

Inserção de todos os consumidores no mercado liberalizado de energia elétrica: oportunidades e desafios

Marcos Jorge dos Santos Azevedo

Dissertação realizada no âmbito do

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

sob orientação da Professora Doutora Teresa Alexandra Nogueira

Instituto Superior de Engenharia do Porto

Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Rua Dr. António Bernardino de Almeida, 431, 4200 - 072 Porto, Portugal

Novembro de 2013

O trabalho aqui apresentado foi realizado por Marcos Jorge dos Santos Azevedo, aluno do 2º ano do Mestrado de Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia, do Instituto Superior de Engenharia do Porto, no âmbito da disciplina Dissertação, sob a orientação da Professora Doutora Teresa Alexandra Nogueira.

RESUMO

O processo de liberalização do setor elétrico em Portugal Continental seguiu uma metodologia idêntica à da maior parte dos países europeus, tendo a abertura de mercado sido efetuada de forma progressiva.

Assim, no âmbito do acompanhamento do setor elétrico nacional, reveste-se de particular interesse caracterizar a evolução mais recente do mercado liberalizado, nomeadamente em relação ao preço da energia elétrica. A previsão do preço da energia elétrica é uma questão muito importante para todos os participantes do mercado de energia elétrica.

Como se trata de um assunto de grande importância, a previsão do preço da energia elétrica tem sido alvo de diversos estudos e diversas metodologias têm sido propostas.

Esta questão é abordada na presente dissertação recorrendo a técnicas de previsão, nomeadamente a métodos baseados no histórico da variável em estudo.

As previsões são, segundo alguns especialistas, um dos *inputs* essenciais que os gestores desenvolvem para ajudar no processo de decisão. Virtualmente cada decisão relevante ao nível das operações depende de uma previsão.

Para a realização do modelo de previsão de preço da energia elétrica foram utilizados os modelos Autorregressivos Integrados de Médias Móveis, *Autoregressive / Integrated / Moving Average* (ARIMA), que geram previsões através da informação contida na própria série temporal.

Como se pretende avaliar a estrutura do preço da energia elétrica do mercado de energia, é importante identificar, deste conjunto de variáveis, quais as que estão mais relacionados com o preço. Neste sentido, é realizada em paralelo uma análise exploratória, através da correlação entre o preço da energia elétrica e outras variáveis de estudo, utilizando para esse efeito o coeficiente de correlação de *Pearson*.

O coeficiente de correlação de *Pearson* é uma medida do grau e da direção de relação linear entre duas variáveis quantitativas.

O modelo desenvolvido foi aplicado tendo por base o histórico de preço da eletricidade desde o início do mercado liberalizado e de modo a obter as previsões diária, mensal e anual do preço da eletricidade.

A metodologia desenvolvida demonstrou ser eficiente na obtenção das soluções e ser suficientemente rápida para prever o valor do preço da energia elétrica em poucos segundos, servindo de apoio à decisão em ambiente de mercado.

ABSTRACT

The liberalization process of the electricity sector in Portugal followed a methodology similar to the most European countries, with the opening of the market made gradually.

It is of particular interest to characterize the latest evolution of the liberalized market of electricity sector, particularly in relation to the price of electricity. Predicting the price of electricity is a very important issue for all participants in the electricity market.

As this is a matter of great importance, forecasting the price of electricity has been the subject of several studies and various methodologies have been proposed.

This question is addressed in this dissertation using forecasting techniques, namely the methods based on the historical of studying variable.

The predictions are, according to some experts, one of the essential inputs that managers develop to help in the decision process. Virtually every important decision in terms of operations depends on a prediction.

To perform the prediction model of electricity price was Auto Regressive Integrated Moving Average (ARIMA), that generates predictions by information contained in the series itself.

As we want to evaluate the structure of the price of electricity power market, it is important to identify which variables are more related to the price. This way, it is performed an exploratory analysis by the correlation between the price of electricity and other study variables, using for this purpose the Pearson correlation coefficient.

The Pearson correlation coefficient is a measure of the level and direction of linear relationship between two quantitative variables.

The developed model was applied based on the historical price of electricity since the beginning of the liberalized market and in order to get the daily, monthly and annual forecasts of the electricity price.

The methodology proved to be efficient in obtaining the solutions and be fast enough to predict the value of the price of electricity in a few seconds, supporting the decision in a market environment.

AGRADECIMENTOS

Concluo, após este caminho percorrido, que o Instituto Superior de Engenharia do Porto foi um excelente local para a realização do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia.

Assim, sem qualquer tipo de ordenação de importância, dirijo sinceros agradecimentos:

Agradeço à Professora Doutora Teresa Alexandra Nogueira por toda a disponibilidade, motivação e entusiasmo que me transmitiu ao longo da realização deste trabalho, bem como todas as ideias, conselhos, esclarecimentos e apoio que me deu.

Agradeço a todos os meus amigos pelo apoio que direta ou indiretamente me deram no decorrer deste trabalho

Agradeço a todos os colegas e amigos que me ajudaram ao longo do meu percurso académico.

À família, porto de abrigo seguro, que soube aceitar e compreender ao longo destes anos as minhas ausências. Pelo apoio, pelo incentivo, pela ajuda, pelos conselhos, pelo companheirismo e por serem o meu maior orgulho.

À Inês por todo o apoio, pois este trabalho só se tornou possível porque esteve sempre ao meu lado.

E, ao Miguel, simplesmente por existir...

ÍNDICE

RESUMO.....	iii
ABSTRACT	v
AGRADECIMENTOS	vii
ÍNDICE	ix
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE TABELAS	xiii
ABREVIATURAS E SIGLAS	xv
CAPÍTULO 1	1
1. Introdução.....	1
1.1. Enquadramento.....	1
1.2. Objetivos do trabalho	3
1.3. Organização do texto	3
CAPÍTULO 2	5
2. Mercado de Energia Elétrica.....	5
2.1. Enquadramento legal do setor elétrico.....	5
2.2. O Sistema Elétrico Nacional.....	7
2.3. Cadeia de valor do Setor Elétrico.....	13
2.4. MIBEL	16
2.5. Composição do preço de eletricidade	28
2.6. Composição da produção de eletricidade	35
2.7. Síntese	40
CAPÍTULO 3	43
3. Técnica de previsão de preço.....	43
3.1. Modelo ARIMA	46
3.2. Metodologia de aplicação do modelo ARIMA.....	51
3.3. Análise da correlação.....	54

CAPÍTULO 4	57
4. Mercado Diário – Caso de estudo	57
4.1. Correlação do preço.....	58
4.1.1. Preço da energia elétrica vs Número de consumidores	59
4.1.2. Preço da energia elétrica vs consumo de energia elétrica	61
4.1.3. Preço da energia elétrica vs potência instalada	63
4.2. Previsão de preço da energia elétrica.....	66
4.2.1. Previsão de preço anual da energia elétrica.....	66
4.2.2. Previsão de preço mensal da energia elétrica.....	70
4.2.3. Previsão de preço diário da energia elétrica.....	71
4.2.4. Previsão de preço futuro.....	73
4.3. Análise conclusiva.....	78
CAPÍTULO 5	81
CONCLUSÕES	81
REFERÊNCIAS.....	85

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - Introdução progressiva dos clientes no processo de liberalização.	6
Figura 2.2 - Esquema simplificado da organização do Sistema Elétrico Nacional, conforme estabelecido no DL 29/2006.	7
Figura 2.3 - Cadeia de valor do Setor Elétrico.	13
Figura 2.4 - Estrutura das tarifas no Mercado Livre [ERSE, 2013b].	15
Figura 2.5 - Estrutura das tarifas transitórias no Mercado Regulado [ERSE, 2013b].	16
Figura 2.6 - Cruzamento das curvas de oferta e de procura.	22
Figura 2.7 - Mecanismo de market splitting.	23
Figura 2.8 - Sessões diárias de negociação.	24
Figura 2.9 - Composição do preço de eletricidade para o cliente BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, degradação CIEG.	29
Figura 2.10 - Composição do preço de eletricidade para o cliente BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, degradação Redes.	30
Figura 2.11 - Composição do preço de eletricidade para o cliente BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA, degradação CIEG.	30
Figura 2.12 - Composição do preço de eletricidade para o cliente BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA, degradação Redes.	31
Figura 2.13 - Composição do preço de eletricidade para o cliente industrial BTE, degradação CIEG.	31
Figura 2.14 - Composição do preço de eletricidade para o cliente industrial BTE, degradação Redes.	32
Figura 2.15 - Composição do preço de eletricidade para o cliente industrial MT, degradação CIEG.	32
Figura 2.16 - Composição do preço de eletricidade para o cliente industrial MT, degradação Redes.	33
Figura 2.17 - Composição do preço de eletricidade para o cliente industrial AT, degradação CIEG.	33
Figura 2.18 - Composição do preço de eletricidade para o cliente industrial AT, degradação Redes.	34
Figura 2.19 - Composição do preço de eletricidade para o cliente industrial MAT, degradação CIEG.	34

Figura 2.20 - Composição do preço de eletricidade para o cliente industrial MAT, degradação Redes.....	35
Figura 2.21 - Ordem de Mérito para Energia Elétrica produzida [Galp, 2013a].	36
Figura 3.1 - Processo iterativo de ARIMA para construção de modelos.	44
Figura 3.2 - Previsão de preço médio mensal ajustado da energia elétrica.	51
Figura 3.3 - Folha de <i>excel</i> para implementação do Solver.	53
Figura 3.4 - Folha de <i>excel</i> , parametrização do Solver.	53
Figura 4.1 - Preço da energia elétrica e número de clientes inscritos no mercado liberalizado de energia elétrica.	60
Figura 4.2 - Preço da energia elétrica e número de clientes inscritos no mercado liberalizado de energia elétrica com as respetivas linhas de tendência.	60
Figura 4.3 - Preço da energia elétrica e consumo anual de energia elétrica....	61
Figura 4.4 - Preço da energia elétrica e consumo mensal de energia elétrica.	62
Figura 4.5 - Preço da energia elétrica e consumo diário de energia elétrica....	63
Figura 4.6 - Correlação do preço de energia elétrica com a potência de energia elétrica instalada.	65
Figura 4.7 - Folha de <i>excel</i> com os valores antes da aplicação do Solver.	67
Figura 4.8 - Previsão inicial do preço da energia elétrica.....	67
Figura 4.9 - Folha de <i>excel</i> com os valores após aplicação do Solver.....	68
Figura 4.10 - Previsão de preço médio anual ajustado da energia elétrica.....	68
Figura 4.11 - Previsão de preço médio anual da energia elétrica.	69
Figura 4.12 - Previsão de preço médio mensal ajustado da energia elétrica. ..	70
Figura 4.13 - Previsão de preço médio mensal da energia elétrica.....	71
Figura 4.14 - Previsão de preço médio diário ajustado da energia elétrica.....	72
Figura 4.15 - Previsão de preço médio diário da energia elétrica.	72
Figura 4.16 - Previsão de preço anual futuro.	74
Figura 4.17 - Previsão do preço médio anual de transação de eletricidade no mercado diário em Portugal.	74
Figura 4.18 - Previsão do preço médio mensal de transação de eletricidade no mercado diário em Portugal.	76
Figura 4.19 - Previsão do preço médio diário de transação de eletricidade no mercado diário em Portugal.	77

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 - Potência Instalada no SEN.	39
Tabela 2.2 - Dados gerais de produção e de consumo no SEN.....	40
Tabela 4.1 - Valores de correlação do preço de energia elétrica com o consumo de energia elétrica.....	62
Tabela 4.2 - Valores de correlação do preço de energia elétrica com a potência de energia elétrica instalada.....	64
Tabela 4.3 - Previsão do preço médio anual de transação de eletricidade no mercado diário em Portugal.	75
Tabela 4.4 - Previsão do preço médio mensal de transação de eletricidade no mercado diário em Portugal.	76
Tabela 4.5 - Previsão do preço médio diário de transação de eletricidade no mercado diário em Portugal.	77

ABREVIATURAS E SIGLAS

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CUR	Comercializador de Último Recurso
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto-Lei
EDP	Energias de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
MAT	Muito Alta Tensão
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
ML	Mercado Liberalizado
MR	Mercado Regulado
MT	Média Tensão
OMEL	Operador de Mercado Ibérico de Energia, Polo Espanhol, S.A.
OMIP	Operador de Mercado Ibérico de Energia, Polo Português, S.A.
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Ordinário
REN	Redes Energéticas Nacionais
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
SEN	Sistema Elétrico Nacional

CAPÍTULO 1

1. Introdução

1.1. Enquadramento

A 4 de Setembro de 2006 a totalidade dos clientes de energia elétrica em Portugal continental passaram a poder efetivamente escolher o seu fornecedor de eletricidade. Tal passo representou o alargamento do conceito de mercado liberalizado para um universo de cerca de 6 milhões de clientes.

Assim, no âmbito do acompanhamento do setor elétrico nacional, reveste-se de particular interesse caracterizar a evolução mais recente do mercado liberalizado, particularmente quanto a número de clientes, consumos de energia e preço da energia elétrica.

Devido à importância que a informação assume na formulação esclarecida das escolhas num ambiente de mercado, a ERSE disponibiliza publicamente, com periodicidade mensal, um resumo informativo sobre o mercado liberalizado, de modo a dar resposta a um crescente número de solicitações de informação [ERSE, 2013].

Por outro lado, a divulgação dos resumos informativos mensais sobre o mercado liberalizado visa contribuir para o acesso mais transparente à informação do mercado por parte da generalidade dos agentes envolvidos.

O sistema tarifário e a metodologia de cálculo das tarifas, definidas no Regulamento Tarifário, devem promover de forma transparente a eficiência na afetação de recursos e a equidade e justiça das tarifas, sem esquecer a necessidade de manter o equilíbrio económico e financeiro das empresas reguladas, a qualidade do fornecimento de energia elétrica e a estabilidade da evolução tarifária [ERSE, 2013].

