

**O MERCADO LIVRE DE ELETRICIDADE E A ESTRUTURA  
TARIFÁRIA EM PORTUGAL – Uma Análise Pré e Pós MIBEL**

Iris Cláudia Lebre Feio

Dissertação de Mestrado  
em Economia da Empresa e da Concorrência

Orientadora:

Prof.<sup>a</sup> Doutora Mónica Meireles, Prof.<sup>a</sup> Auxiliar, ISCTE Business School, Departamento de  
Economia

julho de 2014



## **Abstract**

This thesis aims to study the impact of the Iberian Electricity Market on the deregulated market and on the tariff structure of the electricity sector (domestic segment) in Portuguese mainland.

To analyze the impact of MIBEL on the deregulated electricity market, an observation and comparison methodology of data was used relating to pre (January 2007) and post (April 2014) MIBEL. To analyze the impact of MIBEL on the tariff structure, a selecting and identification data methodology was used, as well as the development of formulas to calculate the average prices of electricity in Portuguese mainland, between 2002 and 2014. The demonstration of this evolution through graphics and statistical measures allowed to compare the pre (until 2007) and post (after 2007) MIBEL periods.

The empirical work concludes that the emerging of the MIBEL contributed to accelerate the development of the free market system. It has also helped bringing most of the customers from the regulated market to the deregulated market and reducing market concentration, although EDP Comercial still continues to be a dominant company. Furthermore, MIBEL also contributed to the general decrease of the average prices of electricity in Normal Low Voltage for the end users, since the regulated tariffs, which showed an increase from year to year, are now extinct, and the average prices on the free market system are comparatively lower. In June 2014, the lowest average price was offered by Enforcesco, the first low-cost electricity market supplier, and the highest average price was offered by GN Fenosa.

**Key Words:** MIBEL, deregulated electricity market, regulated tariffs, reference prices

**JEL Classification:** D.40, K.23, L.94, Q.48

## **Resumo**

A presente dissertação pretende estudar o impacto do Mercado Ibérico de Eletricidade no mercado livre e na estrutura tarifária do sector elétrico (segmento doméstico) em Portugal continental.

Para analisar o impacto do MIBEL no mercado livre de eletricidade foi utilizada uma metodologia de observação e comparação de dados relativos ao pré (janeiro de 2007) e pós (abril de 2014) MIBEL. Para analisar o impacto do MIBEL na estrutura tarifária foi utilizada uma metodologia de seleção e identificação de dados, assim como o desenvolvimento de fórmulas para calcular os preços médios de eletricidade em Portugal continental entre 2002 e 2014. Recorrendo a gráficos e medidas estatísticas foi possível comparar a evolução pré (até 2007) e pós (depois de 2007) MIBEL.

O trabalho empírico conclui que o “arranque” do MIBEL contribuiu para a aceleração do desenvolvimento do mercado livre. Ajudou também a trazer a maioria dos clientes do mercado regulado para o mercado livre e, apesar de a EDP Comercial continuar a ser uma empresa dominante, ajudou a reduzir a concentração de mercado. O MIBEL contribuiu ainda para a diminuição geral dos preços médios de eletricidade em Baixa Tensão Normal para o consumidor final, dado que as tarifas reguladas, que apresentavam um aumento de ano para ano, estão agora extintas e os preços de referência no mercado livre são comparativamente mais baixos. Em junho de 2014 o preço médio mais baixo foi oferecido pela Enforcesco, a primeira comercializadora de eletricidade low-cost e o preço médio mais alto foi oferecido pela GN Fenosa.

**Palavras-chave:** MIBEL, mercado livre de eletricidade, tarifas reguladas, preços de referência

**JEL Classification:** D.40, K.23, L.94, Q.48

## **Agradecimentos**

À minha orientadora, Professora Doutora Mónica Meireles, por aceitar orientar a minha dissertação e por todo o carinho, empenho, dedicação e disponibilidade demonstrados ao longo de todo este percurso,

Aos meus pais António Feio e Mariana Lebre, que sempre me apoiaram, ensinaram e deram oportunidade de ir mais além, em especial à minha mãe, pela paciência e contributo na concretização deste trabalho,

Ao Dr. Luís Azoia Gomes, da Direção de Regulação e Concorrência da EDP – Energias de Portugal, S.A., pela preciosa ajuda ao disponibilizar documentos sem os quais não seria possível a materialização do presente estudo,

À minha colega e grande amiga Mónica Silva que esteve a meu lado em mais uma luta, contribuindo ativamente com excelentes opiniões e conselhos, motivando em todos os momentos e ajudando a viver esta etapa com mais ânimo e força de vontade,

E a todos os meus familiares e amigos que de algum modo me apoiaram e “aturaram”, àqueles que mostraram interesse e ajudaram com a partilha de opiniões e àqueles que se “fartaram” de me ouvir falar sobre eletricidade,

O meu sincero e eterno obrigado!

## **Abreviaturas**

AT = Alta Tensão

ARIMA = Autoregressive Integrated Moving Average

ARCH = Autoregressive Conditional Heteroscedasticity

BTE = Baixa Tensão Especial

BTN = Baixa Tensão Normal

CAEs = Contratos de Aquisição de Energia

CBF = Contratos Bilaterais Físicos

CIEGS = Custos provenientes da gestão técnica

CMECs = Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual

CMVM = Comissão do Mercado de Valores Mobiliários

CNE = Comisión Nacional de Energia

CNMV = Comisión Nacional del Mercado de Valores

CNSE = Comisión Nacional del Sistema Eléctrico

DGEG = Direção Geral de Energia e Geologia

ERSE = Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

GARCH = Generalized Autoregressive Conditional Heteroscedasticity

GN = Gás Natural

Hp = Horse power

kVA = kilovoltampere

kWh = kilowatt hour

LOSEN = Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional

MAT = Muito Alta Tensão

MIBEL = Mercado Ibérico de Eletricidade

MIBGAS = Mercado Ibérico de Gás Natural

ML = Mercado Livre

MLE = Marco Legal Estable

MR = Mercado Regulado

MT = Média Tensão

MW = Megawatts

OLMC = Operador Logístico de Mudança de Comercializador

OMI = Operador de Mercado Ibérico

OMIClear = Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A.

OMIE = Operador do Mercado Ibérico – pólo Espanhol  
OMIP = Operador de Mercado Ibérico – pólo Português  
OTC = Over-the-Counter  
Pm = Preços Médios  
PME = Pequenas e Médias Empresas  
PRE = Produção em Regime Espacial  
PRO = Produção em Regime Ordinário  
REE = Red Eléctrica de España S.A.  
REN = Redes Energéticas Nacionais  
RND = Rede Nacional de Distribuição  
RNT = Rede Nacional de Transporte  
RRC = Regulamento de Relações Comerciais  
RT = Regulamento Tarifário  
SEN = Sistema Elétrico Nacional  
SENV = Sistema Elétrico Independente ou não Vinculado  
SEP = Sistema Elétrico de Serviço Público  
SIMER = Sistema de Informação de Mercados  
UNESA = Asociación Española de la Industria Eléctrica  
USM = Unidade de Supervisão de Mercados  
v = volts  
VAL = Valor Atualizado Líquido  
VPPs = Leilões de libertação de capacidade de produção  
WWh = Megawatts por hora

## Índice

1.	Introdução .....	1
2.	O Mercado Interno para a Energia e a Liberalização do Sector Elétrico.....	2
3.	Evolução do Sector Elétrico Português.....	5
4.	Evolução do Sector Elétrico Espanhol.....	10
5.	O MIBEL .....	15
5.1.	Criação e Desenvolvimento.....	15
5.2.	A Cessão dos CAEs e o Início dos CMECs .....	21
5.3.	Os Mercados do MIBEL.....	22
5.4.	O OMIP .....	23
5.5.	O OMIE .....	24
6.	A Supervisão do MIBEL .....	25
6.1.	O Conselho de Reguladores .....	25
6.2.	Regulamentos para o Sector Elétrico em Portugal .....	28
7.	A Estrutura Tarifária em Portugal Continental.....	33
7.1.	Contextualização .....	33
7.2.	Tarifas de Acesso às Redes .....	35
7.3.	Tarifas de Comercialização no Mercado Regulado.....	35
7.4.	Tarifas Transitórias.....	35
7.5.	Preços de Referência no Mercado Livre.....	36
8.	Análise Empírica.....	40
8.1.	Revisão da Literatura.....	40
8.2.	Dados e Metodologia.....	42
8.3.	Análise do Mercado Livre Pré e Pós MIBEL.....	44
8.4.	Análise da Estrutura Tarifária de Eletricidade Pré e Pós MIBEL .....	48
9.	Conclusões e Propostas de Pesquisas Futuras .....	61
10.	Bibliografia.....	63
	ANEXO 1: Decomposição das tarifas de comercialização.....	71
	ANEXO 2: Tarifas de acesso às redes de eletricidade em BTN.....	72
	ANEXO 3: Evolução das tarifas de comercialização no mercado regulado .....	73
	ANEXO 4: Tarifas sociais para clientes economicamente vulneráveis.....	73
	ANEXO 5: Tarifas transitórias para clientes em BTN .....	74
	ANEXO 6: Oferta tarifária EDP Comercial .....	75

ANEXO 7: Oferta tarifária Enat – Energias Naturais.....	77
ANEXO 8: Oferta tarifária Endesa .....	79
ANEXO 9: Oferta tarifária Enforcesco.....	82
ANEXO 10: Oferta tarifária Galp Power.....	83
ANEXO 10.1: Preços para PME – Pequenos Negócios.....	86
ANEXO 11: Oferta tarifária GN Fenosa .....	88
ANEXO 12: Oferta tarifária Iberdrola.....	89
ANEXO 13: Revisão da literatura .....	91
ANEXO 14: Análise ao mercado livre pré e pós MIBEL .....	98

## Índice de gráficos

Gráfico 1: P m de eletricidade em Portugal continental 2002 – 2014 (valores nominais).....	55
Gráfico 3: Pm de eletricidade em Portugal continental 2002 – 2014 (valores reais).....	56
Gráfico 2: Preços médios de eletricidade no ML 2011 – 2014 (valores nominais).....	56
Gráfico 4: Preços médios de eletricidade no ML 2011 – 2014 (valores reais) .....	57
Gráfico 5: Consumo global (ML+ MR) e Peso relativo do consumo no ML – Pré MIBEL ...	98
Gráfico 6: Consumo global (ML+MR) – Pós MIBEL.....	98
Gráfico 7: Peso relativo do consumo no ML – Pós MIBEL .....	98
Gráfico 8: Consumo anualizado no ML (GWh) – Pré MIBEL.....	99
Gráfico 9: Consumo anualizado no ML – Pós MIBEL.....	99
Gráfico 10: Consumo no ML por segmento – Pré MIBEL.....	99
Gráfico 11: Consumo no ML por segmento – Pós MIBEL .....	99
Gráfico 12: Número de clientes no ML (GWh) – Pré MIBEL .....	100
Gráfico 13: Número de clientes no ML – Pós MIBEL .....	100
Gráfico 14: Número de clientes no ML por segmento – Pré MIBEL.....	100
Gráfico 15: Peso relativo de clientes no ML por segmento – Pós MIBEL.....	100
Gráfico 16: Quotas de mercado em consumo no ML – Pré MIBEL.....	101
Gráfico 17: Quotas de mercado em consumo no ML – Pós MIBEL .....	101
Gráfico 18: Quotas de mercado em clientes no ML – Pré MIBEL.....	102
Gráfico 19: Quotas de mercado em clientes no ML – Pós MIBEL .....	102
Gráfico 20: Quotas de mercado em consumo – Indústrias – Pós MIBEL .....	102
Gráfico 21: Quotas de mercado em consumo – Grandes consumidores – Pós MIBEL.....	102
Gráfico 22: Quotas de mercado em consumo – Pequenos negócios – Pós MIBEL.....	103
Gráfico 23: Quotas de mercado em consumo – Domésticos – Pós MIBEL .....	103
Gráfico 24: Concentração no ML em consumo – Pós MIBEL .....	103

## Índice de Ilustrações

Ilustração 1: Efeito da Liberalização no Sector Elétrico.....	4
Ilustração 2: Gestão do MIBEL durante o período de transição .....	17
Ilustração 3: Constituição do OMI.....	20
Ilustração 4: Aditividade Tarifária .....	34
Ilustração 5: Tarifas de Último Recurso .....	34
Ilustração 6: Composição dos CIEGs para os consumidores em $BTN \leq 20,7$ kVA.....	71
Ilustração 7: Composição dos CIEGs para os consumidores em $BTN > 20,7$ kVA .....	71
Ilustração 8: Entradas e Saídas do ML - Pré MIBEL.....	101

## Índice de tabelas

Tabela 1: Lista de comercializadoras de eletricidade em Portugal continental .....	8
Tabela 2: Fornecedores de eletricidade em Último Recurso em Portugal continental .....	9
Tabela 3: Segunda revisão do Regulamento Tarifário .....	30
Tabela 4: Terceira revisão do Regulamento Tarifário .....	31
Tabela 5: Revisão da Literatura – sumarização: preços de eletricidade.....	41
Tabela 6: Base de dados para a análise do mercado livre pré e pós MIBEL .....	43
Tabela 7: Base de dados para a análise da estrutura tarifária em Portugal continental.....	43
Tabela 8: Análise do Mercado Livre Pré e Pós MIBEL .....	<b>Erro! Marcador não definido.</b>
Tabela 9: Quotas de mercado em consumo por segmento (2014) .....	47
Tabela 10: Dados gerais utilizados no cálculo dos Pm .....	49
Tabela 11: Dados utilizados no cálculo dos Pm das tarifas BTN reguladas .....	49
Tabela 12: Dados utilizados no cálculo dos Pm de referência $BTN \leq 20,7$ kVA no ML.....	50
Tabela 13: Fórmula para calcular os Pm das tarifas BTN reguladas .....	54
Tabela 14: Fórmulas para calcular os Pm de referência $BTN \leq 20,7$ kVA no ML .....	55
Tabela 15: Taxa de variação anual dos Pm .....	57
Tabela 16: Taxa de variação média dos Pm .....	58
Tabela 17: Medidas de tendência central e dispersão dos Pm no ML .....	58
Tabela 18: Entradas e saídas do ML - Pós MIBEL.....	101

## 1. Introdução

Refletindo sobre o desenvolvimento do sector elétrico em Portugal continental verifica-se que em poucos anos esta indústria sofreu diversas alterações na sua estrutura económica, organizacional e social. O próprio desenvolvimento económico do sector, juntamente com os objetivos da União Europeia, levaram a que, em Portugal, tal como noutros países europeus, fossem cumpridas as normas e políticas para a liberalização do sector elétrico. Anos mais tarde, como passo à construção de um Mercado Interno para a Energia, começam a formar-se por toda a Europa mercados regionais, surgindo assim o MIBEL (Mercado Ibérico de Eletricidade) que incorporou o sector elétrico português e o sector elétrico espanhol.

A presente dissertação pretende estudar o impacto destas alterações a nível nacional no âmbito da atividade de comercialização, mais especificamente, pretende estudar o impacto do MIBEL no mercado livre e na estrutura tarifária do sector elétrico (segmento doméstico) em Portugal continental, recorrendo a uma análise temporal do Pré e do Pós MIBEL.

O presente trabalho terá início no capítulo 2 com uma exposição histórica geral acerca do mercado Interno para a Energia e da Liberalização do Sector Elétrico. Os capítulos 3 e 4 servirão para descrever mais especificamente a evolução dos sectores elétricos português e espanhol, respetivamente. O capítulo 5 irá introduzir o MIBEL e o capítulo 6 será dedicado à supervisão do mesmo e aos regulamentos específicos do sector elétrico português. O capítulo 7 irá descrever a estrutura tarifária atual no sector em Portugal continental e o capítulo 8 será dedicado à análise empírica, onde se pretende concluir sobre o impacto do MIBEL no mercado livre e na estrutura tarifária em Portugal continental. Para analisar o mercado livre será utilizada uma metodologia de observação e comparação dos dados relativos aos períodos pré (janeiro de 2007) e pós (abril de 2014) MIBEL e para analisar a estrutura tarifária em Portugal continental será utilizada uma metodologia de seleção e identificação de dados e o desenvolvimento de fórmulas para calcular os preços médios de eletricidade em Portugal continental entre 2002 e 2014. A demonstração desta evolução através de gráficos irá permitir comparar os períodos pré (até 2007) e pós (depois de 2007) MIBEL.

Para enquadrar a análise empírica, serão expostos os estudos académicos mais recentes na área do MIBEL. É desta forma que a presente dissertação ganha pertinência, por contribuir efetivamente para o estudo global académico e económico desta indústria, introduzindo duas novas óticas de análise ao MIBEL e ao sector elétrico português.

## 2. O Mercado Interno para a Energia e a Liberalização do Sector Eléctrico

Após a 2ª Guerra Mundial, em 1952, os seis países aliados<sup>1</sup> formaram a Comunidade Europeia do Carvão e do Aço a fim de colocar estas duas indústrias sobre o mesmo comando e impedir a fabricação de armas de guerra para dirigir uns contra os outros (UE, 2013). Dado o sucesso desta comunidade, em 1957 os países alargam a sua cooperação a outros sectores económicos e criam a Comunidade Económica Europeia com o objetivo de conceber um espaço sem fronteiras, isto é, um mercado comum onde os cidadãos e agentes económicos possam circular e efetuar trocas comerciais livremente entre os países constituintes da comunidade. É no decorrer do crescimento e desenvolvimento deste mercado comum europeu que nasce a necessidade de um mercado interno para a energia (UE, 2006; CCE, 2007 e UE, 2013).

Após diversas negociações entre os Estados-Membros, surge em 1996 o Primeiro Pacote Energético da União Europeia que estabelecia pela primeira vez as regras comuns para o mercado Interno de Eletricidade. A 30 de janeiro de 1997, foram publicadas no Jornal Oficial das Comunidades, a Diretivas 96/92/CE e 98/30/CE relativas ao sector elétrico e do gás natural, respetivamente. A Diretiva para a eletricidade determinava o processo de liberalização e impunha que no prazo de dois anos desde a sua entrada em vigor (19 de fevereiro de 1997 no caso de Portugal) os Estados-Membros deveriam colocar em prática as disposições legislativas, regulamentares e administrativas necessárias para cumprir a lei.

O Segundo Pacote Energético, composto pelas Diretivas 2003/54/CE e 2003/73/CE relativas à eletricidade e ao gás natural, respetivamente, veio substituir o Primeiro Pacote Energético permitindo que novos fornecedores de eletricidade e gás entrassem nos mercados dos Estados-Membros e possibilitando aos consumidores escolherem os seus fornecedores de eletricidade e gás (Silva, 2007; REN, 2013b e Kerebel, 2014)<sup>2</sup>.

Em 2009 surge o Terceiro Pacote Energético da União Europeia, do qual fazem parte a Diretiva 2009/72/CE (que revoga a Diretiva 2003/54/CE) e o Regulamento (CE) 714/2009 para o sector elétrico, e a Diretiva 2009/73/CE (que revoga a Diretiva 2003/73/CE) e o Regulamento (CE) 715/2009 para o sector do gás natural. Este pacote legislativo veio estabelecer medidas para a consolidação de um mercado orientado para o benefício dos consumidores que garanta um fornecimento de energia mais seguro, competitivo e sustentável

---

<sup>1</sup> Alemanha Ocidental, Bélgica, França, Itália, Luxemburgo e Holanda (UE, 2013).

<sup>2</sup> Os consumidores industriais poderiam escolher o fornecedor a partir de 1 de julho de 2004 e os consumidores domésticos poderiam escolher o seu fornecedor a partir de 1 de julho de 2007 (Kerebel, 2014).

para o espaço físico da União Europeia. Segundo Silva (2007), REN (2013a) e Kerebel (2014), os principais objetivos do Terceiro Pacote Energético da União Europeia são:

- Reestruturar e regular a cadeia de valor da indústria energética assegurando a separação das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e gás natural (Ilustração 1);
- Aumentar a concorrência;
- Assegurar a existência de uma entidade reguladora verdadeiramente independente responsável por regular principalmente as tarifas de acesso à rede de transporte e distribuição de eletricidade para permitir um acesso não discriminatório à rede;
- Incentivar o investimento em benefício dos consumidores;
- Aumentar a proteção do consumidor;
- Regular o acesso às instalações e locais de armazenamento de gás natural liquefeito e definir as regras de apresentação de relatórios sobre reservas de gás; e
- Promover a solidariedade entre os Estados-Membros com o desenvolvimento de interligações de gás e a definição de medidas nacionais de emergência para o caso de haver perturbações no fornecimento de gás noutros países.

Em Portugal, as Diretivas deste Terceiro Pacote Energético da União Europeia foram transpostas a 20 de junho de 2011 para os Decretos-Lei n.º 77/2011 e n.º 78/2011, relativamente ao gás natural e à eletricidade, respetivamente, tendo a transposição da Diretiva 2009/72/CE sido complementada a 8 de outubro de 2011 através dos Decretos-Lei n.º 215-A/2012 e n.º 215-B/2012 (Silva, 2007 ; REN, 2013b e Kerebel, 2014).

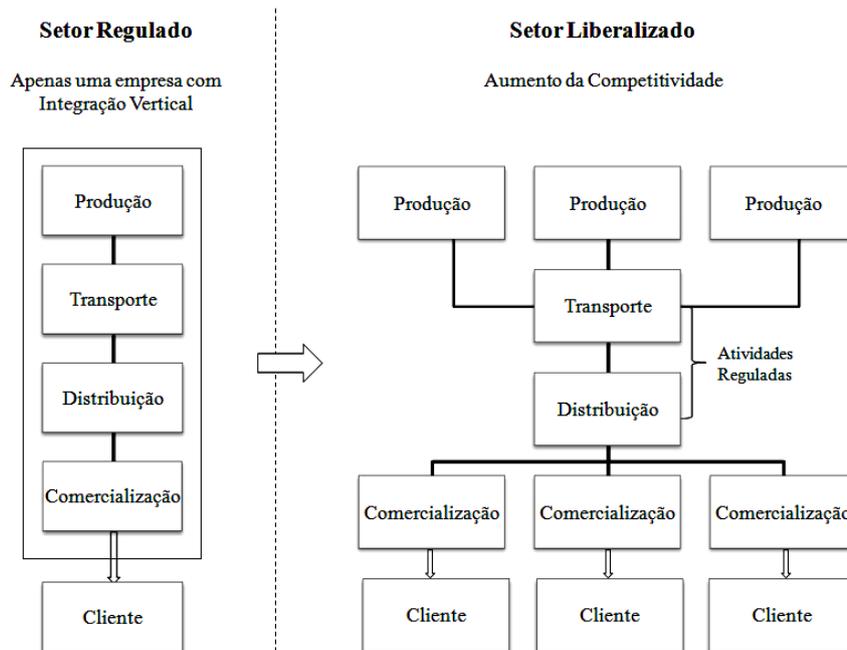
É importante ainda referir os objetivos que, em 2007, o Conselho Europeu estipulou para 2020 relativamente à energia e às alterações climáticas: a redução de 20% nas emissões de gases com efeito de estufa, o aumento da quota de energias renováveis para 20% e uma melhoria de 20% na eficiência energética.

Em termos gerais a política energética tem como principais objetivos a competitividade, a segurança do aprovisionamento e a sustentabilidade. Os três pacotes legislativos mencionados abordam, no seu conjunto, temas como o acesso ao mercado, a transparência e a regulamentação, a proteção dos consumidores, o apoio à interligação e os níveis adequados de fornecimento, no sentido da promoção à entrada de novos fornecedores de gás e eletricidade nos mercados dos Estados-Membros, e à livre escolha de fornecedores por parte dos consumidores industriais e domésticos. Existem também outras políticas associadas a estes pacotes legislativos que apontam para a segurança do fornecimento de eletricidade, gás e petróleo, e para o desenvolvimento de redes transeuropeias de transporte de gás e eletricidade.

Embora se notem alguns progressos no processo de desenvolvimento do mercado interno para a energia, os sistemas elétricos e de gás natural nacionais e internacionais estão a adaptar-se demasiado lentamente enquanto o número de desafios aumenta (Kerebel, 2014). O mercado interno da energia permanece fragmentado e ainda não realizou todo o seu potencial em termos de transparência, acessibilidade e escolha. As empresas têm crescido para além das fronteiras nacionais mas o seu desenvolvimento ainda é dificultado por uma série de regras e práticas nacionais diferentes (CE, 2010). A plena realização de um mercado interno para a energia exige a eliminação de barreiras ao comércio, a aproximação das políticas fiscais e dos preços, o estabelecimento de normas e requisitos e a regulamentação em matéria de ambiente e de segurança. Todas estas condições são necessárias para se conseguir um mercado único funcional com acesso justo e com níveis adequados de interligação e de capacidade produtiva, garantindo a proteção dos consumidores no que respeita ao acesso à eletricidade e à informação compreensível sobre os serviços.

No dia 4 de fevereiro de 2011, o Conselho Europeu acordou a concretização do mercado interno da energia até 2014, no entanto, devido à lentidão com que os progressos têm vindo a ser alcançados, este objetivo foi adiado pelo Conselho Europeu em maio de 2013, não havendo previsões de momento para uma próxima data (Kerebel, 2014).

### Ilustração 1: Efeito da Liberalização no Sector Elétrico



Fonte: Adaptado de Pepermans e Proost, 2000

### **3. Evolução do Sector Elétrico Português**

Em Portugal, nos finais do século XIX, surge a primeira sociedade privada detentora da concessão da iluminação pública a gás: a Lisbonense. Mais tarde esta sociedade fundiu-se com a Gás de Cidade dando origem à Sociedade Companhias Reunidas de Gás e Eletricidade a quem a Câmara Municipal de Lisboa concedeu o direito de produzir, distribuir e vender gás e eletricidade destinada à iluminação pública e particular e a outros usos domésticos e industriais no Município de Lisboa. Depois da capital, outros municípios decidiram instalar a iluminação elétrica e, durante o século XX, foram-se multiplicando instalações elétricas por todo o país existindo apenas regulamentos legislativos e administrativos no domínio da segurança das instalações e sem qualquer política de interligação (AICEP, 2008).

Em 1975, o Estado português decide nacionalizar o sector elétrico criando três empresas públicas, a EDP (Energias de Portugal) no continente, a EDA (Eletricidade dos Açores) nos Açores e a EEM (Empresa de Eletricidade da Madeira) na Madeira, às quais concedeu a exclusividade das atividades de produção transporte, distribuição e comercialização de eletricidade nas áreas de atuação respetivas, em regime de serviço público e por tempo indeterminado (Silva, 2007 e Marques, 2010).

Em 1995, o Estado português possibilita pela primeira vez, através dos Decretos-Lei n.º 182/95 a 185/95, a existência de relações comerciais livres, em paralelo com o sector nacionalizado, e é criada uma entidade reguladora independente para o sistema elétrico: a ERSE - Entidade Reguladora do Sector Elétrico, cuja sigla atualmente significa Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (Silva, 2007 e Marques, 2010). É assim que, juntamente com a aplicação da Diretiva 96/92/CE da União Europeia, a liberalização do sector elétrico chega a Portugal, marcada pela reprivatização da EDP e pela definição de um Sistema Elétrico Nacional (SEN) composto por dois subsistemas: o Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) para o mercado regulado e o Sistema Elétrico Independente ou não Vinculado (SENV) para o mercado liberalizado.

Em 2006, a Diretiva 2003/54/CE foi transposta em Portugal para o Decreto-Lei n.º 172/2006 procurando enquadrar o funcionamento legal do sector elétrico português com o europeu. No âmbito deste enquadramento o SEP e o SENV do Sistema Elétrico Nacional foram substituídos por um Sistema de Mercado Único onde as atividades de produção e comercialização de eletricidade estão agora inteiramente abertas à concorrência, sujeitas à obtenção de licenças e aprovações necessárias por parte do Estado português. No entanto, as

atividades de transporte e distribuição continuam a ser desenvolvidas através de concessões públicas atribuídas também pelo Estado (Silva, 2007).

Desde 2011, com a transposição da Diretiva 2009/72/CE para o sector português, o SEN divide-se em seis grandes áreas que funcionam independentemente umas das outras, em termos legais, organizacionais e de tomadas de decisão:

1. **Produção:** A atividade de produção de eletricidade está sujeita à concorrência e poderá estar associada a dois regimes legais diferentes, mediante a tecnologia e as fontes primárias de energia (carvão, gás natural, fuelóleo, gasóleo, água, vento, sol, biomassa, resíduos) utilizadas no processo:

**Produção em regime ordinário (PRO):** regime legal relativo à produção de eletricidade com recurso a fontes de energia tradicionais não renováveis ou em grandes centros eletroprodutores hídricos (barragens com potência > 10 MW). Atualmente, os participantes do mercado são responsáveis pela tomada de decisão quanto à construção e operação de novas centrais. As centrais, antes abrangidas por CAEs (Contratos de Aquisição de Energia)<sup>3</sup>, operam agora segundo as regras de mercado e o Governo português apenas participa para subsidiar as iniciativas privadas, resolver falhas de mercado ou garantir o abastecimento de energia;

**Produção em regime especial (PRE):** regime legal relativo à cogeração e à produção elétrica a partir da utilização de fontes de energia renováveis (barragens com potência > 10 MW). Este tipo de produção favorece de tarifas especiais e requisitos de licenciamento diferentes da produção em regime ordinário. Os produtores qualificados como PRE podem vender a sua energia tanto aos comercializadores de último recurso como aos outros comercializadores de eletricidade no mercado. No entanto, sempre que o produtor em regime especial vende eletricidade ao comercializador de último recurso, recebe uma importância correspondente à tarifa aplicável à eletricidade produzida sob esse regime especial (Silva, 2007; AICEP, 2008; EDP, 2014b e REN, 2013a).

