523,7 GWh e outubro com 1422,7 GWh.

Figura 5.6 – Gráfico da PRE e do consumo em Portugal relativamente a 2017



Fonte: Elaboração própria

Em 2018, o consumo de energia elétrica abastecido a partir da rede pública totalizou cerca de 50,92 TWh, com um crescimento de 2,63% face ao ano anterior. Em média, o consumo deste ano rondou os 4243,44 GWh.

O consumo foi um pouco mais elevado no primeiro semestre com 25646,3 GWh em relação ao segundo semestre com um consumo de 25275 GWh.

O mês de janeiro, para além de ter sido o mês em que se consumiu mais energia, foi o mês onde se deu a ponta máxima de consumo, no dia 9, com 169,6 GWh, mais 0,6 GWh em relação à ponta máxima de consumo em 2017.

Na Tabela 5.7 é apresentado um resumo dos valores do consumo nacional relativamente a 2018.

Tabela 5.7 - Resumo dos dados do consumo relativamente a 2018

		Energia [GWh]	Data
Máximo	Anual	4691,6	janeiro
	Mensal	169,6	9 janeiro
Mínimo	Anual	3970,9	junho
	Mensal	108,6	14 outubro
Total	Anual	$5,092 \times 10^4$	-

Fonte: Elaboração própria

Em 2018 as centrais renováveis produziram mais 4,42% de energia em regime especial face ao ano anterior, produzindo no total 21,64 TWh, o que satisfaz 42,49% do consumo nacional.

No primeiro semestre houve uma maior produção de energia em regime especial, tal como sucedeu no ano anterior, tendo sido produzido 11818,7 GWh de PRE. No segundo semestre produziu-se apenas 9818,4 GWh.

A ponta máxima de PRE, e a ponta máxima de energia eólica produzida, deu-se no dia 11 de março, tendo-se produzido 127,6 GWh de PRE, mais 7,5 GWh face à ponta máxima do ano anterior e tendo a energia eólica contribuído com 101,1 GWh

Na Tabela 5.6 é apresentado um resumo dos valores da PRE relativamente a 2018.

Tabela 5.8 - Resumo dos dados da PRE relativamente a 2018

		Energia [GWh]	Data
Máximo	Anual	2877,4	março
	Mensal	127,6	11 de março
Mínimo	Anual	1112,5	setembro
	Mensal	24	24 outubro
Total	Anual	$2,164 \times 10^4$	-

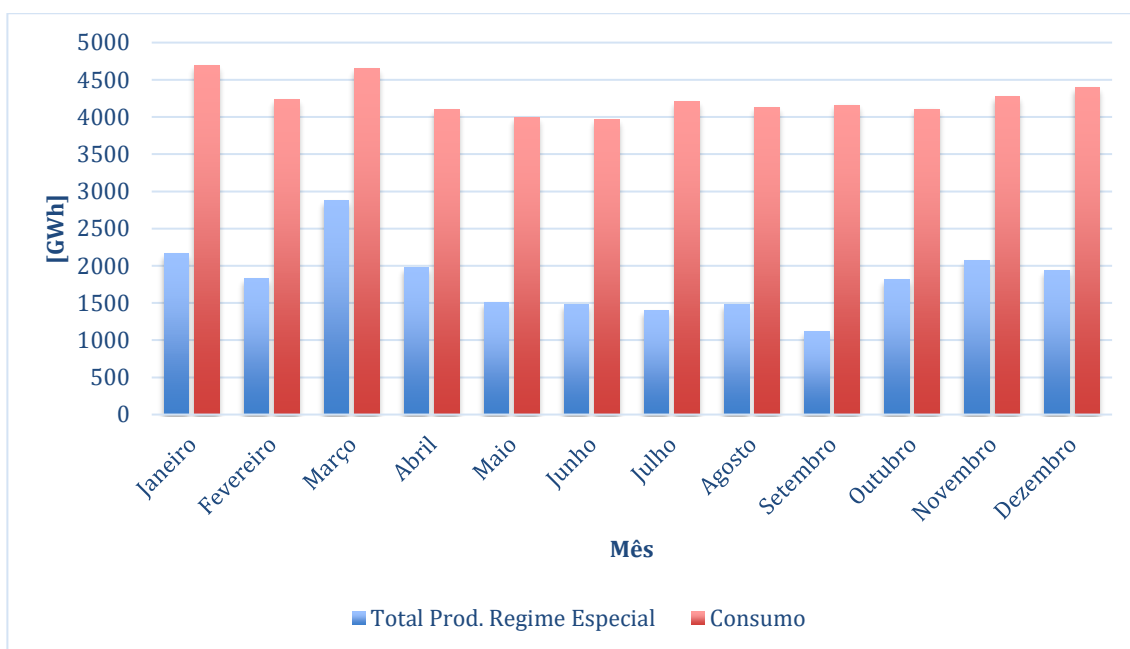
Fonte: Elaboração própria

Apresentação e Discussão dos Resultados

De acordo com a Figura 5.7, os meses de janeiro, março e novembro foram os meses em que houve uma maior produção de energia eólica e em que, conseqüentemente, se produziu mais energia em regime especial. A PRE, nestes meses, foi de 2877,4 GWh para o mês de março, 2165,1 GWh para o mês de janeiro e 2071,6 GWh para o mês de novembro.

Os meses em que se produziu menos energia eólica e em que, conseqüentemente, se produziu menos energia em regime especial, foram os meses de junho, julho e setembro com 1474,4 GWh, 1399,6 GWh e 1112,5 GWh respetivamente.

Figura 5.7 – Gráfico da PRE e consumo em 2018

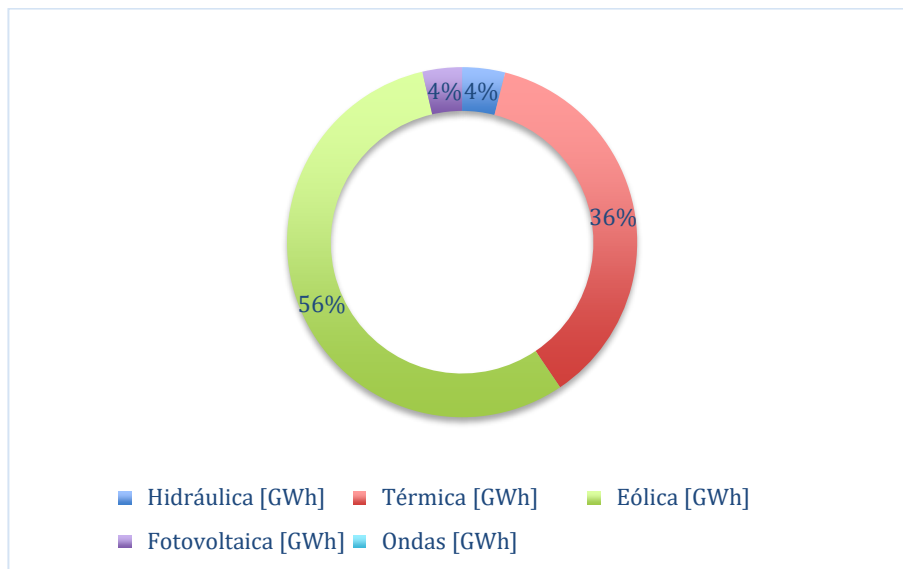


Fonte: Elaboração própria

A energia produzida em regime especial é dividida em cinco tecnologias, a hídrica, a térmica (produção de energia por biomassa, biogás, geotérmica e cogeração), a fotovoltaica e as ondas. Cada uma destas tecnologias tem o seu índice de produtividade e contribuem de modo diferente para o *mix* de produção.

A tecnologia que mais teve produtividade e que mais contribuiu em 2015 para a satisfação de consumo, foi a eólica, seguida da térmica. A hídrica e a fotovoltaica, embora contribuíssem para a satisfação de consumo, tiveram um índice muito baixo de produtividade. A produção de energia eólica registou 56% da produção em regime especial, seguido da térmica com 36%, e da fotovoltaica e hídrica com 4% cada uma, de acordo com o demonstrado na Figura 5.8.

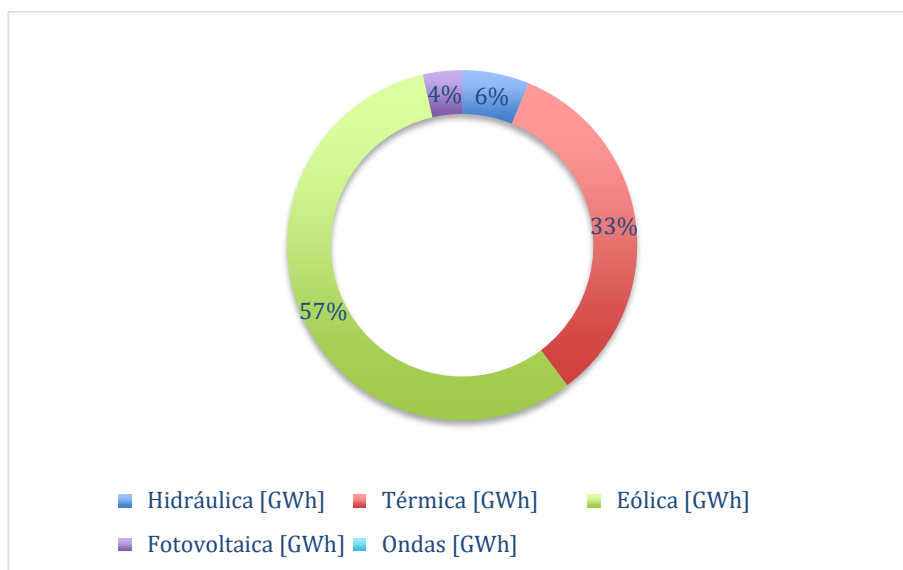
Figura 5.8 – Gráfico da contribuição de cada tecnologia na PRE em 2015



Fonte: Elaboração própria

A tecnologia que mais teve produtividade e que mais contribuiu em 2016 para a satisfação de consumo, foi a eólica, seguida da térmica. A hídrica e a fotovoltaica, embora contribuíssem para a satisfação de consumo, tiveram um índice muito baixo de produtividade, contudo, a energia hídrica aumentou 2% face ao ano anterior na contribuição total em produção de energia em regime especial, contribuindo este ano com 6%. A produção de energia eólica registou 57% da produção em regime especial, mais 1% face ao ano anterior, seguido da térmica com 33%, menos 3% face ao ano anterior e da fotovoltaica com 4%, de acordo com o demonstrado na Figura 5.9.

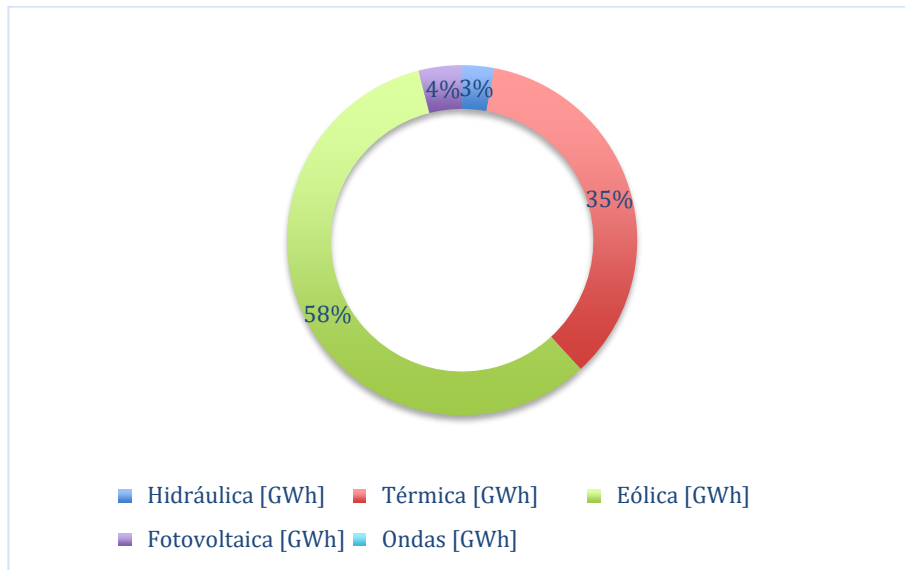
Figura 5.9 – Gráfico da contribuição de cada tecnologia na PRE em 2016



Fonte: Elaboração própria

Em 2017, a produção hídrica, com condições muito desfavoráveis, e a produção fotovoltaica tiveram um índice baixo de produtividade, sendo que a produção hídrica representou 3% da produção de energia renovável, menos 3% face ao ano anterior e a produção fotovoltaica representou 4% da produção de energia renovável. A produção eólica apresentou o maior índice de produtividade, representando 58% da produção de energia renovável, menos 1% face a 2016, seguido da produção térmica que representou 35% da produção de energia renovável, mais 2% face a 2016, como demonstrado na Figura 5.10. Portanto, a fonte de produção de energia elétrica que mais contribuiu para a satisfação do consumo nacional foi novamente a de origem eólica, seguida da térmica.

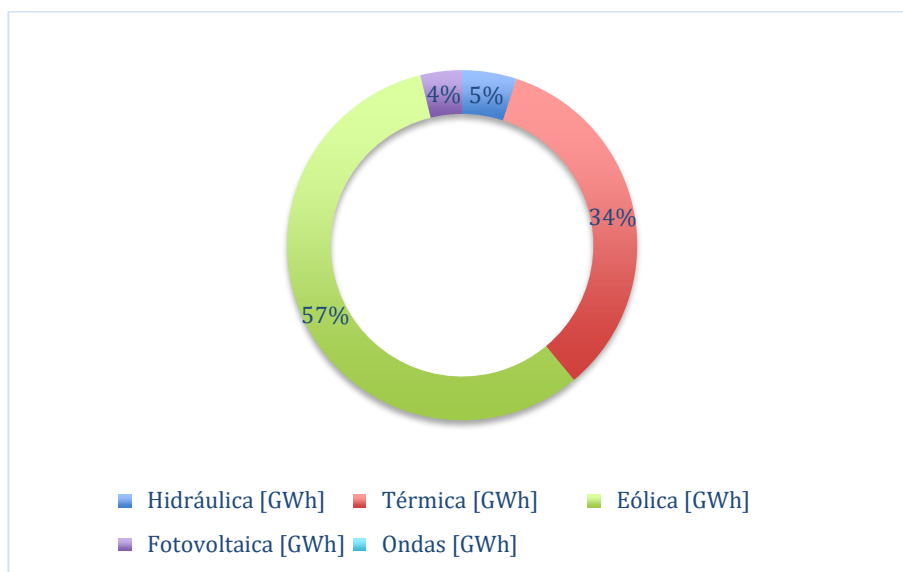
Figura 5.10 – Gráfico da contribuição de cada tecnologia PRE em 2017



Fonte: Elaboração própria

Na produção em regime especial, a tecnologia que mais teve produtividade e que mais contribuiu para a satisfação de consumo, foi a produção de energia eólica, seguida da térmica. A hídrica e a fotovoltaica, embora contribuíssem para a satisfação de consumo, tiveram um índice muito baixo de produtividade. A produção de energia eólica registou 57% da produção em regime especial, seguido da térmica com 34%, a fotovoltaica com 4% e a hídrica com 5% de acordo com o demonstrado na Figura 5.11.