Os preços de eletricidade pagos pelos consumidores são compostos por três componentes:

-
- Energia
 - Redes
 - Custos de Interesse Económico Geral

Apesar da implementação do mercado liberalizado da energia elétrica, duas componentes do preço da eletricidade permanecem reguladas. A única componente que fica totalmente liberalizada é a energia, que em muitos casos não representa 50 % do preço final da eletricidade [EDP, 2013].

Neste trabalho são descritos os aspetos essenciais que caracterizam a composição do preço da energia elétrica para os diversos consumidores, focando especificamente a componente energia, por ser a única componente a se enquadrar na liberalização do mercado de energia.

A previsão do preço da energia elétrica é uma questão muito importante para todos os participantes do mercado de energia elétrica, especialmente para os produtores de energia elétrica para que estes possam ajustar as suas estratégias de licitação e melhor gerir as suas carteiras de produção.

Para tal, desenvolve-se um modelo de previsão de preço da energia elétrica com base no histórico conhecido da variável preço desde o princípio do mercado liberalizado.

Como se trata de um assunto de grande importância, a previsão do preço da energia elétrica tem sido alvo de diversos estudos e diversas metodologias têm sido propostas. Neste sentido, para a realização do modelo de previsão de preço da energia elétrica neste trabalho serão utilizados os modelos ARIMA.

Este tipo de modelo foi desenvolvido inicialmente por G. P. Box e G. M. Jenkins. A metodologia de Box-Jenkins parte do princípio de que os modelos podem ser construídos a partir da informação contida nos próprios dados. Assim, será apenas o próprio comportamento da variável que responderá pela sua dinâmica futura. Este tipo de modelo é conhecido na literatura como o método autorregressivo integrado de médias móveis, ou definido simplesmente por modelo ARIMA [Greene, 2013].

1.2. Objetivos do trabalho

Na realização desta dissertação, estabelece-se como objetivo principal a previsão do preço da eletricidade no mercado diário em Portugal. Tal engloba:

- Previsão da evolução do preço do mercado elétrico;

Para tal, fixam-se os seguintes objetivos intermédios:

- Caracterização do Sistema Elétrico Nacional;
- Obtenção da relação existente entre o preço da energia elétrica e algumas das variáveis que influenciam a sua definição;
- identificar as variáveis fundamentais que influenciam o preço da energia elétrica;
- desenvolver um modelo que apoie a determinação do preço futuro da eletricidade com base no seu histórico;
- testar o modelo desenvolvido através da sua aplicação a um horizonte temporal onde seja conhecido o preço real, de modo a permitir uma afinação cuidada do modelo.

1.3. Organização do texto

Para além do presente capítulo, esta dissertação é composta por cinco capítulos, cujo conteúdo é seguidamente descrito de forma resumida.

O capítulo 2 trata do estado atual do Mercado de Energia Elétrica, o enquadramento legal, a evolução burocrática ao longo dos diversos decreto-lei aplicáveis, a cadeia de valor do setor elétrico, o MIBEL e a composição do preço da eletricidade e do parque produtor nacional.

De seguida, no capítulo 3, são apresentadas a técnica de previsão utilizada, a respetiva implementação e adaptação e o método de correlacionar diversas variáveis que podem influenciar ou não, e em que medida a evolução da subida ou descida do preço da energia elétrica.

No capítulo 4, apresenta-se o caso de estudo onde se implementa o modelo desenvolvido para períodos passados onde se conhecem os valores reais de modo a averiguar a afinação do modelo desenvolvido. Validado o modelo este

foi aplicado de modo a responder com valores futuros e em paralelo são analisados todos os valores obtidos e comentados a sua amplitude.

Por último, no capítulo 5, são apresentadas as conclusões do trabalho realizado e são avaliados os objetivos alcançados.

CAPÍTULO 2

2. Mercado de Energia Elétrica

2.1. Enquadramento legal do setor elétrico

A primeira grande reestruturação do setor elétrico ocorreu em 1995 (DL 182/95) quando foi estabelecida, no quadro do Sistema Elétrico Nacional (SEN), a coexistência de um sistema elétrico de serviço público e de um sistema elétrico independente, sendo este último organizado segundo os princípios orientadores de uma lógica de mercado [INESCTEC, 2013].

Posteriormente, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005 aprovou a estratégia nacional para a energia, onde se estabelece o aprofundamento da liberalização iniciada em 1995 e a promoção da concorrência nos mercados energéticos. O DL 29/2006 realiza a estratégia determinando as novas bases em que assenta a organização do SEN.

Nesta legislação e em legislação posterior, nomeadamente, o DL 172/2006 e DL 264/2007, são estabelecidos os princípios de organização e funcionamento do SEN, bem como as regras gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, e, ainda, a organização dos mercados de eletricidade. Ficam assim transpostos para legislação nacional, os princípios da Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, que tinha por finalidade a criação de um mercado livre e concorrencial na área da energia [Castro, 2009].

O processo de liberalização do setor elétrico em Portugal Continental seguiu uma metodologia idêntica à da maior parte dos países europeus, tendo a abertura de mercado sido efetuada de forma progressiva, tendo começado por incluir os clientes de maiores consumos e níveis de tensão mais elevados.

A abertura do mercado iniciou-se em 1995, para os grandes consumidores industriais, tendo sido sucessivamente alargada a todos os consumidores em

muito alta, alta, média e baixa tensão especial (potência contratada superior a 41,4 kW).

Em 4 de Setembro de 2006 concretiza-se a última etapa da liberalização do mercado de eletricidade, a partir da qual a totalidade dos cerca de 6 milhões de clientes passaram a poder escolher o seu fornecedor de energia elétrica [ERSE, 2013c].

A Figura 2.1 mostra de forma simplificada a introdução progressiva dos clientes no processo de liberalização do setor elétrico em Portugal Continental.

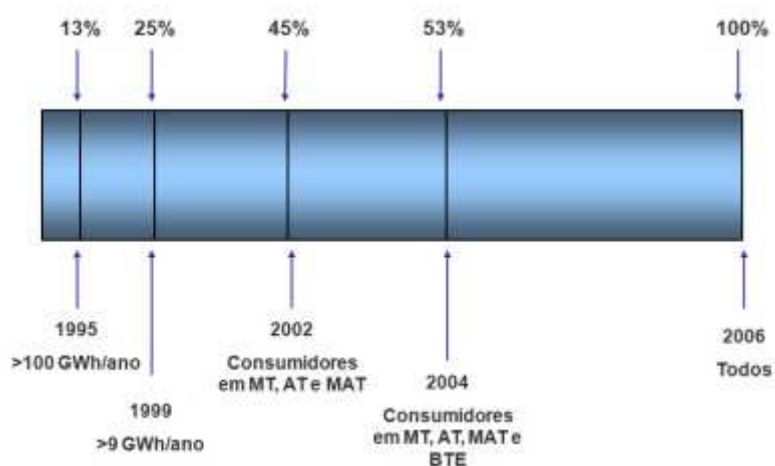


Figura 2.1 - Introdução progressiva dos clientes no processo de liberalização.

Em contraposição com o anterior regime de 1995, o novo quadro estabelece um sistema elétrico nacional integrado, em que as atividades de produção e comercialização são exercidas em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de licença, e as atividades de transporte e distribuição são exercidas mediante a atribuição de concessões de serviço público [ERSE, 2013].

Com a abertura total do mercado de eletricidade, todos os clientes têm direito a escolher o seu comercializador de energia elétrica. Os preços de eletricidade que cada cliente irá pagar dependem dessa escolha.

A Figura 2.2 mostra, esquematicamente e de forma simplificada, a organização geral do SEN, conforme estabelecida no DL 29/2006.

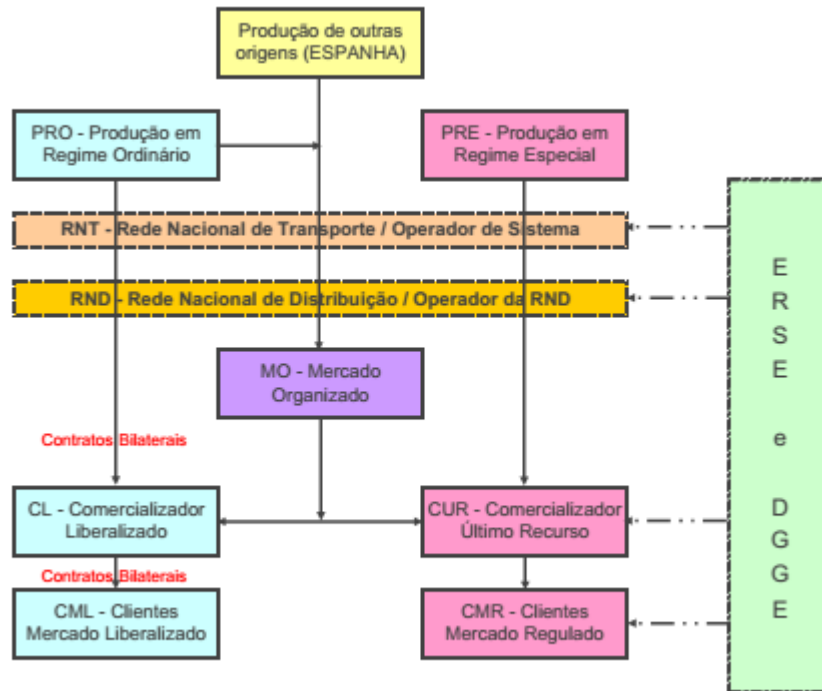


Figura 2.2 - Esquema simplificado da organização do Sistema Elétrico Nacional, conforme estabelecido no DL 29/2006.

2.2.0 Sistema Elétrico Nacional

O SEN pode ser dividido em quatro atividades principais:

- Produção
- Transporte
- Distribuição
- Comercialização

Acresce a operação dos mercados organizados de eletricidade que, em regra, são desenvolvidas de forma independente.

Salvo algumas exceções, cada uma destas áreas é operada independentemente, quer do ponto de vista legal, organizacional ou decisório.

As atividades do setor elétrico devem ser desenvolvidas de acordo com princípios de racionalidade e eficiência na utilização de recursos ao longo de toda a cadeia de valor (i.e., desde a produção até ao consumo final de eletricidade) e de acordo com os princípios de concorrência e sustentabilidade

ambiental, com o objetivo de aumentar a concorrência e eficiência no SEN, sem prejuízo das obrigações de serviço público [REN, 2013].

Produção

A produção de eletricidade integra a classificação de Produção em Regime Ordinário (PRO), relativa à produção de eletricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros electroprodutores hídricos, e Produção em Regime Especial (PRE), relativa à cogeração e à produção elétrica a partir da utilização de fontes de energia renováveis [EDP, 2013].

Ao exercício desta atividade está subjacente a garantia do abastecimento, no âmbito do funcionamento de um mercado liberalizado. O acesso à atividade é livre, cabendo aos interessados a respetiva iniciativa.

Abandona-se, assim, a lógica do planeamento centralizado dos centros electroprodutores, assente numa otimização baseada nos custos variáveis de produção de cada centro electroprodutor, e introduz-se uma otimização que resultará de uma lógica de mercado.

Ao Estado cabe a criação das condições adequadas ao desenvolvimento do referido mercado da eletricidade. No entanto, ao Estado fica também atribuída a função de prevenir as falhas de mercado, assumindo uma posição de “fiador” do abastecimento de eletricidade, através da monitorização permanente do setor elétrico.

No caso de se verificar que a iniciativa privada não está a assegurar as capacidades de produção necessárias, compete ao Estado, através de concurso público, promover as condições para que tal abastecimento seja garantido.

Os produtores de eletricidade em regime ordinário podem vender a eletricidade produzida através da celebração de contratos bilaterais com clientes finais e com comercializadores de eletricidade ou através da participação nos mercados organizados, designadamente o MIBEL. Os produtores de eletricidade em regime especial gozam do direito de vender a eletricidade que

produzem aos comercializadores de eletricidade. Tanto uns como outros podem igualmente fornecer serviços de sistema, através da celebração de contratos com o operador de sistema, ou através da participação em mercados organizados para este efeito [EDP, 2013].

Transporte

A atividade de transporte de eletricidade é exercida mediante a exploração da Rede Nacional de Transporte (RNT), a que corresponde uma única concessão exercida em exclusivo e em regime de serviço público. A exploração da RNT integra a função de gestão técnica global do sistema, assegurando a coordenação sistémica das instalações de produção e de distribuição, tendo em vista a continuidade e a segurança do abastecimento e o funcionamento integrado e eficiente do sistema [REN, 2013].

A concessionária da RNT relaciona-se comercialmente com os utilizadores das respetivas redes, tendo direito a receber, pela utilização destas e pela prestação dos serviços inerentes, uma retribuição por aplicação de tarifas reguladas.

Distribuição

A distribuição de eletricidade processa-se através da exploração da Rede Nacional de Distribuição (RND). Esta rede é explorada mediante uma única concessão do Estado, exercida em exclusivo e em regime de serviço público.

As principais competências da entidade concessionária da RND consistem em assegurar a exploração e manutenção da rede de distribuição em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço, bem como gerir os fluxos de eletricidade na rede, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes a que esteja ligada e com as instalações dos clientes, no quadro da gestão técnica global do sistema.

Também a concessionária da RND se relaciona comercialmente com os utilizadores das respetivas redes, tendo direito a receber uma retribuição por

aplicação de tarifas reguladas. O operador de rede de distribuição não pode adquirir eletricidade para comercialização.

Comercialização

A atividade de comercialização de eletricidade é livre, ficando, contudo, sujeita a atribuição de licença onde se define o elenco dos direitos e dos deveres na perspectiva de um exercício transparente da atividade. No exercício da sua atividade, os comercializadores podem livremente comprar e vender eletricidade. Para o efeito, têm o direito de acesso às redes de transporte e de distribuição, mediante o pagamento de tarifas reguladas. Os consumidores podem, nas condições do mercado escolher livremente o seu comercializador, não sendo a mudança onerada do ponto de vista contratual [EDP, 2013].