2. **Transporte:** Em 1995, foi atribuído pelo Estado português um contrato de concessão da atividade de transporte de eletricidade em muito alta tensão (MAT: 150, 220 e 400 kv) à REN – Redes Energéticas Nacionais, constante no Decreto-Lei n.º 182/95. Atualmente, de

---

<sup>3</sup> Contratos celebrados ao abrigo do Decreto-Lei n.º 183/95, de 27 de julho, entre um produtor vinculado e a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), através do qual o produtor se compromete a vender à mesma, a capacidade total da sua instalação produtora de acordo com as condições técnicas e comerciais estabelecidas nos contratos. Ao abrigo do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, a entidade concessionária da RNT é a Redes Energéticas Nacionais – REN. (ERSE, 2013d).

acordo com o Decreto-Lei n.º 29/2006 que dá seguimento ao mesmo contrato, esta empresa detém exclusividade no transporte de eletricidade em MAT em Portugal.

A REN tornou-se, assim, a empresa portuguesa que opera a Rede Nacional de Transporte (RNT) sendo responsável pelo planeamento, implementação e operação da RNT, da sua infra-estrutura e interconexões. Esta concessão também prevê que a REN faça a coordenação das infra-estruturas do SEN por forma a garantir uma operação integrada e eficiente do sistema, isto é, a continuidade e segurança do abastecimento de eletricidade.

A RNT funciona como a interface entre os produtores e os centros de consumo sendo responsável por assegurar o equilíbrio entre a quantidade de eletricidade injetada na rede pelos produtores (oferta) e a quantidade de eletricidade absorvida pelos clientes (procura). Os seus pontos de entrega permitem alimentar a rede de distribuição a partir da qual são abastecidos os consumos da maioria dos consumidores finais.

A atividade de transporte de eletricidade constitui um **monopólio natural** pelo fato de necessitar obrigatoriamente da implementação de uma estrutura de redes de transporte cujos custos são muito elevados e apenas minimizados e compensatórios quando existe uma só empresa a suportá-los, pois consegue obter economias de escala onde os custos operacionais médios decrescem quando a quantidade de energia transportada aumenta. Por se tratar de uma atividade monopolista é necessária uma regulação para aproximar as suas regras de funcionamento às do mercado livre. Esta regulação em Portugal é realizada pela ERSE (Silva, 2007; AICEP, 2008 e REN, 2013a).

3. **Distribuição:** A eletricidade em alta, média e baixa tensão, é distribuída através da Rede Nacional de Distribuição (RND). De acordo com o Decreto-Lei n.º 29/2006, a subsidiária do grupo EDP, a EDP Distribuição, detém a concessão exclusiva, atribuída pelo Estado português, de operar as redes de alta e média tensão (AT e MT) da RND, enquanto as redes de distribuição de baixa tensão especial e normal (BTE e BTN) são operadas pelos municípios, mediante contratos de concessão com os distribuidores, sujeitos a concurso público.

Tal como a atividade de transporte, também a distribuição de eletricidade é uma atividade naturalmente monopolista e portanto também regulada pela ERSE (Silva, 2007; AICEP, 2008; EDP, 2013 e REN, 2013c).

4. **Comercialização:** Os comercializadores podem comprar e vender eletricidade livremente, têm o direito de aceder às redes de transporte e de distribuição mediante o pagamento de tarifas de acesso estabelecidas pela ERSE, estão sujeitos a obrigações de serviço público no que respeita à qualidade e ao abastecimento contínuo de eletricidade e devem

disponibilizar aos seus clientes o acesso à informação de forma simples e compreensível. A comercialização de eletricidade está aberta à concorrência, sujeita apenas a um regime de licenciamento.

Também os produtores, quer em regime ordinário quer em regime especial, se podem tornar comercializadores sendo, neste caso, responsáveis pela gestão das relações com os consumidores finais incluindo a faturação e o serviço ao cliente (Silva, 2007; AICEP, 2008; EDP, 2013 e REN, 2013a).

Segundo a ERSE (2013c) existem em Portugal oito empresas comercializadoras dedicadas aos clientes domésticos e nove empresas comercializadoras dedicadas ao mercado dos grandes clientes, pequenos negócios e indústrias (Tabela 1).

**Tabela 1: Lista de comercializadoras de eletricidade em Portugal continental**

Fornecedores de clientes domésticos	Fornecedores de grandes clientes, pequenos negócios e indústrias
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Audax Energia;</li> <li>– EDP Comercial - Comercialização de Energia, S.A.;</li> <li>– Enat – Energias Naturais, Lda.;</li> <li>– Endesa – Endesa Energia Sucursal Portugal;</li> <li>– Enforcesco, S.A.;</li> <li>– Galp Power, S.A.;</li> <li>– Gas Natural Comercializadora, SDG, S.A.; e</li> <li>– Iberdrola Generación – Energia e Serviços Portugal, Unipessoal, Lda.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Audax Energia;</li> <li>– Axpo Iberia, S.L. (exceto pequenos negócios);</li> <li>– EDP Comercial - Comercialização de Energia, S.A.;</li> <li>– Endesa – Endesa Energia Sucursal Portugal;</li> <li>– Enforcesco, S.A.;</li> <li>– Fortia Energía para Grandes Consumidores, S.L;</li> <li>– Galp Power S.A.;</li> <li>– Gas Natural Comercializadora, SDG, S.A.; e</li> <li>– Iberdrola Generación – Energia e Serviços Portugal, Unipessoal, Lda.</li> </ul>

Fonte: ERSE, 2013c

5. **Comercialização de último recurso:** Desde 1 de janeiro de 2007 que o papel de comercializador de último recurso foi concedido pelo Estado às concessionárias da rede

de distribuição de baixa tensão regionais e à EDP Serviço Universal, S.A., uma entidade independente criada pela EDP Distribuição especialmente para este propósito que se deve à fase de transição do mercado regulado para o mercado liberalizado.

O comercializador de último recurso é obrigado a comprar energia a prazo, produzida sob o regime especial português (PRE), nos mercados geridos pelo Operador de Mercado Ibérico – pólo Português (OMIP)<sup>4</sup> e pela Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A. (OMIClear), em quantidades e nos leilões definidos pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG). Assim, o comercializador de último recurso deve gerir as diferentes formas de contratos com vista a adquirir a energia ao menor custo sendo que todos os excessos de energia adquirida serão revendidos no mercado organizado (Silva, 2007; AICEP, 2008; EDP, 2013 e REN, 2013a).

A comercialização de último recurso é uma atividade regulada pela ERSE pois está também relacionada com a garantia de fornecimento de eletricidade a todos os consumidores, isto é, tem de haver um comercializador responsável por fazer chegar eletricidade às localizações fora do mapa de redes elétricas e cujos custos de fornecimento são maiores. Segundo a ERSE (2013c) estão registados como comercializadores de último recurso as entidades que se encontram na seguinte tabela:

**Tabela 2: Fornecedores de eletricidade em Último Recurso em Portugal continental**

Comercializadoras de Último Recurso
– Cooperativa Elétrica de Vale D’Este;
– Cooperativa Elétrica de Vilarinho, C.R.L.;
– Cooproriz - Cooperativa de Abastecimento de Energia Elétrica, C.R.L.;
– A Elétrica Moreira de Cónegos, C.R.L.;
– A CELER - Cooperativa de Eletrificação de Rebordosa, C.R.L.;
– Casa do Povo de Valongo do Vouga;
– Junta de Freguesia de Cortes do Meio;
– Cooperativa Eletrificação A Lord, C.R.L.;
– Cooperativa Elétrica S. Simão de Novais;
– EDP Serviço Universal;
– Eletricidade dos Açores; e
– Empresa de Eletricidade da Madeira.

Fonte: ERSE 2013c

<sup>4</sup> Bolsa de Derivados do MIBEL – Para uma informação mais detalhada consultar o cap. 5.4.

**6. Logística na mudança de comercializador:** Segundo a REN (2013b), “Em Portugal Continental existem quase 6,2 milhões de consumidores, sendo a sua esmagadora maioria em baixa tensão, 23 mil em média tensão e mais de 300 em alta e muito alta tensão, que em 2012 consumiram 49 mil milhões de kWh”.

Atualmente os consumidores são livres de escolher o seu fornecedor de energia e a mudança de comercializador não tem qualquer encargo. Para gerir o processo de mudança de fornecedor por parte dos consumidores, será ainda criada uma entidade independente, o Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC), que, por sua vez, será também regulada pela ERSE.

Até ao momento, ainda não foi desenvolvida a legislação aplicável a esta atividade. Como tal, a ERSE determinou que, no período até à criação da OLMC, a gestão da mudança de comercializador seja da responsabilidade do operador da rede de distribuição de média e alta tensão, atualmente, a EDP Distribuição (Silva, 2007 e EDP, 2013).

#### **4. Evolução do Sector Elétrico Espanhol**

A primeira central elétrica espanhola foi construída em 1875, em Barcelona, destinada apenas para a iluminação de alguns edifícios. A iluminação pública surge em 1881 com a entrada em funcionamento da primeira central elétrica de Madrid (Endesa, 2014b).

Em 1901, Espanha contava com 861 centrais com uma capacidade total de 127.940 hp (cavalos de vapor), das quais 648 produziam eletricidade dedicada ao serviço público e 213 produziam eletricidade dedicada ao consumidor particular. Foi também neste ano que o país realizou a segunda experiência mundial de transporte de energia elétrica a uma distância de 3 km sendo que oito anos mais tarde, em 1909, a mesma linha contava com 260 km de comprimento e suportava 60.000 v, a maior da Europa em tensão e longitude, situada entre Molinar e Madrid. Com o avanço na tecnologia, na primeira metade do século XX surgiram também as primeiras grandes hidroelétricas espanholas (Endesa, 2014b).

Em 1944, o Estado espanhol decide consolidar dez empresas regionais integrando-as verticalmente para criar a primeira grande empresa pública: a Endesa. Ao mesmo tempo, 18 empresas regionais, na sua maioria de capital privado, tomaram a iniciativa de se agruparem para constituir uma associação em regime franquista (contribuindo cada uma com uma parte

de capital) dando origem à UNESA – *Asociación Española de la Industria Eléctrica* (UNESA, 2013 e Endesa, 2014b).

Anos mais tarde, em 1953, o Estado atribui oficialmente à UNESA as responsabilidades de coordenação e planeamento do sector, negociação na aquisição dos combustíveis para toda a indústria, aconselhamento financeiro e económico e investigação e desenvolvimento (Marques, 2010 e UNESA, 2013).

Em 1983, com a instituição da democracia em Espanha, o Estado decide reestruturar totalmente o sector e assina um Protocolo com todas as empresas por forma a reestruturar o planeamento e financiamento do mercado, incluindo a rede de transporte e as tarifas de acesso, de modo a conseguir o equilíbrio entre os benefícios de todos os agentes de mercado (Marques, 2010).

A Ley 49/84 veio dar o primeiro passo à aplicação deste Protocolo através da criação do gestor de sistema espanhol, a *Red Eléctrica de España S.A.* - REE, em 1985.

Em 1988, dá-se o início do processo de privatização da Endesa e, em paralelo, o Estado espanhol sente a necessidade de tornar o mercado elétrico mais estável criando, através do Real Decreto de 1538/1987, o *Marco Legal Estable* (MLE) caracterizado por um novo sistema de tarifas. Este mercado mais estável pretendia remunerar os investimentos corretamente e criar incentivos à sua gestão eficiente, através de um plano centralizado de investimentos a longo prazo, que podia ser encarado como um contrato entre as empresas e o Governo. As empresas produtoras e/ou distribuidoras de eletricidade recebiam proveitos correspondentes aos seus custos médios de produção (fixos e variáveis) acrescidos de uma remuneração do investimento. O sistema funcionava como uma aproximação à regulação com fortes incentivos à redução de custos pois o preço final da eletricidade para o consumidor resultava da divisão dos custos totais do sector pela procura estimada (Silva, 2007; Marques, 2010 e Endesa, 2014b).

Em 1991 nasce a Iberdrola, a primeira grande empresa de capital privado, através de uma fusão entre duas empresas do Norte de Espanha: a Hidrola e a Iberduro (Iberdrola, 2014a).

Em 1994, a Ley 40/1994 cria o novo quadro regulamentar LOSEN (*Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional*) que trouxe os primeiros passos no sentido da liberalização do sector elétrico espanhol conjugando um mercado regulado a operar segundo as regras do MLE com um mercado *spot* competitivo.<sup>5</sup> Esta conjugação não chegou a ser implementada mas introduz a ideia de uma reestruturação gradual do sector, além de que, com o novo

---

<sup>5</sup> Mercado de contratação à vista – Para uma informação mais detalhada consultar o cap. 5.5.

quadro regulamentar nasce a primeira entidade reguladora independente, a CNSE (*Comisión Nacional del Sistema Eléctrico*), atualmente CNE (*Comisión Nacional de Energía*), que tinha como principal função regular as atividades, controlar o exercício de abuso de poder e proteger os interesses dos consumidores. É também criado um novo sistema de mercado independente para os produtores, comercializadores ou consumidores que não se quisessem sujeitar ao sistema regulado, e é imposta a separação da atividade de transporte das restantes atividades da cadeia de valor (Silva, 2007; Marques, 2010).

Em 1997, antes da sua privatização completa, a Endesa adquiriu as duas principais produtoras regionais da Catalunha (FECSA) e da Andaluzia (Sevillana) consolidando a produção de eletricidade espanhola (Silva, 2007). No mesmo ano, o MLE termina por completo com a transposição da Diretiva 96/92/CE para a Ley 54/1997, e é assinado um Protocolo entre o Governo e as quatro empresas dominantes do mercado elétrico espanhol, a Endesa, a Iberdrola, a Unión Fenosa (criada em 1998) e a Hidrocantábrico (criada em 1908 e atualmente pertencente à EDP), para a concretização de um modelo de transição do sistema elétrico centralizado e burocrático para um sistema liberalizado, definido para o espaço de dez anos (Marques, 2010).

No seguimento do Protocolo que definia *El Mercado Eléctrico Español*, toda a cadeia do sector elétrico foi repartida pelas atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade. A produção de eletricidade passou a ser organizada segundo as regras de mercado livre onde é abandonado o princípio da remuneração e os lucros da atividade passam a ser apenas o resultado entre os custos de produção e os ganhos da venda da energia às empresas comercializadoras. Todos os produtores cuja potência instalada ultrapassasse 50 MW e que não fossem produtores em regime especial passaram a apresentar as suas ofertas num mercado de leilão à vista do tipo “preço único” (*Uniform Price Market*). As atividades de transporte e distribuição, como monopólios naturais, continuaram a ser remuneradas através das tarifas impostas a qualquer agente que quisesse aceder às redes e reguladas pela CNSE. Por sua vez, os comercializadores passaram a atuar em livre concorrência, podendo ser escolhidos, a partir de 2007, como fornecedores pelo consumidor final (Silva, 2007 e Marques, 2010).

Assim, as principais reestruturações sintetizavam-se numa completa liberalização da entrada na produção, na introdução de um mercado *spot* concorrencial<sup>6</sup> para o comércio grossista e na progressiva liberalização da comercialização (Silva, 2007).

---

<sup>6</sup> O mercado *spot* entrou em funcionamento a 1 de janeiro de 1998, articulando o mercado diário – que determinava o preço marginal para cada hora do dia seguinte – com os mercados intradiários – onde

Em 1999, a indústria de eletricidade espanhola constituía um importante e potencial mercado europeu. Composta por duas das maiores empresas do mundo de produção de eletricidade, a Endesa e a Iberdrola, ocupava, portanto, o quinto lugar na União Europeia, com 56,753 MW de capacidade instalada e 185,011 MWh de consumo (Silva, 2007).<sup>7</sup>

Apesar da atividade de produção ter sido oficialmente liberalizada e muitas empresas, capacitadas de novas tecnologias de turbinas a gás combinado (mais baratas e menos poluentes), terem anunciado a intenção de entrar no mercado, o grau de concentração no mercado espanhol não se alterou muito desde início (Silva, 2007; Marques, 2010).<sup>8</sup> Para combater esta concentração de mercado surge o Real Decreto-Ley 6/2000 que impede as empresas com quotas de mercado acima dos 40% em produção de eletricidade possam aumentar a sua potência instalada nos 5 anos seguintes à publicação dessa quota (Marques, 2010).

O artigo 91 da Ley 62/2003, de 30 de dezembro, vem modificar a Ley 54/1997, de 27 de novembro, *del Sector Eléctrico*, com a aplicação do Contrato Internacional assinado em Lisboa a 20 de janeiro de 2004 entre o Reino de Espanha e a República Portuguesa, através do qual se veio acordar a constituição do Mercado Ibérico para a Energia Elétrica.

Anos mais tarde, a mesma Ley 54/1997 é novamente modificada pela Ley 17/2007, de 4 de julho, de modo a adaptar a Diretiva 2003/54/CE sobre as normas comuns do mercado interno da eletricidade, ao mercado elétrico espanhol.

Para dar resposta à Recomendação do Conselho sobre o Programa Nacional de Reformas 2013 de Espanha, aprovadas pelo Conselho da União Europeia em 9 de julho de 2013, surge o Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julho, que vem reestruturar o sector da eletricidade e dá origem, posteriormente à Ley 24/2013, de 26 de dezembro, *del Sector Eléctrico*.

O principal objetivo desta nova lei é definir a regulação do sector elétrico de modo a que:

- o fornecimento de eletricidade em todo o território seja realizado com qualidade e ao menor custo possível;
- seja garantida a sustentabilidade económico-financeira do sistema;
- se promova uma concorrência leal; e

---

vendedores e compradores efetuavam as suas transações por forma a gerir as diferenças entre os resultados do mercado diário e as suas necessidades em tempo real (Silva, 2007).

<sup>7</sup> Nesta data, a Endesa e a Iberdrola, presentes com diversas atividades também no exterior, particularmente na América Latina, detinham, cada uma, mais que o dobro do número de clientes da maior empresa de Inglaterra e Gales, e correspondiam ao dobro da PG&E, a maior empresa americana, na altura, do sector (Silva, 2007).

<sup>8</sup> Já em 1997, 85% da oferta de gás era exclusivamente controlada pela Gas Natural, detida pela Repsol, uma grande empresa de petróleo. Para fazer face à entrada de novas empresas, a Iberdrola e a Endesa realizaram alianças estratégicas com a Repsol e a Gas Natural, respetivamente, reduzindo assim o impacto de novas entradas baseadas na tecnologia e turbinas a gás de ciclo combinado (Silva, 2007).

- sejam garantidos os princípios de proteção ambiental (UNESA, 2014).

Atualmente o sistema elétrico espanhol é composto por seis atividades funcionando cada uma de forma independentemente, quer do ponto de vista legal, organizacional ou decisório:

1. **Produção:** engloba não só a atividade de produção de eletricidade em si mas também a construção, exploração e manutenção das centrais electroprodutoras (Endesa, 2014a). Estas atividades funcionam em regime de concorrência livre, apenas sujeitas a um licenciamento por parte do Estado (Silva, 2007);  
**Produção em regime especial:** produção de eletricidade com recurso apenas a fontes renováveis. Esta atividade funciona também em regime de concorrência livre e adquire condições económicas especiais pelo fato de melhorar a eficiência energética e reduzir o impacto ambiental (Endesa, 2014a);
2. **Transporte:** cabe às empresas transportadoras de eletricidade fazer a ligação entre os centros de produção e a rede de distribuição de eletricidade sendo responsáveis pela construção, exploração e manutenção das redes de transporte (Endesa, 2014a). A REE é o principal transportador de eletricidade no território espanhol (Silva, 2007). Por se tratar de um monopólio natural, esta atividade é regulada, em Espanha, pela *Administración del Estado* e pela CNE (Endesa, 2014a);
3. **Distribuição:** as empresas distribuidoras de eletricidade são responsáveis por fazer chegar a eletricidade ao local de consumo do cliente final, ligando-o às redes de transporte de eletricidade. São por isso responsáveis pela construção, exploração e manutenção das redes de distribuição. Tal como a atividade de transporte, a distribuição de eletricidade representa um monopólio natural e portanto, em Espanha, é também regulada pela *Administración del Estado* e pela CNE (Endesa, 2014a);
4. **Comercialização:** os comercializadores compram a eletricidade aos produtores, pagam tarifas para usufruir das redes de transporte e distribuição e depois vendem a eletricidade aos consumidores finais, que, por sua vez, pagam tarifas que incluem não só o valor da eletricidade mas também todos os custos inerentes ao funcionamento do sistema;
5. **Gestão Económica do sistema:** o Operador do Mercado Espanhol de Eletricidade (OMIE) é responsável pela gestão económica do sistema. As suas funções de administrador das ofertas de compra e venda de eletricidade estão reguladas e são exercidas de acordo com os princípios de transparência, objetividade e independência. É também o Operador de Mercado que determina os preços finais de eletricidade ao consumidor (Silva, 2007 e Endesa, 2014a);

6. **Gestão Técnica do sistema:** a REE é a empresa responsável pela gestão técnica do sistema, isto é, está encarregue de coordenar as necessidades de interconexão entre a produção e o transporte de energia, de modo a garantir a qualidade e segurança do fornecimento de eletricidade. É também responsável por garantir a reposição do serviço caso haja interrupções no sistema (Silva, 2007 e Endesa, 2014a).

## 5. O MIBEL

### 5.1. Criação e Desenvolvimento

Como consequência da liberalização do sector elétrico português e espanhol e no âmbito do processo de construção do mercado interno para a energia, surge como necessidade a formação de mercados regionais. A configuração geográfica e as características dos sistemas elétricos de Portugal e Espanha, a dimensão reduzida do sistema elétrico português e o fato de ainda não existir capacidade suficiente de interligação entre a Península Ibérica e o resto da Europa, serviram de motivação para a constituição de um mercado regional ibérico (Conselho de Reguladores do MIBEL, 2013).<sup>9</sup>

Em 1998, Portugal e Espanha iniciaram as conversações para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) através da convergência entre os sistemas elétricos português e espanhol. No entanto, só a 14 de novembro de 2001, com a celebração do “Protocolo de Colaboração”, assinado por ambos os países, este processo foi formalmente iniciado. O documento estabelecia as bases necessárias para o início da cooperação entre o Estado, reguladores e operadores do sector de cada país e estipulava o dia 1 de janeiro de 2003 como data prevista para o começo de funcionamento do MIBEL.

Segundo o Protocolo assinado, o MIBEL iria funcionar mediante dois tipos de contratação de energia, a contratação bilateral livremente estabelecida entre agentes e a contratação organizada através de um Operador de Mercado Ibérico (OMI), uma nova entidade cujo capital seria aberto a empresas de ambos os países.

---

<sup>9</sup> Isoladamente, o mercado de eletricidade português não permite a eficiência de mercado porque é muito concentrado e de reduzida dimensão.

Os Contratos Bilaterais Físicos (CBF) seriam uma forma de fornecimento de energia elétrica e utilização do sistema e representavam a única forma de relacionamento entre produtores e clientes fora do SEP (Silva, 2007 e ERSE, 2013d).<sup>10</sup>

Em outubro de 2002, na XVIII Cimeira Luso-Espanhola em Valência, as autoridades reguladoras de cada país – a ERSE em Portugal e CNE em Espanha – apresentaram o modelo de organização do MIBEL e estabeleceram os principais objetivos da sua concretização:

- Integrar os sistemas elétricos dos dois países por forma a beneficiar os consumidores de eletricidade no espaço ibérico;
- Adotar princípios de transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, auto-financiamento e auto-organização na estruturação e funcionamento do mercado;
- Desenvolver uma metodologia única e integrada de definição dos preços de referência para toda a península ibérica de modo a favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade de ambos os países;
- Permitir o livre acesso ao mercado em condições de igualdade de direitos e obrigações, transparência e objetividade; e
- Promover a livre concorrência entre as empresas do sector elétrico com o intuito de aumentar a eficiência económica.

Assim, o MIBEL trazia a possibilidade a qualquer consumidor no espaço ibérico de adquirir eletricidade, num regime de livre concorrência, a qualquer produtor ou comercializador que atuasse em Portugal ou em Espanha.

As conclusões desta cimeira permitiram olhar para a construção do MIBEL como um processo intermédio para o desenvolvimento do mercado único europeu, faseado e assente em três eixos principais:

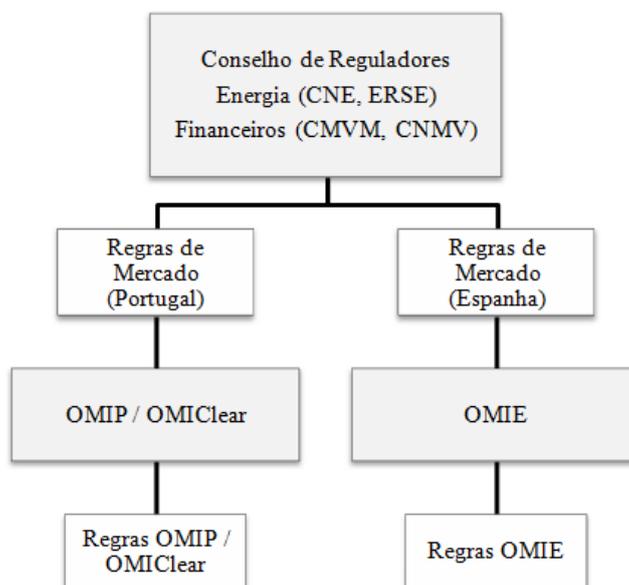
1. A construção de uma plataforma física de suporte ao mercado ibérico, através do desenvolvimento de infra-estruturas de transporte e da articulação entre a planificação energética e as redes de transporte já existentes em Portugal e Espanha;
2. A harmonização dos enquadramentos legais e regulatórios das condições de participação no MIBEL e dos procedimentos de operação dos sistemas; e
3. A convergência de metodologias para a definição de tarifas e condições de acesso às interligações, custos de transição para a concorrência, grau de abertura dos mercados e criação do OMI.

---

<sup>10</sup> CBF: Contratos livremente estabelecidos entre duas partes onde uma delas se compromete a colocar na rede, e a outra a receber, a eletricidade contratada, aos preços e condições fixados no mesmo contrato (ERSE, 2013d).

Ainda nesta cimeira, os Governos de Portugal e Espanha acordaram que a data prevista de início de funcionamento do MIBEL seria adiada para o primeiro trimestre de 2003, e que, durante o período de transição até à constituição do OMI, a gestão do MIBEL seria realizada mediante uma estrutura bipolar interligada, na qual a gestão do mercado *spot* (mercado de contratação à vista) seria competência do pólo espanhol – OMIE – e a gestão dos mercados de operações a prazo seria competência do pólo português – OMIP (Ilustração 2).

**Ilustração 2: Gestão do MIBEL durante o período de transição**



Fonte: Adaptado de Cruz, 2014

Em 2003, na XIX Cimeira Luso-Espanhola, realizada na Figueira da Foz, em novembro, os Ministros da Economia de Portugal e Espanha assinaram um Memorando de Entendimento onde são estabelecidas as regras de comercialização de eletricidade no SEN das quais uma especialmente importante: o reconhecimento recíproco de agentes, isto é, sempre que um país conceder a um agente o estatuto de produtor, comercializador ou outro, automaticamente o outro país atribuirá a esse agente o mesmo reconhecimento conferindo-lhe igualdade de direitos e obrigações.

Ainda nesta cimeira, o prazo previsto para o “arranque” do mercado ibérico foi adiado para 20 de abril de 2004, no entanto, por diversas circunstâncias de carácter político e legal esta previsão também não se cumpriu. Os dois Governos decidiram então proceder à revisão do projeto de constituição do MIBEL, que veio a ser formalizado com a assinatura de um novo Acordo Internacional a 1 de outubro de 2004, na XX Cimeira Luso-Espanhola, realizada em

Santiago de Compostela. Este acordo introduz ajustes à organização do MIBEL, entre os quais a constituição da OMIClear, ainda em 2004, para as funções de Câmara de Compensação, Contraparte Central e Sistema de Liquidação, necessárias ao funcionamento do mercado a prazo.<sup>11</sup>

O Acordo de Santiago de Compostela determinou que o “arranque” do MIBEL se deveria processar até 30 de junho de 2005, no entanto, as esperadas dificuldades de pré-arranque acabaram por se agravar com fatores político-legais o que impediu o cumprimento do prazo.

A 18 e 19 de novembro de 2005, foi realizada a XXI Cimeira Ibérica, em Évora, onde os Governos de Portugal e Espanha reafirmaram o empenho no desenvolvimento do MIBEL e na extensão do conceito MIBGAS (Mercado Ibérico de Gás Natural) e criaram a Portaria n.º 643/2006, de 26 de junho, que confere aos comercializadores regulados a obrigação de negociarem 5% da energia em leilões quinzenais.

A 24 e 25 de novembro de 2006, é realizada a XXII Cimeira Luso-Espanhola em Badajoz, onde os Governos de Portugal e Espanha decidem alargar o mercado ibérico de energia ao gás natural (MIBGAS) criando um acordo que permite a realização de reservas petrolíferas e de gás natural no espaço ibérico. Os Governos decidiram ainda que os Diretores Gerais de Energia deveriam apresentar, até 28 de fevereiro de 2007, um plano de compatibilização regulatória que incluísse um modelo comum de contratação de energia, à vista e a prazo, para os distribuidores ou comercializadores de último recurso de ambos os países, realizado no contexto do OMI.