Figura 5.11 – Gráfico da contribuição de cada tecnologia na PRE em 2018

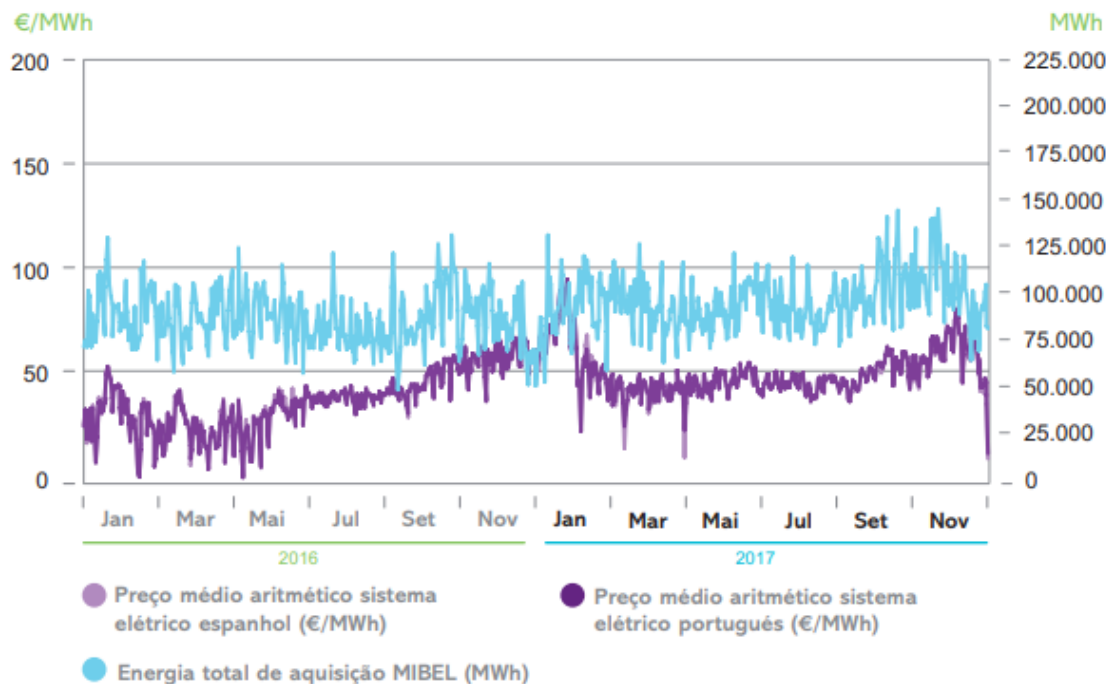


Fonte: Elaboração própria com base nos dados da ERSE

5.3.1.2 Preço médio aritmético de venda de energia no mercado intradiário

Os preços médios no mercado intradiário no MIBEL, são relativamente semelhantes em Espanha e em Portugal, daí ser desnecessário efetuar a mesma análise de preços médios no mercado intradiário em Espanha e em Portugal. Como exemplificação, na Figura 5.12 apresenta-se a energia e os preços médios no mercado intradiário em Portugal e em Espanha relativamente aos anos 2016-2017.

Figura 5.12 – Gráfico da energia e preços aritméticos no mercado intradiário Espanhol e Português em 2016-2017



Fonte: (OMIE, n.d.)

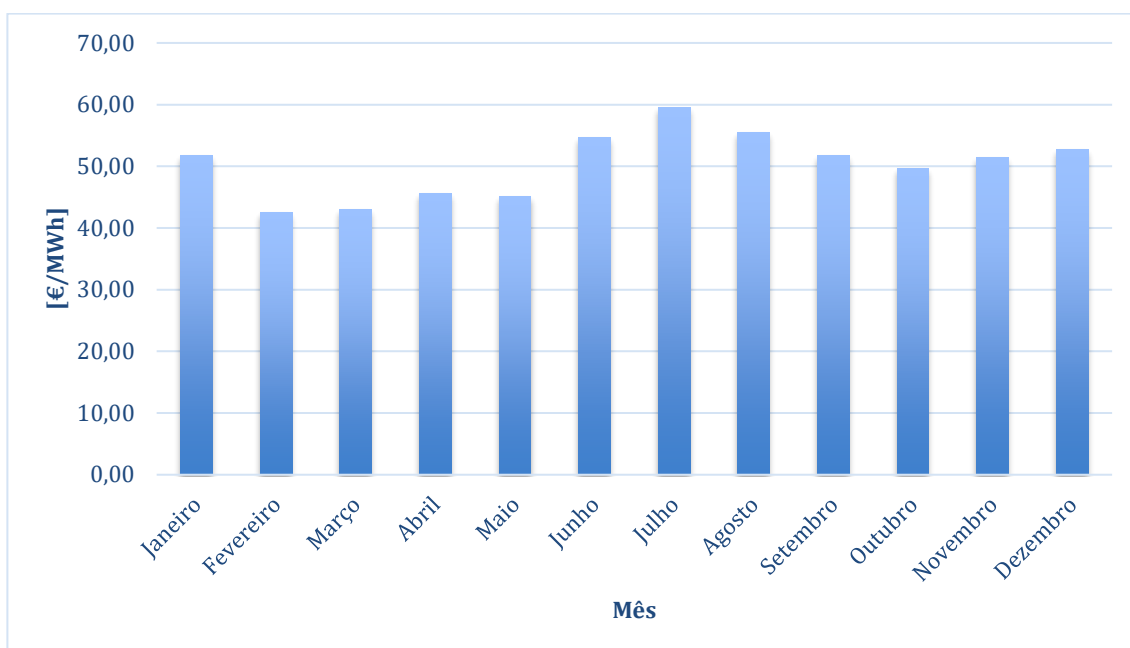
O primeiro semestre de 2015 teve um preço médio de venda de 47,12 €/MWh e o segundo semestre teve um preço médio de venda de 53,43 €/MWh, do que se retira que no segundo semestre houve uma subida do preço médio de venda de energia.

Na Figura 4.13, observa-se que os meses de verão foram os meses em que o preço médio de venda esteve mais elevado, em que o mês de junho teve um preço de 54,66 €/MWh, julho um preço de 59,50 €/MWh e agosto um preço de 55,45 €/MWh. A ponta máxima do preço médio de venda de energia ocorreu no dia 2 de dezembro, com um preço médio de 66,92 €/MWh.

O dia e o mês em que se deu a ponta máxima do preço médio de venda de energia deveriam ser os mesmos em que se deu a ponta mínima de PRE, mas tal não acontece, pois a ponta mínima de PRE deu-se no dia 15 de novembro.

Os três meses em que o preço médio de venda de energia esteve mais baixo, foram os meses de fevereiro, março e maio, com um preço de 42,53 €/MWh, 43,03 €/MWh e 45,11 €/MWh respetivamente. A ponta mínima do preço médio deu-se no dia 22 de fevereiro, com um valor de 16,41 €/MWh. Esta ponta mínima deveria ocorrer quando se deu a ponta máxima de PRE, o que não foi o caso, pois a ponta máxima de PRE deu-se no dia 31 janeiro.

Figura 5.13 – Gráfico do preço médio aritmético de venda de energia em 2015



Fonte: Elaboração própria

Na Tabela 5.9 estão apresentados os três primeiros meses em que se produziu mais e menos energia em regime especial e os três primeiros meses em que se pagou mais e menos pela energia vendida. O objetivo da construção desta tabela é verificar se os meses em que se produziu mais energia em regime especial foram igualmente os meses em que se pagou menos pela energia vendida, assim como, é para verificar também, se os meses em que se produziu menos energia em regime especial, são os meses em que igualmente se pagou mais pela energia vendida.

Tabela 5.9 - Correlação dos valores referente ao ano 2015

	Meses	Valores
Máxima PRE [GWh]	fevereiro	2303,16
	outubro	1808,5
	março	1800,7
Mínimo de preço de venda [€/MWh]	fevereiro	42,53
	março	43,03
	maio	45,11
Mínima PRE [GWh]	junho	1131,5
	setembro	1285,8
	agosto	1342,1
Máximo de preço de venda [€/MWh]	julho	59,50
	agosto	55,45
	junho	54,66

Fonte: Elaboração própria

Através da análise da tabela, conclui-se que dos seis meses em estudo, apenas existe correlação no mês de fevereiro, pois foi o mês em que se produziu mais PRE e que em média se pagou menos de energia.

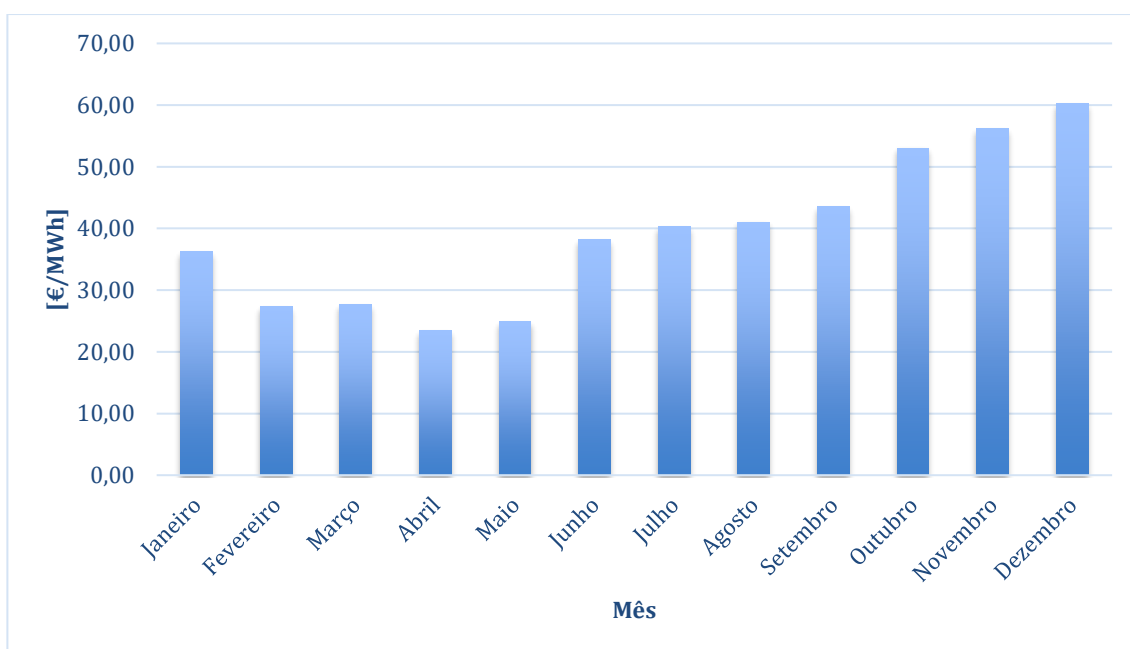
Em relação a 2016, o primeiro semestre do ano teve um preço médio de venda de energia de 29,63 €/MWh, enquanto o segundo semestre teve mais do dobro, chegando aos 49,05 €/MWh. Na Figura 4.14 está ilustrado o gráfico do preço médio ao longo do ano de 2015, em que estão destacados de forma evidente que os meses de outubro, novembro e dezembro, foram os meses em que o preço médio de venda de energia esteve mais elevado. Outubro, teve um preço médio de 54,66 €/MWh, novembro um preço médio de 55,45€/MWh e dezembro um preço médio de 60,18 €/MWh. A ponta máxima do preço médio foi de 66,80 €/MWh e ocorreu no dia 15 de dezembro, mais 26,16 €/MWh, face à ponta máxima de 2015. É de relembrar que a ponta máxima do preço médio em 2015 também ocorreu em dezembro.

O dia e o mês em que se deu a ponta máxima do preço médio de venda de energia, deveriam ser os mesmos em que se deu a ponta mínima de PRE, mas tal não acontece, pois a ponta mínima de PRE deu-se no dia 31 dezembro.

Apresentação e Discussão dos Resultados

Os meses em que se pagou menos pela energia vendida, foram os meses fevereiro, abril e maio com 27,29 €/MWh, 23,45 €/MWh e 24,92 €/MWh, respetivamente. A ponta mínima do preço médio da energia vendida deu-se no dia 8 de maio com um preço médio de 5.38 €/MWh, menos 11,03 €/MWh face à ponta mínima de 2015. Esta ponta mínima deveria também ocorrer quando se deu a ponta máxima de PRE, o que não foi o caso, pois a ponta máxima de PRE deu-se no dia 12 fevereiro.

Figura 5.14 - Gráfico do preço médio aritmético de venda de energia em 2016



Fonte: Elaboração própria

Na Tabela 5.10 estão apresentados os três primeiros meses em que se produziu mais e menos energia em regime especial e os três primeiros meses em que se pagou mais e menos pela energia vendida. Nesta tabela irá verificar-se se os meses em que se produziu mais energia em regime especial foram igualmente os meses em que se pagou menos pela energia vendida, assim como, é para verificar também, se os meses em que se produziu menos energia em regime especial, são os meses em que igualmente se pagou mais pela energia vendida.

Tabela 5.10 - Correlação dos meses referente ao ano 2016 com comparação a 2015

	2016		2015	
	Meses	Valores	Meses	Valores
Máxima PRE [GWh]	fevereiro	2326,5	fevereiro	2303,16
	janeiro	2251,6	outubro	1808,5
	março	2099,9	março	1800,7
Mínimo de preço de venda [€/MWh]	abril	23,45	fevereiro	42,53
	maio	24,92	março	43,03
	fevereiro	27,29	maio	45,11
Mínima PRE [GWh]	setembro	1353,4	junho	1131,5
	outubro	1390,7	setembro	1285,8
	julho	1520,9	agosto	1342,1
Máximo de preço de venda [€/MWh]	dezembro	60,18	julho	59,50
	novembro	55,45	agosto	55,45
	outubro	53,04	junho	54,66

Fonte: Elaboração própria

Através da análise da tabela, conclui-se que dos seis meses em estudo não existe qualquer correlação nos meses, por exemplo, o mês de fevereiro foi o mês em que se produziu mais energia em regime especial, mas foi o mês que ficou em terceiro lugar no preço médio mínimo a que a energia foi vendida, ou seja, o mês de fevereiro deveria ter sido o mês em que o preço médio de venda de energia fosse o mais baixo. O mesmo aconteceu para o mês de outubro, que foi o segundo mês em que se produziu menos energia em regime especial e foi o terceiro mês em que se pagou mais pela energia vendida.