O exercício da atividade de comercialização de eletricidade consiste na compra e venda de eletricidade para comercialização a clientes finais ou outros agentes, através da celebração de contratos bilaterais ou da participação em outros mercados.

Tarifas de acesso às redes

As tarifas de acesso às redes são pagas por todos os consumidores de energia elétrica pelo uso das infraestruturas, quer sejam fornecidos por um comercializador do mercado livre, quer sejam fornecidos pelo comercializador de último recurso.

O cálculo das tarifas obedece à metodologia de cálculo previamente estabelecida no Regulamento Tarifário, estando o processo de fixação das tarifas, incluindo a sua calendarização, também instituído regulamentarmente. O Regulamento Tarifário é aprovado pela ERSE no âmbito dum processo alargado de consulta pública. Nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário a ERSE formula uma proposta de tarifas devidamente justificada ao Conselho Tarifário até 15 de Outubro de cada ano. O Conselho Tarifário, onde estão representados os consumidores e as empresas reguladas, analisa a proposta da ERSE e emite o seu parecer até 15 de Novembro. Tendo em conta o parecer do Conselho Tarifário (não vinculativo), a ERSE aprova, até 15 de

Dezembro, as tarifas para vigorarem a partir de 1 de Janeiro do ano seguinte. Toda a documentação que justifica a aprovação das tarifas, o parecer do Conselho Tarifário e a respetiva resposta da ERSE, são tornados públicos através da sua página de internet [ERSE, 2013].

Os proveitos das atividades reguladas do acesso são recuperados através de tarifas específicas (tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição), cada uma com estrutura tarifária própria e caracterizada por um determinado conjunto de variáveis de faturação. Estas tarifas permitem recuperar, de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário, os seguintes custos:

- a) Gestão do Sistema.
- b) Transporte.
- c) Distribuição.
- d) Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (sobrecusto da produção em regime especial, sobrecusto dos sistemas extrapeninsulares, custos de promoção da eficiência no consumo, custos de funcionamento da ERSE, transferências para a Autoridade da Concorrência e para o OMIP e OMI Clear, custos de promoção da eficiência no consumo, custos para a manutenção do equilíbrio contratual que resultam da cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia, sobrecustos com os contratos de aquisição de energia não renegociados por opção dos produtores e remuneração dos terrenos que integram o domínio público hídrico).
- e) Desvios de custos de atividades reguladas.

Está prevista a recuperação do custo derivado dos pagamentos por garantia de potência através das tarifas de acesso às redes, sendo nulo o valor para 2010.

Os preços das tarifas em cada atividade são determinados tal que, por um lado, a sua estrutura seja aderente à estrutura dos custos marginais ou incrementais e, por outro lado, que os proveitos permitidos em cada atividade sejam recuperados. A aplicação das tarifas e a sua faturação assentam no

princípio da não discriminação pelo uso final dado à energia, estando as opções tarifárias disponíveis para todos os consumidores [Galp, 2013].

As tarifas de acesso às redes são diferenciadas por nível de tensão, tipo de fornecimento e opção tarifária, do seguinte modo [ERSE, 2013]:

- Tarifas de BTN, aplicáveis a fornecimentos a tensão inferior ou igual a 1 kV e potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA, diferenciadas de acordo com a potência contrata:
 - Tarifas aplicáveis a clientes com potência contratada superior a 20,7 kVA, sendo os preços de energia diferenciados por três períodos horários.
 - Tarifas aplicáveis a clientes com potência contratada superior a 2,37 kVA e inferior ou igual a 20,7 kVA, existindo três opções tarifárias (simples, bi-horária e tri-horária).
 - Tarifas aplicáveis a clientes com potência contratada inferior ou igual a 2,37 kVA, sem diferenciação dos preços de energia.
- Tarifas de BTE, aplicáveis a fornecimentos a tensão inferior ou igual a 1 kV e potência contratada superior a 41,4 kW.
- Tarifas de MT, aplicáveis a fornecimentos a tensão superior a 1 kV e inferior ou igual a 45 kV.
- Tarifas de AT, aplicáveis a fornecimentos a tensão superior a 45 kV e inferior ou igual a 110 kV.
- Tarifas de MAT, aplicáveis a fornecimentos a tensão superior a 110 kV.
- No que diz respeito às variáveis de faturação, as tarifas de acesso às redes são compostas pelas mesmas variáveis das tarifas por atividade que as compõem:
 - A tarifa de Uso Global do Sistema é composta por preços de energia (€/kWh), diferenciados por período horário (ponta, cheias, vazio normal e super vazio).
 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte e as tarifas de Uso da Rede de Distribuição são compostas por preços de energia (€/kWh), diferenciados por período horário, preços de potência contratada e de

potência em horas de ponta (€/kW.mês) e preços de energia reativa (€/kvarh).

No caso das tarifas de BTN, uma vez que os equipamentos de medida do consumo não permitem a aplicação direta das variáveis de faturação das tarifas por atividade, são calculados preços a aplicar às variáveis medidas, utilizando-se para o efeito perfis de consumo caracterizadores das várias opções tarifárias.

2.3.Cadeia de valor do Setor Elétrico

Para se utilizar a eletricidade é necessário que esta seja produzida e posteriormente transportada e distribuída até à instalação do consumidor. Este percurso tem várias etapas que definem a cadeia de valor do Setor Elétrico: produção, transporte, distribuição e comercialização.

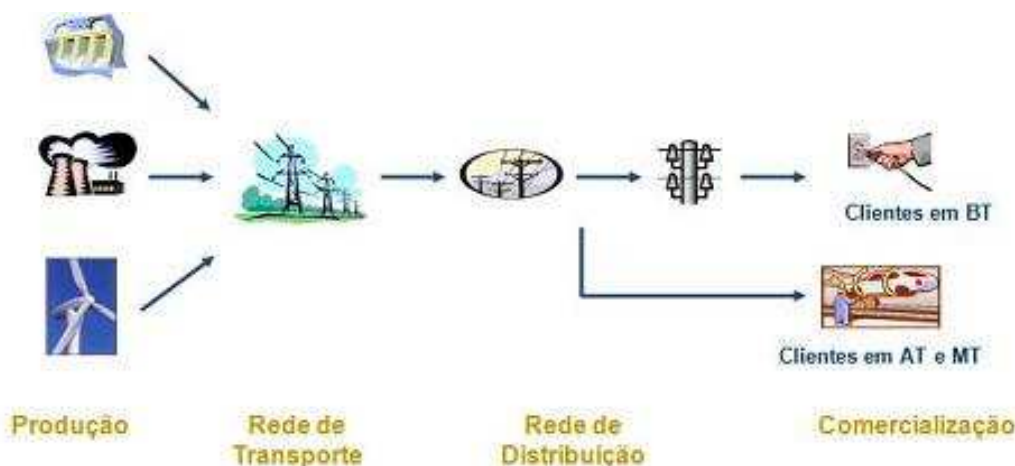


Figura 2.3 - Cadeia de valor do Setor Elétrico.

Associados a cada uma das atividades existe custos. Esses custos dão origem às tarifas de eletricidade que são definidas e publicadas pela ERSE, de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário.

Os vários interessados no Setor Elétrico (consumidores e indústria de eletricidade) são envolvidos no processo de aprovação das tarifas e do Regulamento Tarifário [ERSE, 2013b].

A **tarifa de Uso Global do Sistema** deve proporcionar os proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema que inclui os custos com a operação do sistema, os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e os custos para a manutenção do equilíbrio contratual [ERSE, 2013].

A **tarifa de Uso da Rede de Transporte** deve proporcionar os proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica que inclui o estabelecimento, operação e manutenção das redes de transporte em Muito Alta Tensão (MAT) e das interligações [ERSE, 2013].

A **tarifa de Uso das Redes de Distribuição** em Alta Tensão (AT) e Média Tensão (MT) deve proporcionar os proveitos das atividades reguladas de distribuição de energia elétrica em AT e MT que correspondem ao planeamento, estabelecimento, operação e manutenção das redes de distribuição de forma a veicular a energia elétrica dos seus pontos de receção até aos clientes finais. De igual modo a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT permite recuperar os proveitos da atividade regulada de Distribuição de Energia Elétrica em BT [ERSE, 2013].

As **Tarifas de Acesso às Redes**, que incluem as tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição, são pagas por todos os consumidores de energia elétrica no Mercado Regulado e no Mercado Livre, estando integradas nas tarifas de venda dos vários comercializadores. Estas tarifas são aprovadas e publicadas anualmente pela ERSE [ERSE, 2013].

A **tarifa de Energia** deve recuperar os custos permitidos com a atividade regulada de Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso, que inclui os custos com a aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes e os custos de funcionamento que lhe estão afetos [ERSE, 2013].

A **tarifa de Comercialização** deve proporcionar os proveitos da atividade regulada de comercialização que engloba as estruturas comerciais de venda de

energia elétrica aos clientes do comercializador de último recurso, designadamente, a contratação, a faturação e o serviço de cobrança de energia elétrica [ERSE, 2013].

As **Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais** do comercializador de último recurso são obtidas por adição dos preços das Tarifas de Acesso às Redes aos preços da tarifa de Energia e da tarifa de Comercialização, sendo aplicadas apenas aos consumidores no Mercado Regulado. Estas tarifas são publicadas trimestralmente pela ERSE [ERSE, 2013].

Os comercializadores no Mercado Livre negociam os **preços da componente de energia** com os seus clientes. No Mercado Regulado os **preços da componente de energia** estão contemplados nas Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais [ERSE, 2013].

A Figura 2.4 apresenta a estrutura das tarifas de eletricidade no Mercado Liberalizado.

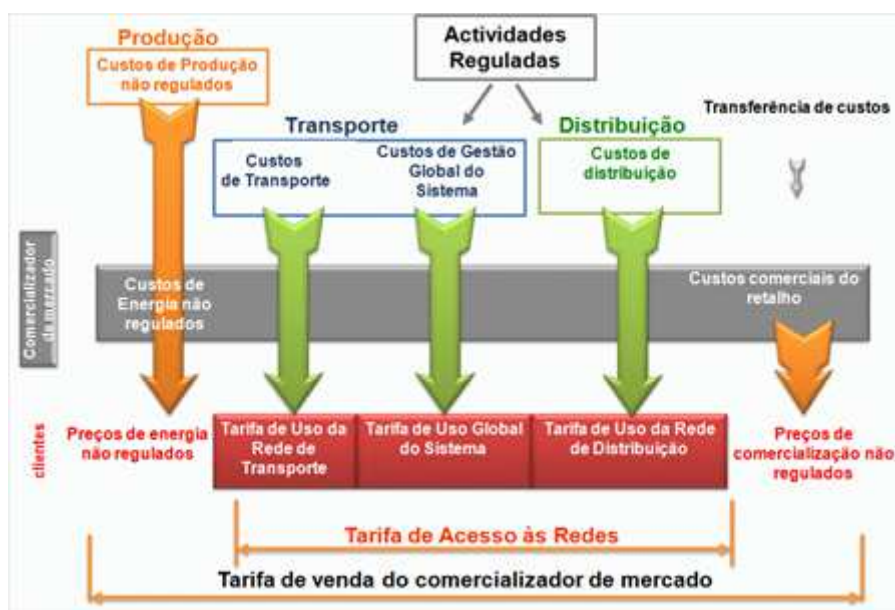


Figura 2.4 - Estrutura das tarifas no Mercado Livre [ERSE, 2013b].

A Figura 2.5 apresenta a estrutura das tarifas de eletricidade no Mercado Regulado.

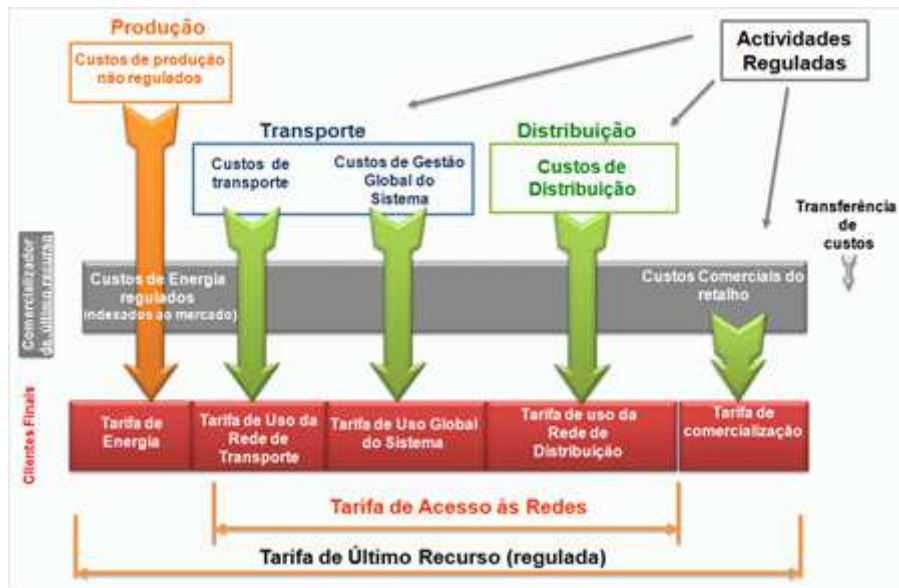


Figura 2.5 - Estrutura das tarifas transitórias no Mercado Regulado [ERSE, 2013b].

2.4.MIBEL

A legislação nacional seguiu a Diretiva de Eletricidade e definiu o enquadramento legal para setor elétrico Português. O Decreto-lei 172/2006, conforme alterações introduzidas, permitiu desenvolver mais o enquadramento legal da atividade, estabelecendo regras para as atividades no setor de eletricidade.