A 8 de março de 2007, os Governos de Portugal e de Espanha estabeleceram um plano de compatibilização regulatória baseado em seis iniciativas:

1. Definição e implementação dos princípios gerais de organização e gestão do OMI, até outubro de 2007;
2. Troca de participações entre a REN e a REE para reforçar a articulação entre os Operadores de Sistema português e espanhol;
3. Aumento da concorrência no MIBEL e redução do poder de mercado;
4. Incentivo à liberalização;
5. Implementação de um mecanismo de gestão de interligações com base no *market splitting* e em leilões explícitos que otimizem a utilização das interligações e a concorrência no contexto ibérico; e

---

<sup>11</sup> A sua sustentabilidade económica, assim como a do OMIP são suportadas pelo sistema elétrico através da tarifa de uso global do sistema.

6. Implementar até julho de 2007, mecanismos de garantia de potência, adaptados às características de cada sistema.

É em julho de 2007 que finalmente se dá o “arranque” do MIBEL com a extinção antecipada dos CAEs, que permitiu a entrada efetiva de concorrentes na produção de energia elétrica em Portugal e em Espanha e possibilitou o início do funcionamento do mercado de eletricidade à dimensão da Península Ibérica.<sup>12</sup>

A 18 e 19 de janeiro de 2008, é realizada em Braga a XXIII Cimeira Luso-Espanhola, onde os Governos assinaram a Revisão do Acordo de Santiago de Compostela com os seguintes objetivos:

- Definição dos *timings* de constituição do OMI estabelecendo a sua estrutura base, composta por duas sociedades gestoras de participações sociais – a OMIP SGPS em Portugal e a OMEL em Espanha – com participações cruzadas de 10% e detendo cada uma 50% de cada uma das sociedades gestoras dos mercados: OMIP e OMIE (Ilustração 3);
- Permitir e regular a atuação dos comercializadores de último recurso nos mercados a prazo;
- Definição do conceito de Operador Dominante e das consequências do abuso de poder de mercado e previsão da realização de VPPs<sup>13</sup> para promover a concorrência;
- Esclarecimentos relativamente à gestão económica da interligação entre Portugal e Espanha;
- Acordo sobre os princípios relativos ao estabelecimento de tarifas de último recurso; e
- Definição das funções do Conselho de Reguladores.

A 22 de janeiro de 2009, realizou-se a XXIV Cimeira Luso-espanhola, em Zamora, na qual ambos os Governos acordaram a integração dos dois organismos operadores de mercado (OMIP e OMIE), até 15 de junho de 2009, para a constituição definitiva do OMI, e decidiram propor às sociedades gestoras a nomeação do Eng. José Carvalho Netto como seu presidente.

A 23 de março de 2009, foi publicado em Portugal o texto do Acordo Internacional firmado em Braga, publicado em Espanha apenas a 11 de dezembro de 2009.

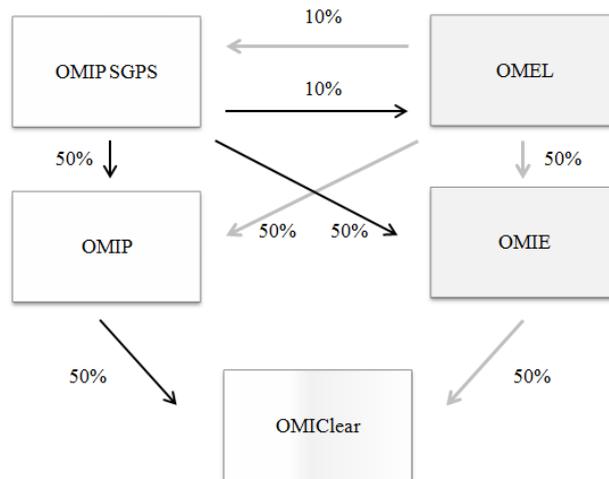
É também em 2009 que surge o primeiro estudo relativo ao funcionamento do MIBEL e desde então têm vindo a ser realizadas conferências, propostas de gestão e outros estudos com o objetivo de avaliar, harmonizar e otimizar o funcionamento do mercado ibérico.

---

<sup>12</sup> Para uma informação mais detalhada sobre a cessão dos CAEs consultar o cap. 5.2.

<sup>13</sup> Leilões de libertação de capacidade de produção: são mecanismos regulados de colocação da capacidade de produção de um determinado agente em mercado, utilizados normalmente para aumentar a concorrência (ERSE, 2014e).

**Ilustração 3: Constituição do OMI**



Fonte: Adaptado de OMIE, 2014

Cumprindo o Acordo Internacional, a 1 de julho de 2011 foram constituídas as sociedades OMIP SGPS, S.A. e OMEL para a gestão das participações sociais do OMIP e do OMIE, respetivamente. No mesmo ano, a 18 de outubro, deram-se as últimas alterações ao plano societário para a definitiva criação do OMI, nomeadamente:

- Uma troca de participações entre o OMIP e o OMIE de modo a que cada uma seja detentora de 50% do OMI; e
- A REN, que até então detinha 90% do capital da holding portuguesa, vendeu 50% da sua participação a vários compradores interessados tendo como objetivo continuar a vender até deter apenas 10%.

Posteriormente, no dia 10 de novembro, é realizada em Madrid a primeira reunião do Conselho de Administração comum das sociedades gestoras do OMI: OMIE (mercado spot) e OMIP (mercado a prazo).

Ainda em 2011 é assinado um Memorando de Entendimento entre a CMVM (Comissão do Mercado de Valores Mobiliários), a CNE, a CNMV (Comisión Nacional del Mercado de Valores) e a ERSE para a constituição do Conselho de Reguladores do mercado ibérico de eletricidade dotando-se das responsabilidades de coordenação e supervisão do mesmo (Silva, 2007; Cruz, 2014; ERSE, 2014k; MIBEL, 2014b; OMEL, 2014; OMIP, 2014a e Tavares, 2014).

Entre 2011 e 2014 as sociedades gestoras do MIBEL têm vindo a organizar-se e a desenvolver-se no sentido da gestão conjunta deste mercado, no entanto, está ainda vinculada

a separação dos mercados de eletricidade português e espanhol, quer por parte das empresas comercializadoras quer pelos reguladores de cada país.<sup>14</sup>

## 5.2. A Cessão dos CAEs e o Início dos CMECs

Como verificamos no capítulo anterior, antes de se dar a liberalização do mercado elétrico existia em Portugal um sistema de aquisição de energia baseado em contratos de aquisição: os CAEs. Estes contratos permitiam aos produtores receber por parte do Estado o pagamento, não só dos custos fixos de operação e manutenção, amortizações e a remuneração do capital investido a uma determinada taxa, como também o pagamento do custo variável que tinham com a produção de energia. Esta remuneração era anual, atualizada pela inflação e ajustada em função dos desvios verificados entre a disponibilidade de energia da central e a disponibilidade de energia contratada, sendo completamente independente da quantidade de energia elétrica produzida por cada instalação.

Quando os Governos português e espanhol acordaram criar as condições necessárias para a constituição do MIBEL, deixou de ser sustentável a existência de um sistema de aquisição de energia no qual 58% da procura seria satisfeita através de centrais com CAEs (Galp, 2014a). Assim, na sequência da publicação do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, foram assinados, a janeiro de 2005, os acordos de cessação dos CAEs surgindo em contrapartida a proposta de criação dos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual, os CMECs, para substituir os contratos anteriores (EDP, 2014b).

Os CMECs servem para compensar os produtores pela cessão antecipada dos CAEs, são um pagamento adicional às receitas dos produtores para garantir a sua margem bruta (receitas-custos). São compostos por duas parcelas:

- uma parcela fixa, correspondente à diferença entre os encargos fixos do CAEs e uma margem bruta de mercado calculada *ex-ante* mediante critérios pré estabelecidos; e
- uma parcela de acerto calculada anualmente e correspondente à diferença entre a margem bruta de mercado calculada *ex-ante* e a margem bruta calculada *ex-post*.

Os CMECs são financiados pela tarifa de uso global de sistema, paga pelos consumidores finais como serviço de utilização de rede (CAC, 2013).

---

<sup>14</sup> Por exemplo: o Grupo EDP comercializa eletricidade em Portugal através da EDP Comercial e em Espanha através da CIDE HC Energia, e a ERSE, nos seus resumos informativos sobre o mercado livre de eletricidade, utiliza dados referentes apenas ao sector elétrico português.

### 5.3. Os Mercados do MIBEL

No contexto da liberalização do sector elétrico e concretização do MIBEL, a aquisição de eletricidade passou a poder ser realizada de formas diferentes, existindo um mercado para cada tipo de contratação: o mercado *spot* ou de contratação à vista composto pelos sub-mercados diário e intradiário, o mercado de contratação a prazo, o mercado de serviços suplementares de sistema e o mercado de contratação bilateral.

No mercado diário contrata-se eletricidade para consumo no dia seguinte havendo formação de preços a cada hora e a cada dia do ano.<sup>15</sup> O seu funcionamento baseia-se na combinação de ofertas de compra e venda, mediante o dia, a hora, o preço e quantidade oferecida.

Após realizada a contratação no mercado diário, os agentes podem ajustar a mesma contratação (em quantidade, preço e hora contratada) numa das seis sessões de negociação realizadas no mercado intradiário, sendo que em cada sessão o preço é formado para determinadas horas do dia de negociação e/ou do dia seguinte. Este mercado funciona do mesmo modo que o mercado diário.

No mercado a prazo contratam-se instrumentos de gestão de risco sob a forma de derivados para um período mais longo, uma semana, mês, trimestre ou ano, de acordo com as necessidades de gestão de risco e de quantidade que cada consumidor queira contratar. Existem três tipos de contratos padronizados disponíveis no mercado a prazo:

- Contrato futuro: tipo de contrato onde é estipulado um período durante o qual o comprador se compromete a adquirir eletricidade no momento da entrega e o vendedor se compromete a vender essa mesma eletricidade a um preço determinado no momento da transação. Entre o preço da transação e a cotação de mercado de cada dia surge uma margem que é liquidada diariamente pela Câmara de Compensação. Os compradores e vendedores não se relacionam diretamente;
- Contrato Forward: tipo de contrato idêntico ao contrato futuro mas sem liquidações diárias. As margens entre os preços de transação e as cotações de mercado são liquidadas na sua íntegra nos dias de entrega física ou financeira;
- Contrato SWAP: tipo de contrato em que se trocam as posições de preço variável e preço fixo, para gerir ou tomar riscos financeiros, sem que haja entrega de eletricidade mas sim e apenas a liquidação das margens correspondentes.

Neste mercado a negociação pode ser contínua, no horário definido no Regulamento de Negociação, ou em leilão, nas sessões específicas para o efeito, onde os comercializadores de

---

<sup>15</sup> Hora legal espanhola (ERSE, 2014j).

último recurso são obrigados a realizar operações de compra e venda (ERSE, 2014e e ERSE, 2014j).

O mercado dos serviços de sistema permite ajustar a produção e o consumo de eletricidade em tempo real para garantir a qualidade, fiabilidade e segurança no fornecimento de eletricidade, e o mercado de contratação bilateral surge como solução às restrições técnicas das interligações internacionais.

#### 5.4. O OMIP

O Operador de Mercado Ibérico de Energia – pólo Português, S.A. é a entidade gestora do mercado ibérico a prazo, representando assim a bolsa de derivados do MIBEL (ERSE, 2014j e OMIP, 2014b). A sua gestão é partilhada com a OMIClear, sociedade detida totalmente pelo OMIP e OMIE (50% cada), que assegura as funções de Câmara de Compensação e Contraparte Central das operações realizadas no mercado (OMIP, 2014b).

Segundo o OMIP (2014b), os seus principais objetivos são:

- Contribuir para o desenvolvimento do mercado ibérico de eletricidade: a existência de um mercado de derivados é importante para o desenvolvimento do MIBEL pois permite aos participantes, independentemente da sua dimensão, localização ou tipo de atividade, tornarem-se mais competitivos no sector elétrico;
- Promover preços de referência ibéricos;
- Disponibilizar instrumentos eficientes de gestão de risco: os contratos de derivados surgem prioritariamente para responder às necessidades de cobertura de riscos de variação de preço e o modelo de mercado permite que as instituições com *know-how* no domínio da gestão de risco assumam parte desse papel, quer por conta própria, quer por conta de terceiros; e
- Superar algumas das limitações do Mercado OTC (*Over-the-Counter*)<sup>16</sup>: o OMIP considera as operações OTC complementares ao seu mercado, uma vez que grande parte da atividade efetuada num mercado é coberta pela atividade realizada no outro. No entanto, enquanto as operações OTC podem ser ajustadas às necessidades das partes, o OMIP oferece contratos totalmente standardizados dando a oportunidade aos participantes de beneficiar da liquidez e transparência do mercado, do anonimato na negociação, bem como da interposição da OMIClear enquanto Contraparte Central

---

<sup>16</sup> Mercados não organizados, onde, fora da bolsa, os agentes estabelecem uma relação contratual de compra e venda, ajustada às suas necessidades (Amaral, 2014).

de todas as operações permitindo a substituição dos contratos e a eliminação do risco de crédito de contraparte.

Por forma a gerir e garantir o funcionamento regular da Plataforma de Negociação do mercado de derivados, o OMIP exerce um conjunto de funções, nomeadamente:

- Admissão dos participantes no mercado;
- Definição e listagem dos contratos e gestão da sua negociação;
- Promoção do registo das operações juntamente com a OMIClear;
- Supervisão do funcionamento do mercado em coordenação com as autoridades;
- Exercício do poder disciplinar sobre os seus membros; e
- Prestação de informação relevante aos participantes e ao público em geral, através da publicação do Boletim de Mercado, nomeadamente acerca do funcionamento do mercado a prazo e do estabelecimento de preços de referência.

Por forma a tirar partido das infra-estruturas constituídas e *know-how* adquirido, o OMIP alargou os seus serviços a VPPs, leilões de compra e venda de gás natural e leilões de atribuição de licenças de produção eólica, sendo ainda responsável pela gestão do processo de mudança de comercializador de gás natural.

## **5.5. O OMIE**

O Operador de Mercado Ibérico de Energia – pólo Espanhol, S.A. é o responsável pela gestão económica integrada dos mercados diário e intradiário de eletricidade do MIBEL.

Segundo o OMIE, as suas funções passam por:

- Receber as ofertas de venda e aquisição de eletricidade;
- Receber a informação necessária por parte dos agentes de mercado para poder combinar todas as ofertas de venda e aquisição de energia e realizar este encontro começando pela oferta mais barata até que esta iguale à procura em cada período;
- Estabelecer e comunicar os preços resultantes da combinação das ofertas no mercado diário e intradiário para cada período;
- Liquidar e comunicar os pagamentos e cobranças resultantes do encontro das ofertas de eletricidade;
- Comunicar toda a sua atividade ao operador do sistema;
- Comunicar a todos os agentes do sistema os resultados da combinação das ofertas de eletricidade, quer no mercado diário como nas sessões realizadas no mercado intradiário;

- Definir, desenvolver e operar os sistemas informáticos necessários para garantir a transparência das transações no mercado diário e intradiário de produção;
- Apresentar e aprovar as modificações dos contratos de adesão;
- Propor as regras de funcionamento dos mercados (diário e intradiário) de produção para aprovação do *Ministerio da Industria, Energia y Turismo*;
- Certificar os agentes dos mercados (diário e intradiário) de produção;
- Comunicar publicamente a evolução dos mercados diário e intradiário e os índices de preços médios com caráter horário;
- Calcular e publicar o preço final médio do mercado de produção de eletricidade assim como as componentes dos preços de venda ao consumidor final; e
- Determinar, gerir e aplicar os Princípios de Independência, transparência e objetividade (OMIE, 2014).

## **6. A Supervisão do MIBEL**

### **6.1. O Conselho de Reguladores**

Segundo a ERSE (2014m), a supervisão é um aspeto fundamental para o desenvolvimento dos mercados energéticos. Para que se consiga desenvolver o Mercado Interno Europeu para a Energia num contexto de liberalização é fundamental um acompanhamento efetivo e adaptativo das práticas dos agentes de mercado, sobretudo pela sua característica de forte concentração. É também importante que o consumidor conheça a formação dos preços da energia para poder mais facilmente tomar escolhas eficientes (ERSE, 2014m).

Todos os agentes do mercado ibérico e entidades gestoras de outros mercados de eletricidade e respetivos membros que possam intervir no MIBEL estão sujeitos a supervisão (Tavares, 2014).

Do artigo 11.º do Acordo de Santiago de Compostela decorre a criação do Conselho de Reguladores do MIBEL, constituído por duas entidades de supervisão portuguesas, a ERSE e a CMVM, e duas entidades de supervisão espanholas, a CNE e a CNMV.

A 25 de janeiro de 2006 os representantes das entidades de supervisão identificadas no Acordo de Santiago de Compostela reuniram-se em Lisboa para formalizar a constituição do

Conselho de Reguladores, cuja primeira reunião de trabalhos foi realizada também em Lisboa, a 15 de março de 2006.

O Conselho de Reguladores é composto por um Comité de Presidentes, constituído pelos Presidentes de cada uma das autoridades participantes, e um Comité Técnico constituído por um representante designado por cada uma das autoridades. A presidência dos Comités é exercida em simultâneo e é rotativa de seis em seis meses devendo alternar entre Estados de ano para ano.

Entre outras competências acordadas entre os Estados, o Conselho de Reguladores é responsável por acompanhar o desenvolvimento do MIBEL, dar pareceres prévios obrigatórios e não vinculativos relativamente à aplicação de sanções por infrações muito graves, coordenar a atuação de cada regulador no exercício das suas competências de supervisão e emitir pareceres coordenados sobre: propostas de regulamentação do funcionamento do MIBEL ou sua modificação e propostas de regulamentação apresentadas pelas sociedades gestoras dos mercados.

A 18 de janeiro de 2008, o acordo de Santiago de Compostela é revisto e a estas funções são acrescentadas as de acompanhar os mecanismos de contratação de energia por parte dos comercializadores de último recurso e de apresentar regularmente às Partes um parecer com resultados e possíveis propostas de alteração das regras da regulação em vigor. Ainda neste acordo, está escrito que “Sempre que um membro do conselho de reguladores seja consultado no âmbito das competências que lhe tenham sido atribuídas pela legislação aplicável, previamente à aprovação de qualquer proposta de lei ou regulamento que afete direta ou indiretamente o funcionamento do MIBEL, este deverá enviar essa proposta aos restantes membros do conselho de reguladores para conhecimento e eventuais comentários” (ERSE, 2014m).

É ainda necessário aperfeiçoar os mecanismos de articulação e partilha de informação entre as entidades que constituem o Conselho de Reguladores do MIBEL por forma a reforçar a supervisão deste mercado ibérico e permitir a divulgação de informação periódica relativa ao seu funcionamento (ERSE, 2014f). De seguida apresenta-se, com maior pormenor, cada uma destas entidades:

1. **ERSE:** Como já foi referido, a ERSE surge em 1995 quando o Estado português possibilita pela primeira vez a existência de relações comerciais livres, em paralelo com o sector nacionalizado. Nesta altura a entidade reguladora era apenas responsável pelo sector elétrico e a sigla ERSE correspondia a Entidade Reguladora do Sector Elétrico mas em 2002, ao alargar a sua responsabilidade de regulação ao sector do gás natural, a sigla

ERSE passa a denominar-se por Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos com os novos estatutos aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002 de 12 de Abril e alterados pelo Decreto-Lei n.º 212/2012, de 25 de setembro, na redação do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho.

Legalmente, a ERSE é uma entidade independente que exerce as suas funções sem que estas possam prejudicar ou ir contra a política energética delineada pelo Governo português.

A ERSE assume a missão de proteger os interesses dos consumidores de energia no que respeita a preços, qualidade de serviço, segurança no abastecimento e acesso à informação, promover a concorrência no âmbito do mercado interno da energia, cooperar no sentido da sustentabilidade económica e ambiental e decidir na resolução de litígios (ERSE, 2014c e MIBEL, 2014a).

Com o “arranque” do MIBEL e a procura pela liberalização completa do mercado energético, a ERSE criou, em 2007, a Unidade de Supervisão de Mercados (USM) para reforçar a seu trabalho. Esta unidade funcional da ERSE foi especificamente desenvolvida para acompanhar sistemática e permanentemente os mercados organizados de energia, que, por sua vez, trouxe a necessidade de implementação de um sistema de informação – o SIMER (Sistema de Informação de Mercados) – para apoiar este acompanhamento e monitorização dos mercados e suportar a supervisão do MIBEL.

Outro suporte à atividade de supervisão realizada pela ERSE é o seu Portal Online, criado com o principal objetivo de divulgar toda a informação inerente aos mercados energéticos, de forma transparente e não discriminatória tornando os mercados mais informados, eficientes e concorrenciais (ERSE, 2014i)

2. **CMVM:** Em abril de 1991, surge a Comissão do Mercado de Valores Mobiliários para colmatar a necessidade de supervisão e regulação dos mercados de valores mobiliários e instrumentos financeiros derivados (mercados de bolsa) e da atividade de todos os agentes que neles atuam.

A CMVM é uma entidade pública mas independente, com autonomia administrativa e financeira, cujas receitas revertem das taxas de supervisão cobradas pelos serviços que presta e não do Orçamento de Estado (CMVM, 2014; MIBEL, 2014b).

“Todos os intermediários financeiros registados na CMVM para o exercício das atividades de receção, transmissão e execução de ordens, por conta de outrem ou própria, podem atuar como membros do mercado, sem requisitos adicionais” (Tavares, 2014).

3. **CNE:** Como já referido, em 1994 é criada a primeira entidade reguladora independente espanhola, a *Comisión Nacional del Sistema Eléctrico*, que em 1998, através da Ley 34/1998, de 7 de outubro, passa a *Comisión Nacional de Energía*, cujo Regulamento é aprovado posteriormente pelo Real Decreto 1339/1999, de 31 de julho.

A CNE é uma entidade pública com personalidade jurídica e património próprio, cuja atividade passa por garantir a existência de uma concorrência objetiva e transparente nos mercados energéticos, por forma a beneficiar todos os agentes que neles operam.

O controlo económico e financeiro da CNE é realizado pela *Administración del Estado* sendo o *Ministerio da Industria, Energia y Turismo* responsável pelo controlo da sua atividade (CNE, 2014 e MIBEL, 2014a).

4. **CNMV:** Em 1988, foi criada a *Comisión Nacional del Mercado de Valores* para exercer a atividade de supervisão e inspeção dos mercados de valores espanhóis e da atividade de todos os agentes intervenientes. A Ley 24/1988, do Mercado de Valores, responsável pela criação da CNMV, introduziu uma grande reforma no sistema financeiro espanhol e as Leyes 37/1988 e 44/2002 vieram atualizar a anterior, adaptando-a às exigências da União Europeia.

A CNMV tem por missão assegurar a transparência dos mercados de valores espanhóis, dar informação de preços e proteger os investidores. Ao exercer atividade, a CNMV recebe uma enorme quantidade de informação de e sobre os intervenientes dos mercados, da qual grande parte é de carácter público e está disposta nos seus Registos Oficiais.

A ação da CNMV reverte principalmente sobre as empresas que emitem ou oferecem títulos para serem colocados de forma pública em mercados secundários de valores, e sobre as empresas que prestam serviços de investimento e organismos de investimento coletivo.

Para os mercados secundários de valores e para os organismos de investimento coletivo, a CNMV exerce uma supervisão prudencial que garante a segurança das suas transações e a solvabilidade do sistema.

Através da *Agencia Nacional de Codificación de Valores*, a CNMV atribui códigos com validade internacional a todas as emissões de títulos realizadas em Espanha (CNMV, 2014 e MIBEL, 2014a)

## **6.2. Regulamentos para o Sector Elétrico em Portugal**

A supervisão dos mercados energéticos está ainda muito dependente do enquadramento legal e regulamentar dos sectores elétrico, petrolífero e do gás natural, presente na região em que

exerce a sua atividade. Segundo a ERSE (2014f), em Portugal, estão estabelecidos oito regulamentos para o sector elétrico:

1. **O Regulamento de Operação das Redes (ROR)** baseia-se no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema e incide particularmente sobre o Gestor Técnico Global do Sistema que é responsável por gerir os fluxos de eletricidade e as interligações entre a RNT e as restantes redes, coordenar o funcionamento das instalações do SEN e outras a que tem ligação e disponibilizar informação acerca da sua atividade;
2. **O Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI)**, como o seu próprio nome indica, tem como principal objetivo estabelecer as condições técnicas e comerciais de acesso às redes e às interligações, entre elas, a aplicação de tarifas de acesso publicadas no Regulamento Tarifário, ajustar as perdas, informar acerca da capacidade de interligação por parte dos operadores das redes e regulamentar o Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha;
3. **O Regulamento da Rede de Transporte (RRT)** tem por objetivo estabelecer as condições técnicas de exploração e ligação da RNT às instalações dos seus utilizadores e determina um conjunto de obrigações, direitos e deveres da entidade concessionária da RNT;
4. **O Regulamento da Rede de Distribuição (RRD)** tem o principal objetivo de estabelecer as condições técnicas de exploração e ligação das redes nacionais de distribuição de eletricidade às instalações produtoras e consumidoras. A Norma Europeia EN/50/110-1 define os princípios gerais de exploração da rede de distribuição e compete aos operadores das redes proceder ao seu planeamento e desenvolvimento, por forma a satisfazer as necessidades de alimentação das entidades a elas ligadas;
5. **O Regulamento de Relações Comerciais (RRC)** tem como objetivo estabelecer as condições em que são realizadas as relações comerciais entre os vários intervenientes nos mercados diário e a prazo do SEN, medir e disponibilizar informação acerca do consumo de eletricidade e gerir o processo de mudança de comercializador;
6. **O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS)** é responsável pela regulação da qualidade do fornecimento de energia elétrica, no que respeita à Continuidade de Serviço (número e duração das interrupções de fornecimento), à Qualidade da Energia Elétrica (amplitude, frequência, forma da onda e simetria do sistema trifásico da tensão) e à Qualidade Comercial (atendimento, informação, assistência e avaliação da satisfação dos clientes);

7. **O Regulamento de Mediação e Conciliação de Conflitos (MCC)** estabelece as regras e procedimentos de mediação (recomendação) e conciliação (sugestão às partes que encontrem, de comum acordo, uma solução para o litígio que as opõe) de conflitos de natureza comercial, derivados do relacionamento entre os operadores dos mercados de eletricidade e gás ou entre estes e os consumidores; e
8. **O Regulamento Tarifário (RT)** é responsável por estabelecer a estrutura tarifária, os proveitos permitidos às empresas reguladas do sector, os procedimentos de fixação, alteração e publicação das tarifas e as obrigações em matéria de prestação de informação. Para determinar as tarifas e proveitos é utilizada uma metodologia de cálculo que assegura a estabilidade regulatória e a transparência, por forma a promover a eficiência do mercado e a confiança dos agentes.

Em 2011 a ERSE aprovou e publicou um novo RT para o sector elétrico definido para o período 2012-2014 (Regulamento ERSE n.º 2/2011, de 27 de julho). Esta revisão acolhe a legislação nacional que transpõe a Diretiva 2009/72/CE para o mercado interno da eletricidade da União Europeia, introduz melhorias nos modelos regulatórios anteriores e permite a obtenção de níveis de eficiência acrescida por parte das empresas. No final do mesmo ano, em dezembro, a ERSE procedeu a uma segunda revisão do regulamento com o intuito de adaptar o mesmo à publicação dos seguintes documentos:

**Tabela 3: Segunda revisão do Regulamento Tarifário**

Documento legislativo	Aplicação
Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho	Transpõe para o direito nacional a Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, introduzindo assim as novas regras no quadro organizativo do sistema elétrico nacional (DR, 2011a).
Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro	Define a metodologia de cálculo da taxa de remuneração de proveitos provenientes dos sobrecustos com aquisição de eletricidade a produtores em regime especial (DR, 2011b).
Decreto-Lei n.º 109/2011, de 18 de novembro	Faz o ajuste anual da compensação relativa a 2010, devido à cessação antecipada dos CAEs (DR, 2011c).

Em dezembro de 2013, a ERSE procedeu a uma terceira revisão do RT por forma a adaptar ao mesmo a publicação dos seguintes diplomas:

**Tabela 4: Terceira revisão do Regulamento Tarifário**

Documento legislativo	Aplicação
Decreto-Lei n.º 252/2012, de 26 de novembro	Transpõe para a ordem jurídica nacional o disposto no n.º 11 do artigo 1.º da Diretiva n.º 2009/29/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril, com o objetivo de aperfeiçoar e alargar o regime comunitário de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa (DR, 2012a).
Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro	Define as regras para a obtenção de condições de estabilidade tarifária e prevê a dedução de receitas legais nos sobrecustos do SEN (DR, 2012b).
Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro	Prevê a adesão dos titulares de centros eletroprodutores eólicos a um regime remuneratório alternativo durante mais cinco ou sete anos do que os períodos iniciais de remuneração (DR, 2013a).
Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março	Transpõe para a ordem jurídica nacional a Diretiva n.º 2003/87/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de outubro de 2003, referente à criação de um regime comunitário de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa (CELE) na Comunidade (DR, 2013b).
Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho	Refere-se à criação de um mecanismo regulatório para equilibrar a concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal (DR, 2013c).
Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho	Altera as condições e o limite máximo da remuneração do serviço de interruptibilidade e define as regras de reflexão dos volumes pagos pelo operador da rede de transporte para a estrutura tarifária (DR, 2013d).

**Tabela 4: Terceira revisão do Regulamento Tarifário (Continuação)**

Documento legislativo	Aplicação
Despacho n.º 10 244/2013, do Secretário de Estado da Energia, de 5 de agosto e Despacho n.º 12 955-A/2013, do Secretário de Estado da Energia, de 10 de outubro	Ambos se referem à metodologia e termos de referência utilizados nos estudos relativos à formação de preços médios no mercado grossista de eletricidade em Portugal, realizados pela ERSE (DR, 2013e e DR, 2013f).
Portaria n.º 301-A/2013, de 14 de outubro	Altera a Portaria n.º 96/2004, de 23 de janeiro, quanto à remuneração anual definida dos terrenos explorados pela entidade concessionária da RNT mediante contratos de concessão de domínio público hídrico (DR, 2013g).