Relativamente a 2017, o primeiro semestre do ano teve um preço médio de venda de energia de 51,36 €/MWh, enquanto o preço médio no segundo semestre não variou muito, tendo sido de 53,44 €/MWh.

Na Figura 5.15 está ilustrado o gráfico do preço médio de venda de energia, e em que estão destacados os meses de janeiro, novembro e dezembro, como os meses em que o preço médio de venda de energia esteve mais elevado, com um preço médio de venda de 71,57 €/MWh,

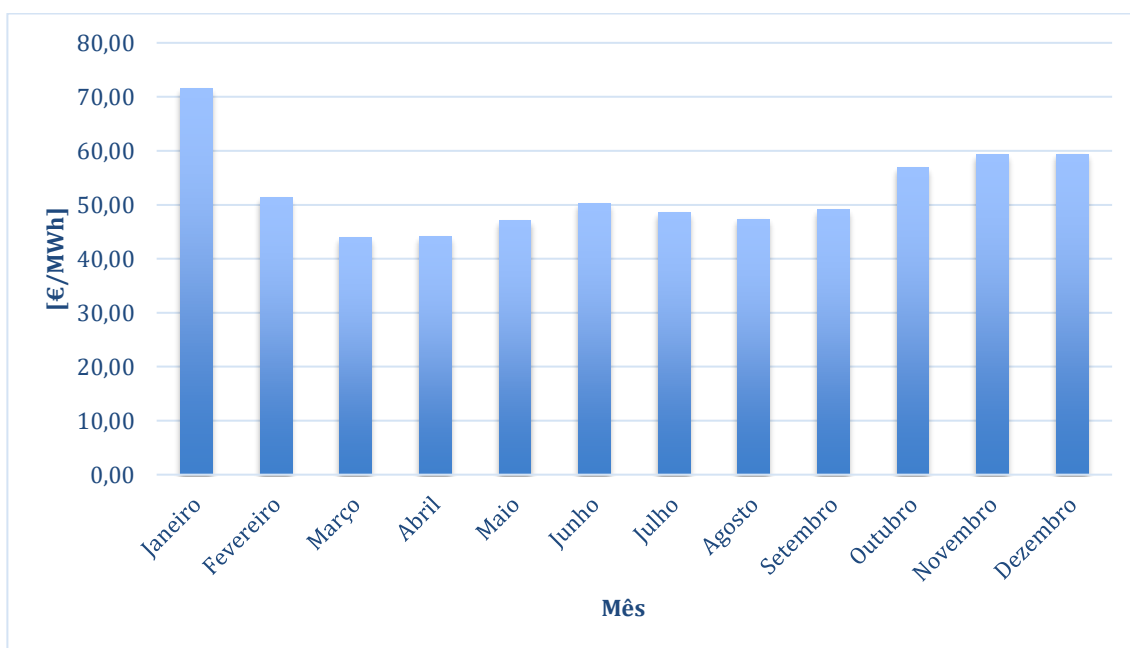
Apresentação e Discussão dos Resultados

59,35 €/MWh e 59,39 €/MWh respetivamente. A ponta máxima do preço médio de venda foi de 92,02 €/MWh e ocorreu no dia 25 de janeiro, mais 25,22 €/MWh, face à ponta máxima de 2016.

O dia e o mês em que se deu a ponta máxima do preço médio de venda de energia, deveriam ser os mesmos em que se deu a ponta mínima de PRE, mas tal não acontece, pois a ponta mínima de PRE deu-se no dia 13 de outubro.

Os meses em que se pagou menos pela energia vendida, foram os meses de março, abril e maio com 43,96 €/MWh, 44,10 €/MWh e 47,08 €/MWh, respetivamente, cerca do dobro do preço face aos preços mais baixos a que a energia foi vendida no ano anterior. A ponta mínima do preço médio ocorreu no dia 31 dezembro, com 22,79 €/MWh, mais 17,41 €/MWh que a ponta mínima de preço de 2016. Esta ponta mínima deveria também ter ocorrido quando se deu a ponta máxima de PRE, o que não foi o caso, pois a ponta máxima de PRE deu-se no dia 2 janeiro.

Figura 5.15 - Gráfico do preço médio aritmético de venda de energia em 2017



Fonte: Elaboração própria (ERSE, n.d.)

Na Tabela 5.11, estão apresentados os três primeiros meses em que se produziu mais e menos energia em regime especial e os três primeiros meses em que se pagou mais e menos pela energia vendida. Nesta tabela irá verificar-se se os meses em que se produziu mais energia em regime especial foram igualmente os meses em que se pagou menos pela energia vendida, assim

como, é para verificar também, se os meses em que se produziu menos energia em regime especial, são os meses em que igualmente se pagou mais pela energia vendida.

Tabela 5.11 - Correlação dos meses referente ao ano 2017 com comparação a 2016

	2017		2016	
	Meses	Valores	Meses	Valores
Máxima PRE [GWh]	fevereiro	2124,3	fevereiro	2326,5
	dezembro	2105	janeiro	2251,6
	março	2099,3	março	2099,9
Mínimo de preço de venda [€/MWh]	março	43,96	abril	23,45
	abril	44,10	maio	24,92
	maio	47,08	fevereiro	27,29
Mínima PRE [GWh]	outubro	740,9	setembro	642,4
	junho	812,9	outubro	713,8
	maio	813,9	julho	769,9
Máximo de preço de venda [€/MWh]	janeiro	71,57	dezembro	60,18
	dezembro	59,39	novembro	56,20
	novembro	59,35	outubro	53,04

Fonte: Elaboração própria

Através da análise da tabela, conclui-se que dos seis meses em estudo não existe qualquer correlação nos meses, por exemplo, o mês de março foi o terceiro mês em que se produziu mais energia em regime especial, mas foi o mês que ficou em primeiro lugar no preço médio mínimo a que a energia foi vendida, ou seja, o mês de março deveria ter sido o terceiro mês em que se pagou mais pela energia vendida, assim como, o mês de fevereiro, deveria ter sido o mês com o preço médio mais baixo, visto que foi o mês em que se produziu mais energia em regime especial.

Em relação à parte financeira de venda de energia em 2018, o primeiro semestre do ano teve um preço médio de venda de energia de 50,37 €/MWh, enquanto o preço médio no segundo semestre subiu para os 64,33 €/MWh.

Na Figura 5.16, está ilustrado o gráfico do preço médio de venda de energia ao longo do ano 2018. Nesta figura, estão destacados os meses de agosto, setembro e outubro como os meses

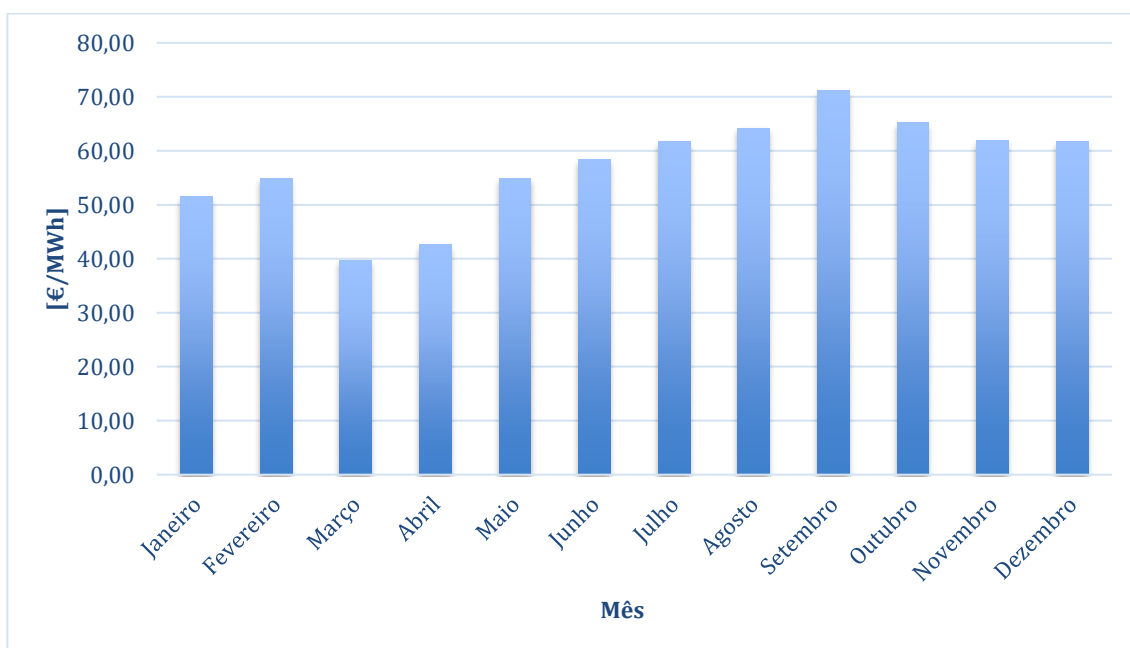
Apresentação e Discussão dos Resultados

em que o preço médio de venda de energia esteve mais elevado, com um preço médio de venda de 71,23 €/MWh, 65,18 €/MWh e 54,20 €/MWh respetivamente. Para além do mês de setembro ter sido o mês em que se pagou mais pela energia vendida, foi também o mês em que se deu a ponta máxima do preço médio, tendo sido registada no dia 28, com 75,93 €/MWh.

O dia e o mês em que se deu a ponta máxima do preço médio de venda de energia, deveriam ser os mesmos em que se deu a ponta mínima de PRE, mas tal não acontece, pois a ponta mínima de PRE deu-se no dia 24 de outubro.

Os meses em que se pagou menos pela energia vendida, foram os meses de janeiro, março e abril com 51,54 €/MWh, 39,75 €/MWh e 42,65 €/MWh respetivamente. O mês de março, para além de ter sido o mês em que o preço médio de energia vendida foi mais baixo, foi o mês em que ocorreu a ponta mínima de preço médio com 4,43 €/MWh, no dia 30. Esta ponta mínima deveria ter ocorrido quando se deu a ponta máxima de PRE, o que não foi o caso, pois a ponta máxima de PRE deu-se no dia 11 de março.

Figura 5.16 - Gráfico do preço médio aritmético de venda de energia em 2018



Fonte: Elaboração própria

Na Tabela 5.12, estão apresentados os três primeiros meses em que se produziu mais e menos energia em regime especial e os três primeiros meses em que se pagou mais e menos pela energia vendida, de modo a verificar se os meses em que se produziu mais energia em regime especial foram igualmente os meses em que se pagou menos pela energia vendida, assim como,

é para verificar também, se os meses em que se produziu menos energia em regime especial, são os meses em que igualmente se pagou mais pela energia vendida.

Tabela 5.12 - Corelação dos meses referente ao ano 2018 com comparação a 2017

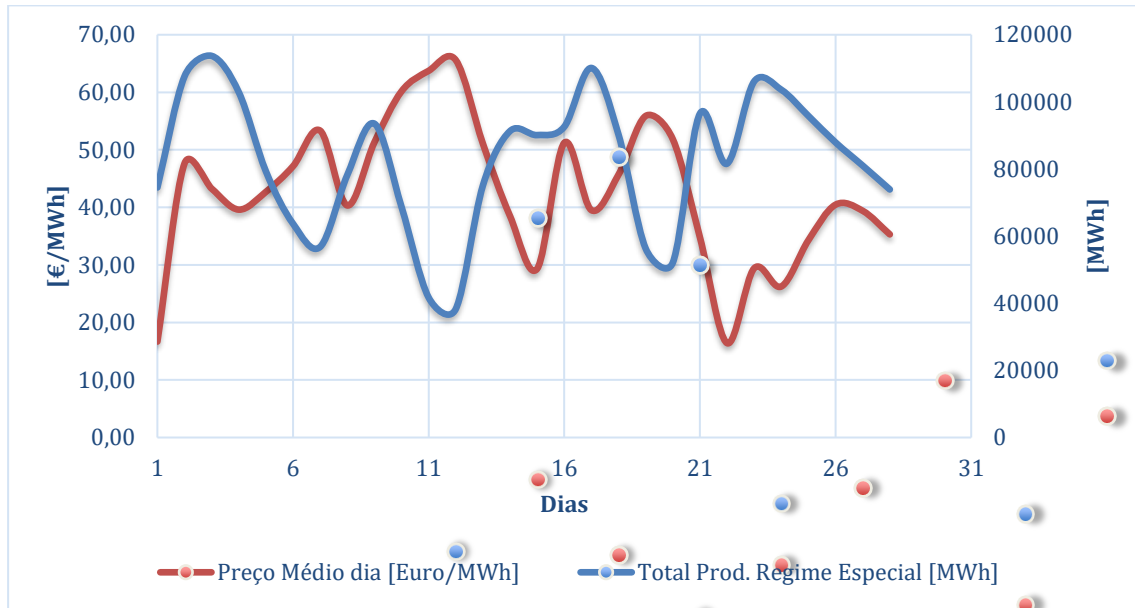
	2018		2017	
	Meses	Valores	Meses	Valores
Máxima PRE [GWh]	março	2877,4	fevereiro	2124,3
	janeiro	2165,1	dezembro	2105
	novembro	2071,6	março	2099,3
Mínimo de preço de venda [€/MWh]	março	39,75	março	43,96
	abril	42,65	abril	44,10
	janeiro	51,54	maio	47,08
Mínima PRE [GWh]	setembro	1112,5	outubro	740,9
	julho	1399,6	junho	812,9
	junho	1474,4	maio	813,9
Máximo de preço de venda [€/MWh]	setembro	71,23	janeiro	71,57
	outubro	67,18	dezembro	59,39
	agosto	64,20	novembro	59,35

Fonte: Elaboração própria

Chega-se à conclusão de que dos seis meses em estudo do ano 2018, apenas no mês de março se produziu mais energia em regime especial e menos se pagou pela energia vendida e apenas no mês de setembro se produziu menos energia em regime especial e mais se pagou pela energia vendida.