Na sequência da implementação da Lei Base de Eletricidade, os setores vinculado e não vinculado do SEN foram substituídos por um sistema de mercado único; as atividades de produção e comercialização de eletricidade e a gestão dos mercados de eletricidade organizados estão agora inteiramente abertas à concorrência, sujeitas à obtenção de licenças e aprovações necessárias. Contudo, as componentes de transporte e distribuição na indústria de eletricidade continuam a ser desenvolvidas através de concessões públicas atribuídas [MIBEL, 2013].

O MIBEL, resulta de um processo de cooperação desenvolvido pelos Governos de Portugal e de Espanha com o objetivo de promoverem a integração dos sistemas elétricos dos dois países. Os resultados que daí advieram constituíram um contributo significativo não só para a concretização do mercado de energia elétrica a nível ibérico, mas também, à escala europeia,

como um passo significativo para a construção do Mercado Interno de Energia [MIBEL, 2013a].

Neste percurso de construção contínua, com início em 1998, conseqüente e perseverante por parte dos Governos de ambos os países, sublinham-se, de entre vários, quatro momentos pelo impulso que conferiram para a criação do MIBEL e que são:

- (i) a celebração, em Novembro de 2001, do Protocolo de colaboração entre as Administrações espanhola e portuguesa para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade;
- (ii) a assinatura, em Outubro de 2004 em Santiago de Compostela, do Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha;
- (iii) a XXII.^a Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, realizada em Novembro de 2006;
- (iv) a assinatura em Braga do Acordo que revê o Acordo de Santiago, em Janeiro de 2008.

Finalmente, em 1 de Julho de 2007, o MIBEL arrancou em toda a sua dimensão, coroando o trabalho de harmonização de condições entre os dois sistemas elétricos ibéricos, na perspetiva de que do seu funcionamento adviriam benefícios para os consumidores de ambos os países, num quadro de garantia do acesso a todos os interessados em condições de igualdade, transparência e objetividade [MIBEL, 2013a].

A estrutura do mercado elétrico reflete a organização do próprio setor e das atividades que o compõem, designadamente a que decorre do processo de liberalização que é um traço comum na Europa.

No âmbito do processo de liberalização dos mercados, em que as atividades de redes se consideram monopólios naturais e são, por isso, objeto de regulação económica, a produção e a comercialização de eletricidade estão abertas à concorrência, com a justificação económica de introduzir maior eficiência na gestão e operação dos recursos afetos a estas atividades.

A atividade de produção de eletricidade em regime de mercado está associada a um mercado grossista, em que os agentes presentes na produção asseguram a colocação da mesma e os agentes que necessitam abastecer-se de eletricidade procuram adquiri-la, seja para satisfazer a carteira de fornecimentos a clientes finais, seja para consumo próprio. A atividade de comercialização está associada a um mercado retalhista, em que os agentes comercializadores concorrem para assegurar o fornecimento dos clientes finais [OMIP, 2013].

A estas atividades principais, o modelo de liberalização do sector elétrico veio acrescentar a existência de mercados organizados, que se constituem como plataformas de negociação tendencialmente independentes dos agentes tradicionais que atuam nas atividades de produção e de comercialização de eletricidade.

O acompanhamento do que é o funcionamento do mercado de eletricidade no atual contexto de liberalização, obriga a que se preste atenção aos mercados organizados, bem como à evolução de outros mercados cujas matérias aí transacionadas influem na formação do preço da eletricidade (por exemplo, carvão, petróleo, gás natural, emissões de dióxido de carbono, mercados financeiros, etc.).

Por outro lado, a contratação de eletricidade envolve múltiplas formas, desde a contratação para o dia seguinte (mercado diário), para prazos mais longos (mercado a prazo) ou de forma bilateral e/ou através de mecanismos legais ou regulamentares específicos [ERSE, 2013d].

A configuração geográfica de Portugal e Espanha e as características dos sistemas elétricos de ambos os países recomendam a constituição de um mercado conjunto, no qual os consumidores de ambos os países possam eleger livremente o seu comercializador.

De facto, a capacidade de interligação entre o espaço físico da Península Ibérica e o resto da Europa é ainda muito reduzida, pelo que o acesso efetivo a outros mercados resulta dificultado. Por outro lado, Portugal, isoladamente,

possui um sistema elétrico cuja dimensão e número de agentes não permitem a criação de um mercado eficiente [ERSE, 2013b].

Neste sentido, o modelo de funcionamento do MIBEL consiste na existência de um único mercado diário para o espaço físico da península ibérica, em que, quer do lado da procura, quer do lado da oferta de energia elétrica se agregariam as ofertas dos agentes no sentido de obter um preço de equilíbrio que corresponderia a uma solução teórica de eficiência na afetação dos recursos.

Contudo, a presunção de existência de um único preço para o contexto do espaço físico da Península Ibérica apenas resultaria possível na hipótese de não existirem restrições de capacidade ao nível da interligação entre Portugal e Espanha, facto que permitiria a plena integração dos dois mercados nacionais. A inexistência de restrições de capacidade de interligação, num e outro sentidos dos trânsitos de energia, permitiria para cada hora e nas condições existentes estabelecer a melhor ordem de mérito de colocação da produção de energia elétrica, ocorrendo os trânsitos na interligação necessários a esgotar todas as diferenças de preço marginal nos dois países, quer na produção (oferta), quer no consumo (procura) [ERSE, 2013].

Todavia, a circunstância de capacidade ilimitada de interligação não é uma realidade no contexto do MIBEL, como de resto na generalidade dos mercados elétricos transfronteiriços no âmbito da União Europeia, o que determina que possam existir restrições físicas ao encontro de ofertas que o mercado devolveu na confrontação das disponibilidades para pagar e receber de, respetivamente, consumidores e produtores. Na verdade, na situação em que a capacidade de interligação é limitada, o ótimo económico decorrente do encontro de ofertas de compra e de venda pode não ter exequibilidade física e/ou técnica, assim determinando a necessidade de se estabelecer não apenas um critério de afetação da escassez do recurso que a capacidade de interligação constitui, como uma forma de assegurar que o encontro entre a oferta e a procura de energia elétrica é o mais eficiente economicamente dadas as restrições de capacidade.

No contexto atual do MIBEL, o mecanismo de gestão da escassez das capacidades de interligação, passa pela aplicação de um regime de separação de mercados. Este mecanismo consiste em efetuar a afetação dos recursos com base nas ofertas dos agentes. Assim, havendo a impossibilidade de concretizar o resultado de um encontro das ofertas de compra e venda para a totalidade da área abrangida pelo mercado diário e, assim, determinar um único preço de encontro, serão estabelecidos preços diferenciados para cada uma das áreas determinadas pelas restrições físicas de capacidade [MIBEL, 2013].

O preço para cada uma das mencionadas áreas é determinado nos mesmos pressupostos em que se apura um único preço de mercado (encontro entre as curvas agregadas de procura e de oferta, que resultam, respetivamente, da hierarquia decrescente em preço das ofertas de compra e hierarquia crescente em preço das ofertas de compra), sendo a capacidade de interligação existente entre cada área automaticamente afetada de modo a minimizar as diferenças de preços que se produzem [MIBEL, 2013].

De notar que a existência de separação de mercados e de correspondentes preços distintos não significa que não existam trocas de energia entre as diferentes áreas de preço em causa. Na realidade, o valor de capacidade de interligação disponível é utilizado para assegurar a concretização da condição de minimização do diferencial de preços, originando a existência de fluxos de energia associados. Nestes fluxos, a oferta de energia é remunerada ao preço de encontro da área de preço mais baixo e a procura de energia é onerada com o preço de encontro da área de preço mais elevado, assim sendo originada uma renda de congestionamento, que pode, consoante os modelos adotados, ser utilizado ou em redução das tarifas de transporte de energia elétrica ou em incrementos de capacidade da interligação (cuja escassez originou a existência da renda). No caso do modelo em vigor no MIBEL, essas rendas deverão ser geridas pelos operadores de rede de transporte de Portugal e Espanha, prioritariamente no sentido de expandirem a capacidade comercialmente disponível para a interligação entre os dois países.

Para o caso específico do MIBEL, a insuficiência da capacidade de interligação e a sua gestão baseada num mecanismo de separação de mercados que conduza à existência de duas áreas de preço diferenciado, concorre para que, com os valores e localização da capacidade instalada de produção e de consumo os agentes possam adequar as suas estratégias de participação no mercado, no sentido de exercerem o poder de mercado que detêm e, conseqüentemente, influenciar, abusivamente, a ocorrência de congestionamentos e/ou a formação do preço de energia elétrica em cada zona de preços.

Enquanto a capacidade de interligação for insuficiente para a integração completa de ambos os sistemas, será especialmente necessária a adoção de medidas que reduzam eficazmente o risco de exercício do poder de mercado que permita determinar a separação dos mercados e a formação dos preços em cada zona de preços. Neste sentido, os grupos económicos verticalmente integrados e com quotas de mercado significativas quer na produção, quer na comercialização de energia elétrica, podem, de forma mais provável, construir estratégias de participação no mercado que produzam os mencionados efeitos sobre a ocorrência de separação de mercados e/ou formação dos preços.

Mercado diário

O mercado diário do MIBEL é a plataforma onde se transaciona eletricidade para entrega no dia seguinte ao da negociação. Este mercado forma preço para cada uma das 24 horas de cada dia e para cada um dos 365 ou 366 dias de cada ano. A plataforma de mercado diário em que se integra Portugal, gerida pelo OMEL, a hora de negociação é determinada pela hora legal espanhola [MIBEL, 2013].

Este mercado funciona através do cruzamento de ofertas – de compra e de venda – por parte dos diversos agentes registados para atuar naquele mercado, indicando cada oferta o dia e a hora a que se reporta, o preço e a quantidade de energia correspondentes.

O preço de mercado é encontrado através de um processo em que se ordenam de forma crescente em preço as ofertas de venda (curva de oferta) e de forma decrescente em preço as ofertas de compra (curva de procura) de eletricidade para uma mesma hora. O preço de mercado (graficamente corresponde ao cruzamento das curvas de oferta e de procura) é o menor dos preços que garante que a oferta satisfaz a procura, como se observa na Figura 2.6.

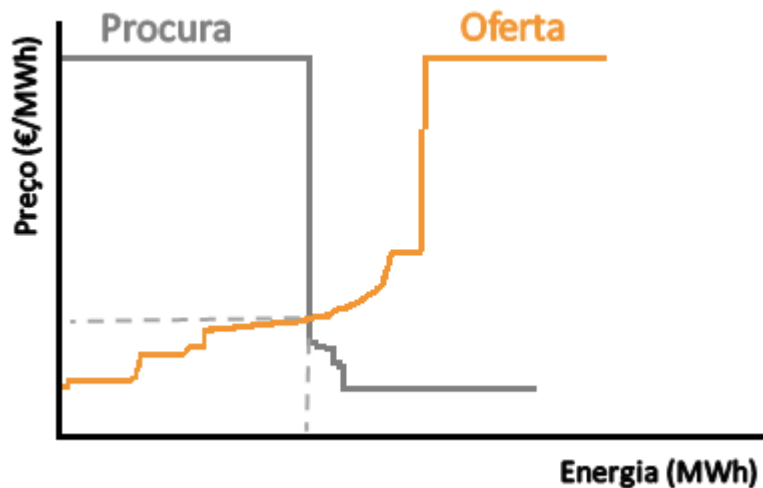


Figura 2.6 - Cruzamento das curvas de oferta e de procura.

O funcionamento do mercado diário em que participam os agentes portugueses implica que todos os compradores paguem um mesmo preço e todos os vendedores recebam esse mesmo preço, no que se designa como modelo de preço marginal único. As regras de funcionamento deste mercado organizado são próprias do operador de mercado [OMEL, 2013].

Adicionalmente, como o mercado diário compreende simultaneamente Portugal e Espanha, torna-se necessário prever a circunstância de as capacidades de interligação comercialmente disponíveis entre os dois países não comportarem os fluxos de transfronteiriços de energia que o cruzamento de ofertas em mercado determinaria. Sempre que tal ocorre, as regras atuais de mercado, determinam que se separem as duas áreas de mercado correspondentes a Portugal e Espanha e que se encontrem preços específicos para cada uma das áreas mencionadas. Este mecanismo é designado como *market splitting* ou separação de mercados e está esquematizado na Figura 2.7.

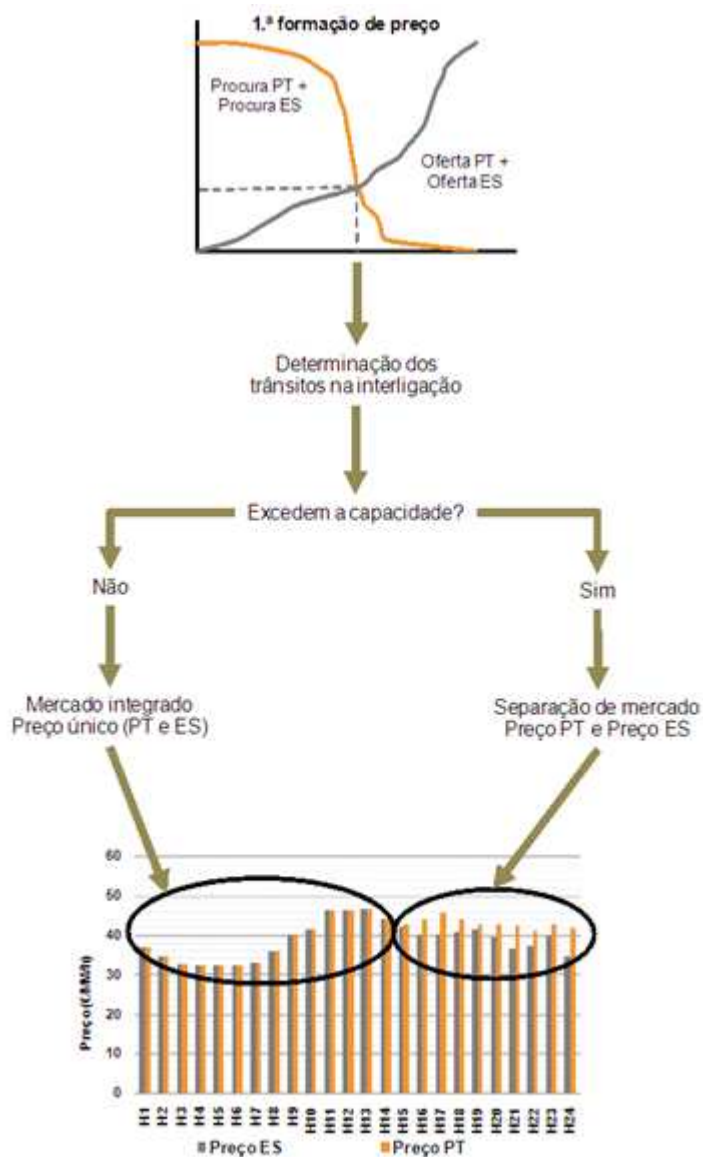


Figura 2.7 - Mecanismo de market splitting.