A publicação da Diretiva n.º 24/2013 materializa todas estas alterações no Regulamento Tarifário do sector elétrico de modo a que se adapte ao quadro jurídico nacional atual, além de introduzir um mecanismo de correção de desvios sucedidos dos custos com capital das atividades reguladas (ERSE, 2014f).

## 7. A Estrutura Tarifária em Portugal Continental

### 7.1. Contextualização

Nos últimos quarenta anos o SEN evoluiu de forma intensiva para um mecanismo de mercado nas atividades de produção e comercialização de eletricidade. O “arranque” do MIBEL, em 2007, trouxe uma maior concorrência para as empresas produtoras e comercializadoras de eletricidade de Portugal e Espanha. Como é típico dos mercados de eletricidade, também o MIBEL é um mercado assimétrico dominado pelo lado da oferta porque a elasticidade da procura em relação ao preço é bastante rígida (Saraiva, 2012).<sup>17</sup>

Atualmente vive-se em Portugal continental um período em que coexistem dois mercados: o Mercado Regulado (MR) e o Mercado Livre (ML). Em ambos os mercados, como podemos verificar no **ANEXO 1**, os preços de eletricidade que cada cliente paga são constituídos não só pela tarifa respeitante à energia consumida pelo consumidor (custos de produção e comercialização) mas também por outras tarifas referentes à utilização das redes: custos associados ao Uso da Rede de Transporte, ao Uso da Rede de Distribuição e ao Uso Global do Sistema (custos provenientes da gestão técnica, regulação, políticas energéticas e ambientais e de outros interesses económico-sociais chamados de CIEGS). Os preços são determinados de forma aditiva para garantir que não existem subsídios cruzados nas tarifas de venda a clientes finais nem nas tarifas de acesso (EDP Comercial, 2014 e ERSE, 2014g).

No ML os clientes pagam as tarifas de acesso às redes e negociam livremente os preços a pagar pelo fornecimento de eletricidade com o seu comercializador. A Ilustração 4 permite ter uma melhor perceção acerca da Aditividade Tarifária que as Tarifas de Acesso produzem e que é paga pelos consumidores finais através da cobrança de Tarifas de Venda a Clientes.

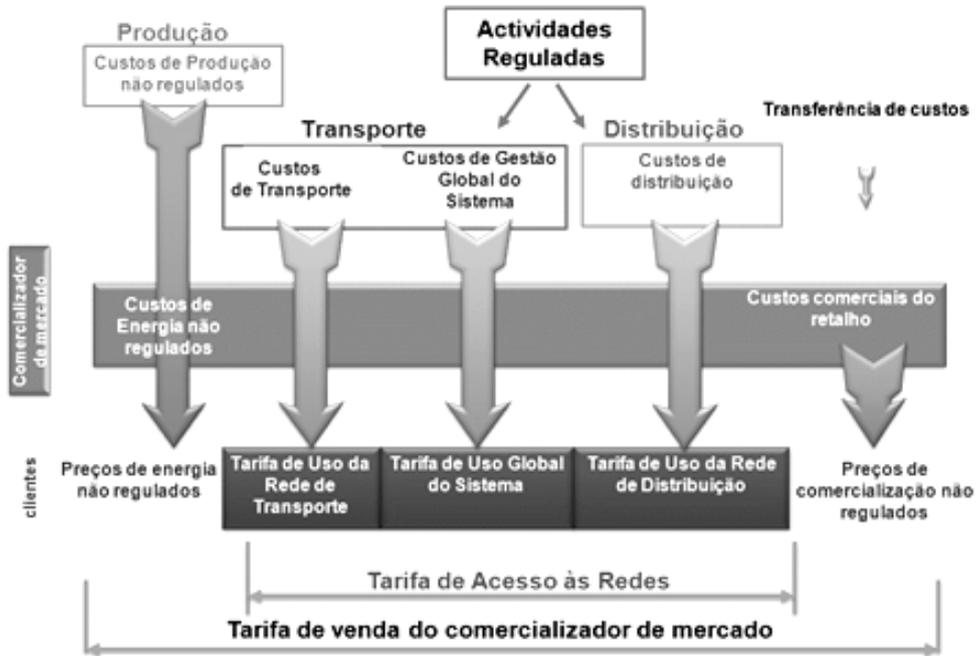
Os consumidores cujos fornecedores são de último recurso (Ilustração 5) pagam uma tarifa que resulta do conjunto de tarifas por atividade incluídas no Acesso às Redes, mais as tarifas reguladas de Energia e de Comercialização aprovadas pela ERSE (ERSE, 2014g).

As tarifas para a eletricidade e outros serviços regulados são aprovados e publicados pela ERSE, em dezembro de cada ano, para vigorarem durante o ano seguinte. Em dezembro de 2013, além dos preços de outros serviços regulados previstos no RRC (Regulamento de Relações Comerciais), a ERSE aprovou para 2014: as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental e Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, as Tarifas de Acesso às Redes e as Tarifas por Atividade Regulada (ERSE, 2014g).

---

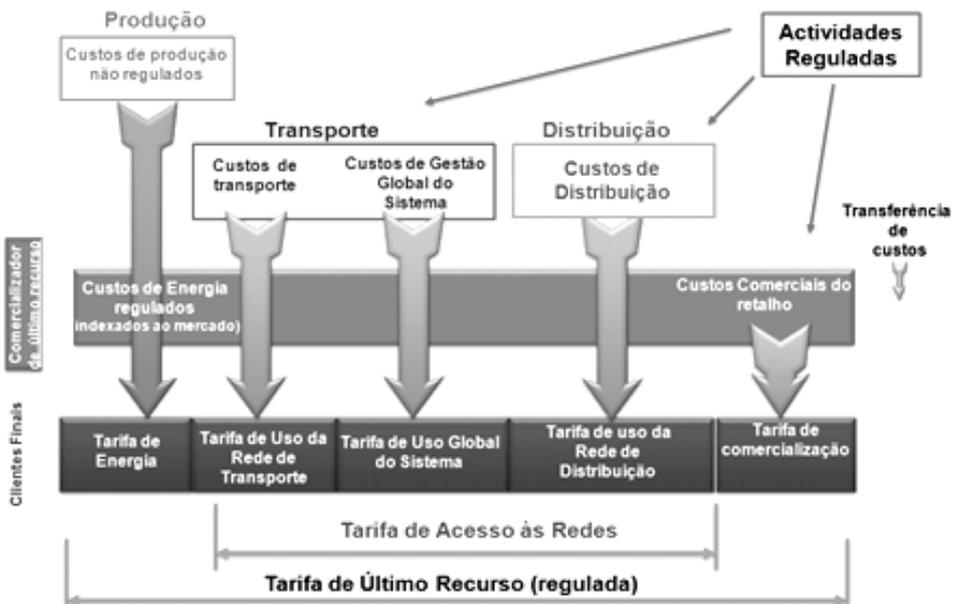
<sup>17</sup> Uma procura com elasticidade bastante rígida (muito reduzida) significa que a quantidade procurada reage muito pouco a variações no preço, isto é, se o preço diminuir a quantidade procurada quase que não aumenta.

**Ilustração 4: Aditividade Tarifária**



Fonte: ERSE, 2014g

**Ilustração 5: Tarifas de Último Recurso**



Fonte: ERSE, 2014g

## **7.2. Tarifas de Acesso às Redes**

Como já foi referido, as tarifas de acesso às redes (**ANEXO 2**) resultam da soma das tarifas de transporte, distribuição e uso global do sistema (custos provenientes da gestão técnica, regulação e políticas energéticas, ambientais e respetivas a outros interesses económicos) cobradas aos consumidores como serviços complementares, necessários para que a eletricidade chegue ao local de consumo do cliente final. No continente ou nas regiões autónomas o valor destas tarifas é o mesmo para o mesmo nível de tensão (ERSE, 2014g).

## **7.3. Tarifas de Comercialização no Mercado Regulado**

As tarifas reguladas extinguiram-se por completo em 2013 e a ERSE criou as tarifas transitórias para o período de transição até à completa transferência de clientes do MR para o ML. O **ANEXO 3** demonstra a evolução das tarifas reguladas até 2014 sendo que, a partir de 2011, no caso das tarifas de eletricidade em MAT, AT, MT e BTE, a partir de 2012 no caso das tarifas de eletricidade em BTN  $\geq 10,35$  kVA e, a partir de 2013 no caso das tarifas de eletricidade em BTN  $< 10,35$  kVA, estas correspondem às tarifas transitórias (ERSE, 2014g).

## **7.4. Tarifas Transitórias**

As tarifas reguladas de venda a clientes de eletricidade em MAT, AT, MT e BTE extinguiram-se a 1 de janeiro de 2011, na sequência do disposto no Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro. Para o caso dos clientes de BTN, o Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, estabelece a extinção das tarifas reguladas a partir de 1 de julho de 2012 para os clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA, e a partir de 1 de janeiro de 2013 para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

Ambos os Decretos-Lei mencionados determinam que o comercializador de último recurso é obrigado a fornecer eletricidade, através de tarifas transitórias fixadas pela ERSE e suscetíveis de revisão trimestral, durante o período transitório para o regime de mercado livre. Este período terminou a 31 de dezembro de 2013 para os clientes em MAT, AT, MT e BTE e terminará a 31 de dezembro de 2014 para os clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA e a 31 de dezembro de 2015 para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

Os consumidores que entrarem diretamente no ML (não vieram do MR) podem escolher o fornecedor e a modalidade de contrato que desejarem:

- Contrato de fornecimento de eletricidade com um comercializador livre;
- Contrato de fornecimento de eletricidade com um comercializador de último recurso;

- Contratação de fornecimento de eletricidade nos mercados organizados; ou
- Contratação bilateral no caso de clientes com estatuto de agente de ofertas (ERSE, 2014h).

No **ANEXO 4** constam as tarifas transitórias de venda a clientes finais em BTN em 2014, aplicadas pelos comercializadores de último recurso. Para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira as tarifas transitórias assumem outros valores.

Continua a existir, porém, tarifas de último recurso, reguladas pela ERSE, para os clientes de algumas regiões que não têm alternativa de escolha e cujo único comercializador disponível (comercializador de último recurso) é a EDP, S.U. A ERSE criou uma tarifa social de venda a clientes finais para ser aplicada por estes comercializadores aos consumidores economicamente vulneráveis (**ANEXO 5**). Para se ter uma noção da diferença de valores, um estudo efetuado pela ERSE mostra que a variação entre 2013 e 2014 no que respeita à tarifa social em BTN foi de 1% enquanto as tarifas transitórias de eletricidade em BTN variaram 2,8% (ERSE, 2014g).

Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira também não existe opção de escolha pelo que os clientes são fornecidos pelos respetivos distribuidores locais de eletricidade.

### **7.5. Preços de Referência no Mercado Livre**

Desde 2011 que cada comercializador no mercado livre publica, através da ERSE, as suas tarifas de referência. No mercado liberalizado, como já referido no cap. 3, existem em Portugal oito empresas comercializadoras dedicadas aos clientes domésticos e nove empresas comercializadoras dedicadas ao mercado dos grandes clientes, pequenos negócios e indústrias (ERSE, 2013b). De seguida será apresentado cada comercializador e discriminada a sua oferta tarifária apenas no que se refere à eletricidade (excluindo oferta de gás natural ou ofertas conjuntas de energia), a 16 de junho de 2014:

1. **Audax Energia:** empresa comercializadora de eletricidade reconhecida pelo Ministério da Indústria espanhol e habilitada para exercer a mesma atividade em Portugal. A sua oferta é dirigida a Habitações (domésticos), Negócios e Lojas, Empresas, Grandes Empresas e Administrações Públicas e trabalha com uma tarifa fixa para todo o tipo de clientes constituída por um Termo fixo de Potência e um Termo de Energia correspondente à energia elétrica consumida. Os segmentos Negócios e Lojas, Empresas e Grandes Empresas podem optar pela tarifa elétrica a preço indexado, que se baseia no pagamento da energia elétrica a cada hora, ao preço real em que a mesma está a ser vendida no mercado grossista, mais uma taxa de gestão (Audax Energia, 2014 e ERSE, 2014a). Os planos tarifários da Audax Energia não são disponibilizados pela ERSE.

2. **EDP Comercial:** empresa do Grupo EDP que atua no mercado livre de energia e oferece diferentes serviços para todos os segmentos de mercado. A EDP Comercial oferece aos particulares e aos pequenos negócios três serviços opcionais cuja diferença está apenas na designação dos três serviços (**ANEXO 6**):

1. Casa Total/Negócios;
2. Casa Total Click/Negócios Click; e
3. Casa Verde / Negócios Verde.

Para o segmento empresas a EDP Comercial divide a sua oferta entre Eletricidade e Eletricidade Verde e incentiva o contacto direto, uma vez que, neste caso, os preços de venda de eletricidade são determinados especificamente para cada cliente (EDP, 2014a e ERSE, 2014a).

3. **Enat - Energias Naturais:** empresa 100% portuguesa que oferece energia aos clientes domésticos e empresariais. A oferta dirigida ao segmento doméstico e PME é eletricidade em BTN com opção de escolha entre quatro planos opcionais ajustados às diferentes necessidades energéticas de cada consumidor (**ANEXO 7**):

1. Plano Tarifário Base;
2. Plano tarifário Penta;
3. Plano Tarifário Trinca; e
4. PME Penta.

Para o segmento grandes empresas, a Enat oferece eletricidade em BTE e MT (entre 1 kV e 45 kV) mediante o tipo de energia. Esta pode ser ativa, com a opção horária entre horas de ponta, cheias, vazio normal ou super vazio, ou reativa, contabilizada apenas quando excede em 30% a energia ativa nas horas fora de vazio, para o mesmo período (Enat, 2014 e ERSE, 2014a).

4. **Endesa:** um dos maiores grupos energéticos da Europa originário de Espanha que está presente em Portugal desde 1993. A sua oferta é composta por quatro serviços opcionais dirigidos a clientes com diferentes necessidades energéticas sendo que o quarto serviço incorpora três opções de escolha (**ANEXO 8**):

1. Tarifa Luz Endesa para Domésticos;
2. Tarifa Luz Endesa para Não-Domésticos;
3. Tarifa Única; e
4. Tarifa Seleção: Opção 1, Opção2, Opção 3;

Aos grandes clientes a Endesa oferece também eletricidade e outros serviços energéticos, promovendo o contacto direto para um fornecimento personalizado de energia (Endesa, 2014c e ERSE, 2014a).

5. **Enforcesco:** subsidiária da Enforce, responsável pela comercialização de serviços energéticos. A empresa assume-se como a primeira low-cost na área da eletricidade, cujo objetivo é levar energia mais barata a empresas e particulares. A Enforcesco oferece a marca YLC ao segmento particular através de um plano tarifário pré estabelecido (**ANEXO 9**) e ao segmento empresas com eletricidade em BTN Industrial, BTE, MT, AT e MAT através de planos tarifários personalizados (YLCE, 2014 e ERSE, 2014a).
6. **Galp Power:** empresa comercializadora de eletricidade do grupo Galp Energia. A sua oferta abrange, atualmente, eletricidade em BTN, BTE, MT, AT e MAT. A empresa dirige a sua oferta a três segmentos diferentes, aos quais atribui as designações de: Residencial - Galp On, PME's - pequenas e médias empresas e Grandes empresas e indústrias. Aos clientes Residenciais a Galp Power oferece 5 serviços opcionais (**ANEXO 10**) de acordo com as necessidades energéticas do consumidor:
  1. Plano Base;
  2. Plano Base com Desconto Adicional;
  3. Plano Online;
  4. Plano Confort; e
  5. Plano Confort com Desconto Adicional.Ao segmento PME's - Pequenos Negócios a Galp Power, além de eletricidade em BTE ou MT com condições personalizadas a cada consumidor, oferece também eletricidade em BTN com três planos diferentes mediante as diferentes necessidades energéticas do cliente: Tarifa Simples, Tarifa Bi-horária ou Tarifa Tri-horária (**ANEXO 10.1**). Ao segmento Grandes consumidores e indústrias, a Galp Power fornece eletricidade em média, alta e muito alta tensão, dependendo das necessidades elétricas de cada cliente e das suas especificidades (Galp, 2014 e ERSE, 2014a).
7. **Gas Natural Comercializadora:** sucursal do grupo espanhol Gas Natural Fenosa a atuar em Portugal. A sua oferta energética é dirigida a três segmentos diferentes, designados pela empresa de Lar, Negócio e Grandes Clientes. Para o segmento Lar e Negócios, a Gas Natural Fenosa oferece eletricidade em BTN com tarifas simples, bi-horárias ou tri-horárias através do Custom Plano de Negócios (**ANEXO 11**). Ao segmento Negócio, a GN Fenosa oferece ainda eletricidade em BTE e MT promovendo o contacto entre o

consumidor e a empresa para um atendimento mais personalizado, tal como faz para o segmento Grandes Clientes (GN Fenosa, 2014 e ERSE, 2014a).

**8. Iberdrola Generación - Energia e Serviços Portugal:** subsidiária do grupo espanhol Iberdrola a operar em Portugal. A sua oferta energética (**ANEXO 12**) divide-se em quatro planos de eletricidade em BTN, dois dirigidos aos segmentos doméstico (casa Iberdrola) e Negócios e PMEs (Planos 1. e 2.) e os dois dirigidos apenas ao segmento Negócios e PMEs (Planos 3. e 4.):

1. Plano Casa Básico Casa/PME;
2. Plano Casa Plus;
3. Plano de Negócios;
4. Plano Compromisso PME.

A Iberdrola oferece ainda a opção de eletricidade verde, que “tem origem exclusivamente em fontes de energia 100% renováveis” (Iberdrola, 2014b e ERSE, 2014a).

**9. Axpo Iberia:** empresa de energia suíça com forte alicerce local e com presença na Europa. A sua oferta tarifária, em Portugal, é bastante personalizada por se dirigir apenas aos grandes consumidores e indústrias (Axpo, 2014 e ERSE, 2014a).

**10. Fortia Energía:** sociedade limitada espanhola, criada em 2007, com licença para atuar como comercializador no mercado europeu de eletricidade dirigindo a sua oferta aos grandes consumidores, pequenos negócios e indústrias. Dadas as características destes segmentos, a sua oferta é também bastante personalizada (Fortia, 2014 e ERSE, 2014a).

## 8. Análise Empírica

### 8.1. Revisão da Literatura

Os estudos estatísticos realizados pela ERSE desde 2009 permitem retirar conclusões acerca do funcionamento do MIBEL, no entanto, não são conhecidos estudos académicos que analisem os dados disponibilizados pela ERSE para fazer uma observação e comparação do Pré e Pós MIBEL, no que respeita ao desenvolvimento do mercado livre e às alterações na estrutura tarifária em Portugal continental.

A liberalização do sector elétrico é um tema já muito estudado por economistas. O presente trabalho não pretende questionar a liberalização do sector elétrico mas sim observar o desenvolvimento do mercado livre em Portugal continental comparando o Pré e o Pós MIBEL.

Juntamente com o mercado livre de eletricidade vem a questão das tarifas reguladas, que terminaram por completo para o segmento doméstico em 2013, dando lugar às tarifas de referência praticadas por cada empresa a atuar no mercado. Também o défice tarifário e os custos e benefícios da PRE são temas bastantes estudados quer a nível académico quer pela ERSE e pela Apren – Associação de Energias Renováveis.<sup>18</sup> O presente trabalho não pretende questionar o défice tarifário nem a sua relação com a produção de eletricidade de origem renovável mas sim observar a evolução das tarifas reguladas e os preços de referência praticados em Portugal continental comparando o Pré e Pós MIBEL.

Para enquadrar o presente trabalho na literatura económica apresentam-se no **ANEXO 13** os estudos académicos mais recentes realizados no âmbito do MIBEL, dos quais se sumariza na tabela seguinte (Tabela 6) aqueles que permitem retirar conclusões acerca dos preços de eletricidade.

---

<sup>18</sup> O estudo da Apren relativamente aos “Custos e Benefícios da Eletricidade de Origem Renovável” e a sua influência na estrutura tarifária em Portugal, conclui que esta mesma estrutura deverá sofrer alguns ajustes para se conseguir transparência na comunicação dos custos da PRE e a metodologia de cálculo do diferencial da PRE, face à PRO, também deve ser alterada, uma vez que a metodologia utilizada atualmente já não reflete a realidade (Apren, 2014).

**Tabela 5: Revisão da Literatura – sumarização: preços de eletricidade**

Autor	Ano	Trabalho realizado
António Dias	2009	Compara, para os períodos de Verão e Outono 2008-2009, dois métodos de previsão de preços de eletricidade por cada hora do dia seguinte: a análise da série horária completa e uma aproximação hora a hora. Através do recurso a modelos ARIMA conclui que o melhor método de previsão é a análise de cada hora separadamente.
João Estevão	2011	Estuda o comportamento dos preços dos futuros de eletricidade mensais, semanais e no mercado <i>spot</i> , no MIBEL, entre julho de 2007 e dezembro de 2010, recorrendo aos modelos ARCH e GARCH respetivamente. Conclui que a existência de “picos” nos preços dos futuros é explicada pela presença de volatilidade nos preços e que existe sazonalidade nos contratos diários de eletricidade e não sazonalidade nos contratos semanais ou mensais.
Joana Abreu	2012	Enquadra a estrutura tarifária do mercado elétrico regulado e liberalizado em Portugal, o défice tarifário e a relação entre a subida de preços e o défice tarifário no âmbito do Direito e na ótica do legislador. Concluiu que: <ul style="list-style-type: none"> <li>– O Governo combate os custos do sector para evitar o aumento dos preços;</li> <li>– Permanecem opiniões de que as renováveis encarecem a fatura do cliente final e as rendas excessivas com subsídios; e</li> <li>– Os mecanismos de compensação são as duas áreas com maior impacto na fatura do cliente final.</li> </ul>
João Bolas	2012	Recorre ao Índice de correlação de Pearson, a Testes de causalidade de <i>Granger</i> e à Análise com Componentes Principais para identificar as variáveis com maior impacto na formação do preço de eletricidade no MIBEL e desenvolve um modelo de previsão do preço diário, para o período de trinta dias do mês de outubro de 2011, composto pelas variáveis: valores da PRE e valores do consumo de eletricidade. Conclui que a PRE tem um impacto cada vez mais importante na definição do preço da energia e que o preço da eletricidade e o consumo de energia estão relacionados.

**Tabela 5: Revisão da Literatura – sumarização: preços de eletricidade (Continuação)**

Autor	Ano	Trabalho realizado
José Mourão	2013	<p>Recorre a estudos publicados pelo OMIE, OMEL, REN e REE para analisar os resultados do mercado diário e dos mercados de serviços de sistema referentes ao ano de 2012 comparando Portugal e Espanha. Conclui que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– O preço da energia transacionada no mercado diário foi sempre mais elevado em Portugal do que em Espanha;</li> <li>– Produzir energia a partir de tecnologias hídricas leva a uma descida significativa dos preços em Portugal mas não em Espanha;</li> <li>– O aumento da PRE e da produção nuclear em Espanha levam a uma diminuição de preços no mercado diário; e</li> <li>– O aumento da produção por tecnologia térmica leva a um aumento dos preços no mercado diário.</li> </ul>
Ricardo Soares	2013	<p>Analisa séries de preços do MIBEL e aplica modelos de alisamento exponencial <i>Holt-Winters</i> para perceber qual o melhor método para prever os preços de eletricidade no curto prazo. Conclui que o melhor método de previsão de preços é o de <i>Holt-Winters</i> dupla sazonalidade multiplicativa com tendência amortecida e erros estruturados – HWTAE.</p>

## 8.2. Dados e Metodologia

Para analisar o Mercado Livre Pré e Pós MIBEL será utilizada uma metodologia de observação e comparação de dados estatísticos referentes a janeiro de 2007, ano associado ao período Pré MIBEL, e referentes a abril de 2014, ano associado ao período Pós MIBEL. Pretende-se comparar os resultados adquiridos em cada período e concluir acerca do impacto do “arranque” do MIBEL sobre o mercado livre de eletricidade em Portugal continental.

Para analisar a Estrutura Tarifária em Portugal Pré e Pós MIBEL será utilizada, uma metodologia de seleção de dados aos quais será atribuída uma sigla, utilizada posteriormente no desenvolvimento de fórmulas de cálculo (equações). Estas vão permitir calcular os preços médios (Pm) de eletricidade em Portugal continental entre 2002 e 2014. Recorrendo ao Excel será possível calcular mais facilmente os resultados das equações, que representam os Pm de eletricidade entre 2002 e 2014, e cuja evolução será demonstrada através de gráficos

construídos a partir do mesmo programa. A análise dos gráficos e respetivas tabelas de resultados será reforçada com o cálculo de medidas estatísticas que ajudarão a retirar ilações mais reais acerca do impacto do MIBEL na estrutura tarifária de eletricidade em Portugal continental, através da comparação entre os períodos pré MIBEL (até 2007) e pós MIBEL (depois de 2007).

Os dados utilizados em cada uma das análises foram retirados da lista de documentos presentes nas seguintes tabelas:

**Tabela 6: Base de dados para a análise do mercado livre pré e pós MIBEL**

Documentos elaborados pela ERSE
– Resumo Informativo do Mercado Liberalizado de Eletricidade relativo ao mês de janeiro de 2007; e
– Resumo Informativo do Mercado Liberalizado de Eletricidade relativo ao mês de abril de 2014

**Tabela 7: Base de dados para a análise da estrutura tarifária em Portugal continental**

Documentos elaborados pela ERSE
– “Parâmetros para o Triénio 2002 - 2004 e Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2002 – Portugal Continental”;
– “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2003”;
– “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2004”;
– “Parâmetros e Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2005”;
– “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2006 e Parâmetros para o Período de Regulação 2006 – 2008”;
– “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2007”;
– “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2008”;
– “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2009 e Parâmetros para o Período de Regulação 2009 – 2011”;
– “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2010”
– “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2011”
– “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2012 e Outros Serviços em 2009 e Parâmetros para o Período de Regulação 2012 – 2014”

**Tabela 7: Base de dados para a análise da estrutura tarifária em Portugal continental (Continuação)**

Documentos elaborados pela ERSE
<ul style="list-style-type: none"> <li>– “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2013”</li> <li>– “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2014”</li> <li>– “Preços de Referência no Mercado Liberalizado de Energia Elétrica e Gás Natural em Portugal Continental” – atualização 12 de outubro de 2012;</li> <li>– “Preços de Referência no Mercado Liberalizado de Energia Elétrica e Gás Natural em Portugal Continental” – atualização 22 de março de 2013; e</li> <li>– “Preços de Referência no Mercado Liberalizado de Energia Elétrica e Gás Natural em Portugal Continental” – atualização 16 de junho de 2014.</li> </ul>
Outras fontes de informação
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Simulador de Preços de Energia Elétrica da ERSE: casal com dois filhos; e</li> <li>– Índice de Preços no consumidor: produtos energéticos – cálculos do INE</li> </ul>

### 8.3. Análise do Mercado Livre Pré e Pós MIBEL

Desde setembro de 2006 que todos os consumidores de eletricidade em Portugal continental podem livremente escolher o seu fornecedor de energia mas só em janeiro de 2013 se veio a concluir o processo de liberalização do mercado, com a extinção completa das tarifas reguladas para o segmento doméstico. No entanto, como já foi referido, a ERSE estabeleceu um período de transição, até 31 de dezembro de 2015, para os consumidores com potência contratada até 10,35 kVA que ainda não aderiram ao mercado livre poderem fazê-lo. Até lá coexistem em Portugal continental dois tipos de mercados em simultâneo: o ML e o MR. Assumindo os dados de janeiro de 2007 como referentes ao período Pré MIBEL e os dados de abril de 2014 como referentes ao período Pós MIBEL, procede-se à análise e comparação dos resultados obtidos nos estudos realizados em cada data. A tabela seguinte (Tabela 8) regista os resultados estatísticos referentes a cada período permitindo comparar, mais facilmente, os dados demonstrados em gráficos no **ANEXO 14**.