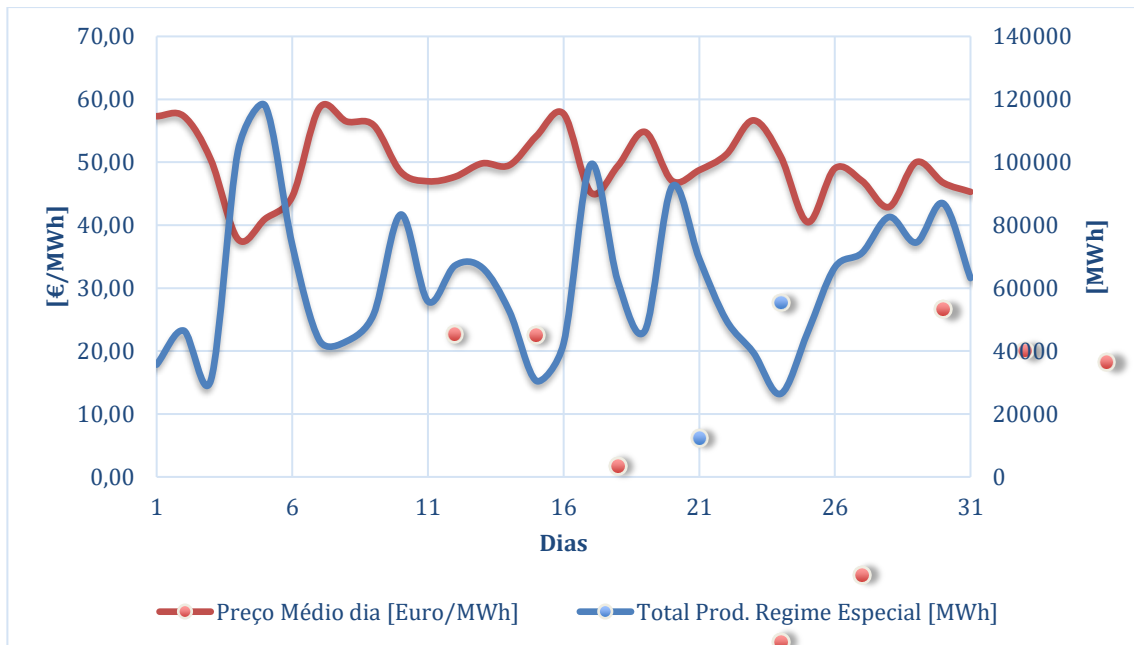
Nos outros meses não existiu qualquer correlação. Por exemplo, o mês de janeiro foi o segundo mês em que houve mais PRE, mas foi o terceiro mês em que se pagou menos pela energia vendida, quando deveria ter sido o segundo mês em que se pagou menos pela energia vendida. Para uma análise mais detalhada sobre o peso das PRE no preço do mercado intradiário, é apresentada nas Figura 5.17 e 5.18 a evolução dos mesmos em dois meses do ano de 2015.

Figura 5.17 – Gráfico da correlação da PRE com os preços médios aritméticos no mercado intradiário no mês de fevereiro em 2015



Fonte: Elaboração própria

Figura 5.18 – Gráfico da correlação da PRE com os preços médios aritméticos no mercado intradiário no mês de outubro em 2015

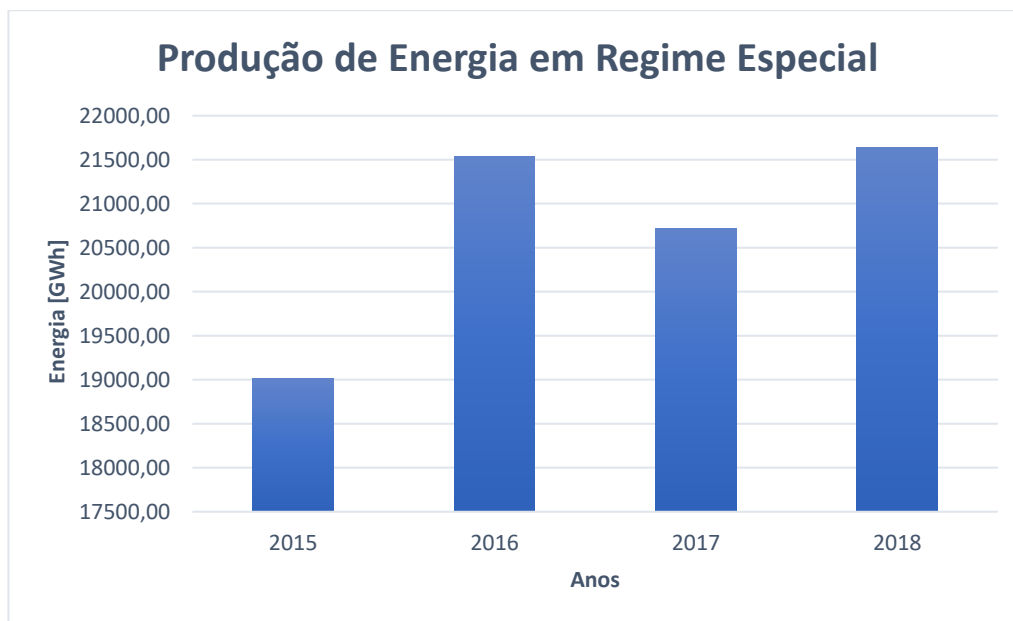


Fonte: Elaboração própria

Como se pode verificar, a série do preço médio aritmético por dia é quase um espelho da série do total de PRE. De certa forma, quando se produz mais PRE o preço tende a baixar, mas não de forma proporcional, daí nas análises anuais anteriormente expostas, não existir uma correlação.

De forma a resumir e a simplificar o estudo feito relativamente a Portugal, na Figura 5.19 está ilustrado o gráfico da produção de energia em regime especial no horizonte temporal em estudo 2015-2018.

Figura 5.19 – Gráfico da PRE nacional no horizonte temporal 2015-2018

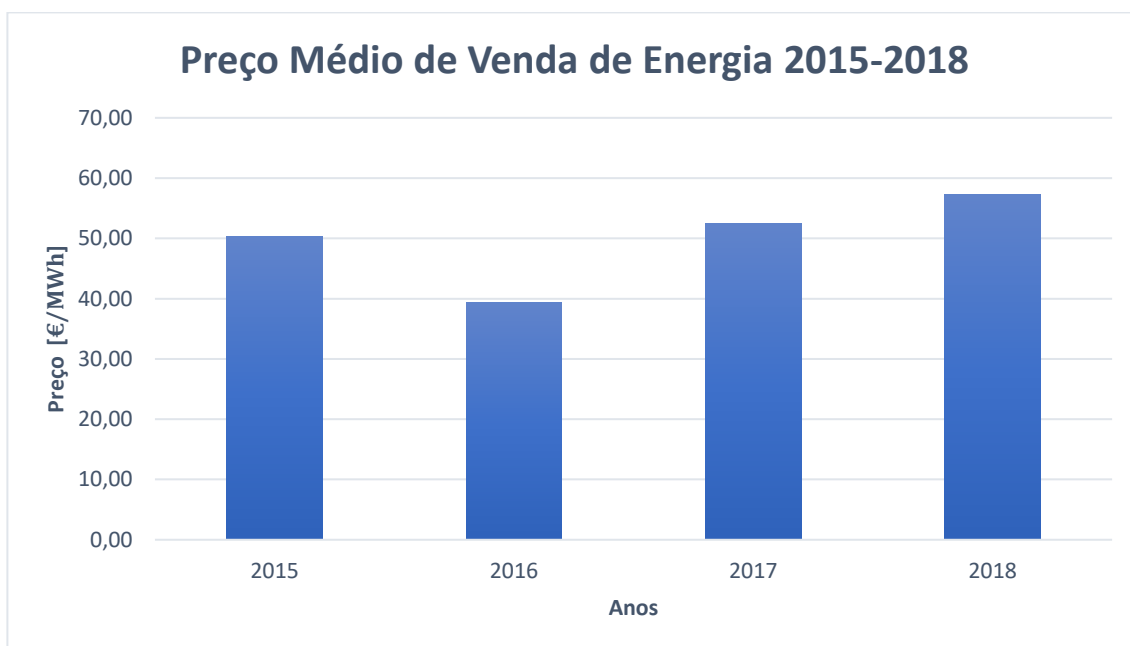


Fonte: Elaboração própria (REN, n.d.)

Este gráfico demonstra que a PRE desde 2015 a 2018, aumentou 13.81%.

Na Figura 5.20 está ilustrado o gráfico do preço médio de venda de energia no mercado intradiário no horizonte temporal em estudo 2015-2018.

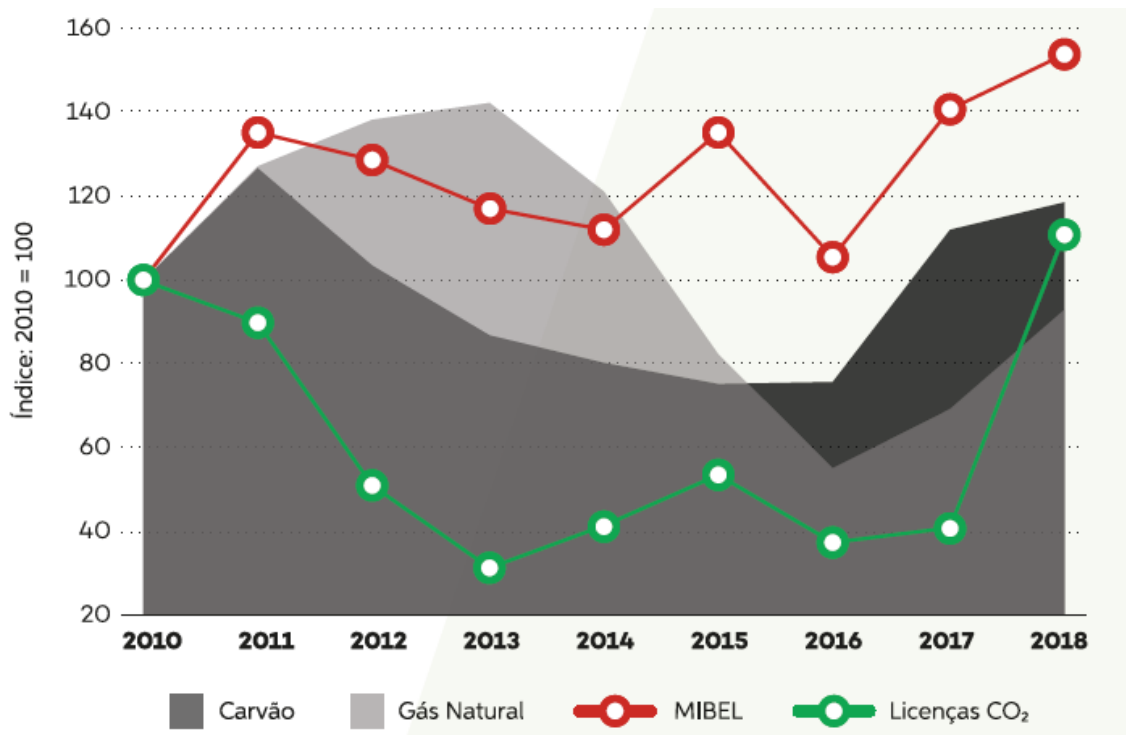
Figura 5.20 – Gráfico do preço médio de venda de energia nacional no horizonte temporal 2015-2018



Fonte: Elaboração própria (REN, n.d.)

Na Figura 5.21 está ilustrado o gráfico da evolução dos preços das licenças CO₂ e dos combustíveis fósseis. Nesta figura, observa-se que este gráfico é idêntico ao gráfico do preço médio de venda de energia, do que se conclui que o preço médio de venda de energia depende muito do preço das licenças de CO₂ e do preço dos combustíveis fósseis.

Figura 5.21 – Gráfico da evolução dos preços das licenças CO₂ e combustíveis fósseis



Fonte: Imagem retirada do anuário da Apren 2019

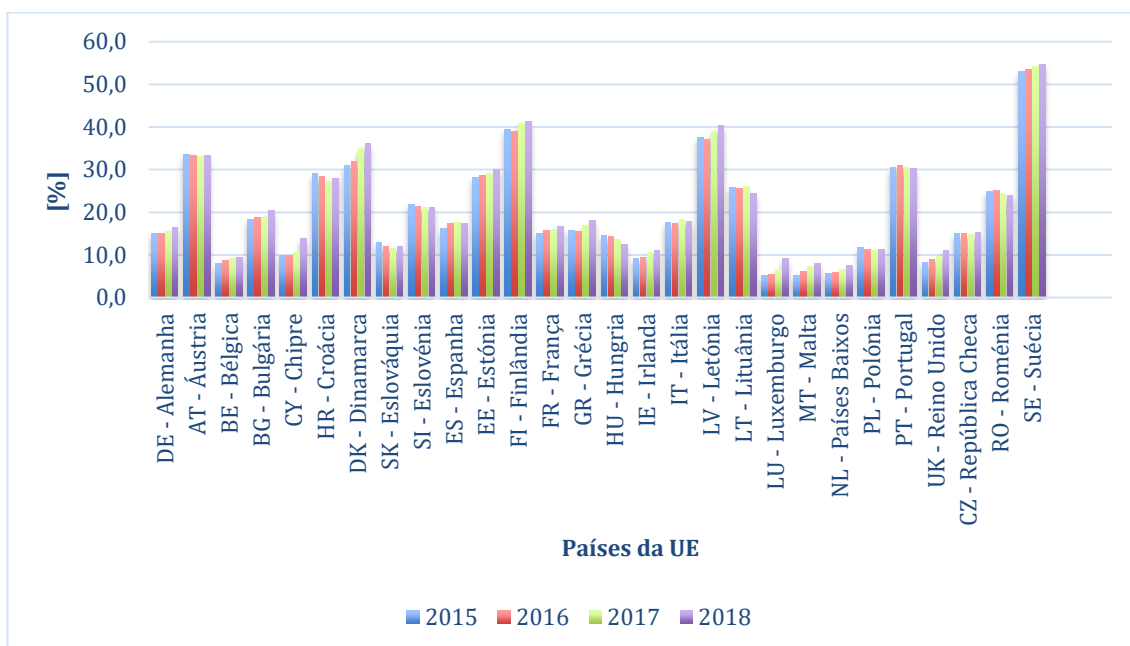
5.3.1 Análise comparativa dos dados de Portugal face aos outros países da União Europeia

Este subcapítulo, tem como objetivo comparar os preços de venda de energia no mercado europeu, de forma a verificar nos 28 países da UE quais as decomposições dos preços e quais serão os países onde o preço será mais elevado e mais baixo

5.3.1.1 Contribuição da produção de energias renováveis no consumo final

Na Figura 5.20 é apresentado um gráfico relativo aos anos 2015, 2016, 2017 e 2018 da contribuição total da produção de energia renovável no consumo final nos vários países da UE.