Sempre que os preços para cada uma das áreas de mercado não se equivalem diz-se que existe um spread de preços entre elas. A razão para que ocorra separação de mercados, e correspondentes spreads de preço, pode dever-se a uma multiplicidade de fatores, desde a organização estrutural da produção em cada uma das áreas, insuficiência das capacidades de interligação ou comportamento dos agentes. A atuação da supervisão pretende minimizar as situações de separação de mercados e, em particular, garantir que estas não se atribuam a comportamentos anticoncorrenciais dos agentes [OMEL, 2013].

A ERSE disponibiliza um relatório do mercado diário para todos os dias do último mês, com informação base do mercado, que é complementado por um relatório mensal para os meses anteriores.

O mercado intradiário do MIBEL é uma plataforma complementar ao mercado diário, onde se transaciona eletricidade para ajustar as quantidades transacionadas no mercado diário, compreendendo 6 sessões diárias de negociação. Cada uma das sessões de mercado intradiário forma preço para as horas objeto de negociação em cada sessão [ERSE, 2013].



Figura 2.8 - Sessões diárias de negociação.

A Figura 2.8 mostra o momento de cada uma das seis sessões do mercado intradiário, sendo o seu funcionamento o seguinte:

- A primeira sessão de intradiário forma preço para as 4 últimas horas do dia de negociação e para as 24 horas do dia seguinte ao da negociação.
- A segunda sessão de intradiário forma preço para as 24 horas do dia seguinte ao da negociação.
- A terceira sessão de intradiário forma preço para as 20 horas compreendidas entre a hora 5 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação.
- A quarta sessão de intradiário forma preço para as 17 horas compreendidas entre a hora 8 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação.

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

De forma análoga ao mercado diário, o mercado intradiário cobre todas as horas do dia (com a especificidade própria de cada sessão) e todos os dias de cada ano. Nos termos do funcionamento da atual plataforma de mercado diário em que se integra Portugal, gerida pelo OMEL, a hora de negociação é determinada pela hora legal espanhola [OMEL, 2013].

À semelhança do mercado diário, o funcionamento do mercado intradiário está assente na sujeição de ofertas, de compra e de venda, por parte dos diversos agentes registados para atuar no mercado diário, indicando cada oferta por sessão o dia e a hora a que se reporta, o preço e a quantidade de energia correspondentes.

Mercado a Prazo

O mercado a prazo de eletricidade é um mercado organizado que oferece instrumentos de gestão de risco sob a forma de derivados. No âmbito do MIBEL e dos acordos estabelecidos para este mercado, a entidade responsável pela gestão do mercado a prazo é o OMIP.

Os instrumentos transacionados no OMIP referem-se a contratos de compra e venda de energia para uma determinada maturidade no futuro (semana, mês, trimestre e ano), de acordo com regras específicas deste mercado. O tipo de instrumentos transacionados varia com as necessidades de gestão de risco e de troca de eletricidade pelos diferentes agentes.

Atualmente, o OMIP disponibiliza os seguintes instrumentos:

- Contratos Futuro – contrato padronizado (volume nominal e notação de preço) de compra ou venda de energia para um determinado horizonte

temporal, em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a colocar essa mesma eletricidade, a um preço determinado no momento da transação. Este contrato tem liquidações diárias (margens) entre o preço de transação e a cotação de mercado (a futuro) de cada dia. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à câmara de compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega [OMIP, 2013].

- Contratos *Forward* - contrato padronizado (volume nominal e notação de preço) de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que o comprador se compromete a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor se compromete a colocar essa mesma eletricidade, a um preço determinado no momento da transação. Este contrato não tem liquidações diárias das margens durante o período de negociação, sendo a margem liquidada integralmente nos dias de entrega física ou financeira. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à câmara de compensação a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega [OMIP 2013].
- Contratos *SWAP* – contrato padronizado, em que se troca uma posição em preço variável por uma posição de preço fixo, ou vice-versa, dependendo do sentido da troca. Este tipo de contratos destina-se a gerir ou tomar risco financeiro, não existindo, por isso, entrega do produto subjacente mas apenas a liquidação das margens correspondentes [OMIP, 2013].

Atualmente, no OMIP, os produtos mais transacionados são os contratos Futuro.

A padronização de um contrato derivado sobre eletricidade significa que a dimensão de cada contrato nominal, a unidade em que se expressa o preço e o valor mínimo de variação do preço, bem como as condições de entrega, são predefinidas. O nominal dos contratos Futuro listados pelo OMIP é de 1 MW, podendo existir dois tipos de produto:

- Produto Base “*Baseload*”, que oferece a mesma quantidade de energia para todas as horas de um determinado período [OMIP, 2013];
- Produto Pico “*Peakload*”, que oferece a mesma quantidade de energia para as 16 horas de pico (da H9 à H24) dos dias úteis constantes de um determinado período [OMIP, 2013].

Quanto ao referencial de preços para liquidação dos contratos, é possível optar por produtos com áreas de entrega distintas (Portugal ou Espanha), sendo o preço spot de cada país a referência de liquidação [OMIP, 2013]. Os produtos transacionados neste mercado poderão ainda ter 2 tipos de liquidação:

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

No OMIP, existe também a possibilidade de se efetuarem liquidações de operações em OTC (*Over-the-Counter*: mercado ao balcão) já firmadas entre as partes, sendo o mercado organizado a assumir o risco de crédito das contrapartes, com a gestão das necessárias garantias [OMIP, 2013].

A negociação no mercado a prazo pode processar-se a dois níveis distintos:

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

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

- Intermediários financeiros, que disponham de capacidade e competência de negociação, bem como de recursos suficientes para exercerem as funções a que estão sujeitos;

-
- Produtores em regime ordinário;
 - Comercializadores;
 - Outros agentes do sector elétrico.

2.5.Composição do preço de eletricidade

De acordo com o disposto no n.º 1 do artigo 222.º do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), os comercializadores devem informar anualmente os seus clientes sobre a composição das tarifas e preços de eletricidade aplicáveis, incluindo os custos de interesse económico geral (CIEG). A ERSE estabelece um referencial mínimo e uniforme para todos os comercializadores, relativamente à informação que poderá ser disponibilizada aos clientes de eletricidade para dar cumprimento ao disposto no RRC [EDP, 2013].

Os preços de eletricidade pagos pelos consumidores têm as seguintes componentes: Energia (incluindo os custos de comercialização), Redes (onde são também considerados os custos de gestão global do sistema) e Custos de Interesse Económico Geral.

Os Custos de Interesse Económico Geral acarretam as seguintes frações:

- Sobrecusto da Produção em Regime Ordinário (centrais térmicas e hídricas): sobrecusto dos contratos de aquisição de energia, custos para a manutenção do equilíbrio contratual e garantia de potência [ERSE, 2013].
- Sobrecusto da Produção em Regime Especial (essencialmente energias não renováveis) designadamente sobrecusto da produção em regime especial do tipo cogeração [ERSE, 2013].
- Sobrecusto da Produção em Regime Especial (essencialmente energias renováveis): sobrecusto da produção em regime especial, alocado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, do tipo: eólica, fotovoltaica, mini-hídrica, biogás, biomassa, resíduos urbanos e energia das ondas [ERSE, 2013].
- Os Outros Custos incluem designadamente as rendas de défices de tarifas, os ajustamentos da atividade de aquisição de energia do

comercializador de último recurso referentes a anos anteriores e os custos associados aos terrenos das centrais hídricas [ERSE, 2013].

A componente de Energia resulta dos preços formados no mercado de eletricidade. As Redes são sujeitas à regulação da ERSE e os CIEG são determinados no âmbito da legislação em vigor. As tarifas de Acesso às Redes são essencialmente constituídas pelas Redes e pelos CIEG [ERSE, 2013e].

A desagregação dos preços pelas três componentes depende do tipo de cliente. Os preços pagos pelos consumidores em BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA apresentam a seguinte desagregação, evidenciando-se a composição dos CIEG:

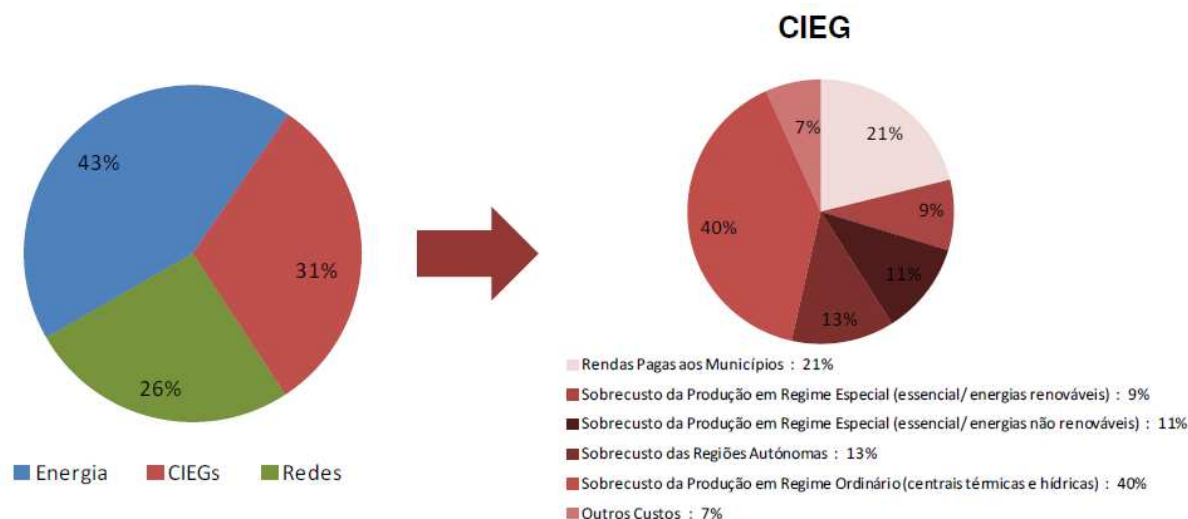


Figura 2.9 - Composição do preço de eletricidade para o cliente BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, degradação CIEG.

Os CIEG representam 31% dos preços pagos pelos consumidores em BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA. A componente de Energia inclui os custos de comercialização, assim como a componente de Redes inclui os custos da gestão global do sistema.

As Redes representam 26% dos preços pagos pelos consumidores em BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA.

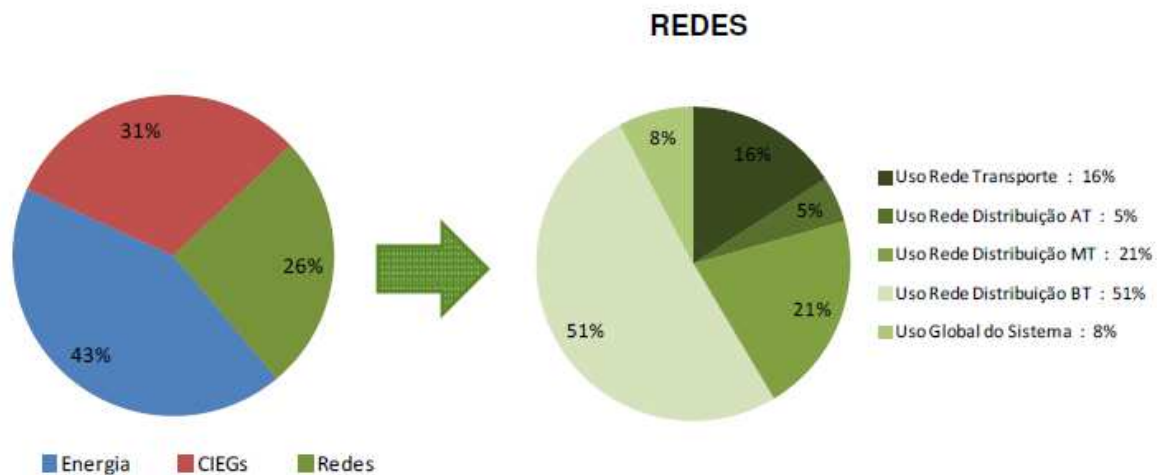


Figura 2.10 - Composição do preço de eletricidade para o cliente BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, depreciação Redes.