Tabela 8: Análise do Mercado Livre Pré e Pós MIBEL

	<b>Pré MIBEL</b> <b>(janeiro 2007)</b>	<b>Pós MIBEL</b> <b>(abril 2014)</b>
<b>Consumo Global eletricidade (ML+MR) no mês</b>	4.750 GWh (Gráfico 5)	3.820 GWh (Gráfico 6)
<b>Peso relativo do consumo mensal no ML</b>	8,3% (Gráfico 5)	77,2% (Gráfico 7)
<b>Consumo anualizado no ML</b>	<b>6.385,7 GWh:</b> 2% em BTN 20% em BTE 78% em MT 1% em AT 1% em MAT (Gráficos 8 e 10)	<b>34.381 GWh:</b> 27% Domésticos 9% Pequenos negócios 26% Grandes consumidores 39% Indústrias (Gráficos 9 e 11)
<b>Nº de Clientes no ML</b>	<b>29.364 clientes:</b> 73% em BTN 20% em BTE 6,5% em MT 0,5% em AT e MAT (Gráficos 12 e 14)	<b>2.733 mil clientes:</b> 97,5% Domésticos 1% Pequenos negócios 0,5% Grandes cons. 1% Indústrias (Gráficos 13 e 15)
<b>Entradas no ML</b>	3.420 clientes 86.546 MWh de consumo (Ilustração 8)	103.305 clientes 313 GWh de consumo (Tabela 18)
<b>Entradas no ML por transição do MR</b>	2.540 clientes 81,8 MWh de consumo (Ilustração 8)	83.936 clientes 313 GWh de consumo (Tabela 18)
<b>Entradas diretas no ML</b>	880 clientes 4.732 MWh de consumo (Ilustração 8)	19.369 clietnes 57 GWh de consumo (Tabela 18)
<b>Mudanças de comercializador dentro do ML</b>	86 clientes 21.408 MWh de consumo (Ilustração 8)	10.488 clientes 174 GWh de consumo (Tabela 18)

Fonte: Tabela 6

**Tabela 8: Análise do Mercado Livre Pré e Pós MIBEL (Continuação)**

	<b>Pré MIBEL (janeiro 2007)</b>	<b>Pós MIBEL (abril 2014)</b>
<b>Saídas do ML sem contrato com outro comercializador</b>	159 clientes 116,118 GWh de consumo (Ilustração 8)	10.134 clientes 55 GWh de consumo (Tabela 18)
<b>Quotas de mercado em consumo</b>	EDP Comercial: 37% Endesa: 61% Iberdrola: 1% Unión Fenosa: 1% Viesgo: <0,5% (Gráfico 16)	EDP Comercial: 46% Endesa: 20% Iberdrola: 19% GN Fenosa: 6,8% Galp: 4,6% Fortia: 3,6% Outros: <0,5% (Gráfico 17)
<b>Quotas de mercado em nº de clientes</b>	EDP Comercial: 87% Endesa: 11% Iberdrola: 1% Unión Fenosa: 1% Viesgo: <0,5% (Gráfico 18)	EDP Comercial: 86% Endesa: 5,8% Iberdrola: 2,6% GN Fenosa: 1% Galp: 4,6% Fortia: <1% Outros: <0,5% (Gráficos 19)
<b>Concentração de mercado (quota dos três maiores operadores)</b>	99%	86% (Gráfico 24)

Fonte: Tabela 6

Relativamente às quotas de mercado em consumo por segmento, não existe informação respetiva ao período Pré MIBEL (janeiro 2007) mas para período Pós MIBEL (abril 2014) esta informação encontra-se na tabela seguinte (Tabela 9) com demonstração nos gráficos 20, 21, 22 e 23 do **ANEXO 14**.

**Tabela 9: Quotas de mercado em consumo por segmento (2014)**

Empresa	Quotas de mercado por segmento			
	Domésticos	Peq. Negócios	Grandes Cons.	Indústrias
EDP Comercial	83%	49%	30%	31%
Endesa	4,9%	16%	25,5%	28%
Iberdrola	5,3%	20%	17%	30%
GN Fenosa	2,5%	7,1%	7,6%	2,5%
Galp	4,3%	7,4%	5,4%	6,7%
Fortia	-	-	14%	-
Outros	-	0,5%	-	1,8%

Fonte: Tabela 6

Ao analisar as tabelas e respetivos gráficos verifica-se estranhamente que no período Pré MIBEL o Consumo Global de eletricidade em Portugal foi superior ao período Pós MIBEL. Esta situação deve-se muito provavelmente à situação económico-financeira que se vive no país e ao conceito de sustentabilidade que se tem vindo a expandir na sociedade portuguesa.

O MIBEL contribuiu muito para a alteração do funcionamento dos mercados, trazendo para o ML a maioria dos clientes e do consumo de eletricidade. Como se verifica na Tabela 8, entre o Pré e o Pós MIBEL, o ML aumentou 2.703.636 em nº de clientes e 27.995,3 GWh em consumo. Desta forma, o peso relativo do consumo no ML Pós MIBEL registou um aumento de 71,9% comparativamente com o Pré MIBEL.

As entradas de clientes no ML no período Pós MIBEL são perto de trinta vezes mais que no Pré MIBEL. Quer estas entradas sejam diretas ou por transição do MR, estas diferenças significativas justificam-se pelo conceito de mercado liberalizado que o MIBEL trouxe para o mercado português de eletricidade. O elevado número de mudanças de comercializador no ML Pós MIBEL traduz também a característica deste novo regime de mercado de que o consumidor pode escolher e mudar de fornecedor de eletricidade sempre que quiser pois existem agora vários comercializadores.

O MIBEL tem impacto também na concentração de mercado ao nível do consumo e do nº de clientes. No Pré MIBEL existiam 5 comercializadoras no ML, sendo a EDP Comercial a detentora da maior quota de mercado em nº de clientes (na maioria domésticos de baixo consumo) e a Endesa a detentora da maior quota de mercado em consumo (poucos clientes industriais com grandes consumos elétricos). No Pós MIBEL a Viesgo já não existe, a Unión

Fenosa transforma-se em GN Fenosa e surgem duas grandes comercializadoras, a Galp e a Fortia, e outras mais pequenas. Neste período a detentora da maior quota de mercado em Portugal continental quer em nº de clientes quer em consumo é a EDP Comercial. Esta situação explica-se pelo fato de, no período Pós MIBEL, a EDP Comercial ter conseguido a maior quota de consumo em todos os segmentos.

Como era de esperar, a concentração de mercado no Pré MIBEL é superior ao Pós MIBEL, dado o número de comercializadores no ML ter aumentado significativamente no último período, no entanto, a concentração de mercado continua a ser elevada pois é bastante perceptível a existência de uma empresa dominante quer em nº de clientes quer em quantidade vendida (consumo).

De modo geral o MIBEL veio dar vida ao ML que, apesar de já existir no Pré MIBEL, não estava ainda enraizado no mercado de eletricidade português. O MIBEL permitiu a entrada de novos concorrentes e a opção de escolha por parte do consumidor, trouxe maior equilíbrio para o mercado elétrico e fez crescer o mercado livre que constitui um passo no sentido da construção do Mercado Interno para a Energia.

#### **8.4. Análise da Estrutura Tarifária de Eletricidade Pré e Pós MIBEL**

Para analisar a estrutura tarifária de eletricidade em Portugal continental e comparar o pré e pós MIBEL é necessário calcular, em primeiro lugar, os **preços médios (Pm)** das tarifas BTN reguladas, entre 2002 e 2014, e dos preços de referência BTN  $\leq 20,7$  kVA no ML entre 2011 e 2014, para, posteriormente se construir gráficos que demonstrem a evolução destes mesmos preços médios de eletricidade no mercado regulado e no mercado livre em Portugal continental. Para reforçar a análise importa calcular medidas estatísticas como: a taxa de variação anual e média dos Pm no MR e no ML, e a média, a variância e o desvio padrão dos Pm no ML. Desta forma será possível observar e comparar, mais facilmente, a estrutura tarifária de eletricidade em Portugal continental nos períodos pré (até 2007) e pós (depois de 2007) MIBEL.

No âmbito desta análise é importante referir que, em 2007, com o “arranque” do MIBEL, as tarifas reguladas passam a ser as tarifas praticadas pelo comercializador de último recurso: a EDP S.U. Neste ano surgem as primeiras ofertas de eletricidade ao segmento doméstico no ML, praticadas pela EDP Comercial, pela Endesa e pela GN Fenosa mas os seus planos tarifários não eram divulgados, apenas com o início do processo de extinção das tarifas reguladas aos clientes de BTN, em 2011, surgem as publicações periódicas da ERSE com a disponibilização dos preços de referência de cada comercializador no mercado liberalizado.

O preço de eletricidade é composto por uma componente fixa, a tarifa de **potência (p)**, que pode ser diária, **mensal** ou anual, e uma componente variável, a tarifa de **energia (e)**, que depende da **quantidade de consumo** diário, **mensal** ou anual. Para chegar às fórmulas de cálculo dos preços médios das tarifas BTN reguladas e dos preços de referência BTN  $\leq 20,7$  kVA no ML foram selecionados, da base de dados, os valores necessários para calcular as tarifas médias de potência e de energia.

Os preços médios serão calculados mensalmente (**d = 30 dias**) e para uma quantidade média de consumo (**c**) por mês de 417 kWh (Tabela 10). Este valor equivale ao consumo de um casal com dois filhos e é também utilizado pelo simulador disponível na página oficial da ERSE, para calcular preços de eletricidade. No caso das tarifas BTN reguladas foram selecionados valores respetivos aos anos entre 2002 e 2014 (Tabela 11) e no caso dos preços de referência BTN  $\leq 20,7$  kVA no ML foram selecionados valores respetivos a cada empresa a atuar no mercado livre entre 2011 e 2014 (Tabela 12). Para o cálculo dos Pm de referência no ML optou-se por utilizar apenas os dados relativos ao consumo de eletricidade em BTN  $\leq 20,7$  kVA por forma a ser possível analisar melhor a realidade do segmento doméstico.

**Tabela 10: Dados gerais utilizados no cálculo dos Pm**

Sigla	Descrição
<b>c</b>	Consumo médio mensal = 417 kWh
<b>d</b>	Nº de dias por mês = 30 dias

**Tabela 11: Dados utilizados no cálculo dos Pm das tarifas BTN reguladas**

Tarifas	Sigla	Descrição
BTN Reguladas	<b>p</b>	<p><b>potência</b> = média das tarifas simples de potência mensais</p> <p>– para o caso 2013 – 2014 BTN <math>\leq 20,7</math> kVA e <math>&gt; 2,3</math> kVA:</p> <p><b>potência</b> = média das tarifas simples, bi-horária e tri-horária de potência mensais (engloba o termo tarifário)</p>

**Tabela 12: Dados utilizados no cálculo dos Pm das tarifas BTN reguladas (Continuação)**

Tarifas	Sigla	Descrição
BTN Reguladas	e	<p><b>energia</b> = média das tarifas horarias simples de energia ativa (€/kWh)</p> <p>– para os casos:</p> <p>2006 – 2014 BTN &gt; 20,7 kVA: <b>energia</b> = média das tarifas horárias (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio) de médias utilizações de energia ativa (€/kWh)</p> <p>2006 – 2012 &lt;= 20,7 kVA: <b>energia</b> = média das tarifas horaria simples de energia ativa (€/kWh)</p> <p>2013 – 2014 &lt;= 20,7 kVA e &gt; 2,3 kVA: <b>energia</b> = média das tarifas horaria simples (&lt;= 6,9 kVA ; &gt; 6,9 kVA) de energia ativa (€/kWh)</p> <p>2013 – 2014 &lt;= 2,3 kVA: <b>energia</b> = média das tarifas horarias simples de energia ativa (€/kWh)</p>

**Tabela 13: Dados utilizados no cálculo dos Pm de referência BTN <= 20,7 kVA no ML**

Comercializador	Ano	Sigla	Descrição
EDP Comercial <= 20,7 kVA	2011	a	média das tarifas diárias de potência 5D Casa/Negócios
		2a	média das tarifas diárias de potência do 5D verde
		<b>p</b>	<b>potência</b> = média entre a e 2 <sup>a</sup>
		i	média das tarifas horárias de energia sem discriminação horária (€/kWh)
		2i	média das tarifas bi-horária (fora de vazio e vazio) de energia (€/kWh)
		<b>e</b>	<b>energia</b> = média entre i e 2i
	2012 2013	a	média das tarifas diárias de potência Casa/Negócios
		2a	média das tarifas diárias de potência Casa/Negócios Base
		3a	média das tarifas diárias de potência Verde (>= 6,9 e <=20,7)
		<b>p</b>	<b>potência</b> = média entre a, 2a e 3 <sup>a</sup>
		i	média das tarifas horárias simples de energia Casa/Negócios (€/kWh)

**Tabela 13: Dados utilizados no cálculo dos Pm de referência BTN <= 20,7 kVA no ML (Continuação)**

Comercializador	Ano	Sigla	Descrição	
EDP Comercial <= 20,7 kVA	2012 2013	2i	média das tarifas horárias simples de energia Casa/Negócios Base (€/kWh)	
		3i	média das tarifas horárias simples ( $\geq 6,9$ e $\leq 20,7$ ) de energia Verde (€/kWh)	
		<b>e</b>	<b>energia</b> = média entre i, 2i e 3i	
	2014	a	média das tarifas diárias de potência Casa/Negócios	
		2a	média das tarifas diárias de potência Casa/Negócios Click	
		3a	média das tarifas diárias de potência Casa/Negócios Verde ( $\geq 6,9$ e $\leq 20,7$ )	
		<b>p</b>	<b>potência</b> = média entre a, 2a e 3a	
		i	média das tarifas horárias simples de energia Casa/Negócios (€/kWh)	
		2i	média das tarifas horárias simples de energia Casa/Negócios Click (€/kWh)	
		3i	média das tarifas horárias simples ( $\geq 6,9$ e $\leq 20,7$ ) de energia Casa/Negócios Verde (€/kWh)	
	<b>e</b>	<b>energia</b> = média entre i, 2i e 3i		
	Enat <= 20,7 kVA	2014	a	média das tarifas diárias de potência Base
			2a	média das tarifas diárias de potência Penta ( $\geq 3,45$ kVA e $\leq 20,7$ kVA)
3a			média das tarifas diárias simples de potência Trinca ( $\geq 3,45$ kVA e $\leq 20,7$ kVA)	
<b>p</b>			<b>potência</b> = média entre a, 2a e 3a	
i			média das tarifas horárias simples de energia Base (€/kWh)	
2i			média das tarifas horárias simples ( $\geq 3,45$ kVA e $\leq 20,7$ kVA) de energia Penta (€/kWh)	
3i			média das tarifas horárias simples ( $\geq 3,45$ kVA e $\leq 20,7$ kVA) de energia Trinca (€/kWh)	
<b>e</b>			<b>energia</b> = média entre i, 2i e 3i	

**Tabela 13: Dados utilizados no cálculo dos Pm de referência BTN <= 20,7 kVA no ML (Continuação)**

Comercializador	Ano	Sigla	Descrição
Endesa >= 3,45 kVA <= 20,7 kVA	2011	<b>p</b>	<b>potência</b> = média das tarifas mensais de potência
	2012	<b>e</b>	<b>energia</b> = tarifa horária simples de energia (€/kWh)
	2013	<b>p</b>	<b>potência</b> = média das tarifas mensais de potência
		<b>e</b>	<b>energia</b> = média das tarifas horárias simples de energia (€/kWh)
	2014	a	média das tarifas diárias de potência Luz para Domésticos
		2a	média das tarifas diárias de potência Luz para Não-domésticos
		<b>p</b>	<b>potência</b> = média entre a e 2a
		i	média das tarifas horárias simples de energia Luz para Domésticos (€/kWh)
		2i	média das tarifas horárias simples de energia Luz para Não-domésticos (€/kWh)
	<b>e</b>	<b>energia</b> = média entre i e 2i	
Galp >= 3,45 kVA <= 20,7 kVA	2012 2013	a	média das tarifas diárias de potência On Simples
		2a	média das tarifas diárias de potência On Confort
		<b>p</b>	<b>potência</b> = média entre a e 2a
		i	média das tarifas horárias simples de energia On Simples (€/kWh)
		2i	média das tarifas horárias simples de energia On Confort (€/kWh)
		<b>e</b>	<b>energia</b> = média entre i e 2i
	2014	a	média das tarifas diárias de potência Base (<= 20,7 kVA)
		2a	média das tarifas diárias de potência Base c/ desconto adicional
		3a	média das tarifas diárias de potência Online
		4a	média das tarifas diárias de potência Confort
		5a	média das tarifas diárias de potência Confort c/ desconto adicional
		<b>p</b>	<b>potência</b> = média entre a, 2a, 3a, 4a e 5a

**Tabela 13: Dados utilizados no cálculo dos Pm de referência BTN <= 20,7 kVA no ML (Continuação)**

Comercializador	Ano	Sigla	Descrição	
Galp >= 3,45 kVA <= 20,7 kVA	2014	i	média das tarifas simples (<= 20,7 kVA) de energia Base (€/kWh)	
		2i	média das tarifas simples de energia Base c/ desconto adicional (€/kWh)	
		3i	média das tarifas simples de energia Online (€/kWh)	
		4i	média das tarifas de energia simples Confort (€/kWh)	
		5i	média das tarifas de energia simples Confort c/ desconto adicional (€/kWh)	
		e	<b>energia</b> = média entre i, 2i, 3i, 4i, 5i	
GN Fenosa <= 20,7 kVA	2011	p	<b>potência</b> = média das tarifas mensais de potência	
		e	<b>energia</b> = tarifa horárias simples de energia (€/kWh)	
	2013	a	média das tarifas mensais (diárias em 2014) de potência <10 MWh/ano	
		2a	média das tarifas mensais (diárias em 2014) de potência 10 a 20 MWh/ano	
		3a	média das tarifas mensais (diárias em 2014) de potência >20 MWh/ano	
		p	<b>potência</b> = média entre a, 2a e 3a	
		2014	i	média das tarifas horárias simples (<10 MWh/ano) de energia (€/kWh)
			2i	média das tarifas horárias simples (10 a 20 MWh/ano) de energia (€/kWh)
	3i		média das tarifas horárias simples (>20 MWh/ano) de energia (€/kWh)	
	e	<b>energia</b> = média entre i, 2i e 3i		
Enforcesco <= 20,7 kVA	2014	p	<b>potência</b> = média das tarifas diárias de potência YLCE	
		e	<b>energia</b> = tarifa horária simples de energia YLCE (€/kWh)	

**Tabela 13: Dados utilizados no cálculo dos Pm de referência BTN <= 20,7 kVA no ML (Continuação)**

Comercializador	Ano	Sigla	Descrição
Iberdrola >= 3,45 kVA <= 20,7 kVA	2012	<b>p</b>	<b>potência</b> = média das tarifas diárias de potência Clientes Residências/Negócios
		<b>e</b>	<b>energia</b> = média das tarifas horárias simples de energia Clientes Residências/Negócios (€/kWh)
	2014	a	média das tarifas diárias de potência Casa Básico/PME (<= 20,7 kVA)
		2a	média das tarifas diárias de potência Casa Plus
		3a	média das tarifas diárias de potência Negócios
		<b>p</b>	<b>potência</b> = média entre a, 2a e 3a
		i	média das tarifas horárias simples (<= 20,7 kVA) de energia Casa Básico/PME (€/kWh)
		2i	média das tarifas horárias simples de energia Casa Plus (€/kWh)
		3i	média das tarifas horárias simples de energia Negócios (€/kWh)
		<b>e</b>	<b>energia</b> = média entre i, 2i e 3i

Com estas variáveis podemos construir a fórmula de cálculo dos Pm das tarifas BTN reguladas (Tabela 13) e as fórmulas de cálculo dos Pm (eletricidade em BTN <= 20,7 kVA) praticados por cada comercializador no ML (Tabela 14):

**Tabela 14: Fórmula para calcular os Pm das tarifas BTN reguladas**

Tarifas BTN Reguladas	2002 – 2014	<b>Pm = (p * d) + (e * c) (1)</b>
-----------------------	-------------	-----------------------------------

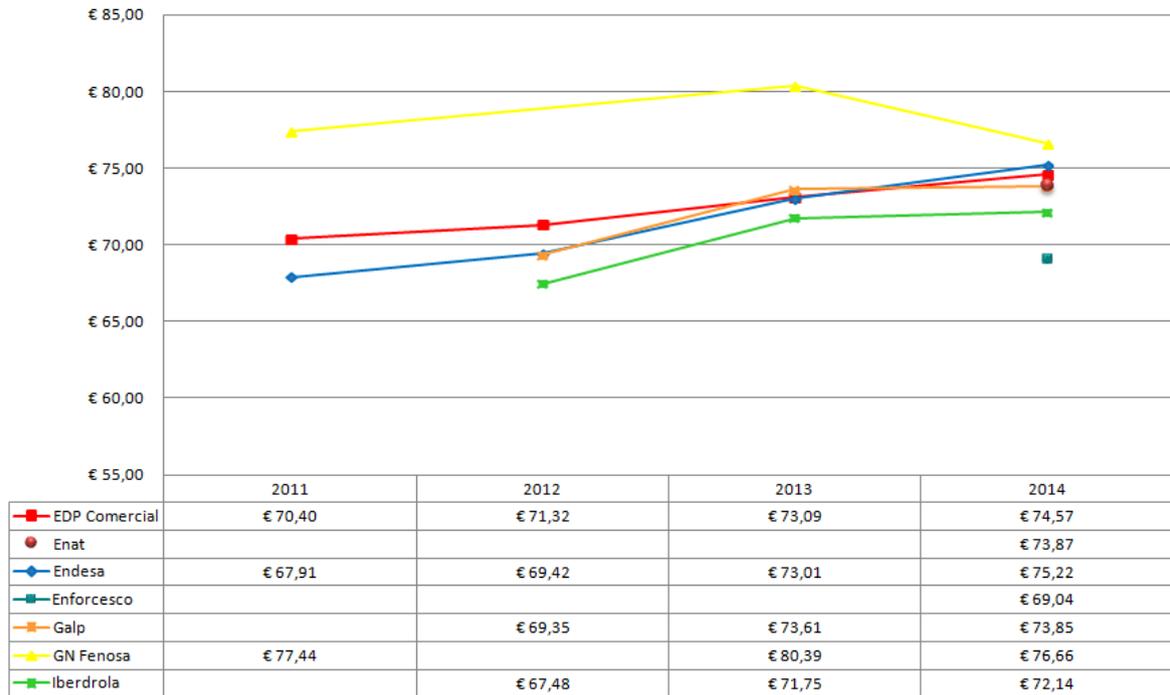
**Tabela 15: Fórmulas para calcular os Pm de referência BTN <= 20,7 kVA no ML**

Comercializador	Ano	Fórmula de cálculo
EDP Comercial	2011 – 2014	$Pm = (p * d) + (e * c)$ (2)
Enat	2014	
Endesa	2011 – 2013	$Pm = p + (e * c)$ (3)
	2014	$Pm = (p * d) + (e * c)$ (4)
Galp	2012 – 2014	$Pm = (p * d) + (e * c)$ (4)
GN Fenosa	2011 e 2013	$Pm = p + (e * c)$ (5)
	2014	$Pm = (p * d) + (e * c)$ (6)
Enforcesco	2014	
Iberdrola	2012 - 2014	

As datas de análise diferem porque alguns comercializadores surgiram mais tarde no ML em Portugal continental e, relativamente à GN Fenosa, no ano de 2012 o seu consumo no segmento doméstico foi tão reduzido que a ERSE não disponibilizou a sua oferta tarifária. Recorrendo ao Excel, no qual foram introduzidos os valores das variáveis e as respetivas fórmulas de cálculo, chega-se aos resultados das equações (1) – (6) correspondentes aos Pm utilizados para a construção dos gráficos de análise seguintes:

**Gráfico 1: Preços médios de eletricidade em Portugal continental 2002 – 2014 (valores nominais)**

**Gráfico 2: Preços médios de eletricidade no ML 2011 – 2014 (valores nominais)**

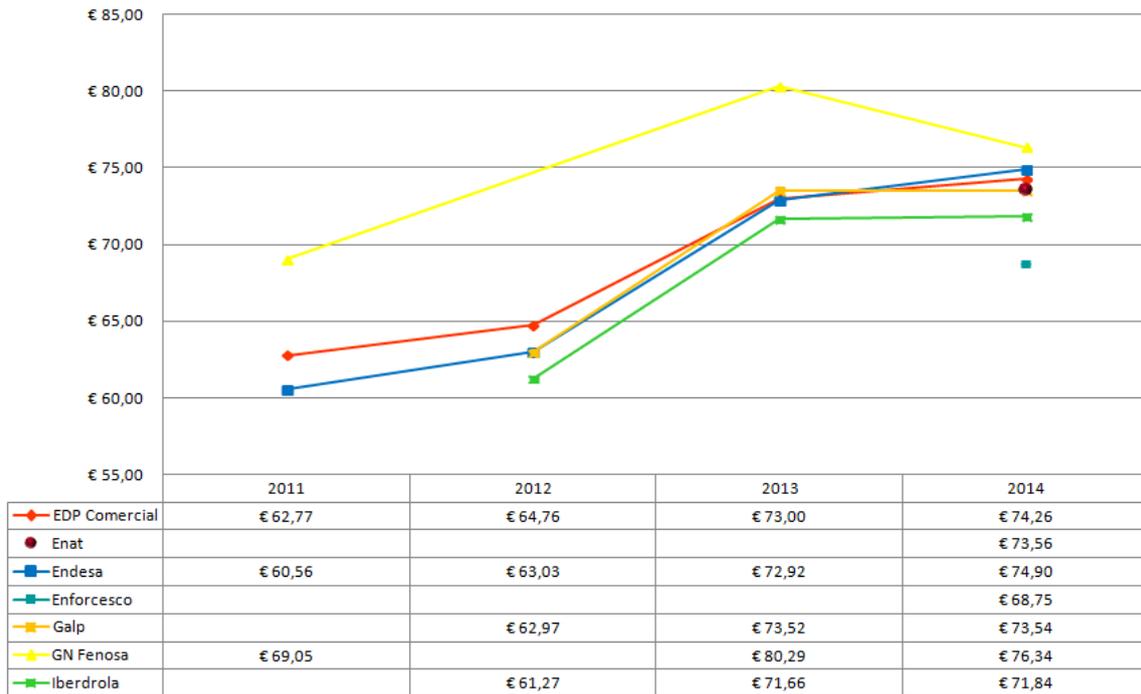


Os valores apresentados nos gráficos anteriores são valores nominais. Recorrendo ao Índice Médio de Preços do Consumidor para Produtos Energéticos, disponibilizado na página oficial do INE, foi possível calcular os Pm reais demonstrados nos dois gráficos seguintes:

**Gráfico 3: Preços médios de eletricidade em Portugal continental 2002 – 2014 (valores reais)**



**Gráfico 4: Preços médios de eletricidade no ML 2011 – 2014 (valores reais)**



Para analisar a evolução dos Pm de forma estatística, importa calcular, utilizando os valores reais, a taxa de variação anual, a taxa de variação média até 2007 e depois de 2007 e a taxa de variação média por empresa comercializadora (Tabelas 15 e 16). Especialmente no mercado livre, torna-se interessante calcular a medida de tendência central: média dos Pm; e duas medidas de dispersão: a variância e o desvio padrão (Tabela 17).

**Tabela 16: Taxa de variação anual dos Pm**

	MR
2002 - 2003	0,85%
2003 - 2004	0,41%
2004 - 2005	0,29%
2005 - 2006	-3,73%
2006 - 2007	13,76%
2007 - 2008	-14,93%
2008 - 2009	11,53%
2009 - 2010	1,64%
2010 - 2011	0,53%

**Tabela 16: Taxa de variação anual dos Pm (Continuação)**

	MR	EDP	Endesa	GNF	Galp	Iberdrola
2011 - 2012	5,82%	3,07%	3,93%			
2012 - 2013	12,40%	11,28%	13,56%	14,00%*	14,35%	14,50%
2013 - 2014	2,12%	1,69%	2,64%	-5,18%	0,02%	0,24%

\*Tx. de variação anual 2011 – 2013 (em 2012 não houve registo de Pm)

**Tabela 17: Taxa de variação média dos Pm**

MR até 2007	2,32%
MR depois de 2007	2,73%
EDP Comercial 2011 - 2014	5,35%
Endesa 2011 - 2014	6,71%
GN Fenosa 2011 - 2014	4,41%
Galp 2012 - 2014	7,18%
Iberdrola 2012 - 2014	7,37%

**Tabela 18: Medidas de tendência central e dispersão dos Pm no ML**

	Média	Variância	Desvio Padrão
2011	€ 64,13	€ 19,41	€ 4,41
2012	€ 63,01	€ 2,03	€ 1,43
2013	€ 74,28	€ 11,76	€ 3,43
2014	€ 73,31	€ 5,94	€ 2,44

A análise dos resultados permite verificar em primeiro lugar que a diferença entre os valores nominais e os valores reais não é significativa. Os gráficos 1 e 3 demonstram que as tarifas reguladas têm vindo a aumentar consideravelmente desde 2002 apresentando instabilidade nos anos próximos ao “arranque” do MIBEL (2007). A taxa de variação anual dos Pm (Tabela 15) vem confirmar esta instabilidade pois apresenta valores muito diferenciados entre 2005 e 2009.

Em 2012 extinguem-se as tarifas reguladas aplicadas aos consumos em  $BTN > 10,35$  kVA e em 2013 as tarifas reguladas aplicadas aos consumos em  $BTN < 10,35$  kVA iniciando o período transitório, o que justifica o aumento significativo das tarifas BTN reguladas, que se verifica nos gráficos 1 e 3, dado o agravamento das tarifas de transição pagas pelos consumidores ainda no MR. Este acontecimento verifica-se também pela elevada taxa de variação anual dos Pm entre 2012 e 2013 (Tabela 15) registando valores entre -14,93% e 11,53%.

O período Pré MIBEL apresenta apenas as tarifas estabelecidas pela ERSE, tarifas reguladas que aumentavam a cada ano não havendo comparação de preços nem preços de mercado pois existia apenas um comercializador, a EDP S.U. A taxa de variação média dos Pm no MR até 2007 e depois de 2007 não divergiu significativamente apresentando valores de 2,32% e 2,73% respetivamente, o que comprova a referida evolução das tarifas reguladas.

Juntamente com o “arranque” do MIBEL surgem as opções de escolha para o consumidor: a EDP Comercial, a Endesa, a Gas Natural Fenosa mas só em 2011 surge a informação relativamente aos preços de referência praticados pelos diversos comercializadores no ML. Em 2012 surge a Galp e a Iberdrola e em 2014 surge a Enat e a Enforcesco, esta última com a oferta dos preços médios mais baixos do mercado.

Como se verifica através dos gráficos 1 e 3, os preços de referência praticados por cada comercializador no Pós MIBEL são mais baixos do que as tarifas reguladas características do Pré MIBEL. Comparando os valores do gráfico 3 com a Tabela 17 verifica-se que:

- Em 2011 o Pm das tarifas reguladas era 79,54€ mensais e a média dos Pm no ML era 64,13€ por mês;
- Em 2012 a diferença foi de 75,31€ mensais para 63,01€ por mês, respetivamente;
- Em 2013 a diferença de Pm foi de 85,97€ mensais para 74,28€ por mês; e
- Em 2014 a diferença foi de 87,84€ mensais para 73,31€ por mês.