Figura 5.20 – Gráfico da contribuição da produção de energias renováveis no consumo final



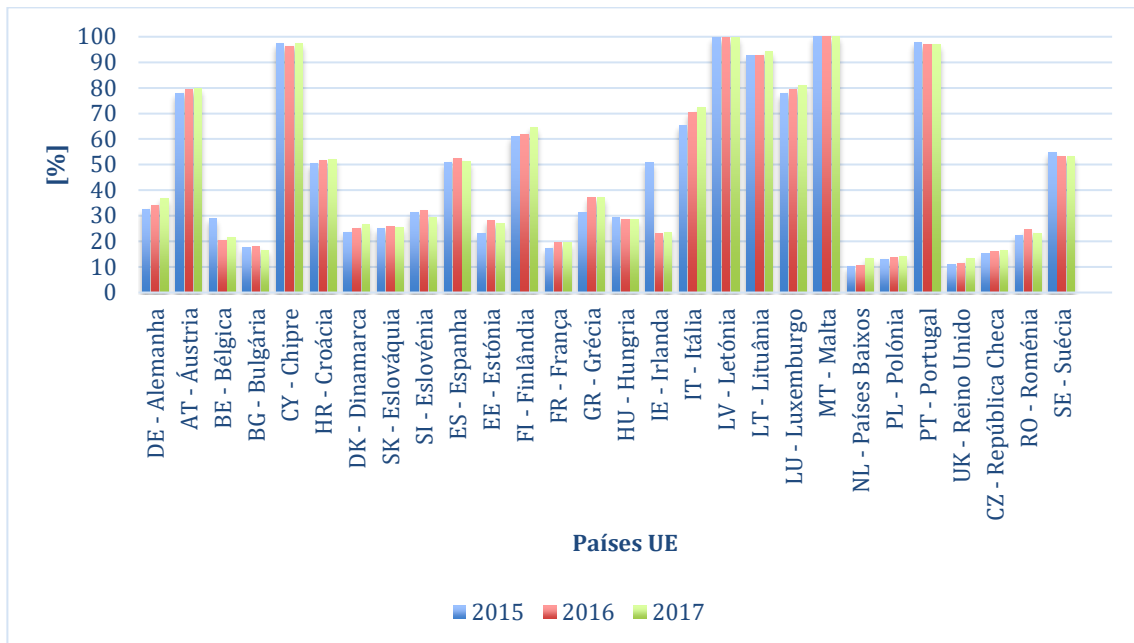
Fonte: Elaboração própria (PORDATA, n.d.)

A energia renovável correspondente a uma contribuição de mais de 50% da energia consumida, apenas se deu em dois Estados-Membros no período temporal 2015-2018. No topo da lista no Figura 5.20 está a Noruega onde rondou em média nestes 4 anos, os 71% da energia consumida que teve origem renovável, seguida da Suécia com 53,8%. Depois surge a Finlândia com 40%. É bastante notório neste gráfico que maior parte dos países têm uma grande dependência de energia fóssil ou de outros países para a satisfação de consumo.

5.3.1.2 Contribuição da energia renovável na produção

Na Figura 5.21 é apresentado um gráfico relativo aos anos 2015, 2016, 2017 da contribuição total das energias renováveis na produção primária de energia nos vários países da UE (os dados da PORDATA não contemplam os dados relativamente ao ano 2018).

Figura 5.21 – Gráfico da contribuição das energias renováveis na produção primária de energia



Fonte: Elaboração própria (PORDATA, n.d.)

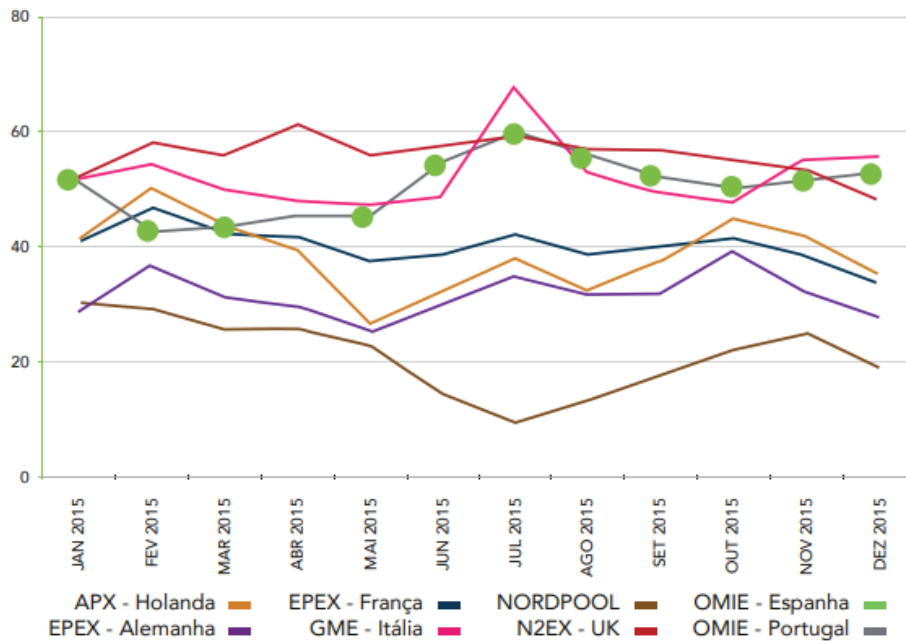
Neste gráfico é possível visualizar que os países que têm uma maior contribuição de energias renováveis na produção de energia são o Chipre, a Letónia, a Lituânia, Malta e Portugal.

A contribuição das energias renováveis na produção não depende só das condições climáticas, mas também dos sistemas de armazenamento de energia e nas capacidades instaladas para produção.

5.3.1.3 Preço médio de venda de energia nos mercados europeus

Depois de se saber a contribuição das energias renováveis para a satisfação de consumo e para a contribuição na produção de energia em cada mercado europeu, importa agora analisar a evolução dos preços da energia elétrica a nível europeu. Como tal, nas Figuras 5.22, 5.23, 5.24 e 5.25 estão representados os preços médios mensais nos mercados europeus no horizonte temporal 2015 a 2018. Todos estes gráficos foram retirados do site da OMIE.

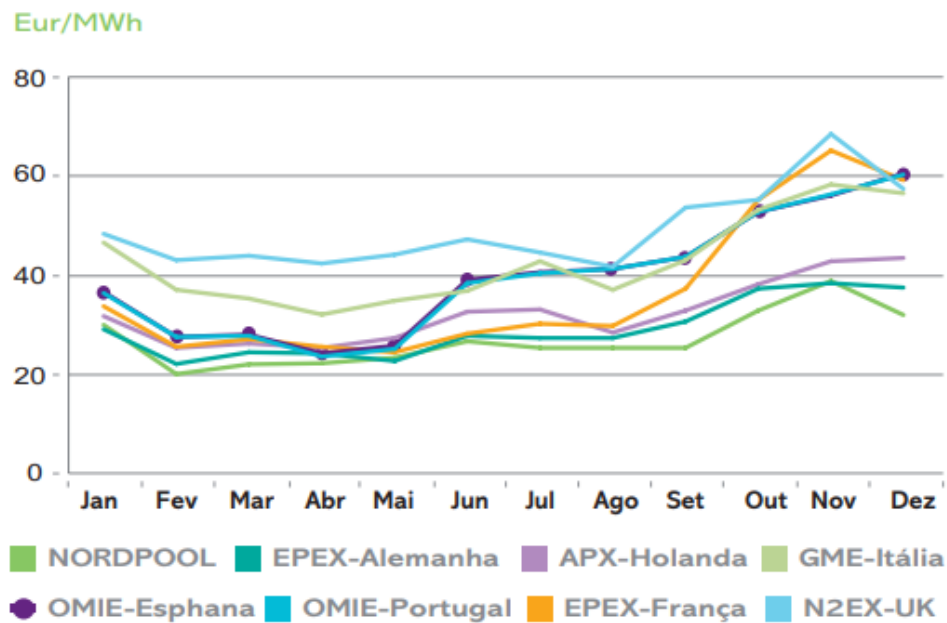
Figura 5.22 – Gráfico dos preços médios mensais nos mercados europeus em 2015 em [€/MWh]



Fonte: (OMIE, n.d.)

Como se pode observar na Figura 4.24, o *NordPool* foi o mercado que ao longo do ano de 2015 teve o preço médio mais baixo e menos uniforme em comparação com os outros mercados europeus. O *N2EX – UK* foi, em contrapartida, o mercado que teve o preço médio mais alto na maioria dos meses, pois em julho o mercado *GME* teve o maior pico de subida do preço médio.

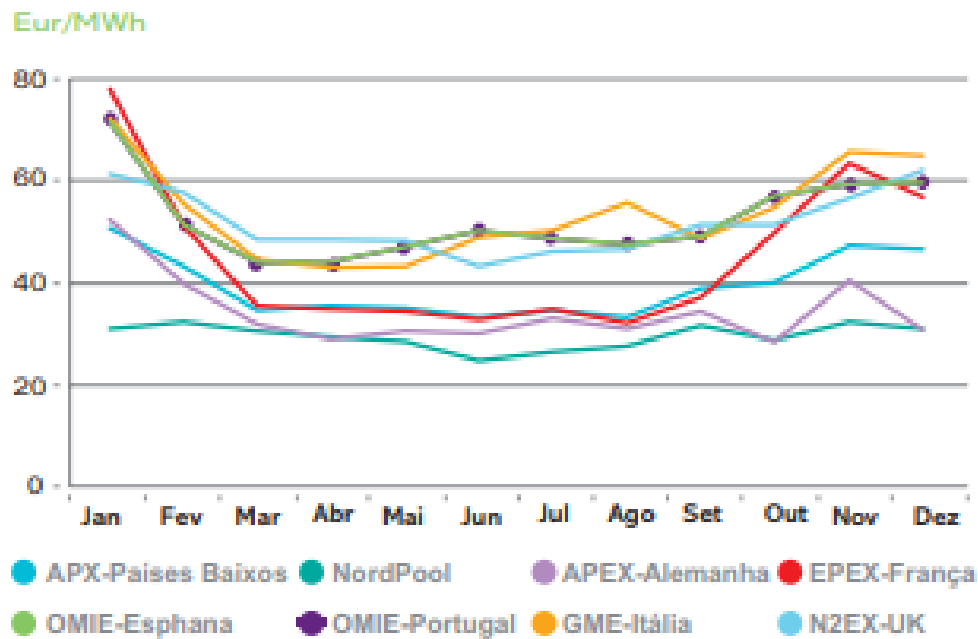
Figura 5.23 - Gráfico dos preços médios mensais nos mercados europeus em 2016 em [€/MWh]



Fonte: (OMIE, n.d.)

Observando a Figura 5.24, retira-se que os preços médios mensais nos mercados europeus evoluíram de forma crescente ao longo do ano de 2016. É de realçar também que os preços médios andaram quase sempre “casados” uns com uns outros, derivado a em 2016 ter-se dado o marco importante para a integração dos mercados grossistas de energia elétrica na UE. Tratou-se do primeiro ano completo no qual se aplicou a diretiva sobre alocação de capacidade e gestão dos congestionamentos (CACM).

Figura 5.24 - Gráfico dos preços médios mensais nos mercados europeus em 2017 em [€/MWh]

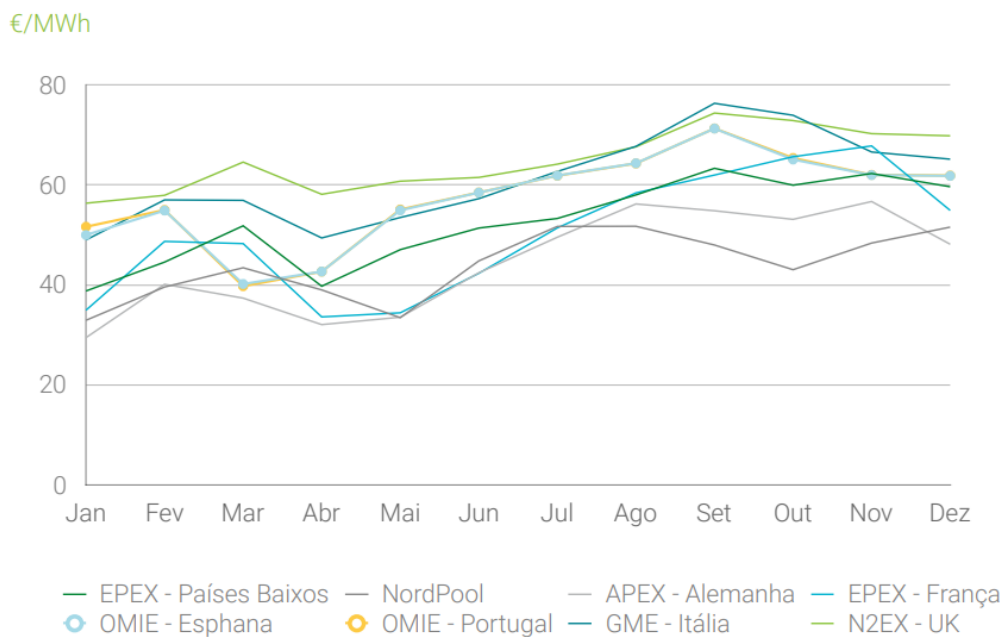


Fonte: (OMIE, n.d.)

De acordo com a Figura 4.25 os preços médios no início do ano (mais precisamente em janeiro) dos mercados europeus, aumentaram significativamente em relação aos anos anteriores (2015 e 2016), à exceção do mercado *N2EX-UK*.

Em 2017 os preços médios não aumentaram gradualmente ao longo do ano, sendo que nos meses de primavera e verão se registou uma diminuição de preços médios.

Figura 5.25 - Gráfico dos preços médios mensais nos mercados europeus em 2018 em [€/MWh]



Fonte: (OMIE, n.d.)

No mercado grossista da energia elétrica, o crescente acoplamento dos mercados e o aumento das interligações estão a criar cada vez mais uma convergência de preços (o que constitui uma indicação de mercados mais eficientes), exceto durante as subidas e descidas extremas dos preços. Embora o aumento da penetração das energias renováveis cause geralmente uma baixa dos preços nos mercados à vista, a evolução global dos preços continua dominada pelos preços do carvão e do gás, que, por norma, determinam o preço marginal e são responsáveis, por exemplo, pela subida dos preços desde o verão de 2016 (agravada pelo inverno extremamente rigoroso no início de 2017).

Os preços médios dos mercados têm vindo a diminuir ao longo deste período de análise, com exceção do ano 2018, em que os preços médios nos mercados aumentaram ligeiramente.