Os consumidores em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA apresentam a seguinte desagregação dos preços:

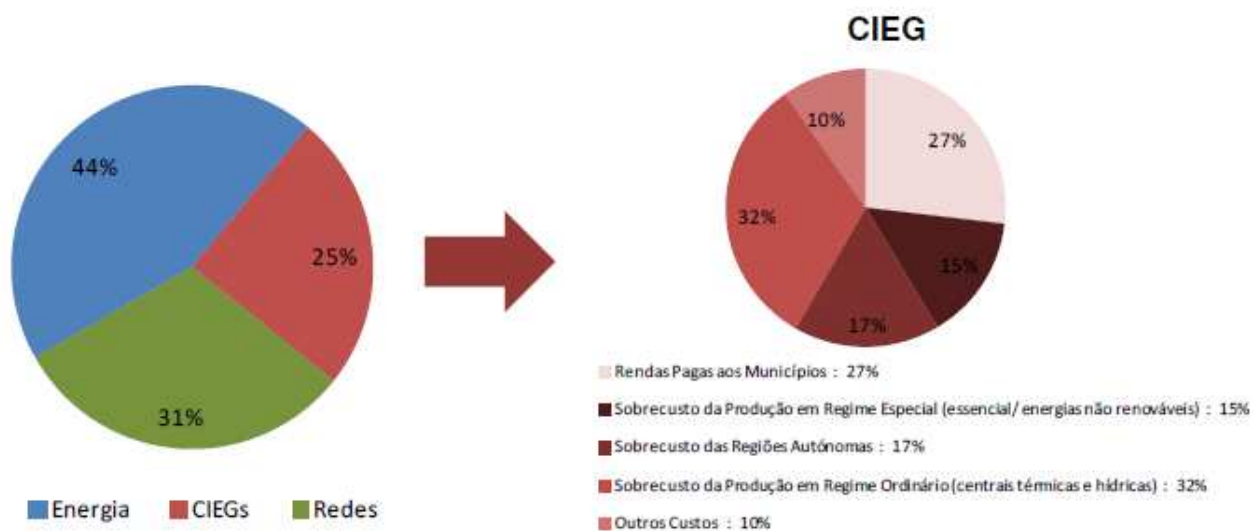


Figura 2.11 - Composição do preço de eletricidade para o cliente BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA, depreciação CIEG.

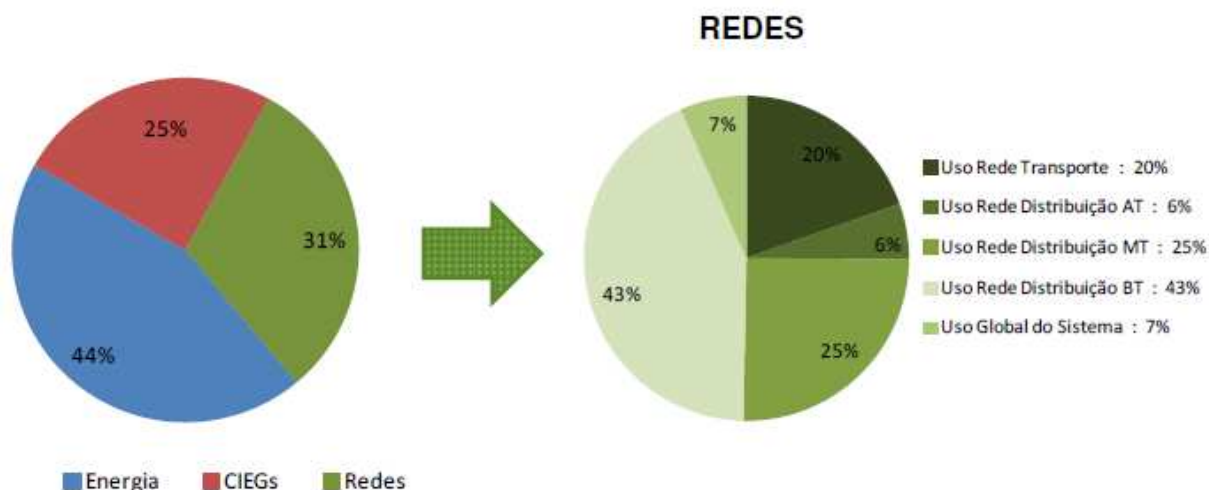


Figura 2.12 - Composição do preço de eletricidade para o cliente BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA, degradação Redes.

Os CIEG representam 25% dos preços pagos pelos consumidores em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA. As Redes representam 31% dos preços pagos pelos consumidores em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA.

Para um cliente BTE, a componente Energia representa metade da sua fatura de eletricidade.



Figura 2.13 - Composição do preço de eletricidade para o cliente industrial BTE, degradação CIEG.

Os CIEG têm um peso de 22%. Destes custos destacam-se as rendas pagas aos Municípios e o sobrecusto com a produção em regime ordinário. As Redes representam 28% dos preços pagos pelos consumidores em BTE.

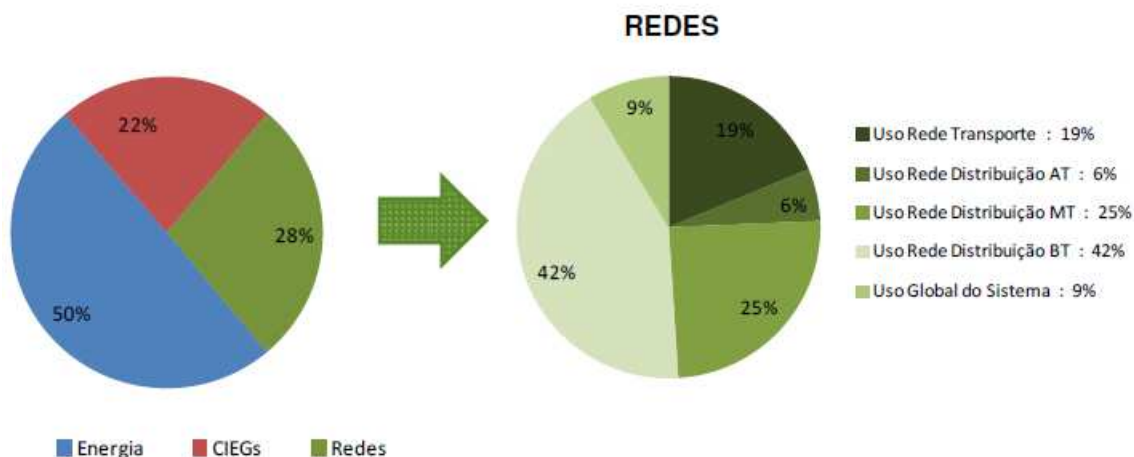


Figura 2.14 - Composição do preço de eletricidade para o cliente industrial BTE, degradação Redes.

Para um cliente MT a componente Energia representa mais de metade da sua fatura de eletricidade. Os CIEG têm um peso de 17%. Destes custos destacam-se o sobrecusto com a produção em regime ordinário, onde é incluído o sobrecusto dos contratos de aquisição de energia, os custos para a manutenção do equilíbrio contratual e a garantia de potência, e o sobrecusto com a produção em regime especial (essencialmente energias não renováveis). As Redes representam 23% dos preços pagos pelos consumidores em MT.

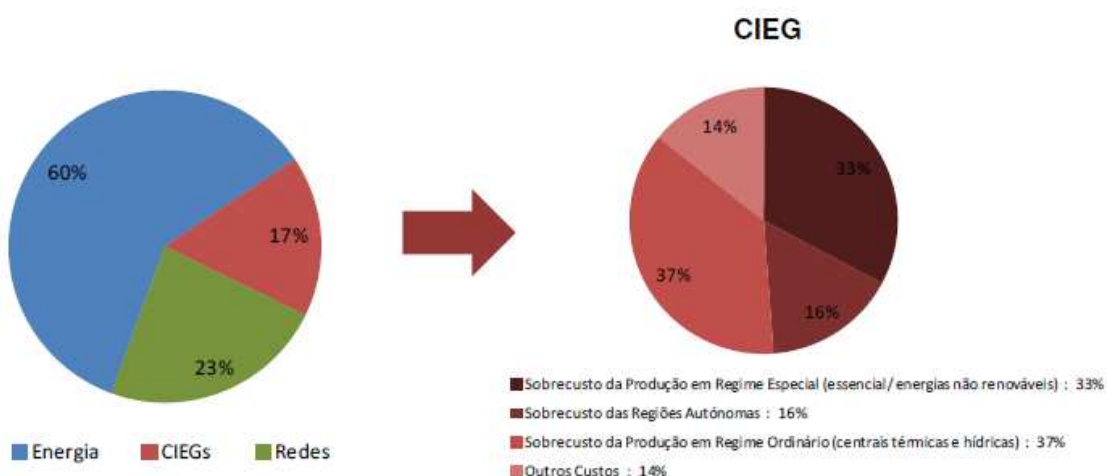


Figura 2.15 - Composição do preço de eletricidade para o cliente industrial MT, degradação CIEG.

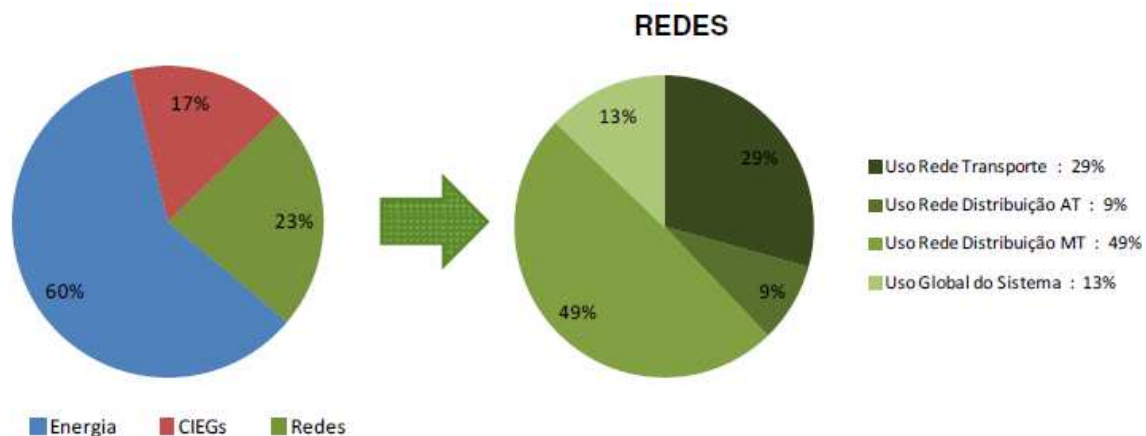


Figura 2.16 - Composição do preço de eletricidade para o cliente industrial MT, depreciação Redes.

Para um cliente AT a componente Energia representa mais de metade da sua fatura de eletricidade. Os CIEG têm um peso de 17%. As Redes representam 15% dos preços pagos pelos consumidores em AT.

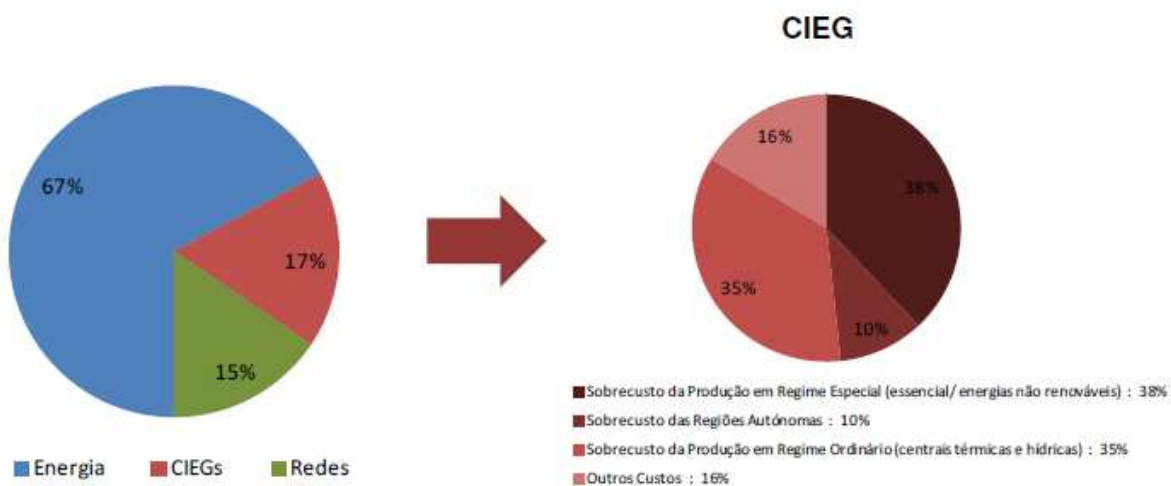


Figura 2.17 - Composição do preço de eletricidade para o cliente industrial AT, depreciação CIEG.

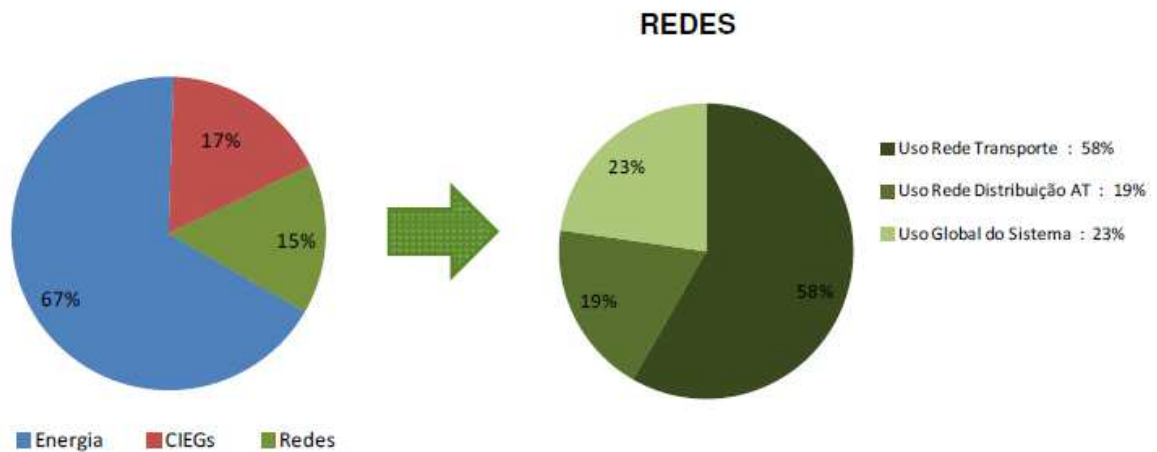


Figura 2.18 - Composição do preço de eletricidade para o cliente industrial AT, depreciação Redes.