Os gráficos 2 e 4 demonstram que, desde 2011, a GN Fenosa é a comercializadora que pratica os Pm mais altos do mercado, apesar de apresentar uma diminuição em 2014. Por contrapartida apresenta a taxa de variação média (2011 - 2014) dos Pm mais baixa: 4,41%.

A Endesa tem vindo a aumentar significativamente os seus Pm passando dos mais baratos em 2011 para os segundos mais caros em 2014. A sua taxa de variação média (2011 - 2014) dos Pm é de 6,71%.

A EDP Comercial também tem vindo a aumentar os preços médios de eletricidade desde 2011 apresentando em 2014 preços médios entre a Endesa e a Galp. A sua taxa de variação média (2011 - 2014) dos Pm é de 5,35%.

A Galp, que surgiu em 2012, apresenta a mesma evolução de aumento dos Pm embora não tenha aumentado muito em 2014, o que permitiu oferecer Pm mais baixos que a EDP Comercial, a Endesa e a GN Fenosa. A sua taxa de variação média (2012 - 2014) dos Pm, juntamente com a da Iberdrola, são as mais elevadas: 7,18 % e 7,37% respetivamente.

A Iberdrola, apesar de acompanhar a evolução do aumento dos Pm, desde 2011 que oferecia os Pm mais baixos, até à chegada da Enforcesco em 2014, que se assume como a primeira empresa low-cost de eletricidade, oferecendo, em 2014, os Pm mais baixos no mercado de eletricidade em Portugal continental.

A Enat surge também em 2014 com os Pm muito perto dos oferecidos pela Galp.

Entre 2011 e 2014 os valores de desvio padrão foram entre 1,43€ e 4,41€ o que significa que os Pm praticados pelos diversos comercializadores no ML não diferem significativamente, apesar de a variância ter apresentado valores mais elevados em 2011 e 2013: 19,47€ e 11,76€, respetivamente (Tabela 17).

De modo geral o MIBEL conseguiu introduzir alguma concorrência no mercado tornando-o uma pouco mais competitivo e equilibrado e beneficiando os consumidores com opções de escolha e Pm mais baixos. Esta evolução é também um passo no sentido da construção do Mercado Interno para a Energia.

## 9. Conclusões e Propostas de Pesquisas Futuras

As conclusões que se retiram da presente dissertação prendem-se não só com a análise empírica mas também com o seu desenvolvimento teórico.

A primeira grande conclusão que podemos retirar do corpo teórico deste trabalho é que, embora o mercado interno para a energia seja um grande objetivo da União Europeia, o seu desenvolvimento será bastante lento devido à dificuldade dos sistemas elétricos nacionais e internacionais se adaptarem uns aos outros em termos tecnológicos e de gestão.

A segunda grande conclusão é que também o desenvolvimento do MIBEL foi um processo muito lento, repleto de revisões de projetos e incumprimento de prazos, o que demonstra desde logo a falta de organização por parte das entidades governantes responsáveis pela sua criação e funcionamento.

A terceira conclusão é que, apesar da emergente organização e desenvolvimento das sociedades gestoras do MIBEL para a gestão conjunta deste mercado, está ainda vinculada a separação dos mercados de eletricidade português e espanhol, quer por parte das empresas comercializadoras quer pelos reguladores de cada país.

A análise do mercado livre de eletricidade português, pré e pós MIBEL, permite concluir que o “arranque” do mercado ibérico contribuiu muito para a aceleração do desenvolvimento e funcionamento do mercado livre, especialmente porque a introdução de concorrentes e a opção de escolha para o consumidor, implícitos no processo, fizeram com que a maioria dos clientes e consumo do mercado regulado passasse, ao longo do tempo e cada vez mais, para o mercado livre. O MIBEL tem impacto também na própria concentração de mercado, que tem vindo a diminuir, principalmente em 2014 com a entrada de mais concorrentes. No entanto, continua a haver uma empresa dominante, a mesma desde a sua constituição: a EDP Comercial.

A análise da estrutura tarifária de eletricidade em Portugal continental, pré e pós MIBEL, permite concluir que o “arranque” do mercado ibérico contribuiu para a diminuição, de modo geral, dos preços médios de eletricidade em BTN para o consumidor final, uma vez que as tarifas reguladas, que apresentavam um aumento de ano para ano estão extintas e os preços de referência no mercado livre são mais baixos, comparativamente. Existe agora uma guerra de preços no mercado livre de eletricidade, onde quem ganha pelo preço médio mais baixo, em 2014, é a Enforcesco, que surgiu este ano com o conceito de primeira comercializadora de eletricidade low-cost. Quem fica a perder mais com um preço médio mais elevado é a GN Fenosa.

Uma vez que o MIBEL se concretizou recentemente, ainda não existem dados suficientes para permitir realizar uma análise estatística com resultados robustos. Seria interessante estudar o mercado livre e a estrutura tarifária no pré e pós MIBEL também para o caso espanhol e comparar os resultados de cada país. Seria também interessante analisar as falhas do MIBEL no âmbito empresarial, como é que as empresas reagiram ao mercado ibérico, quais as distinções que fazem entre os mercados português e espanhol em termos de oferta e quais as ofertas que podem trabalhar em comum.

Decerto serão realizados ainda imensos estudos nesta área e espera-se que a presente dissertação possa contribuir de forma ativa para o seu desenvolvimento.

## 10. Bibliografia

Abreu, J. F. C. A. 2012. *A fatura elétrica: As tarifas e preços da energia elétrica e o défice tarifário em Portugal*. Dissertação para obtenção do grau de mestre em Direito administrativo – vertente energia. Lisboa. Católica – Faculdade de Direito.

AICEP. 2008. O sector elétrico. *Infraestruturas – Eletricidade*. Informação Portugal - agosto de 2008. Lisboa. Associação Internacional das Comunidades de Expressão Portuguesa.

Alves, A. M. R. S. G. 2013. *Is the iberian electricity market chaotic? Characterization and prediction with nonlinear methods*. A thesis presented in partial fulfillment of the requirements for the degree of doctor in quantitative methods. Lisboa. ISCTE – Business School.

Amaral, L. M. 2014 *Regulação de energia nos países de língua oficial portuguesa – ERSE: A liberalização do mercado energético*. [http://www.relop.org/eventos/Documents/Confer%C3%A2ncia%20dedicada%20ao%20tema%20E2%80%9CRegula%C3%A7%C3%A3o%20de%20Energia%20nos%20Pa%C3%ADses%20de%20L%C3%ADngua%20Oficial%20Portuguesa%20E2%80%9D/MiraAmaral290508\[1\].pdf](http://www.relop.org/eventos/Documents/Confer%C3%A2ncia%20dedicada%20ao%20tema%20E2%80%9CRegula%C3%A7%C3%A3o%20de%20Energia%20nos%20Pa%C3%ADses%20de%20L%C3%ADngua%20Oficial%20Portuguesa%20E2%80%9D/MiraAmaral290508[1].pdf). Acedido em janeiro de 2014.

Apren – Associação de energias renováveis. 2014. *Estudo: Avaliação dos custos e benefícios da eletricidade de origem renovável*. [http://www.apren.pt/fotos/editor2/newsletter/apren\\_estudovscorrigida.pdf](http://www.apren.pt/fotos/editor2/newsletter/apren_estudovscorrigida.pdf). Acedido em junho de 2014.

Audax Energia. 2014. *Área do cliente – Empresa: Audax Energia*. <http://www.audaxenergia.pt/?sec=empresa>. Acedido em junho de 2014.

Axpo. 2014. *Servicios en Portugal*. <http://www.axpo.com/axpo/es/en/servicios-en-portugal.html>. Acedido em junho de 2014.

Bolas, J. M. C. M. 2012. *Análise estrutural e previsão do preço da energia elétrica no MIBEL*. Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica – ramo de Energia. Lisboa. ISEL.

Branquinho, I. P. S. 2012. *Consequências da entrada de novos comercializadores no mercado na energia elétrica*. Dissertação de mestrado em gestão e estratégia industrial. Lisboa. ISEG.

CAC. 2013. *Recomendação ao Governo, relativa ao regime de auxílios de Estado denominados por custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC)*. Lisboa. Conselho da Autoridade da Concorrência.

CCE. 2007. *Comunicação da comissão ao conselho e ao parlamento europeu: Uma política energética para a europa {SEC(2007)12}*. COM (2001) 1 final. Bruxelas. Comissão das Comunidades Europeias.

CE. 2010. *Comunicação da comissão europeia ao parlamento europeu, ao conselho, ao comité económico e social europeu e ao comité das regiões: Energia 2020 – Estratégia para uma energia competitiva, sustentável e segura {SEC(2010)1346}*. COM (2010) 639 final. Bruxelas. Comissão Europeia.

CMVM. 2014. *O que é a CMVM*. <http://www.cmvm.pt/CMVM/A%20CMVM/Apresentacao/O%20que%20é%20a%20CMVM/Pages/O%20que%20é%20a%20CMVM.aspx>. Acedido em março de 2014.

CNE. 2014. *Qué es la CNE: Presentación*. [http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id\\_nodo=3&&&](http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=3&&&). Acedido em março de 2014.

CNMV. 2014. *Sobre la CNMV: Funciones*. <http://www.cnmv.es/portal/quees/Funciones/Funciones.aspx>. Acedido em março de 2014.

Conselho de Reguladores do MIBEL. 2013. *Operador dominante: Metodologias e aplicações – Proposta do conselho de reguladores do MIBEL*. [http://www.erse.pt/pt/mibel/compatibilizacaoregulatoria/Documents/Operador\\_dominante\\_office2003.pdf](http://www.erse.pt/pt/mibel/compatibilizacaoregulatoria/Documents/Operador_dominante_office2003.pdf). Acedido em outubro de 2013.

Cruz, L. 2014. *A liberalização do sector da energia, o MIBEL (mercado ibérico de eletricidade) e o OMIP (operador do mercado ibérico de energia – pólo português)*. <https://infoeuropa.euroid.pt/files/database/000040001-000041000/000040873.pdf>. Acedido em fevereiro de 2014.

Diário da República. 2011a. *Decreto-lei n.º 78/2011, de 20 de junho*. 1ª série. N.º 117. p.3352.. Lisboa. INCM.

Diário da República. 2011b. *Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro*. 1ª série. N.º 199. p.4652. Lisboa. INCM.

Diário da República. 2011c. *Decreto-lei n.º 109/2011, de 18 de novembro*. 1ª série. N.º 222. p.4970. Lisboa. INCM.

Diário da República. 2012a. *Decreto-lei n.º 252/2012, de 26 de novembro*. 1ª série. N.º 228. p.6750. Lisboa. INCM.

Diário da República. 2012b. *Decreto-lei n.º 256/2012, de 29 de novembro*. 1ª série. N.º 231. p.6827. Lisboa. INCM.

Diário da República. 2013a. *Decreto-lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro*. 1ª série. N.º 42. p.1154. Lisboa. INCM.

Diário da República. 2013b. *Decreto-lei n.º 38/2013, de 15 de março*. 1ª série. N.º 53. p.1641. Lisboa. INCM.

Diário da República. 2013c. *Decreto-lei n.º 74/2013, de 4 de junho*. 1ª série. N.º 107. p.3217. Lisboa. INCM.

Diário da República. 2013d. *Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho*. 1ª série. N.º 124. p. 3854-(2). Lisboa. INCM.

Diário da República. 2013e. *Despacho n.º 10 244/2013, do secretário de Estado da energia, de 5 de agosto*. 2ª série. N.º 149. p.24488. Lisboa. INCM.

Diário da República. 2013f. *Despacho n.º 12 955-A/2013, do secretário de Estado da energia, de 10 de outubro*. 2ª série. N.º 196. p.30796-(2). Lisboa. INCM.

Diário da República. 2013g. *Portaria n.º 301-A/2013, de 14 de outubro*. 1ª série. N.º 198. p.6098-(2). Lisboa. INCM.

Dias, A. V. 2009. *Forecasting hourly prices in the portuguese power market with arima models*. Tese submetida como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Finanças. Lisboa. ISCTE – Business School.

EDP Comercial. 2014. *Sabe como é composto o preço da eletricidade?* [https://energia.edp.pt/media/253255/CompostoTarifas\\_infeior%20ou%20igual%2020.7Kva.pdf](https://energia.edp.pt/media/253255/CompostoTarifas_infeior%20ou%20igual%2020.7Kva.pdf) (BTN ≤ 20,7 kVA) e [https://energia.edp.pt/media/253258/CompostoTarifas\\_superior%2020.7Kva.pdf](https://energia.edp.pt/media/253258/CompostoTarifas_superior%2020.7Kva.pdf) (BTN > 20,7 kVA). Acedidos em maio de 2014.

EDP Energias de Portugal. 2013. *Sistema elétrico português*. <http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoportugues/Pages/SistElectNacional.aspx>. Acedido em dezembro de 2013.

EDP Energias de Portugal. 2014a. *Particulares – Energia: Eletricidade*. <https://energia.edp.pt/particulares/energia/eletricidade.aspx>. Acedido em junho de 2014.

EDP Energias de Portugal. 2014b. *Regime convencional em Portugal*. <http://www.edp.pt/pt/aedp/unidadesdenegocio/producaodeelectricidade/Pages/ProdRegConvPT.aspx>. Acedido em março de 2014.

Enat – Energias Naturais. 2014. *Fornecimento de energia em mercado livre: Preços e condições*. <http://eletricidade.enat.pt/8538/#section-8538>. Acedido em junho de 2014.

Endesa. 2014a. *Endesa educa: El mercado eléctrico*. [http://www.endesaeduca.com/Endesa\\_educa/recursos-interactivos/el-sector-electrico/xix.-el-mercado-de-la-electricidad](http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/el-sector-electrico/xix.-el-mercado-de-la-electricidad). Acedido em janeiro de 2014.

Endesa. 2014b. *Endesa educa: Historia de la electricidad*. [http://www.endesaeduca.com/Endesa\\_educa/recursos-interactivos/el-sector-electrico/xvii.-aspectos-generales](http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/el-sector-electrico/xvii.-aspectos-generales). Acedido em janeiro de 2014.

Endesa. 2014c. *Lares: Energia*. <http://www.endesaonline.com/pt/lares/>. Acedido em junho de 2014.

ERSE. 2001. *Parâmetros para o triénio 2002-2004 e tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2002 – Portugal continental*. Lisboa. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE. 2002. *Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2003*. Lisboa. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE. 2003. *Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2004*. Lisboa. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE. 2004. *Parâmetros e tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2005*. Lisboa. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE. 2005. *Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2006 e parâmetros para o período de regulação 2006-2008*. Lisboa. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE. 2006. *Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2007*. Lisboa. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE. 2007a. *Resumo informativo do mercado liberalizado de eletricidade: janeiro de 2007*. Lisboa. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE. 2007b. *Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2008*. Lisboa. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE. 2008. *Tarifas e preços para a energia elétrica e outros parâmetros para o período de regulação 2009-2011*. Lisboa. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE. 2009. *Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2010*. Lisboa. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE. 2010. *Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2011*. Lisboa. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE. 2011a. *Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2012 e parâmetros para o período de regulação 2012-2014*. Lisboa. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE. 2011b. *Preços de referência no mercado liberalizado de eletricidade em Portugal: Março de 2011*. Lisboa. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE. 2012a. *Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2013*. Lisboa. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE. 2012b. *Preços de referência no mercado liberalizado de energia elétrica e gás natural em Portugal continental – Última atualização: 12 de outubro de 2012*. Lisboa. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE. 2013a. *Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2014*. Lisboa. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE. 2013b. *Preços de referência no mercado liberalizado de energia e gás natural em Portugal continental – Última atualização: 22 de março de 2013*. Lisboa. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE. 2013c. *Agentes do sector*. <http://www.erse.pt/pt/electricidade/agentesdosector/Paginas/default.aspx>. Acedido em dezembro 2013.

ERSE. 2013d. *Glossário: Contrato de aquisição de energia (CAE) e contrato bilateral físico*. <http://www.erse.pt/pt/glossario/Paginas/glossario.aspx?folder=b3caa940-997f-4b64-b184-ba03262cc5a9>. Acedido em dezembro de 2013.

ERSE. 2014a. *Preços de referência no mercado liberalizado de energia elétrica e gás natural em Portugal continental – Última atualização: 16 de junho de 2014*. Lisboa. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE. 2014b. *Resumo informativo do mercado liberalizado de eletricidade: abril de 2014*. Lisboa. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

ERSE. 2014c. A *ERSE*. <http://www.erse.pt/pt/aerse/Paginas/default.aspx>. Acedido em março de 2014.

ERSE. 2014d. *Conselho de reguladores*. <http://www.erse.pt/pt/mibel/conselhodereguladores/Paginas/default.aspx>. Acedido em março de 2014.

ERSE. 2014e. *Contratação*. <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/contratacao/Paginas/default.aspx?master=ErsePrint.master>. Acedido em fevereiro de 2014.

ERSE. 2014f. *Eletricidade: Regulamentos*. <http://www.erse.pt/pt/eletricidade/regulamentos/Paginas/default.aspx>. Acedido em abril de 2014.

ERSE. 2014g. *Eletricidade: Tarifas e preços*. <http://www.erse.pt/pt/eletricidade/tarifaseprecos/Paginas/default.aspx>. Acedido em maio de 2014.

ERSE. 2014h. *Liberalização do sector de eletricidade: Escolha de Comercializador*. <http://www.erse.pt/pt/eletricidade/liberalizacaodosector/escolhadofornecedor/Paginas/default.aspx>. Acedido em junho de 2014.

ERSE. 2014i. *Meios de supervisão*. <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/enquadramentoeregulamentacao/meiosdesupervisao/Paginas/default.aspx>. Acedido em março de 2014.

ERSE. 2014j. *Mercado grossista de eletricidade*. <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/Paginas/default.aspx>. Acedido em março de 2014.

ERSE. 2014k. *MIBEL: Construção e desenvolvimento*. <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesenvolvimento/Paginas/default.aspx>. Acedido em janeiro de 2014.

ERSE. 2014l. *Simulador de preços de energia elétrica: casal com dois filhos*. <http://www.erse.pt/pt/eletricidade/simuladores/simuladoresdecomparacaodeprecosnomercado/Paginas/resultadosimulacaoprecos.aspx>. Acedido em junho de 2014.

ERSE. 2014m. *Supervisão de mercados*. <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/Paginas/default.aspx>. Acedido em março de 2014.

Estevão. J. M. J. 2011. *As especificidades dos futuros de eletricidade – Aplicação ao mercado ibérico*. Tese de mestrado em finanças. Lisboa. ISEG.

Faria, R. F. L. 2012. *Previsão das estratégias competitivas dos produtores de energia elétrica no MIBEL*. Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica – ramo de Energia. Lisboa ISEL.

Fortia. 2014. *El por qué de Fortia*. <http://www.fortiaenergia.es/es/3-fortia-energia-para-grandes-consumidores-el-por-que-de-fortia>. Acedido em junho de 2014.

Galp Energia. 2014. *Produtos e serviços: Eletricidade*. <http://www.galpennergia.com/PT/ProdutosServicos/Produtos/Eletricidade/Paginas/Eletricidade.aspx>. Acedido em junho de 2014.

Gas Natural Fenosa. 2014 *Início*. [http://www.gasnaturalfenosa.pt/pt/1297092609765/inicio.html?\\_ga=1.127475593.509062125.1399552502](http://www.gasnaturalfenosa.pt/pt/1297092609765/inicio.html?_ga=1.127475593.509062125.1399552502) Acedido em junho de 2014.

Iberdrola. 2014a. *Nuestra historia: La historia de una multinacional com más de 150 años de existencia*. <http://www.iberdrola.es/conocenos/una-gran-empresa/nuestra-historia/>. Acedido em janeiro de 2014.

Iberdrola. 2014b. *Iberdrola Portugal*. <http://www.iberdrola.pt/02sicb/corporativa/iberdrola?IDPAG=PTWCOHOME>. Acedido em junho de 2014.

INE. 2014. *Índice de preços no consumidor: Produtos energéticos*. [http://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine\\_indicadores&indOcorrCod=0002386&selTab=tab0](http://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_indicadores&indOcorrCod=0002386&selTab=tab0). Acedido em julho de 2014.

Jesus. C P. M. 2011. *Impacto macroeconómico do sector das energias renováveis em Portugal*. Tese submetida em cumprimento parcial dos requisitos para a obtenção do grau de MSc in Business Administration. Lisboa. Católica – Lisbon School of Business.

Kerebel, C. 2014. *Fichas técnicas sobre a união europeia - 2014: Mercado interno da energia*. Bruxelas. EU.

Marques, V. M. F. 2010. *Fundamentos do mercado ibérico de energia elétrica: Uma análise do mercado grossista espanhol desde a sua criação até junho de 2007*. Volume I. Coimbra. Universidade de Coimbra.

MIBEL. 2014a. *Conselho de reguladores: Membros*. <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=76&relcategoria=1020&idpag=65&lang=pt>. Acedido em março de 2014.

MIBEL. 2014b. *Construção e desenvolvimento*. <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=37&relcategoria=1027&idpag=68>. Acedido em janeiro de 2014.

Mourão, J. L. M. M. 2013. *Análise estatística dos resultados do mercado ibérico de eletricidade no ano de 2012*. Dissertação realizada no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores Major Energia. Porto. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

OMEL. 2014. *Informação da companhia*. <http://www.omelholding.es/pt/omel-holding-pt/informacao-da-companhia>. Acedido em fevereiro de 2014.

OMIE. 2014. *Presentación e funciones*. <http://www.omie.es/inicio/informacion-de-la-compania/funciones>. Acedido em janeiro de 2014.

OMIP. 2014a. *MIBEL*. <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx>. Acedido em fevereiro de 2014.

OMIP. 2014b. *Perfil*. <http://www.omip.pt/OMIP/Perfil/tabid/63/language/pt-PT/Default.aspx>. Acedido em março de 2014.

Pepermans, G., Proost, S. 2000. *The liberalisation of the energy sector in the european union*. Working Paper Series no. 2000-3. Leuven, Belgium. Katholieke Universiteit.

REN. 2013a. *O que fazemos: O sector elétrico*. [https://www.ren.pt/oque\\_fazemos/eletricidade/o\\_sector\\_eletrico/](https://www.ren.pt/oque_fazemos/eletricidade/o_sector_eletrico/). Acedido em dezembro de 2013.

REN. 2013b. *Quem somos: Contexto regulamentar*. [https://www.ren.pt/quemsomos/contexto\\_regulamentar](https://www.ren.pt/quemsomos/contexto_regulamentar). Acedido em novembro de 2013.

Saraiva, J. T. 2012. O sistema elétrico nacional - Regulação e tarifas: Perspetivas de evolução e desafios. *Indústria e ambiente – Energia: relançamento da economia*. julho/agosto. Nº 5. p.15-19. Lisboa. APEA.

Silva, P. P. 2007. *O sector da energia elétrica na união europeia: Evolução e perspectivas*. Coimbra. Imprensa da Universidade de Coimbra.

Soares, R. A. R. 2013. *Abordagem à previsão do preço de energia elétrica via métodos de suavização exponencial*. Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica – ramo de Energia. Lisboa. ISEL.

Soares, R. F. A. 2014. *Estudo do comportamento dos agentes produtores no MIBEL*. Dissertação realizada no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores Major Energia. Porto. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Sousa, J. C. L. 2013. *Os serviços de sistema no MIBEL – Regras de fornecimento e de contratação e resultados obtidos de 2010 a 2012*. Dissertação realizada no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores Major Energia. Porto. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

Tavares, C. 2014. *Construção e regulação do MIBEL*. <http://www.cmvm.pt/CMVM/A%20CMVM/Conferencias/Conferencias/Documents/f0f030f9d1014451b485a2be1f72a4b5DrCarlosTavaresULTIMAVERSAOPresenta%C3%A7%C3%A3oConstru%C3%A7%C3%A3oe.pdf>. Acedido em março de 2014.

UE. 2006. União europeia: Versões consolidadas do tratado da união europeia e do tratado que institui a comunidade europeia. *Jornal Oficial da União Europeia*. C 321 E/1. Bruxelas.  
UNESA. *Qué es UNESA: Historia*. <http://www.unesa.es/que-es-unesa/historia>. Acedido em dezembro de 2013.

UE. 2013. *A história da união europeia*. [http://europa.eu/about-eu/eu-history/index\\_pt.htm](http://europa.eu/about-eu/eu-history/index_pt.htm).  
Acedido em setembro de 2013.

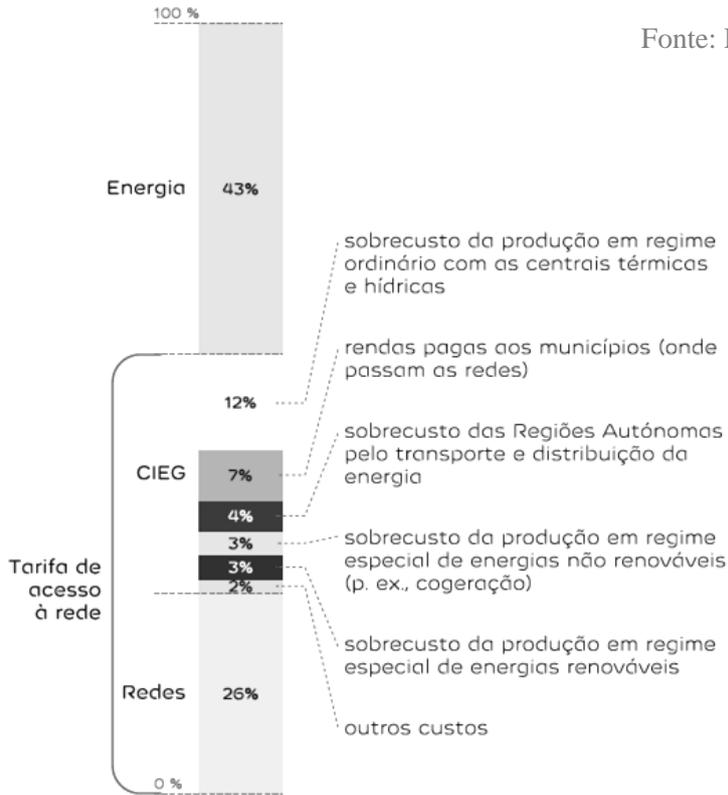
UNESA. 2013. *Qué es UNESA: Historia*. <http://www.unesa.es/que-es-unesa/historia>.  
Acedido em dezembro de 2013.

UNESA. 2014. *Sector eléctrico: Leyes*. <http://www.unesa.es/sector-electrico/la-regulacion-electrica-en-espana-y-europa/regulacion-del-sistema-electrico-espanol/leyes>. Acedido em janeiro de 2014.

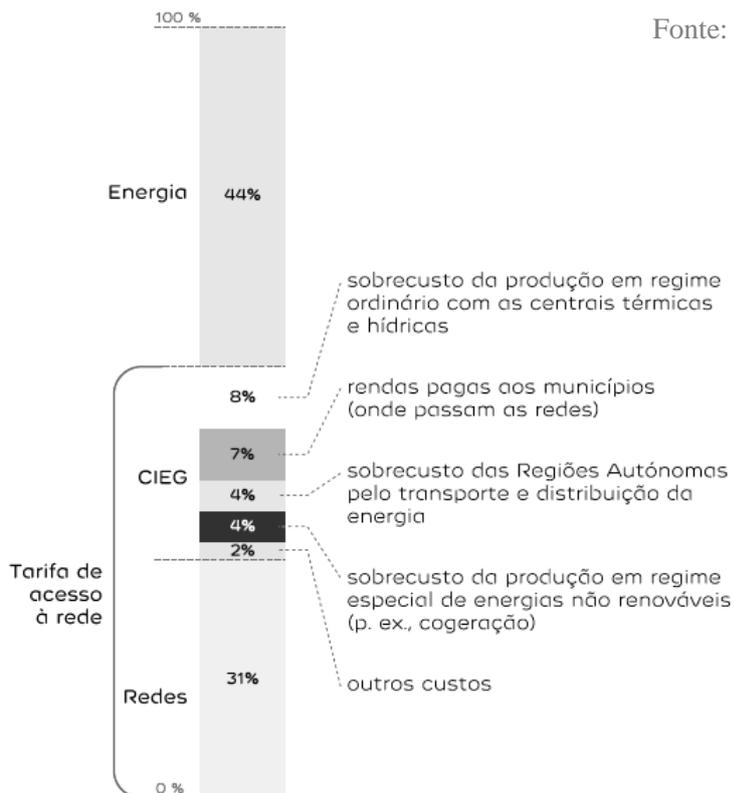
YLCE - Yes Low Cost Energy. 2014. *Quem somos*. <https://www.ylce.pt/YLCE/WhoWeAre>.  
Acedido em junho de 2014.