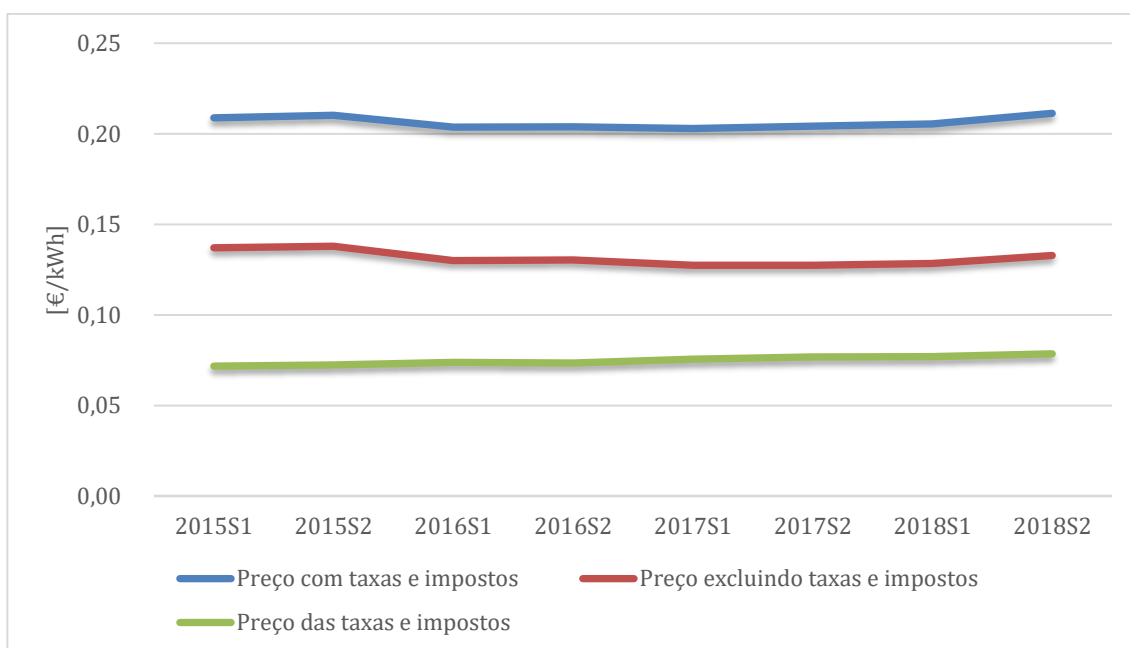
O mercado dos países nórdicos (*NordPool*), é o mercado que, comparativamente aos outros, pratica os preços médios mais baixos, enquanto o mercado dos países Baixos e do Reino Unido são os que praticam os preços médios mais elevados. Embora em 2016 o MIBEL tenha sido o mercado que praticou os preços médios mais altos.

5.3.1.4 Preço médio de venda de energia nos países europeus

Como verificado anteriormente, o preço de comercialização da energia elétrica é diferente em cada estado membro. Nesse sentido, é realizada uma análise aos preços e às componentes que o compõem, baseada nos dados disponíveis no site *EUROSTAT*.

Na Figura 5.26 é apresentado o gráfico da evolução temporal dos preços médios da energia elétrica dos consumidores domésticos da UE (28 países) desde o primeiro semestre de 2015 até ao segundo semestre de 2018. Os preços apresentados incorporam preços com taxas e impostos, preços excluindo taxas e impostos e os valores apenas das taxas e impostos.

Figura 5.26 – Gráfico dos preços da energia elétrica dos consumidores domésticos da UE



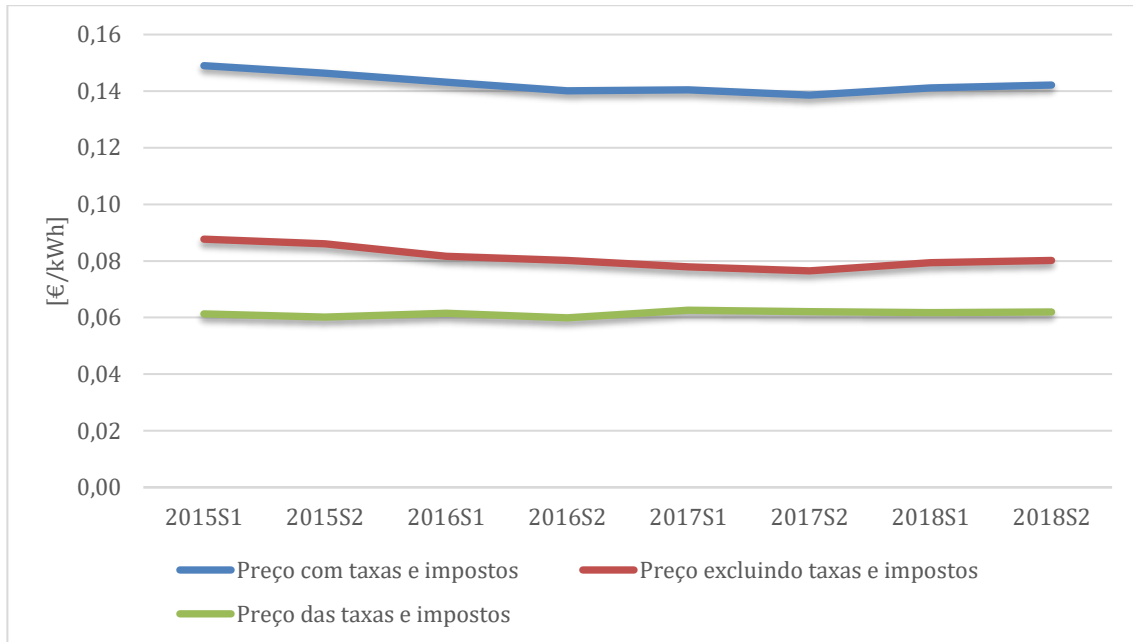
Fonte: Elaboração própria

Através da análise da Figura 4.26 é possível verificar que o preço da energia elétrica para os consumidores domésticos não aumentou muito ao longo do período temporal 2015-2018. Também é possível verificar que as taxas para os consumidores domésticos não tiveram um aumento significativo desde 2015, em parte devido à descida dos custos unitários dos investimentos nas energias renováveis, como demonstrado no capítulo anterior, o que diminuiu a necessidade de reinvestir receitas.

Na Figura 4.27 é apresentado o gráfico com a evolução temporal dos preços da energia elétrica dos consumidores industriais da UE (28 países) desde o primeiro semestre de 2015 até ao

segundo semestre de 2018. Os preços apresentados incorporam preços com taxas e impostos, preços excluindo taxas e impostos e os valores apenas das taxas e impostos.

Figura 5.27 - Gráfico dos preços da energia elétrica dos consumidores industriais da UE

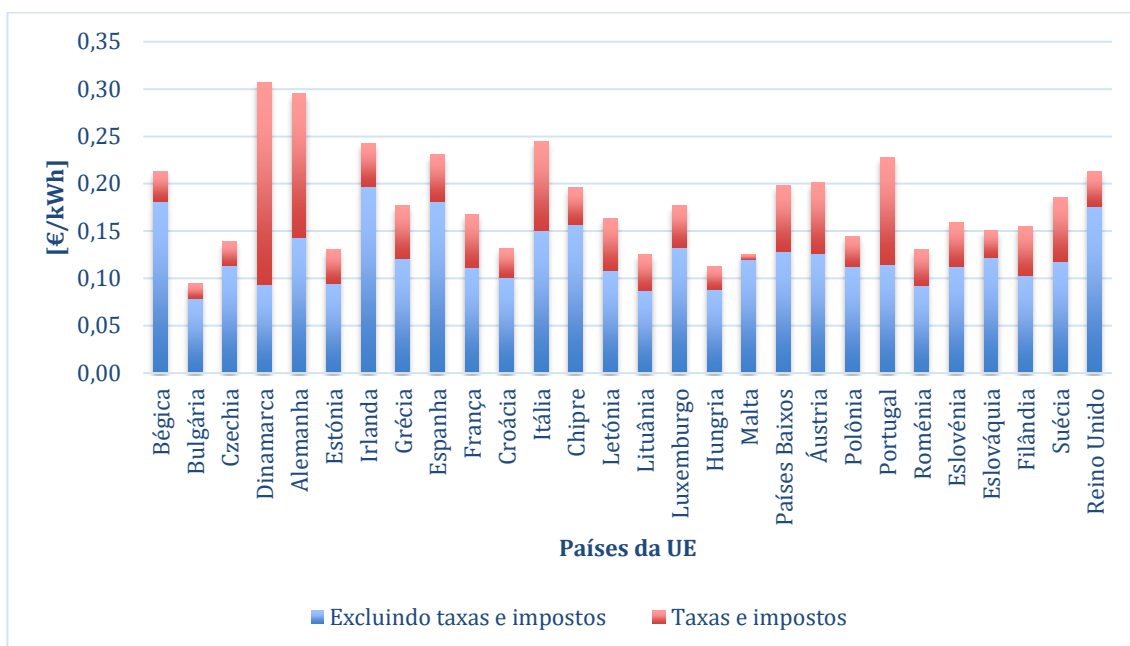


Fonte: Elaboração própria

Os preços para os consumidores industriais têm vindo a decrescer desde 2015 devido ao preço da energia em si, e não devido às componentes (taxas e impostos), pois estas, têm vindo a aumentar ligeiramente ao longo do período temporal 2015-2018. Por motivos de competitividade, o setor industrial é muitas vezes isento, ou suporta impostos e taxas sobre a energia elétrica inferiores aos impostos dos consumidores domésticos, além de suportar tarifas da rede mais baixas. Por exemplo, no 1º semestre de 2015, os preços de energia elétrica com taxas e impostos para os consumidores industriais rondaram os 0,15 €/kWh e para os consumidores domésticos rondaram os 0,21 €/kWh.

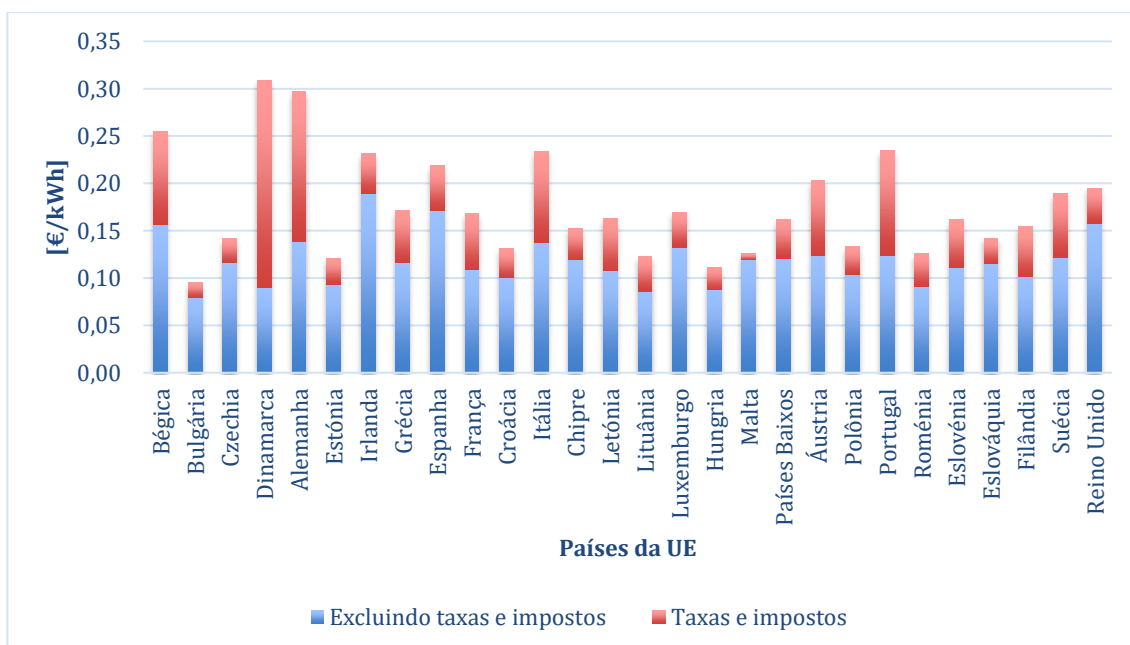
Nas Figuras 5.28, 5.29, 5.30 e 5.31, são apresentados gráficos da decomposição dos preços praticados de energia elétrica para os consumidores domésticos de cada país da UE (28 países), com o objetivo de analisar quais são os países que pagam mais taxas e impostos. Estes dados são apenas relativos aos primeiros semestres de cada ano.

Figura 5.28 – Gráfico da decomposição dos preços da energia elétrica para os consumidores domésticos de cada país da UE no 1º semestre de 2015



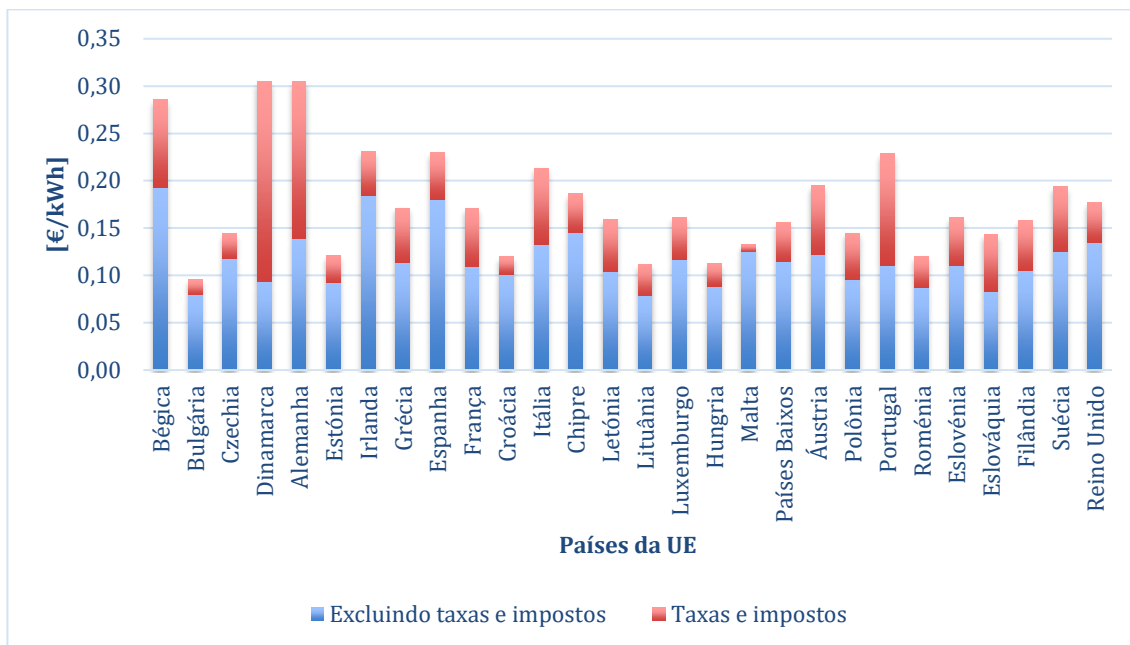
Fonte: Elaboração própria

Figura 5.29 – Gráfico da decomposição dos preços da energia elétrica para os consumidores domésticos de cada país da UE no 1º semestre de 2016