Para um cliente MAT a componente Energia representa quase $\frac{3}{4}$ da sua fatura de eletricidade. Os CIEG têm um peso de 19%. As Redes representam apenas 8% dos preços pagos pelos consumidores em AT.

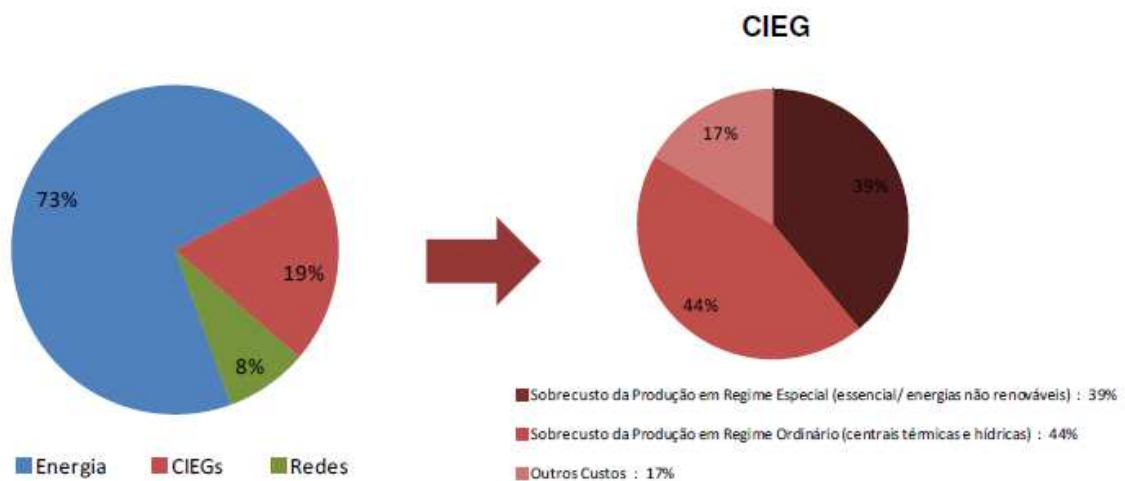


Figura 2.19 - Composição do preço de eletricidade para o cliente industrial MAT, depreciação CIEG.

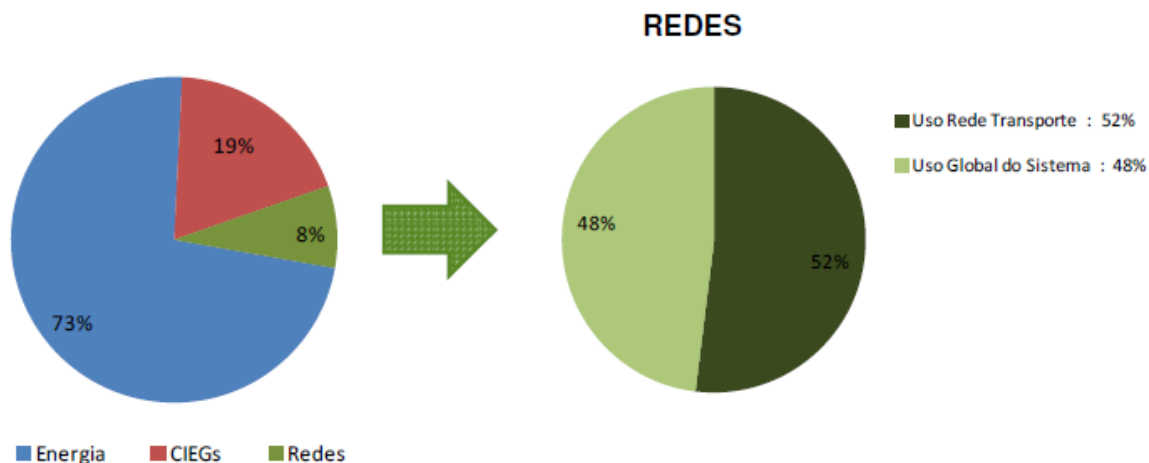


Figura 2.20 - Composição do preço de eletricidade para o cliente industrial MAT, degradação Redes.

2.6.Composição da produção de eletricidade

Tradicionalmente, a produção de energia elétrica em Portugal continental era de origem predominantemente térmica.

Mais recentemente, tem vindo a aumentar a produção de energia a partir de fontes de energia renovável, nomeadamente, aproveitamentos eólicos, aproveitamentos solares fotovoltaicos, centrais mini-hídricas, bem como centrais térmicas a partir da combustão de biomassa e biogás [REN, 2013].

De todas as fontes renováveis, os aproveitamentos eólicos e os mini-hídricos são os que representam a maior fatia na produção de eletricidade. Tem igualmente aumentado o valor da energia elétrica produzida por cogeração.

Atualmente, no sentido de diminuir os impactos ambientais do setor elétrico, existem incentivos à produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis.

De igual modo, as centrais ditas convencionais devem igualmente cumprir os limites estabelecidos ao nível ambiental, quer na fase de construção, quer na fase de exploração [REN, 2013].

Se por um lado as centrais térmicas cumprem programas rigorosos em termos de controlo de emissões, às centrais hídricas são impostos requisitos mínimos

a nível de caudais ecológicos e das variações de caudal a jusante dos aproveitamentos, designadamente das albufeiras.

A energia produzida nas centrais é entregue à rede de transporte, que a canaliza para as redes de distribuição que a veiculam até às instalações dos consumidores. Uma parte da energia produzida, nomeadamente a proveniente de energias renováveis, é injetada diretamente nas redes de distribuição de média e alta tensão em função da tecnologia de produção associada [REN, 2013].

O preço da energia final de mercado resulta do encontro entre a oferta e a procura dos produtores e comercializadores, as duas atividades da cadeia que foram liberalizadas.

À parte das PREs, as restantes formas de produção entram na rede através da ordem de mérito, que é a ordenação crescente das diferentes tecnologias por custo marginal de produção. A tecnologia mais cara que consegue casar a sua oferta de venda em mercado para cada hora é a que marca o preço de mercado, isto é, é o que define o preço horário a que as outras tecnologias com custo marginal de produção mais baixo vão vender a energia [REN, 2013].

A Figura 2.21 representa a ordem pela qual a energia elétrica produzida, pelas várias tecnologias, entra na rede, começando pela PRE.



Figura 2.21 - Ordem de Mérito para Energia Elétrica produzida [Galp, 2013a].

O carvão e o ciclo combinado têm alternado de posição na curva de mérito devido não só à volatilidade nos mercados internacionais do preço das matérias-primas, que se reflete nos custos marginais, como também aos custos com as licenças de CO2. Para além das PREs, existem outras distorções à entrada em rede por ordem de mérito pura, nomeadamente:

- As restrições técnicas de cada tipo de central. As centrais não podem ser ligadas ou desligadas numa base horária e estão limitadas a um determinado número de arranques por semana/mês ou ano. Uma tecnologia pode estar a injetar energia na rede cujo custo marginal é superior a outra que esteja parada mas não é possível desligar a primeira e ligar a segunda [REN, 2013].
- O custo marginal de produção de energia em barragens é muito baixo. Uma albufeira constitui a única forma viável de armazenar energia elétrica em larga escala. Por isso, tem um valor adicional nos períodos em que há picos de consumo e é preciso injetar rapidamente eletricidade na rede [REN, 2013]. Uma vez que as restrições técnicas de um aproveitamento hidroelétrico não são tão apertadas quanto as de outras tecnologias, a flexibilidade para entrar e sair da rede é elevada.

Isto aplica-se a aproveitamentos hidroelétricos com capacidade de regularização, isto é, aproveitamentos que possuam albufeiras capazes de armazenar água suficiente que permita turbinar nas horas em que a eletricidade será mais cara.

Uma barragem que não possua capacidade de regularização tem de turbinar a afluência à medida que ela chega, uma vez que tem um baixo controlo nas horas em turbinar. Estes aproveitamentos têm uma exploração a fio-de-água. Por isso, entram em operação antes das outras tecnologias, que são mais caras mas cuja entrada em operação é controlável [Galp, 2013].

Uma barragem tem várias vantagens:

- Capacidade de armazenamento de energia, o que permite a satisfação da procura nos picos de consumo, aproveitando a capacidade de regularização;
- Flexibilidade de entrada e de saída de operação;
- Baixo custo marginal de produção;
- Possibilidade de articulação com a tecnologia eólica no caso dos aproveitamentos hidroelétricos com reversibilidade (turbinagem e bombagem).

A produção eólica, por seu lado, que ocorre durante a noite é aproveitada. Uma vez que não é possível armazenar a eletricidade, é injetada na rede num período em que o consumo é menor. O valor desta energia é inferior.

Uma barragem com reversibilidade, ou capacidade de bombagem, permite turbinar água e bombear a água que foi turbinada para a albufeira. Para bombear a água, recorre-se à energia eólica [REN, 2013].

Deste modo, aumenta a importância dos aproveitamentos hidroelétricos: satisfazem o consumo de energia das turbinas eólicas, evitando o desperdício energético do vento, e consomem a energia no período em que a energia é mais barata através da bombagem para poderem turbinar a água nos picos de consumo em que é mais cara. Um aproveitamento hidroelétrico não funciona apenas nos períodos de pico. O aproveitamento hidroelétrico pode ser utilizado quando outros tipos de tecnologias não estão indisponíveis.

Parte da energia elétrica produzida em Espanha provém de centrais nucleares, que têm um baixo custo marginal de produção. Considerando que a entrada das tecnologias em operação é ordenada por custo marginal, a energia nuclear entra na base. A energia nuclear, que tem uma capacidade de interligação limitada, explica a diferença de preço por MWh entre Portugal e Espanha [REN, 2013].

O *market split* ocorre geralmente em desfavor do consumidor português, uma vez que o preço por MWh que resulta do encontro entre a oferta e a procura em Espanha no mercado diário é inferior ao preço final em Portugal. Forma-se um prémio Portugal - Espanha, ou seja, a diferença entre o preço horário em Espanha e em Portugal, que tem sido superior em Portugal [Galp, 2013a].

O fato de o prémio ser superior nas horas de vazio quando o peso da produção através das centrais nucleares é maior mostra que a energia nuclear é um dos responsáveis pela existência de um prémio Portugal - Espanha.

No final de 2012, a potência instalada nas centrais de PRO era de 11.935 MW, menos 452 MW que em 2011. Nas centrais de PRE a potência instalada no final de 2012 era de 6.611 MW, sendo que em 2011 era de 6.507 MW.

Verificou-se um aumento na potência instalada das centrais de PRE de 104 MW [REN, 2013].

Tabela 2.1 - Potência Instalada no SEN.

Potência Instalada no Final do Ano	2012 (MW)	2011 (MW)
Potência PRO	11.935	12.387
Centrais Hidroelétricas	5.239	4.980
Centrais Térmicas	6.697	7.407
Carvão	1.756	1.756
Fuel / Gás Natural	946	1.657
Gasóleo	165	165
Gás Natural	3.829	3.829
Potência PRE	6.611	6.507
Hidráulica	417	412
Térmica	1.779	1.860
Eólica	4.194	4.080
Solar	220	155

A Tabela 2.1 apresenta a informação caracterizadora da potência instalada nas centrais produtoras de energia elétrica por tipo de central produtora, onde é possível visualizar os valores descritos anteriormente.

Relativamente ao consumo de energia elétrica, em 2012 consumiu-se menos 1.439 GWh que em 2011, sendo que em 2012 o consumo foi de 49.060 GWh e em 2011 de 50.499 GWh [REN, 2013].

A Tabela 2.2 mostra a desagregação do 49,1 TWh de consumo total verificado em 2012, pelas diferentes naturezas de produção.

Tabela 2.2 - Dados gerais de produção e de consumo no SEN.

Consumo referido à produção líquida	2012 (GWh)	2011 (GWh)
Produção em Regime Ordinário	23.601	30.243
Hidráulica	5.824	10.808
Térmica	17.777	19.435
Carvão	12.136	9.128
Fuel / Gasóleo	0	-9
Gás Natural	5.641	10.316
Produção em Regime Especial	18.952	18.181
Hidráulica	623	1.019
Térmica	7.960	7.898
Eólica	10.012	9.003
Solar	357	262
Saldo Importador	7.895	2.813
Importação	8.297	4.446
Exportação	403	1.635
Bombagem Hidroelétrica	1.388	737
Consumo Total	49.060	50.499

2.7.Síntese

Todas as progressivas transformações deram origem a passos progressivos para a liberalização do mercado com o culminar, em 2006, da entrada em funcionamento da *pool* comum com o MIBEL.

O SEN integra as atividades de produção, transporte, distribuição, comercialização, operação de mercados e operação logística de mudança de comercializador de eletricidade. A produção de eletricidade divide-se em:

- Produção em regime ordinário, não estando sujeita a regimes especiais. É seu requisito a obtenção de licenças para utilização, podendo vender a eletricidade produzida através da celebração de contratos bilaterais com clientes finais e com comercializadores de eletricidade, assim como na participação nos mercados organizados;
- Produção em regime especial é caracterizada por gozar do direito de vender a eletricidade que produz aos comercializadores de eletricidade. Esta é vendida segundo uma tarifa especial de acordo com legislação específica.

A responsabilidade da gestão técnica global do sistema (operador de sistema) é feita pela concessionária da rede de transporte, a REN. Por outro lado, as atividades de transporte, distribuição, comercialização de eletricidade e de gestão de mercados organizados estão sujeitas a regulação por parte da ERSE. A atividade de comercialização de eletricidade é livre, ficando sujeita apenas a atribuição de licença. Os comercializadores podem livremente vender e comprar eletricidade, assim como os consumidores podem escolher no mercado livremente o seu comercializador.

A contratação de energia poderá processar-se de diferentes maneiras: através de contratos bilaterais e mercados geridos pelo operador de mercado ibérico. Estes são o mercado diário (*pool*) e mercados físicos a prazo.