**ANEXO 1: Decomposição das tarifas de comercialização**

**Ilustração 6: Composição dos CIEGs para os consumidores em BTN <= 20,7 kVA**



**Ilustração 7: Composição dos CIEGs para os consumidores em BTN > 20,7 kVA**



## ANEXO 2: Tarifas de acesso às redes de eletricidade em BTN

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
<b>Potência</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)*</b>
	27,6	30,86	1,0145
	34,5	38,57	1,2681
	41,4	46,29	1,5217
<b>Energia activa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
	Horas de ponta	0,1922	
	Horas cheias	0,0595	
	Horas de vazio	0,0154	

\* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
<b>Potência</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)*</b>
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	3,86	0,1268
	4,8	5,14	0,1691
	5,75	6,43	0,2113
	6,9	7,71	0,2536
	10,35	11,57	0,3804
	13,8	15,43	0,5072
	17,25	19,29	0,6340
	20,7	23,14	0,7609
<b>Energia activa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Tarifa simples		0,0832	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1131	
	Horas de vazio	0,0359	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2244	
	Hora cheia	0,0879	
	Hora vazio	0,0359	

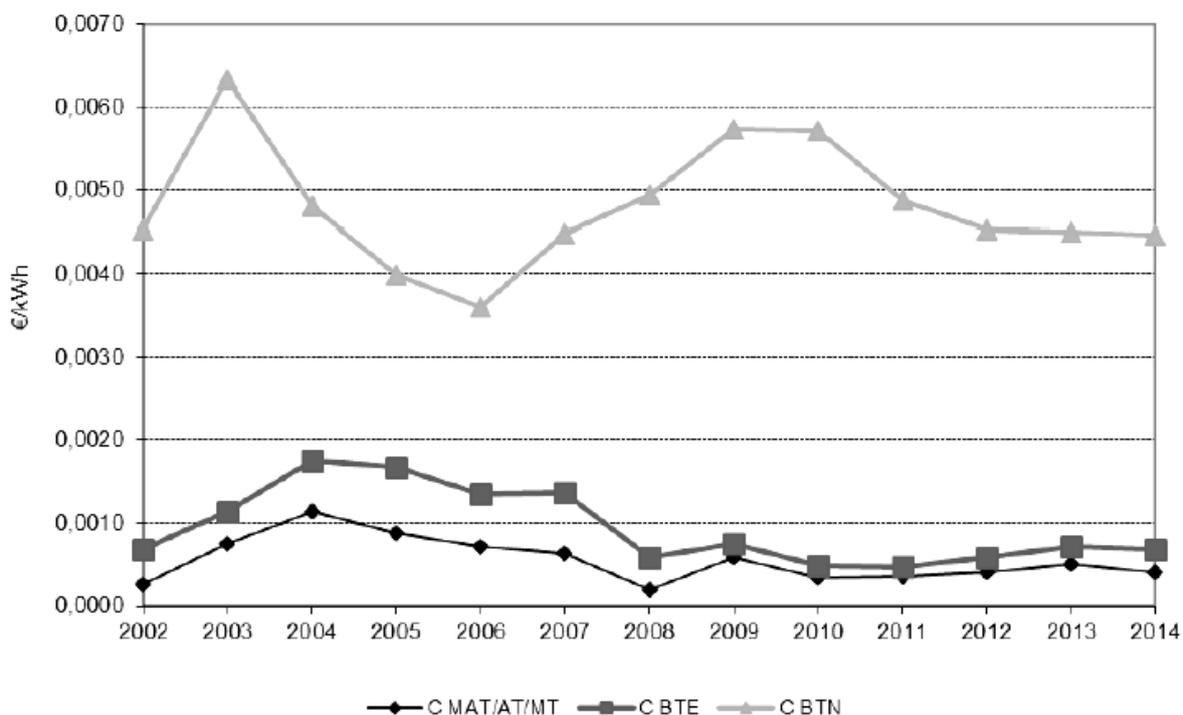
\* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
<b>Potência</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)*</b>
Tarifa simples	1,15	1,29	0,0423
	2,3	2,57	0,0845
<b>Energia activa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Tarifa simples		0,0844	

\* RRC art. 220.º, n.º 3

Fonte: ERSE, 2013a

### ANEXO 3: Evolução das tarifas de comercialização no mercado regulado



Fonte: ERSE, 2013a

### ANEXO 4: Tarifas sociais para clientes economicamente vulneráveis

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SOCIAL (<=4,6 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	3,27	0,1077
	4,6	4,21	0,1385
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1528	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1785	
	Horas de vazio	0,0946	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2029	
	Horas de cheias	0,1613	
	Horas de vazio	0,0946	

\* RRC art. 203.º, n.º 3

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SOCIAL (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15	1,97	0,0648
	2,3	3,35	0,1101
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1317	

\* RRC art. 203.º, n.º 3

Fonte: ERSE, 2013a

**ANEXO 5: Tarifas transitórias para clientes em BTN**

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa de médias utilizações	27,6	44,02	1,4473
	34,5	54,87	1,8038
	41,4	65,71	2,1604
Tarifa de longas utilizações	27,6	150,60	4,9512
	34,5	188,17	6,1865
	41,4	225,73	7,4214
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2938	
	Horas cheias	0,1477	
	Horas de vazio	0,0845	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,2131	
	Horas cheias	0,1233	
	Horas de vazio	0,0767	

\* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples , bi-horária e tri-horária	3,45	4,64	0,1526
	4,6	6,03	0,1984
	5,75	7,42	0,2439
	6,9	8,81	0,2895
	10,35	12,96	0,4262
	13,8	17,12	0,5629
	17,25	21,28	0,6996
	20,7	25,44	0,8362
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples <=6,9 kVA		0,1528	
Tarifa simples >6,9 kVA		0,1543	
Tarifa bi-horária <=6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1785	
	Horas de vazio	0,0946	
Tarifa bi-horária >6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1821	
	Horas de vazio	0,0955	
Tarifa tri-horária <=6,9 kVA	Horas de ponta	0,2029	
	Horas de cheias	0,1613	
Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de vazio	0,0946	
	Horas de ponta	0,2066	
	Horas de cheias	0,1642	
Horas de vazio		0,0955	

\* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15	2,43	0,0797
	2,3	4,26	0,1400
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1317	

\* RRC art. 220.º, n.º 3

Fonte: ERSE, 2013a

**ANEXO 6: Oferta tarifária EDP Comercial**

1. Casa Total / Negócios: contrato com duração de 12 meses aplicável a clientes que optem pelo débito direto como meio de pagamento. Proposta tarifária válida até nova campanha:

Pot. Contratada (kVA)	Simples		Bi-Horário			Tri-Horário			
	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)		Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)		
				Fora Vazio	Vazio		Ponta	Cheias	Vazio
1,15	0,0797	0,1317							
2,3	0,1400								
3,45	0,1495	0,1497	0,1526			0,1526			
4,6	0,1944		0,1984	0,1785	0,0946	0,1984	0,2885	0,1613	0,0946
5,75	0,2390		0,2439			0,2439			
6,9	0,2837		0,2895	0,2895					
10,35	0,4177	0,4219	0,4262						
13,8	0,5516	0,1512	0,5573	0,1803	0,0945	0,5629	0,2889	0,1642	0,0955
17,25	0,6856		0,6926			0,6996			
20,7	0,8195		0,8278			0,8362	0,2895		
27,6							1,3894		
34,5					1,7316	0,2820	0,1418	0,0811	
41,4					2,0740				

2. Casa Total Click / Negócios Click: contrato com duração de 12 meses, disponível através de contratação eletrónica, aplicável a clientes que optem pelo débito direto como meio de pagamento e obrigatoriedade de faturação eletrónica. Proposta tarifária válida até nova campanha:

Pot. Contratada (kVA)	Simples		Bi-Horário			Tri-Horário			
	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)		Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)		
				Fora Vazio	Vazio		Ponta	Cheias	Vazio
1,15	0,0797	0,1317							
2,3	0,1400								
3,45	0,1480	0,1482	0,1511						
4,6	0,1924		0,1964	0,1767	0,0937				
5,75	0,2366		0,2415			0,2415			
6,9	0,2808		0,2866	0,2866					
10,35	0,4134	0,1497	0,4177	0,1785	0,0936				
13,8	0,5460		0,5516			0,5516			
17,25	0,6786		0,6856			0,6856			
20,7	0,8111		0,8195			0,8195			
27,6						1,3894			
34,5						1,7316	0,2820	0,1418	0,0811
41,4						2,0740			

3. Casa Verde / Negócios Verde: contrato com duração de 12 meses em que a quantidade anual de energia consumida pelo cliente é produzida através de fontes renováveis. Anualmente é enviado por e-mail um certificado comprovativo de que a energia provém de fontes renováveis. Esta proposta tarifária é válida até nova campanha e aplicável a clientes que optem pelo débito direto como meio de pagamento:

Pot. Contratada (kVA)	Simples		Bi-Horário		
	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)	
				Fora Vazio	Vazio
1,15					
2,3					
3,45					
4,6					
5,75					
6,9	0,2895	0,1528	0,2895	0,1785	0,0946
10,35	0,4262		0,4262		
13,8	0,5629	0,1543	0,5629	0,1821	0,0955
17,25	0,6996		0,6996		
20,7	0,8362		0,8362		
27,6					
34,5					
41,4					

É importante referir que os preços apresentados:

- não incluem IVA;
- não se aplicam às instalações de BTN pertencentes a médias e grandes empresas;
- incluem uma parcela, comum a todos os comercializadores, relativa ao acesso às redes
- dão acesso a descontos e vantagens através da Comunidade EDP; e
- no caso de clientes com faturação mensal ou bimestral, dão 50% de desconto, no ano de adesão, no serviço de assistência técnica (serviço funciona).

Além disto, os horários de vazio, cheias, ponta e fora de vazio coincidem com os horários das tarifas de acesso às redes.

Fonte: EDP, 2014a e ERSE, 2014a

**ANEXO 7: Oferta tarifária Enat – Energias Naturais**

1. Plano Tarifário Base: contrato disponível para todos os clientes em Baixa Tensão Normal:

Pot. Contratada (kVA)	Simples		Bi-Horário			Tri-Horário					
	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)		Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)				
				Fora Vazio	Vazio		Ponta	Cheias	Vazio		
1,15	0,0797	0,1316									
2,3	0,1400										
3,45	0,1526	0,1527	0,1526			0,1526					
4,6	0,1984		0,1984	0,1784	0,0945	0,1984	0,2028	0,1612	0,0945		
5,75	0,2439		0,2439			0,2439					
6,9	0,2895		0,2895			0,2895					
10,35	0,4262		0,4262			0,4262					
13,8	0,5629	0,5629	0,1820	0,0954	0,5629	0,2065				0,1641	0,0954
17,25	0,6996	0,6996			0,6996						
20,7	0,8362	0,8362			0,8362						
27,6					1,4473		0,2644	0,1329	0,0760		
34,5					1,8038						
41,4					2,1604						

2. Plano Tarifário Penta: contrato disponível para clientes com contador simples, fatura eletrónica e pagamento por débito direto em conta:

Pot. Contratada (kVA)	Simples		Bi-Horário			Tri-Horário			
	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)		Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)		
				Fora Vazio	Vazio		Ponta	Cheias	Vazio
1,15									
2,3									
3,45	0,1526	0,1452							
4,6	0,1984								
5,75	0,2439								
6,9	0,2895								
10,35	0,4262	0,1466							
13,8	0,5629								
17,25	0,6996								
20,7	0,8362								
27,6									
34,5									
41,4									

3. Plano Tarifário Trinca: contrato disponível para clientes com contador simples ou bi-horário e fatura eletrónica:

Pot. Contratada (kVA)	Simples		Bi-Horário			Tri-Horário		
	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)		Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)	
				Fora Vazio	Vazio		Ponta	Cheias
1,15								
2,3								
3,45	0,1526		0,1526					
4,6	0,1984	0,1482	0,1984	0,1731	0,0920			
5,75	0,2439		0,2439					
6,9	0,2895		0,2895					
10,35	0,4262		0,4262					
13,8	0,5629	0,1498	0,5629	0,1766	0,0926			
17,25	0,6996		0,6996					
20,7	0,8362		0,8362					
27,6								
34,5								
41,4								

4. PME Penta: contrato específico para pequenas e médias empresas:

Pot. Contratada (kVA)	Simples		Bi-Horário			Tri-Horário		
	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)		Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)	
				Fora Vazio	Vazio		Ponta	Cheias
1,15								
2,3								
3,45								
4,6								
5,75								
6,9								
10,35								
13,8								
17,25								
20,7								
27,6						1,3749		
34,5						1,7136	0,2512	0,1263
41,4						2,0524		0,0722

É importante referir que:

- aos valores tabelados podem acrescer impostos, taxas e encargos, se legalmente exigidos;
- os preços apresentados não incluem o IVA mas incluem a parcela relativa ao acesso às redes, comum a todos os comercializadores;
- as ofertas estão indexadas aos preços das tarifas transitórias publicadas pela ERSE;
- os horários de vazio, cheias, ponta e fora de vazio coincidem com os horários das tarifas de acesso às redes; e
- as propostas têm validade até 31 de dezembro de 2014, incluem acesso a descontos em equipamentos do catálogo Enat 2014 e cada contrato tem a duração de três meses.

Fonte: Enat, 2014 e ERSE, 2014a

**ANEXO 8: Oferta tarifária Endesa**

1. Tarifa Luz Endesa para Domésticos: contrato com duração de 12 meses aplicável a clientes com potências contratadas entre 3,45 kVA e 20,7 kVA na opção de tarifa simples. Esta proposta tarifária é válida até nova campanha mas os preços de potência tabelados incluem um desconto válido apenas durante os primeiros 12 meses e estão condicionados à subscrição do serviço de assistência elétrica:

Pot. Contratada (kVA)	Simples	
	Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)
1,15		
2,3		
3,45	0,1297	
4,6	0,1685	0,1528
5,75	0,2074	
6,9	0,2462	
10,35	0,3622	
13,8	0,4784	0,1543
17,25	0,5947	
20,7	0,7109	
27,6		
34,5		
41,4		

2. Tarifa Luz Endesa para Não Domésticos: contrato com duração de 12 meses aplicável a clientes com potências contratadas entre 3,45 kVA e 20,7 kVA na opção de tarifa simples. Esta proposta tarifária é válida até nova campanha e incorpora um desconto de -10% sobre a potência contratada durante um ano:

Pot. Contratada (kVA)	Simples	
	Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)
1,15		
2,3		
3,45	0,1373	
4,6	0,1784	0,1528
5,75	0,2196	
6,9	0,2607	
10,35	0,3835	
13,8	0,5066	0,1543
17,25	0,6297	
20,7	0,7527	
27,6		
34,5		
41,4		

3. Tarifa Única: contrato com duração de 12 meses aplicável a clientes com potências entre 27,6 kVA e 41,4 kVA em BTN. Esta proposta tarifária é válida até nova campanha:

Pot. Contratada (kVA)	Simples		Bi-Horário			Tri-Horário			
	Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)	Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)		Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)		
				Fora Vazio	Vazio		Ponta	Cheias	Vazio
1,15									
2,3									
3,45									
4,6									
5,75									
6,9									
10,35									
13,8									
17,25									
20,7									
27,6						1,0501			
34,5						1,3076	0,2556	0,1232	0,0688
41,4						1,5650			

## 4. Tarifa Seleção

Opção 1: contrato com duração de 12 meses aplicável a clientes com potências contratadas entre 27,6 kVA e 41,4 kVA em BTN. Esta proposta tarifária é válida até nova campanha e incorpora um desconto de 40% no preço da energia em relação a uma tarifa de referência:

Pot. Contratada (kVA)	Simples		Bi-Horário			Tri-Horário			
	Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)	Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)		Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)		
				Fora Vazio	Vazio		Ponta	Cheias	Vazio
1,15									
2,3									
3,45									
4,6									
5,75									
6,9									
10,35									
13,8									
17,25									
20,7									
27,6						1,0501			
34,5						1,3076	0,1620	0,1620	0,1620
41,4						1,5650			

Opção 2: contrato com duração de 12 meses aplicável a clientes com potências contratadas entre 27,6 kVA e 41,4 kVA em BTN. Esta proposta tarifária é válida até nova campanha e incorpora um desconto de 55% no preço da energia consumida no período fora de pontas em relação a uma tarifa de referência:

Pot. Contratada (kVA)	Simples		Bi-Horário			Tri-Horário			
	Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)	Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)		Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)		
				Fora Vazio	Vazio		Ponta	Cheias	Vazio
1,15									
2,3									
3,45									
4,6									
5,75									
6,9									
10,35									
13,8									
17,25									
20,7									
27,6						1,0501			
34,5						1,3076	0,2700	0,1215	0,1215
41,4						1,5650			

Opção 3: contrato com duração de 12 meses aplicável a clientes com potências contratadas entre 27,6 kVA e 41,4 kVA em BTN. Esta proposta tarifária é válida até nova campanha e incorpora um desconto de 50% no preço da energia consumida no período de cheias e um desconto de 70% no preço da energia consumida no período de vazio em relação a uma tarifa de referência:

Pot. Contratada (kVA)	Simples		Bi-Horário			Tri-Horário			
	Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)	Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)		Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)		
				Fora Vazio	Vazio		Ponta	Cheias	Vazio
1,15									
2,3									
3,45									
4,6									
5,75									
6,9									
10,35									
13,8									
17,25									
20,7									
27,6						1,0501			
34,5						1,3076	0,2700	0,1350	0,0810
41,4						1,5650			

Os preços apresentados não incluem IVA mas incluem a parcela relativa ao acesso às redes, comum a todos os comercializadores.

Fonte: Endesa, 2014c e ERSE, 2014a

**ANEXO 9: Oferta tarifária Enforcesco**

1. YLCE: contrato de eletricidade em BTN, BTE ou MT, com a duração de 12 meses, válido apenas para subscrições e faturação eletrónica. Os preços respetivos não incluem o IVA, a taxa de exploração da DGEG e o imposto especial (ISP) sobre o consumo de eletricidade mas incluem a tarifa de acesso às redes, cujo valor pode ser alterado pela ERSE:

Pot. Contratada (kVA)	Simples		Bi-Horário			Tri-Horário				
	Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)	Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)		Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)			
				Fora Vazio	Vazio		Ponta	Cheias	Vazio	
1,15										
2,3										
3,45	0,1268		0,1268							
4,6	0,1691		0,1691							
5,75	0,2113		0,2113							
6,9	0,2536	0,1382	0,2536	0,1681	0,0909					
10,35	0,3804		0,3804							
13,8	0,5072		0,5072							
17,25	0,6340		0,6340							
20,7	0,7609		0,7609							
27,6						1,0145				
34,5						1,2681	0,2472	0,1145	0,0704	
41,4						1,5217				

Fonte: YLCE - Yes Low Cost Energy, 2014 e ERSE, 2014a

**ANEXO 10: Oferta tarifária Galp Power**

1. Plano Base: contrato com duração de 12 meses que inclui uma proposta para potências contratadas entre 1,15 kVA e 2,30 kVA e outra proposta para potências contratadas entre 3,45 kVA e 20,7 kVA, ambas de tarifa simples:

Pot. Contratada (kVA)	Simples	
	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)
1,15	0,0797	0,1317
2,3	0,1400	
3,45		
4,6		
5,75		
6,9		
10,35		
13,8		
17,25		
20,7		
27,6		
34,5		
41,4		

Pot. Contratada (kVA)	Simples	
	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)
1,15		0,1528
2,3		
3,45	0,1373	
4,6	0,1786	
5,75	0,2195	0,1543
6,9	0,2606	
10,35	0,3836	
13,8	0,5066	
17,25	0,6296	
20,7	0,7526	
27,6		
34,5		
41,4		

2. Plano Base com Desconto Adicional: contrato com duração de 12 meses para potências contratadas entre 3,45 kVA e 20,7 kVA na opção de tarifa simples. Esta proposta inclui um desconto que obriga à subscrição e faturação eletrónica e ao pagamento através de débito direto em conta:

Pot. Contratada (kVA)	Simples	
	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)
1,15		0,1528
2,3		
3,45	0,1343	
4,6	0,1746	
5,75	0,2146	0,1543
6,9	0,2548	
10,35	0,3751	
13,8	0,4954	
17,25	0,6156	
20,7	0,7359	
27,6		
34,5		
41,4		

3. Plano Online: contrato com duração de 12 meses para potências contratadas entre 3,45 kVA e 20,7 kVA nas opções tarifárias simples e bi-horária. Esta proposta obriga a subscrições e faturação eletrónica com o pagamento através de débito direto em conta:

Pot. Contratada (kVA)	Simples		Bi-Horário		
	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)	
				Fora Vazio	Vazio
1,15					
2,3					
3,45	0,1297	0,1528	0,1526	0,1785	0,0946
4,6	0,1686		0,1984		
5,75	0,2073		0,2439		
6,9	0,2461		0,2895		
10,35	0,3623	0,1543	0,4262	0,1821	0,0955
13,8	0,4785		0,5629		
17,25	0,5947		0,6996		
20,7	0,7108		0,8362		
27,6					
34,5					
41,4					

4. Plano Confort: contrato de energia elétrica e subscrição obrigatória de um serviço de assistência, com uma duração de 12 meses, apenas válido para potências contratadas entre 3,45 kVA e 20,7 kVA:

Pot. Contratada (kVA)	Simples		Bi-Horário		
	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)	
				Fora Vazio	Vazio
1,15					
2,3					
3,45	0,1145	0,1528	0,1297	0,1785	0,0946
4,6	0,1488		0,1686		
5,75	0,1829		0,2073		
6,9	0,2171		0,2461		
10,35	0,3197	0,1543	0,3623	0,1821	0,0955
13,8	0,4222		0,4785		
17,25	0,5247		0,5947		
20,7	0,6272		0,7108		
27,6					
34,5					
41,4					

5. Plano Confort com Desconto Adicional: contrato de energia elétrica e subscrição obrigatória de um serviço de assistência, com uma duração de 12 meses e um desconto adicional que obriga à subscrição e faturação eletrónica e ao pagamento através de débito direto em conta, apenas válido para potências contratadas entre 3,45 kVA e 20,7 kVA:

Pot. Contratada (kVA)	Simples		Bi-Horário		
	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)	
				Fora Vazio	Vazio
1,15					
2,3					
3,45	0,1114		0,1267		
4,6	0,1448		0,1647		
5,75	0,1780	0,1528	0,2024	0,1785	0,0946
6,9	0,2113		0,2403		
10,35	0,3111		0,3537		
13,8	0,4109	0,1543	0,4672	0,1821	0,0955
17,25	0,5107		0,5807		
20,7	0,6104		0,6940		
27,6					
34,5					
41,4					

Esta oferta:

- tem validade até 30 de junho de 2014;
- está indexada aos preços das tarifas transitórias publicadas pela ERSE; e
- contem descontos que incidem sobre os preços da potência contratada.

Os preços apresentados não incluem o IVA, a taxa de exploração da DGEG, a contribuição audiovisual e o imposto especial sobre o consumo de eletricidade (ISP) mas incluem a parcela relativa ao acesso às redes, comum a todos os comercializadores. Esta parcela relativa ao acesso às redes é definida pela ERSE, pelo que se a ERSE realizar alguma alteração nas tarifas reguladas os preços serão igualmente revistos, à luz da legislação e regulamentação em vigor.

Fonte: Galp, 2014 e ERSE, 2014a

**ANEXO 10.1: Preços para PME's – Pequenos Negócios**

**BTN (BAIXA TENSÃO NORMAL) TARIFA SIMPLES**

Potência contratada (kVA)	PREÇO DE REFERÊNCIA GALP ENERGIA		PREÇO PROMOCIONAL
	Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)	Energia (€/kWh)
1,15	0,0797		
2,3	0,1400		
3,45	0,1526	0,1698	0,1528
4,6	0,1984		
5,75	0,2439		
6,9	0,2895		
10,35	0,4262		
13,8	0,5629	0,1672	0,1504
17,25	0,6996		
20,7	0,8362		



**BTN (BAIXA TENSÃO NORMAL) TARIFA BI HORÁRIA**

Potência contratada (kVA)	PREÇO DE REFERÊNCIA GALP ENERGIA			PREÇO PROMOCIONAL	
	Potência (€/dia)	Energia fora do vazio (€/kWh)	Energia vazio (€/kWh)	Energia fora do vazio (€/kWh)	Energia vazio (€/kWh)
3,45	0,1526				
4,6	0,1984				
5,75	0,2439	0,1983	0,1051	0,1785	0,0946
6,9	0,2895				
10,35	0,4262				
13,8	0,5629				
17,25	0,6996	0,2023	0,1061	0,1821	0,0955
20,7	0,8362				



**BTN (BAIXA TENSÃO NORMAL) TARIFA TRI HORÁRIA**

Potência contratada (kVA)	PREÇO DE REFERÊNCIA GALP ENERGIA				PREÇO PROMOCIONAL		
	Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)			Energia (€/kWh)		
		Ponta	Cheia	Vazio	Ponta	Cheia	Vazio
27,6	1,4473						
34,5	1,8038	0,3305	0,1662	0,0951	0,2479	0,1246	
41,4	2,1604					0,0713	



Respetivamente às três ofertas para pequenos negócios é importante referir que:

- as ofertas têm um preço fixo por 12 meses a partir da data de ativação do contrato e são válidas até 30 de junho de 2014;
- os valores apresentados não incluem o IVA e podem acrescer de taxas, encargos ou impostos se assim obrigar a legislação em vigor;
- as tarifas de acesso às redes estão incluídas nos preços apresentados pelo que, se a ERSE proceder a alguma alteração nas tarifas de acesso, a Galp irá proceder igualmente à atualização das ofertas; e
- cada uma das ofertas apresenta descontos promocionais diferentes, pelo que as condições gerais e particulares de cada contrato de energia elétrica podem diferir.

Fonte: Galp, 2014

**ANEXO 11: Oferta tarifária GN Fenosa**

1. Custom Plano de Negócios: contrato com uma duração de 12 meses onde os preços não incluem o IVA, a taxa de exploração da DGEG, a contribuição audiovisual nem o imposto especial sobre o consumo de eletricidade (ISP) mas incluem a parcela relativa ao acesso às redes, comum a todos os comercializadores, pelo que poderão sofrer alterações se a ERSE alterar as tarifas reguladas de acesso. Esta proposta tem validade até nova campanha:

Consumo Anual	Pot. Contratada (kVA)	Simples		Bi-Horário		Tri-Horário				
		Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)	Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)		Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)		
					Fora Vazio	Vazio		Ponta	Cheias	Vazio
	1,15	0,0423								
	2,3	0,0845	0,1577							
	3,45	0,1268		0,1268			0,1268			
	4,6	0,1691	0,1553	0,1691	0,1915	0,0978	0,1691	0,3078	0,1647	0,0976
	5,75	0,2113		0,2113			0,2113			
< 10 MWh/ano	6,9	0,2536		0,2536			0,2536			
	10,35	0,3804		0,3804			0,3804			
	13,8	0,5072	0,1524	0,5072	0,1886	0,0949	0,5072	0,3049	0,1618	0,0947
	17,25	0,6340		0,6340			0,6340			
	20,7	0,7609		0,7609			0,7609			
	27,6						1,0145			
	34,5						1,2681	0,2738	0,1334	0,0747
	41,4						1,5217			
10 a 20 MWh/ano	6,9	0,2536		0,2536			0,2536			
	10,35	0,3804		0,3804			0,3804			
	13,8	0,5072	0,1513	0,5072	0,1875	0,0938	0,5072	0,3038	0,1607	0,0936
	17,25	0,6340		0,6340			0,6340			
	20,7	0,7609		0,7609			0,7609			
	27,6						1,0145			
	34,5						1,2681	0,2727	0,1323	0,0736
	41,4						1,5217			
> 20 MWh/ano	6,9	0,2536		0,2536			0,2536			
	10,35	0,3804		0,3804			0,3804			
	13,8	0,5072	0,1501	0,5072	0,1863	0,0926	0,5072	0,3026	0,1595	0,0924
	17,25	0,6340		0,6340			0,6340			
	20,7	0,7609		0,7609			0,7609			
	27,6						1,0145			
	34,5						1,2681	0,2715	0,1311	0,0724
	41,4						1,5217			

Fonte: GN Fenosa, 2014 e ERSE, 2014a

**ANEXO 12: Oferta tarifária Iberdrola**

1. Plano Casa Básico Casa/PME: contrato com duração de 12 meses. Proposta válida até 15 de setembro de 2014:

Pot. Contratada (kVA)	Simples		Potência (€/dia)	Tri-Horário		
	Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)		Energia (€/kWh)		
				Ponta	Cheias	Vazio
1,15	0,0797	0,1554				
2,3	0,1400					
3,45	0,1526	0,1559				
4,6	0,1984					
5,75	0,2439					
6,9	0,2895					
10,35	0,4262	0,1543				
13,8	0,5629					
17,25	0,6996					
20,7	0,8362					
27,6			1,4473			
34,5			1,8038	0,2938	0,1477	0,0845
41,4			2,1604			

2. Plano Casa Plus: contrato de duração de 12 meses para clientes que aderem ao débito direto em conta como forma de pagamento e um desconto mediante a subscrição do serviço de urgências elétricas. Esta proposta tem validade até 15 de setembro de 2014:

Pot. Contratada (kVA)	Simples		Bi-Horário			Tri-Horário		
	Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)	Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)		Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)	
				Fora Vazio	Vazio		Ponta	Cheias
1,15								
2,3								
3,45	0,1526	0,1375						
4,6	0,1984							
5,75	0,2439							
6,9	0,2895							
10,35	0,4262	0,1389						
13,8	0,5629							
17,25	0,6996							
20,7	0,8362							
27,6								
34,5								
41,4								

3. Plano Negócios: contrato com duração de 12 meses para clientes de BTN com consumos anuais inferiores a 2 GWh e adesão ao débito direto em conta como meio de pagamento. Esta proposta tem validade até 15 de setembro de 2014 e inclui um desconto que é aplicado apenas com a subscrição do serviço de Urgências Elétricas:

Pot. Contratada (kVA)	Simples		Bi-Horário			Tri-Horário			
	Potência (€/Dia)	Energia (€/kWh)	Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)		Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)		
				Fora Vazio	Vazio		Ponta	Cheias	Vazio
1,15									
2,3									
3,45	0,1526	0,1375							
4,6	0,1984								
5,75	0,2439								
6,9	0,2895								
10,35	0,4262	0,1389							
13,8	0,5629								
17,25	0,6996								
20,7	0,8362								
27,6									
34,5									
41,4									

4. Plano Compromisso PME: contrato com duração de 12 meses para clientes de BTN com consumos anuais inferiores a 2GWh e adesão ao débito direto como meio de pagamento. Esta proposta é válida até 15 de setembro de 2014:

Pot. Contratada (kVA)	Simples		Bi-Horário			Tri-Horário			
	Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)	Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)		Potência (€/dia)	Energia (€/kWh)		
				Fora Vazio	Vazio		Ponta	Cheias	Vazio
1,15									
2,3									
3,45									
4,6									
5,75									
6,9									
10,35									
13,8									
17,25									
20,7									
27,6						1,4473			
34,5						1,8038	0,2350	0,1182	0,0676
41,4						2,1604			

Os preços apresentados não incluem IVA ou outras taxas mas incluem as tarifas de acesso à rede, que podem ser alteradas pela ERSE.