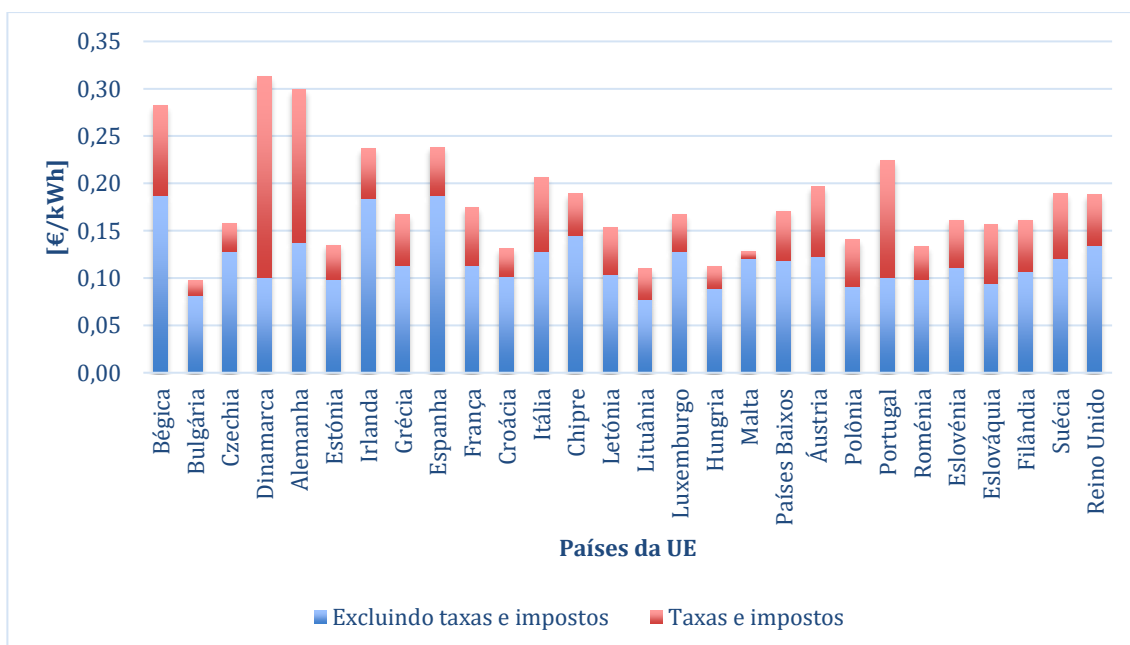
Fonte: Elaboração própria

Figura 5.30 – Gráfico da decomposição dos preços da energia elétrica para os consumidores domésticos de cada país no 1º semestre de 2017



Fonte: Elaboração própria

Figura 5.31 – Gráfico da decomposição dos preços da energia elétrica para os consumidores domésticos de cada país no 1º semestre de 2018



Fonte: Elaboração própria

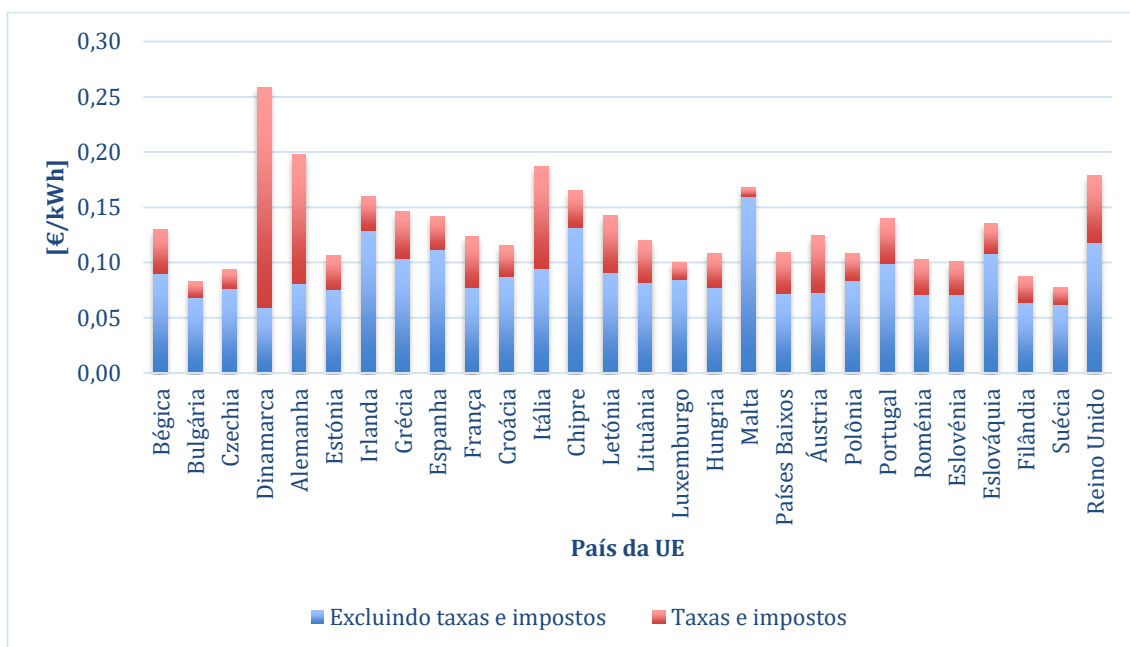
Apresentação e Discussão dos Resultados

Os consumidores domésticos da Dinamarca foram os que ocuparam o primeiro lugar do preço de energia e taxas mais caras nos primeiros semestres dos quatro anos (2015, 2016, 2017 e 2018), seguida da Alemanha e Bélgica. Todos os países, à exceção da Bélgica, têm mantido os preços de energia elétrica.

Relativamente a Portugal, as taxas representaram sempre mais 50% do valor da energia.

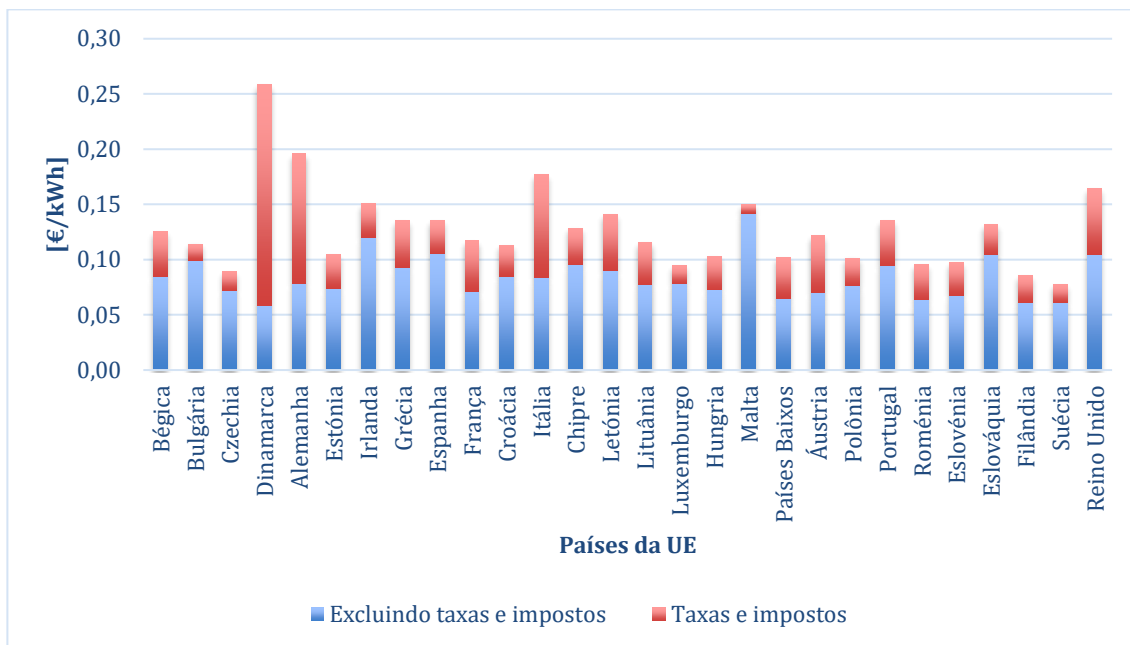
Nas Figuras 5.32, 4.33, 4.34 e 4.35 são apresentados gráficos da decomposição dos preços praticados de energia elétrica para os consumidores industriais de cada país da UE (28 países), com o objetivo de analisar quais são os países que pagam mais taxas e impostos.

Figura 5.32 – Gráfico da decomposição dos preços da energia elétrica para os consumidores industriais de cada país da UE no 1º semestre de 2015



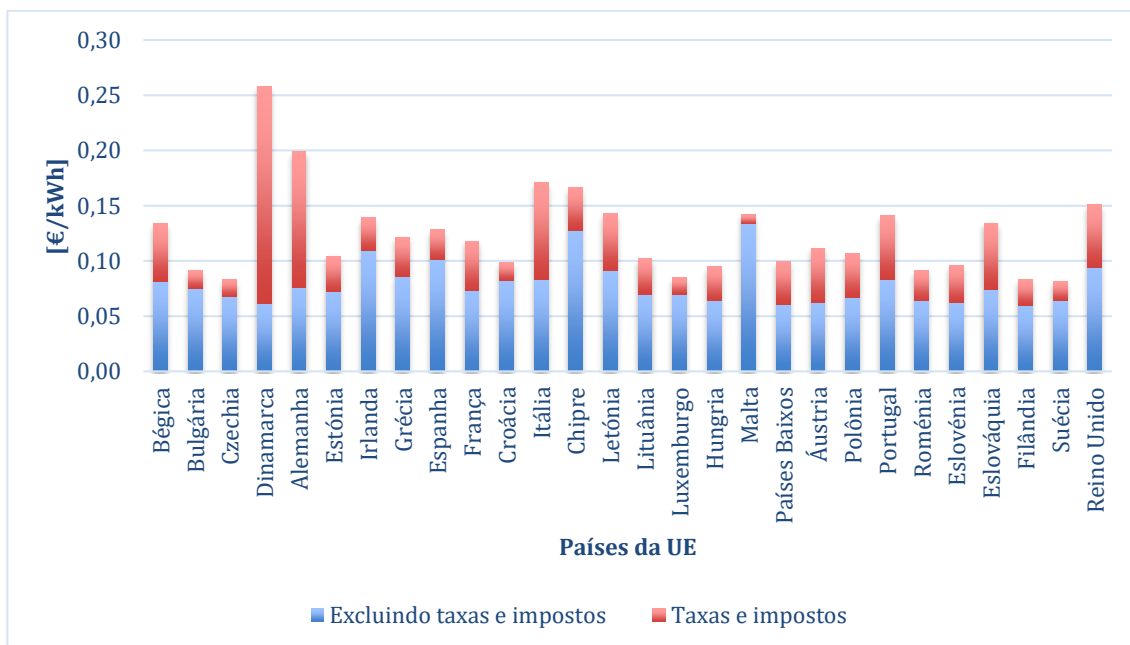
Fonte: Elaboração própria

Figura 5.33 – Gráfico da decomposição dos preços da energia elétrica para os consumidores industriais de cada país da UE no 1º semestre de 2016



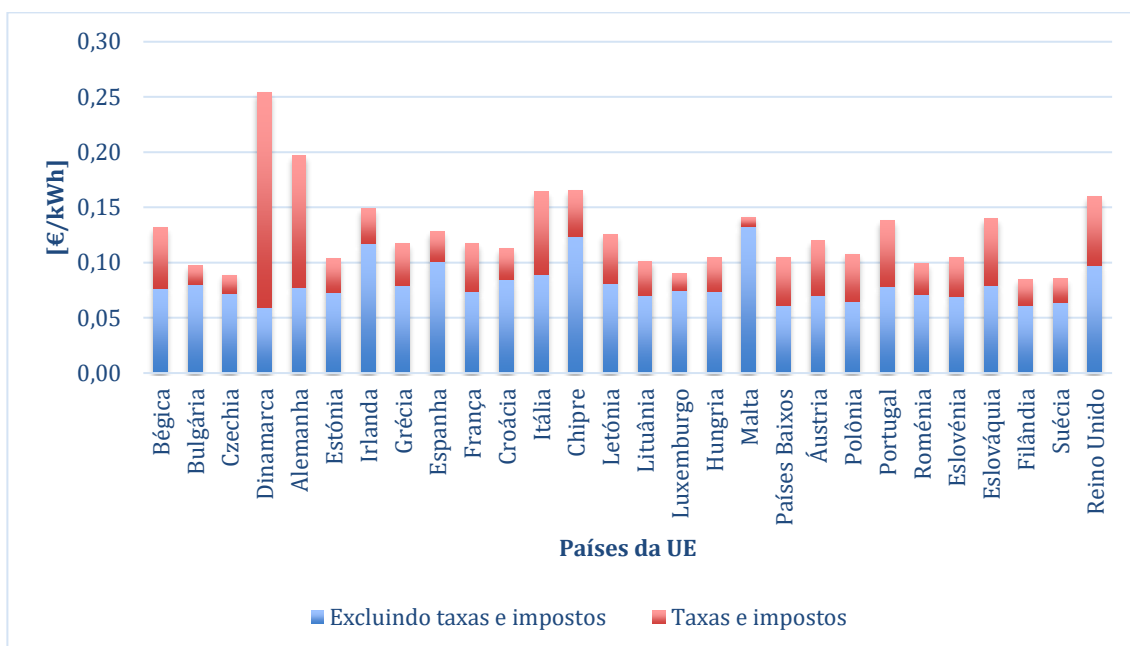
Fonte: Elaboração própria

Figura 5.34 – Gráfico da decomposição dos preços da energia elétrica para os consumidores industriais de cada país da UE no 1º semestre de 2017



Fonte: Elaboração própria

Figura 5.35 – Gráfico da decomposição dos preços da energia elétrica para os consumidores industriais de cada país da UE no 1º semestre de 2018



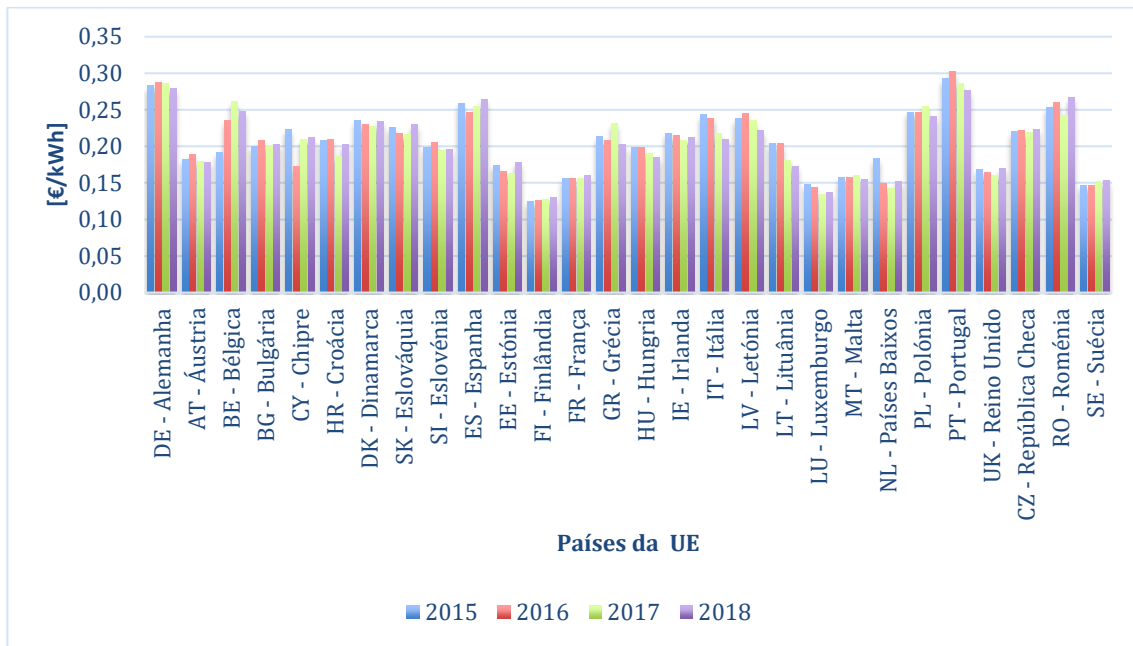
Fonte: Elaboração própria

Os consumidores industriais da Dinamarca foram os que mais pagaram de energia nos primeiros semestres dos quatro anos (2015,2016, 2017 e 2018), em que as taxas e impostos representaram cerca de 70% do valor da energia. A seguir à Dinamarca, os países em que mais se pagou pela energia, nestes quatro anos, foram a Alemanha, Chipre e Itália.

Relativamente a Portugal, as taxas representaram um valor bastante inferior em comparação com os consumidores domésticos.

Para uma melhor análise, em termos gerais, do preço da energia elétrica nos países da UE para os utilizadores domésticos e para os utilizadores industriais, construiu-se os gráficos representados nas Figuras 5.36 e .39.7.

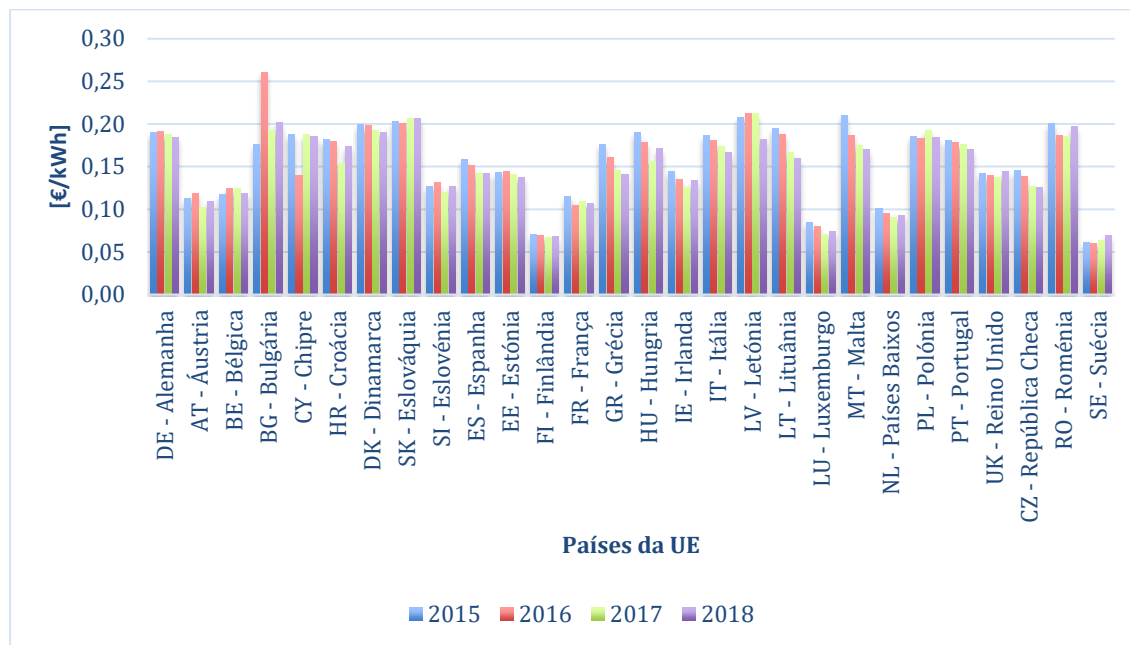
Figura 5.36 - Gráfico dos preços da energia elétrica para os consumidores domésticos de 2015 a 2018



Fonte: Elaboração própria (Eurostat, n.d.)

Como se pode observar no gráfico da Figura 5.36, houve em poucos países a descida do preço da energia ao longo do período temporal de 2015-2018, como é o caso, por exemplo, da Hungria, Luxemburgo e Lituânia e houve em muitos países o aumento do preço da energia ao longo do período temporal 2015-2018, como é o caso, por exemplo, da Finlândia e Roménia. Dos 28 países da UE, Portugal é o país em que mais se paga a energia elétrica, seguido da Alemanha.

Figura 5.37 - Gráfico dos preços da energia elétrica para os consumidores industriais de 2015 a 2018



Fonte: Elaboração própria (Eurostat, n.d.)

Relativamente ao gráfico da Figura 4.37, houve em poucos países a descida do preço da energia ao longo do período temporal de 2015-2018, como é o caso, por exemplo, da Hungria, Luxemburgo e Lituânia e houve em muitos países o aumento do preço da energia ao longo do período temporal 2015-2018.

Nos 28 países da UE, Bulgária é o país em que mais se paga a energia elétrica, seguido da Eslováquia.

Capítulo 6

Conclusões

As energias renováveis têm desempenhado um papel cada vez mais determinante na satisfação do consumo, visto que ao longo destes quatro anos têm aumentado ligeiramente a satisfação do consumo.

O acréscimo da utilização de energias renováveis, aliado às medidas de eficiência energética, deveriam contribuir para uma utilização mais racional da energia elétrica. O consumo cresce assim resultante do aumento da atividade económica mas de uma forma mais sustentada.

O ano de 2017 ficou marcado pelo período de maior seca e pouca precipitação, do qual resultou um baixo índice de produtividade da hidráulica, que fez com que 2017, fosse o ano em que menos se produziu energia em regime especial. Daí advém a importância e a necessidade de existir um *mix* energético diversificado.

De 2015 a 2018, o preço médio anual aumentou 14,08%, sendo que o ano de 2018 foi o ano em que se produziu mais energia em regime especial, mas também foi o ano que teve o preço médio de venda de energia mais elevado, ou seja, houve um agravamento do preço.

Este agravamento do preço foi consequência de fatores como:

- Aumento do preço dos combustíveis fósseis: 34% no gás natural e 15% no carvão;
- Aumento das taxas e impostos sobre a energia;
- Apoio às energias renováveis que acabam por ser pagas pelo consumidor final;
- Aumento do consumo de energia elétrica em Portugal;
- Aumento do preço no mercado europeu de licenças de emissão de CO₂, em 2,7 vezes face a 2017, com um valor médio anual de 15,9 €/TCO₂ em 2018.

Resumindo os pontos acima mencionados, por muitas políticas de eficiência energética que se venham a impor para diminuir o consumo e por muitas metas que se fixem para aumentar a produção de energia renovável para satisfação do consumo, sem que o Estado apoie financeiramente os produtores de energia renovável e por fim, sem o constante crescimento de

Conclusões

taxas e impostos sobre a energia, a PRE não afetará muito o preço da energia e a tendência é para que o preço ao longo dos anos aumente cada vez mais.

Também, por muito que a PRE aumente, se o consumo continuar a aumentar e se os preços das licenças de CO₂ e o preço dos combustíveis fósseis aumentarem também, a PRE nunca conseguirá afetar diretamente o preço da energia.

A criação do mercado único ajudou a proteger a UE da volatilidade de preços que possa afetar um determinado Estado-Membro. Com interligações, mercados acoplados e uma fixação dinâmica dos preços, a flexibilidade e as crescentes trocas comerciais entre os Estados-Membros servem de tampão às variações extremas dos preços no plano internacional. A crescente convergência geral dos preços entre os Estados-Membros é um indício de que estes esforços estão a dar frutos. Também os Estados-Membros têm insistido na tributação. Os impostos e taxas bastante significativos sobre a energia elétrica e os produtos petrolíferos aumentam o impacto dos aumentos dos preços e, ao mesmo tempo, fornecem receitas às administrações públicas. Estas receitas são utilizadas para financiar despesas gerais das administrações públicas e investimentos na energia, em prol por exemplo da transição para a energia limpa.

Os preços são influenciados por diversos fatores, incluindo a mistura de combustíveis, as interconexões transfronteiriças, o acoplamento de mercados, a concentração de fornecedores no mercado, os impostos e as taxas, os regimes de apoio às ER, bem como as condições meteorológicas. Do mesmo modo, a procura por parte da indústria e dos consumidores domésticos, a gestão da procura, e a eficiência energética influenciam o lado da «procura» do mercado,

Referências bibliográficas

- CEER. (2017). Status Review of Renewable Support Schemes in Europe, CEER Brussels. *Government of Dubai*, 14–23. Retrieved from <https://www.dewa.gov.ae/en/about-dewa/news-and-media/pressand-news/latest-news/2017/09/dewa-awards-aed142-millionlargest-csp>
- Conselho de Reguladores do MIBEL. (n.d.). *INTEGRAÇÃO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL E DE COGERAÇÃO NO MIBEL E NA OPERAÇÃO DOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS*.
- Corujas, J. (2016). Análise Estatística dos Resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade no ano de 2014 e no Primeiro Semestre de 2015 (Faculdade de Engenharia Universidade do Porto). Retrieved from <http://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/68454/1/000154162.pdf>
- Costa, A. S. da. (2019). No Title. *Público*. Retrieved from <https://www.publico.pt/2019/02/06/economia/opiniao/especialistas-nao-sabem-ha-1860811>
- Council of European Energy Regulators (CEER). (2018). *Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2016 and 2017: Public report*. (December), 126. Retrieved from <http://eur-lex.europa.eu/legal->
- Coupling, S. I., Intraday, C. B., Electricity, N., Operators, M., Solution, T. S., & Book, S. O. (2019). *Single Intraday Coupling (SIDC): Questions & Answers*. pp. 1–8. Retrieved from <https://www.epexspot.com/sites/default/files/2019-10/2019 SIDC Q and A.pdf>
- Deloitte. (2019). *ELETRICIDADE DE ORIGEM RENOVÁVEL*. Retrieved from www.apren.pt
- Diário da República. (2019). Diário da República Eletrónico.
- EDP Portugal. (n.d.). No Title. Retrieved October 1, 2019, from Geração Hídrica e Térmica website: <https://portugal.edp.com>
- ENTSO-E. (n.d.). No Title. Retrieved January 23, 2020, from https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sidc/
- Entso-e. (n.d.). No Title. Retrieved February 27, 2020, from <https://www.entsoe.eu/>
- EPEX Spot. (2018). *Trading on EPEX SPOT 2019-2020*. Retrieved from https://www.epexspot.com/document/41013/2019-09-05_Trading_Brochure.pdf
- EPEX SPOT. (n.d.). No Title. Retrieved January 15, 2020, from <https://www.epexspot.com/>
- ERSE. (n.d.). No Title. Retrieved October 1, 2019, from

- <http://www.erse.pt/pt/Paginas/home.aspx>
- Eurostat. (n.d.). No Title. Retrieved November 21, 2019, from <https://ec.europa.eu/eurostat/home?>
- Gonçalves, J. (2013). *Modelos para a Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente de Mercado* (Instituto Politécnico de Coimbra). Retrieved from http://files.isec.pt/DOCUMENTOS/SERVICOS/BIBLIO/Teses/Tese_Mest_Jose-Luis-Goncalves.pdf
- MIBEL. (n.d.). No Title. Retrieved October 14, 2019, from <https://www.mibel.com/>
- next. (n.d.). No Title. Retrieved January 13, 2020, from <https://www.next-kraftwerke.com/knowledge/market-coupling>
- OMEL. (n.d.). No Title. Retrieved October 14, 2019, from <http://www.omel.es>
- OMIE. (n.d.). No Title. Retrieved October 15, 2019, from <http://www.omie.es>
- OMIP. (n.d.). No Title. Retrieved October 14, 2019, from <https://www.omip.pt>
- Ote, A. S. (2017). *Proposta de Todos os NEMOs para o Plano de OAM*. 59. Retrieved from http://www.omel.es/files/mco_plan_portugues.pdf
- Paiva, J. P. J. (2015). *Redes de Energia Elétrica: Uma Análise Sistémica* (4ª Edição; I. Press, Ed.).
- PORDATA. (n.d.). No Title. Retrieved April 27, 2020, from <https://www.pordata.pt/>
- Prado, M. (2019). No Title. *Expresso*. Retrieved from <https://expresso.pt/economia/2019-06-30-Vem-ai-precos-negativos-na-eletricidade.-mas-nem-deverao-chegar-a-sua-carteira>
- REN. (n.d.). No Title. Retrieved July 2, 2018, from <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiarDiagrama.aspx>
- Rochete, G. (2015). *O Mercado Ibérico de Energia Elétrica: O Mercado de Derivados Energéticos e as Implicações do Real Decreto 216/2014 em Portugal* (Universidade de Coimbra). Retrieved from https://estudogeral.uc.pt/bitstream/10316/29106/1/Tese_Gustavo_final.pdf
- Scheme, E. U. E. T. (n.d.). No Title. Retrieved January 14, 2020, from <https://www.emissions-euets.com/>
- SIDC. (2019). *Single Intraday Coupling (XBID) Information Package*. (February 2018), 1–7. Retrieved from [https://www.epexspot.com/sites/default/files/2019-10/20191001_SIDC%28XBID%29 Information Package.pdf](https://www.epexspot.com/sites/default/files/2019-10/20191001_SIDC%28XBID%29%20Information%20Package.pdf)
- Tomé, B. T. S. R. (2009). *Previsão de Preços de Energia Elétrica em Mercados de Electricidade – Horizonte de 24 Horas*. Faculdade de Engenharia do Porto.