Fonte: Iberdrola, 2014b e ERSE, 2014a

**ANEXO 13: Revisão da literatura**

Autor/Ano	Tema	Objetivos	Metodologia	Conclusões
António Dias (2009)	<i>“Forecasting Hourly Prices in the Portuguese Power Market with Arima Models”</i>	Verificar: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Se uma análise horária pormenorizada melhora a precisão das previsões dos preços de energia; e</li> <li>– Se o tempo de realização de uma análise horária pormenorizada compensa uma possível melhoria.</li> </ul>	Comparar para os períodos de Verão e Outono 2008 – 2009, através de modelos ARIMA, os métodos de previsão de preços de eletricidade por cada hora do dia seguinte: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Análise da série horária completa;</li> <li>– Aproximação hora a hora.</li> </ul>	A aproximação hora a hora leva a melhores resultados apesar de o tempo necessário para a realização desta análise influenciar bastante as previsões para o curto-prazo.
Catarina de Jesus (2011)	<i>“Impacto Macroeconómico do Sector das Energias Renováveis em Portugal”</i>	Avaliar a importância do sector das energias renováveis em Portugal, entre 2005 e 2015.	Medir: <ul style="list-style-type: none"> <li>– A criação de riqueza e geração de emprego;</li> <li>– A redução de emissões de CO<sub>2</sub>;</li> <li>– A poupança criada com a substituição de importações.</li> </ul>	O sector das energias renováveis apresenta bastante impacto na criação de riqueza em Portugal, impacto relevante no meio ambiente e maiores benefícios ao nível do emprego indireto e da dependência energética.

Autor/Ano	Tema	Objetivos	Metodologia	Conclusões
João Estevão (2011)	<i>“As Especificidades dos Futuros de Eletricidade – Aplicação ao Mercado Ibérico”</i>	Explicar o comportamento dos preços dos futuros de eletricidade mensais, semanais e no mercado <i>spot</i> , no MIBEL, entre julho de 2007 e dezembro de 2010.	Utilização de modelos ARCH e GARCH.	Os futuros de eletricidade no MIBEL apresentam sazonalidade nos contatos diários e não sazonalidade nos contratos semanais e mensais. Os “picos” nos preços dos futuros de eletricidade refletem a presença de volatilidade nos mesmos.
Inês Branquinho (2012)	<i>“Consequências da Entrada de Novos Comercializadores no Mercado da Energia Elétrica”</i>	Testar quatro hipóteses de consequências da entrada de novos comercializadores no mercado da energia para o caso europeu (até 2008) e português (até 2011): 1) Diminuição da concentração de mercado; 2) Perda de alguns direitos dos consumidores; 3) Aumento da capacidade de intervenção das reguladoras; e 4) Redução dos preços para os consumidores finais.	Análise dos resultados estatísticos de estudos publicados pelo Eurostat, DG TREN e ERSE.	A concentração de mercado não diminuiu na Europa, até 2008, mas sim em Portugal, até 2011; Perda de alguns direitos dos consumidores; Aumento da capacidade de intervenção das entidades reguladoras em ambos os mercados; Não conclusão acerca dos preços para os consumidores finais.

Autor/Ano	Tema	Objetivos	Metodologia	Conclusões
Joana Abreu (2012)	<i>“A Fatura Elétrica - As Tarifas e Preços da Energia Elétrica e o Déficit Tarifário em Portugal”</i>	Compreender a origem do défice tarifário e a sua relação com a subida de preços no âmbito do Direito e na ótica do legislador.	Decomposição e análise da estrutura tarifária do sector elétrico em Portugal.	O Governo combate os custos do sector para impedir a subida de preços; Permanecem opiniões de que as renováveis encarecem a fatura do cliente final; As rendas excessivas com subsídios e os mecanismos de compensação são as duas áreas com maior impacto na fatura do cliente final; As políticas e legislações supostamente orientadas para a proteção do consumidor permitem a dominância dos maiores <i>playeres</i> no mercado.

Autor/Ano	Tema	Objetivos	Metodologia	Conclusões
João Bolas (2012)	<i>“Análise estrutural e previsão do preço da energia elétrica no MIBEL”</i>	Identificar as variáveis que têm maior impacto na formação do preço de eletricidade no MIBEL e desenvolver um modelo de previsão do preço diário de eletricidade no MIBEL, para o período de trinta dias do mês de outubro de 2011.	Para identificar as variáveis com maior impacto no preço utiliza o Índice de correlação de Pearson, os Testes de causalidade de <i>Granger</i> e a Análise com Componentes. Para desenvolver o modelo de previsão utiliza os valores da PRE e do consumo de eletricidade.	A PRE tem um impacto cada vez mais importante na definição do preço da energia que está relacionado com o respetivo consumo.
Ricardo Faria (2012)	<i>“Previsão das Estratégias Competitivas dos Produtores de Energia Elétrica no MIBEL”</i>	Estudar a variação conjetural do MIBEL para depois estimar o grau de competitividade dos agentes do lado da oferta no mercado diário para um horizonte de 5 dias.	Calcular o valor de preço previsto e analisar sucessões cronológicas construídas a partir de modelos ARIMA e modelos de alisamento exponencial.	Os modelos ARIMA com sazonalidade diária são os melhores métodos para prever de forma horária a variação conjetural referente ao MIBEL.

Autor/Ano	Tema	Objetivos	Metodologia	Conclusões
Ana Alves (2013)	<i>“Is the Iberian Electricity Market Chaotic?”</i>	Verificar se as séries de potências de carga e de preços apresentam características caóticas.	Reconstruir atratores de séries de potências de carga e de preços e estimar alguns invariantes do sistema: a dimensão de correlação, a entropia de Kolmogorov-Sinai e os expoentes de Lyapunov.	Tanto a série das potências de carga como a série dos preços de eletricidade são regidas por um sistema dinâmico caótico que permite elaborar previsões de sucesso.
José Mourão (2013)	<i>“Análise Estatística dos resultados do Mercado Ibérico de eletricidade no Ano de 2012”</i>	Analisar os resultados do mercado diário e dos mercados de serviços de sistema referentes ao ano de 2012, comparando Portugal e Espanha.	Utilização de estudos publicados pelo OMIP, OMEI, REN e REE.	O preço da energia no mercado diário foi sempre mais elevado em Portugal do que em Espanha; A produção de energia hidráulica desceu significativamente em Portugal mas não em Espanha; No mercado diário, o aumento da PRE e da produção nuclear em Espanha leva à diminuição de preços mas o aumento da produção de energia térmica leva ao aumento dos mesmos.

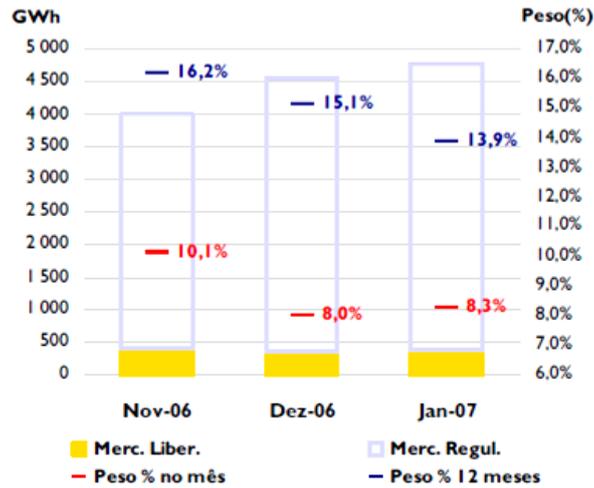
Autor/Ano	Tema	Objetivos	Metodologia	Conclusões
Ricardo Soares (2013)	<i>“Abordagem à Previsão do Preço de Energia Elétrica via Métodos de Suavização Exponencial”</i>	Perceber qual o melhor método para prever os preços de eletricidade no curto prazo.	Analisar séries de preços existentes no MIBEL e aplicar modelos <i>Holt-Winters</i> – modelos de alisamento exponencial.	O melhor método de previsão de preços é o de <i>Holt-Winters</i> dupla sazonalidade multiplicativa com tendência amortecida e erros estruturados (HWTAE); Os modelos construídos para um ano e meio, dois anos e dois anos e meio são os que apresentam melhores resultados; É tanto mais difícil prever o preço de eletricidade quanto maior for o horizonte temporal; É mais difícil prever as chamadas “horas de ponta do consumo de energia elétrica”.

Autor/Ano	Tema	Objetivos	Metodologia	Conclusões
Rúben Soares (2014)	<i>“Estudo do Comportamento dos Agentes Produtores no MIBEL”</i>	Antecipar as estratégias de atuação dos agentes produtores dominantes concorrentes do grupo EDP.	Desenvolver um modelo para prever a quantidade de energia oferecida a preço zero pelos agentes produtores de eletricidade, no mercado diário do dia seguinte; Desenvolver um modelo para prever a curva de oferta apresentada pelos agentes produtores de eletricidade no mercado diário do dia seguinte.	As alterações não programadas nas unidades produção podem influenciar a estratégia do produtor no mercado diário do dia seguinte; Se a previsão da quantidade de energia oferecida a preço zero exceder 30% da capacidade de produção instalada do principal concorrente, a melhor estratégia de atuação para os restantes agentes produtores é representada pela reta de aproximação ( $y = mx + b$ ) à respetiva curva de oferta. Se a quantidade oferecida for inferior a 30% deverá ser utilizada uma reta de tipo $y = mx$ , que permite um ajustamento à curva de oferta e contem um erro exclusivamente associado ao declive da reta.

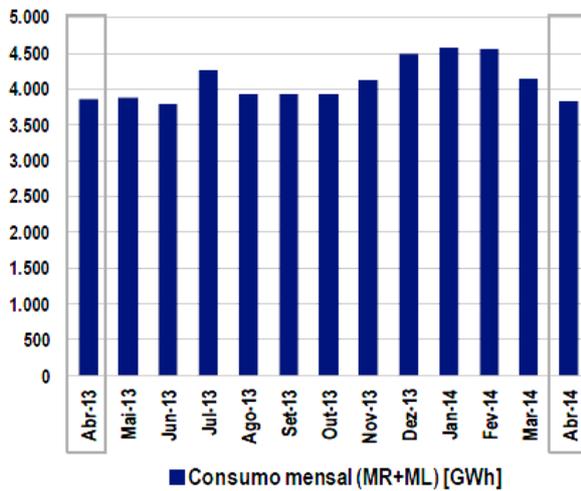
**ANEXO 14: Análise ao mercado livre pré e pós MIBEL**

Fonte dos gráficos: ERSE, 2007a e ERSE, 2014b

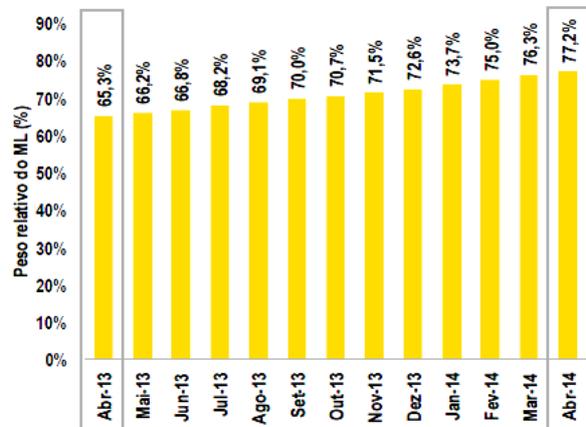
**Gráfico 5: Consumo global (ML+ MR) e Peso relativo do consumo no ML – Pré MIBEL**



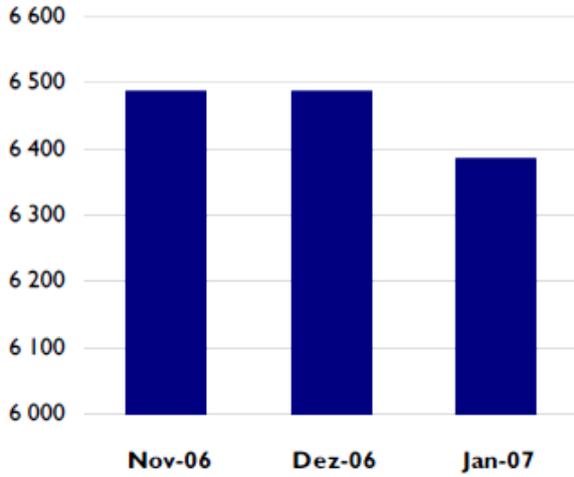
**Gráfico 6: Consumo global (ML+MR) – Pós MIBEL**



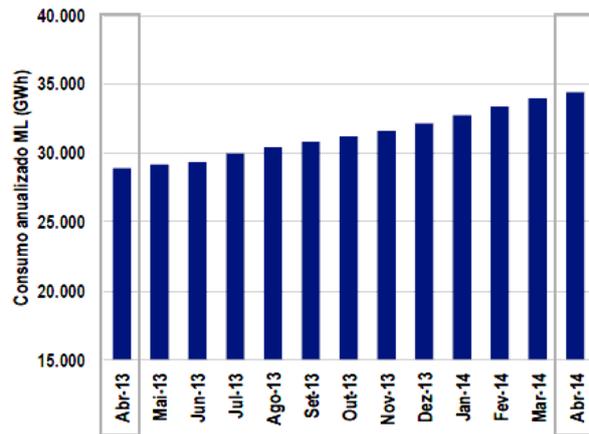
**Gráfico 7: Peso relativo do consumo no ML – Pós MIBEL**



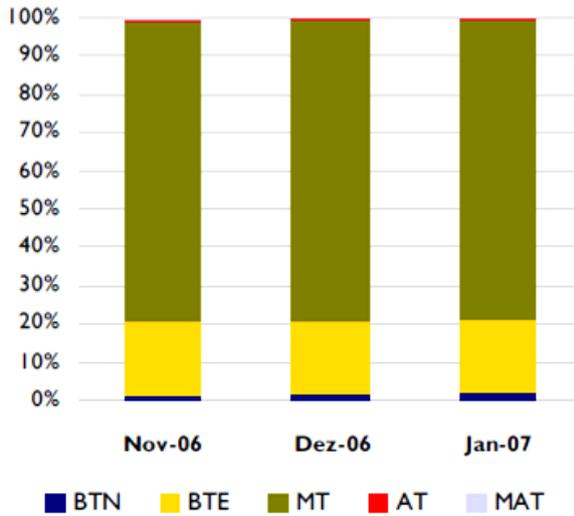
**Gráfico 8: Consumo anualizado no ML (GWh) – Pré MIBEL**



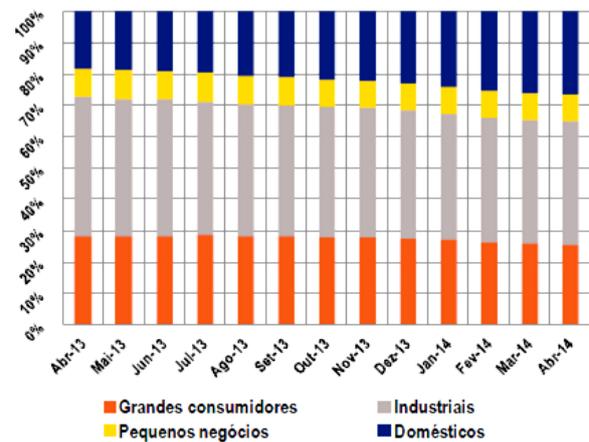
**Gráfico 9: Consumo anualizado no ML – Pós MIBEL**



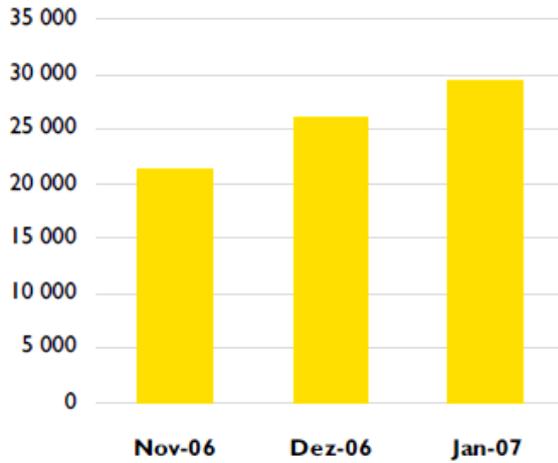
**Gráfico 10: Consumo no ML por segmento – Pré MIBEL**



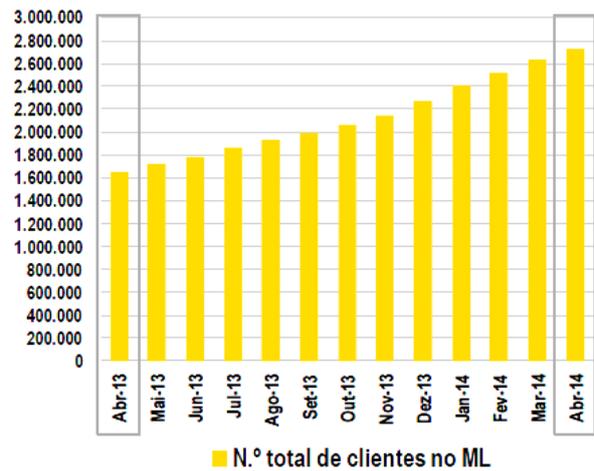
**Gráfico 11: Consumo no ML por segmento – Pós MIBEL**



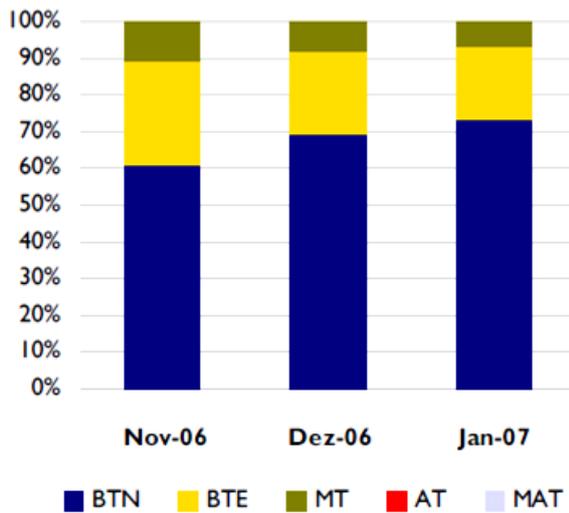
**Gráfico 12: Número de clientes no ML (GWh) – Pré MIBEL**



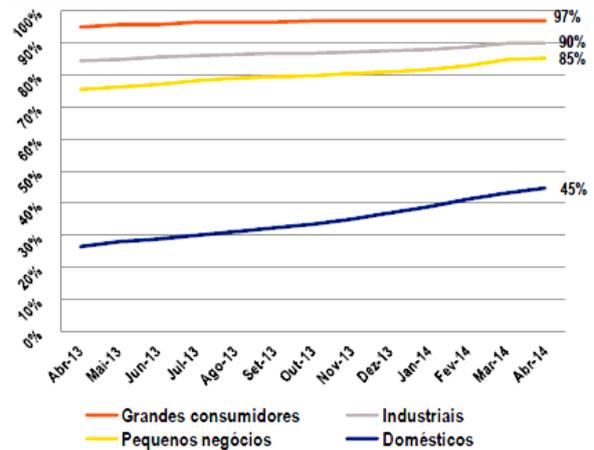
**Gráfico 13: Número de clientes no ML – Pós MIBEL**



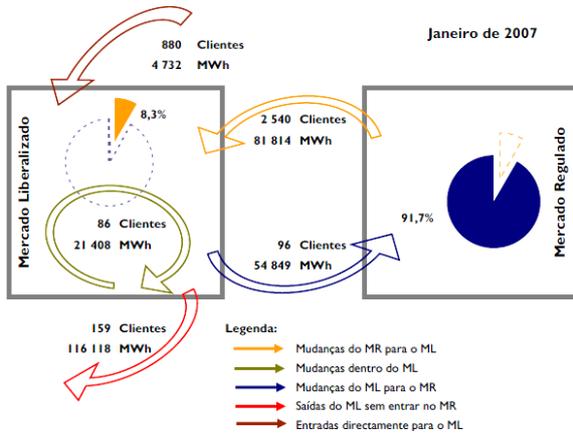
**Gráfico 14: Número de clientes no ML por segmento – Pré MIBEL**



**Gráfico 15: Peso relativo de clientes no ML por segmento – Pós MIBEL**



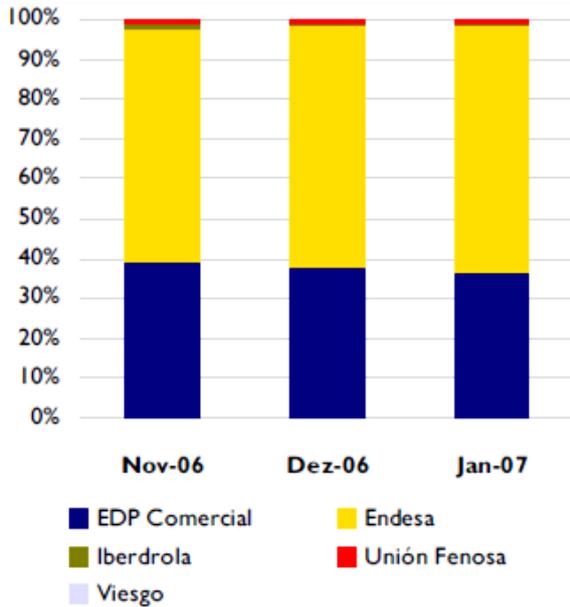
**Ilustração 8: Entradas e Saídas do ML – Pré MIBEL**



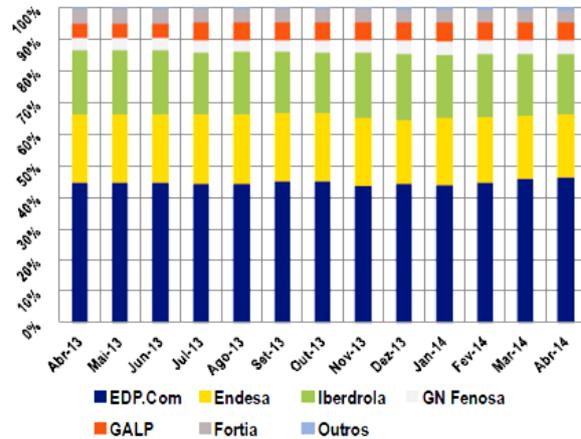
**Tabela 19: Entradas e saídas do ML – Pós MIBEL**

Balanco das mudanças de comercializador para o ML		Entrada no ML	Saída do ML	Saldo (Ent.-Saída)
Sem contrato	N.º clientes	19.369	10.134	↑ 9.235
	Consumo (GWh)	57,4	54,5	↑ 2,9
MR (de/para)	N.º clientes	83.936	23	↑ 83.913
	Consumo (GWh)	312,7	0	↑ 312,5
ML (de/para)	N.º clientes	10.488	10.488	↔ 0
	Consumo (GWh)	173,6	173,6	↔ 0,0
TOTAL	N.º clientes	113.793	20.645	↑ 93.148
	Consumo (GWh)	543,7	228,3	↑ 315,5

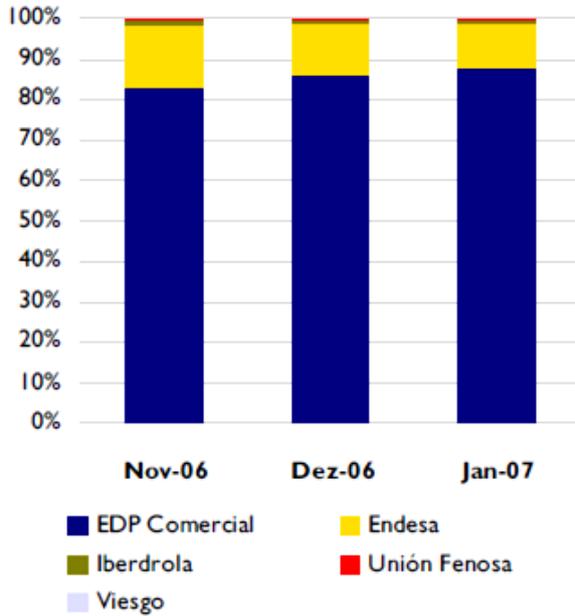
**Gráfico 16: Quotas de mercado em consumo no ML – Pré MIBEL**



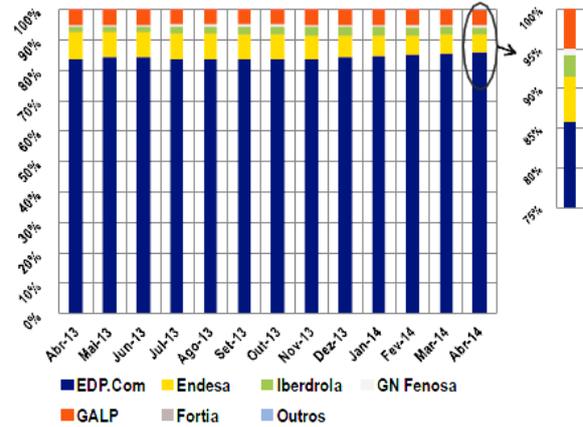
**Gráfico 17: Quotas de mercado em consumo no ML – Pós MIBEL**



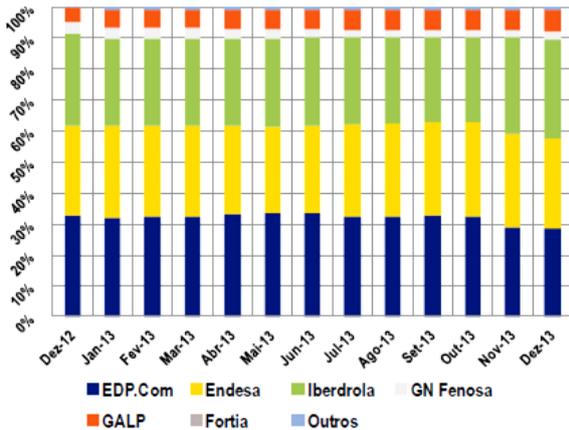
**Gráfico 18: Quotas de mercado em clientes no ML – Pré MIBEL**



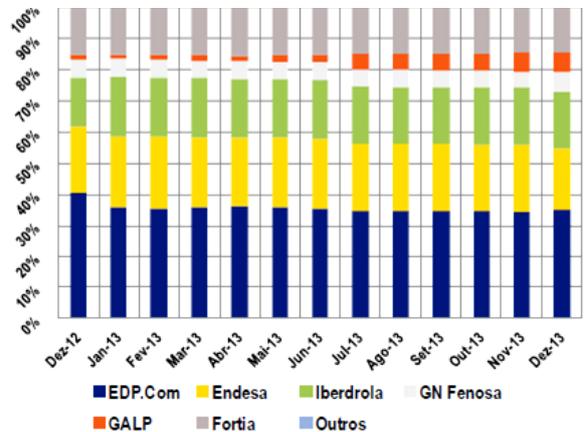
**Gráfico 19: Quotas de mercado em clientes no ML – Pós MIBEL**



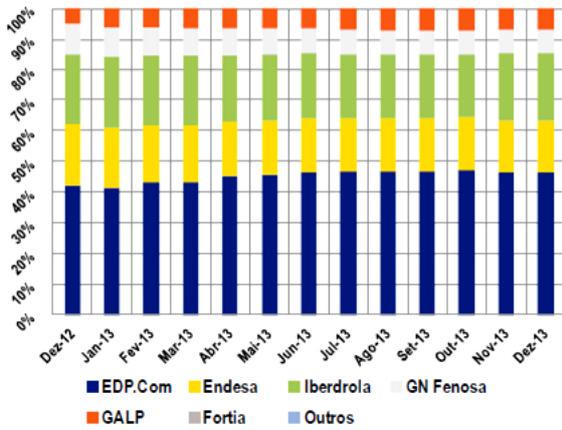
**Gráfico 20: Quotas de mercado em consumo – Indústrias – Pós MIBEL**



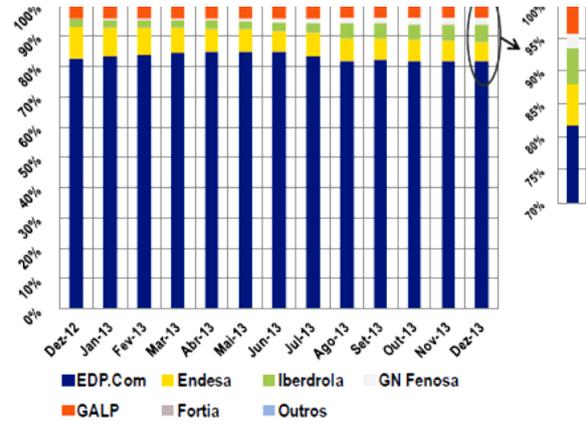
**Gráfico 21: Quotas de mercado em consumo – Grandes consumidores – Pós MIBEL**



**Gráfico 22: Quotas de mercado em consumo – Pequenos negócios – Pós MIBEL**



**Gráfico 23: Quotas de mercado em consumo – Domésticos – Pós MIBEL**



**Gráfico 24: Concentração no ML em consumo – Pós MIBEL**