A previsão do preço da energia elétrica no mercado diário é uma questão muito importante para todos os seus participantes.

A previsão do preço da energia elétrica, trata-se de um assunto com elevada importância para os produtores de energia elétrica, para que estes possam ajustar as suas estratégias de licitação e melhor gerir as suas carteiras de produção. Ao longo dos anos tem-se verificado diversos estudos e diversas metodologias sobre previsão de preço.

CAPÍTULO 3

3. Técnica de previsão de preço

Em termos económicos, a energia elétrica é um produto passível de compra e venda, ou seja, de comercialização. Associado a esta comercialização está um preço, ou seja, o preço da energia elétrica.

A previsão do preço da energia elétrica é uma questão muito importante para todos os participantes do mercado de energia elétrica, especialmente para os produtores de energia elétrica para que estes possam ajustar as suas estratégias de licitação e melhor gerir as suas carteiras de produção.

Como se trata de um assunto de grande importância, a previsão do preço da energia elétrica tem sido alvo de diversos estudos e diversas metodologias têm sido propostas. Neste sentido, para a realização do modelo de previsão de preço da energia elétrica neste trabalho serão utilizados os modelos ARIMA, conforme será apresentado mais à frente no ponto 3.1.

Apesar de se usarem estes fundamentos matemáticos, não é objetivo deste trabalho realizar uma explicação profunda e detalhada acerca dos mesmos. Pretende-se sim, apresentar um conjunto de bases, que permitam perceber no que consistem estas técnicas de análise e para que são usadas. Para uma compreensão mais detalhada podem ser consultadas, entre muitas outras, as seguintes referências bibliográficas: [Box, George, 1994]; [Jenkins, Gwilym M., 1994]; [Reinsel, Gregory C., 1994]; [Brockwell, P. J., 2009]; [Davis, R. A., 2009].

Os modelos Autorregressivos Integrados de Médias Móveis, *Autoregressive / Integrated / Moving Average* (ARIMA), geram previsões através da informação contida na própria série temporal. George Box e Gwilym Jenkins tornaram populares os modelos ARIMA no início dos anos 70, sendo os seus nomes usados, frequentemente, como sinónimos dos modelos ARIMA gerais, aplicados à análise de séries temporais e previsões. Os fundamentos teóricos são bastante sofisticados, mas é possível um entendimento claro da essência

da metodologia ARIMA por parte de pessoas que não dominem técnicas estatísticas [Makridakis *et al.*, 1998].

A metodologia *Box-Jenkins*, em homenagem a *George Box* e *Gwilym Jenkins*, utiliza uma estratégia de construção de modelo de forma iterativa que consiste na seleção de um modelo inicial, cálculo dos coeficientes do modelo e por fim análise dos resíduos. Caso seja necessário, o modelo inicial é modificado e o processo é repetido até que a análise dos resíduos mostre que não se justifica nova alteração. Neste ponto, o modelo obtido, pode ser usado para previsões [Hanke *et al.*, 2008].

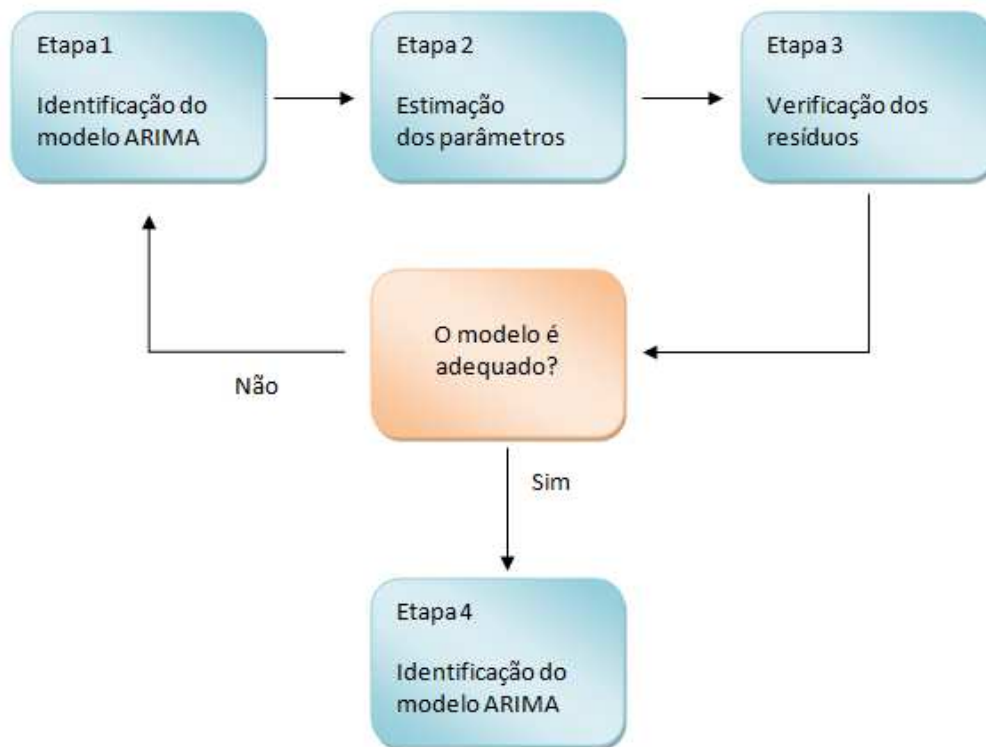


Figura 3.1 - Processo iterativo de ARIMA para construção de modelos.

Assim que se encontre um modelo adequado, podem ser feitas previsões para um ou mais períodos no futuro. Intervalos de previsão baseados nas previsões podem igualmente ser construídos. Em geral, para um dado grau de confiança, quanto mais longo for o lead time, maior será o intervalo de previsão. Este facto é sensível, uma vez que a incerteza associada à previsão para um instante distante é maior que a da previsão para o instante seguinte. À medida que se vão obtendo mais dados, o mesmo modelo Autoregressivo Integrado de Média

Móvel (ARIMA) pode ser usado para gerar revisões de previsões de outras séries temporais. Se o padrão das séries parecer alterar-se com o passar do tempo, os novos dados podem ser usados para estimar novamente os parâmetros do modelo ou, se necessário, para desenvolver um modelo inteiramente de raiz [Hanke *et al.*, 2008].

Ao longo da aplicação do modelo é vital ir verificando os erros das previsões. Se os valores do erro forem consistentemente superiores, à medida que se avança no período de previsão, pode ser tempo de reavaliar o modelo. Nesta altura, pode ser necessária mais uma iteração da estratégia de construção do modelo. Este princípio é também aplicado caso, o erros dos períodos mais recentes de previsão, tenderem a ser consistentemente positivos [Hanke *et al.*, 2008].

As previsões são, segundo alguns especialistas, um dos inputs mais importantes que os gestores desenvolvem para ajudar no processo de decisão. Virtualmente cada decisão importante ao nível das operações depende, em determinado grau, de uma previsão tais como, a relação entre a acumulação de inventários e a previsão da procura esperada, um departamento de recursos humanos que tem de determinar requisitos para contratação e despedimento de pessoal, entre outros. O quadro executivo das empresas, está ciente da importância da previsão, prova disso é a grande quantidade de tempo que se gasta a estudar tendências na economia e assuntos políticos e a forma como estes eventos podem afetar a procura de produtos e/ou serviços. Um dos aspetos interessantes é a importância que os gestores atribuem a métodos de previsão quantitativos versus previsões baseadas estritamente no seu julgamento. Este aspeto é especialmente sensível quando se trata de aspetos que têm um impacto significativo na procura. Um dos problemas com os métodos de previsão quantitativos é a sua dependência em dados históricos [Hanke *et al.*, 2008].

Um tipo de problema que os gestores enfrentam frequentemente é a necessidade de preparar previsões de curto-prazo para uma variedade de itens. Um exemplo típico disto mesmo é a programação da produção com base na previsão da procura de várias centenas de produtos diferentes que passam

pela linha de produção. Nestas situações, os métodos usados mais frequentemente são os de alisamento. As maiores vantagens dos métodos de alisamento exponencial são o baixo custo e a simplicidade de processos que, embora possam não ser tão precisos como a modelação ARIMA, são frequentemente a única escolha possível quando se lida com sistemas com milhares de itens. A metodologia *Box-Jenkins* tem sido usada sobretudo na [Hanke *et al.*, 2008]:

- Estimativa de alterações de preços na indústria do telefone nos Estados Unidos
- Investigação de relações entre a concentração de amónia, a corrente e a temperatura em rios
- Previsão do volume de stock anual
- Previsão do número de poços de petróleo ativos
- Previsão de diferentes categorias de garantia de qualidade de produtos
- Análise do efeito das promoções na vendas de produtos aos consumidores
- Análise da competição entre rotas de comboios e aéreas

3.1. Modelo ARIMA

Os modelos de previsão ARIMA são baseados em conceitos e princípios estatísticos e são capazes de modelarem um amplo espectro do comportamento de séries temporais. O objetivo fundamental deste método autorregressivo para previsão de series temporais é encontrar uma fórmula apropriada para que os erros/resíduos sejam tão pequenos quanto possível e não apresentem padrões. O processo de construção do modelo envolve quatro passos. Repetindo sempre que for necessário, até acabar com uma fórmula específica que replique os padrões da série o mais próximo possível e produza também previsões com precisão aceitável [Greene, 2008].

A metodologia tem uma grande classe de modelos à escolha e uma abordagem sistemática para identificar a correta forma de modelar. Existem testes estatísticos para verificar a validade do modelo e medidas estatísticas de

incerteza das previsões. Em contraste, os modelos de previsão tradicionais oferecem um número limitado de modelos em relação ao comportamento complexo de muitas séries temporais, com pouca coisa na forma de orientações e testes estatísticos, para verificar a validade do modelo selecionado.

Modelo Básico

Existem três modelos básicos, AR (autorregressivo), MA (*moving average*) e um combinado ARMA em adição ao RD (diferenciação regular), os quais se combinam para fornecer as ferramentas disponíveis. Quando a diferenciação regular (RD) for aplicada junto com ao AR e MA, eles são referidos como ARIMA, com o I indicando “integrado” e referindo-se ao procedimento de diferenciação [Mills, 1990].

Os modelos ARIMA são também univariados, isto é, eles são baseados numa única variável de série temporal.

Os processos ARIMA parecem, à primeira vista, envolver apenas uma variável e a sua própria história. Sabe-se que qualquer variável económica é dependente de muitas outras variáveis. O uso de previsões com modelos univariados é importante por várias razões:

- Em alguns casos temos uma escolha de modelagem, digamos, a saída de um grande número de processos ou de saídas agregadas, deixando o modelo univariado como a única abordagem possível por causa da magnitude completa do problema [Percival, 1993].
- Deve ser difícil encontrar variáveis que estejam relacionadas à variável que está sendo projetada, deixando o modelo univariado como o único meio de previsão [Percival, 1993].
- Onde os métodos multivariados estiverem disponíveis, o método univariado fornece um parâmetro contra o qual os métodos mais sofisticados podem ser avaliados [Percival, 1993].
- A presença de grandes resíduos num modelo univariado deve corresponder aos eventos anormais [Percival, 1993].

-
- O estudo dos modelos univariados pode dar informação útil sobre ciclos de tendências de longo prazo, efeitos sazonais, etc., nos dados [Percival, 1993].
 - Uma forma de análise univariada deve ser um pré-requisito necessário à análise multivariada se regressões incertas e problemas relacionados tiverem ser evitados [Percival, 1993].

Embora os modelos univariados funcionem bem no curto prazo, provavelmente os métodos multivariados fazem uma apresentação de melhor qualidade ao levar mais termos, se as variáveis relacionadas à variável que está sendo projetada flutuarem de várias maneiras, e de formas diferentes aos seus comportamentos no passado.

O Modelo Matemático

Os modelos ARMA podem ser descritos por uma série de equações. As equações são de certa forma mais simples se as series temporais primeiro forem reduzidas à média zero, subtraindo delas a média amostral [Mills, 1990].

Portanto, iremos trabalhar com a série ajustada à média,

$$y_{ajustado}(t) = y(t) - \bar{Y} \quad (3.1)$$

Onde $y(t)$ é a série temporal original, \bar{Y} é sua media amostral, e $y_{ajustado}(t)$ é a série ajustada à média. Um subconjunto dos modelos ARMA são aqueles chamados de autorregressivos, ou modelos AR. Um modelo AR expressa uma série temporal como uma função linear dos seus valores passados. A ordem do modelo AR diz quantos valores atrasados (lags) no passado são incluídos [Mills, 1990]. O modelo AR mais simples é o autorregressivo de primeira ordem, ou modelo AR(1),

$$y(t) = a(1) * y(t - 1) + e(t) \quad (3.2)$$

Onde $y(t)$ é a série ajustada à média no período t , $y(t - 1)$ é o valor do período anterior na série, $a(t)$ é o coeficiente autorregressivo de *lag-1*, e $e(t)$ é o ruído. O ruído também é conhecido por outros nomes: erro ou resíduo. Os resíduos $e(t)$ são assumidos serem aleatórios no tempo e normalmente

distribuídos. Podemos ver que o modelo AR(1) tem a forma de um modelo de regressão em que $y(t)$ é regredido ao seu valor anterior. Desta forma, $a(t)$ é análogo ao coeficiente de regressão, e $e(t)$ ao resíduo de regressão. O nome autorregressivo se refere à regressão em si mesmo (auto).

Os modelos regressivos de ordem superior incluem mais termos de defasagens em $y(t)$ como indicadores.

Por exemplo, o modelo autorregressivo de segunda ordem, AR(2), é dado por

$$y(t) = a(1) * y(t - 1) + a(2) * y(t - 2) \quad (3.3)$$

Onde $a(1)$, $a(2)$, são os coeficientes autorregressivos sobre as defasagens 1 e 2. O modelo autorregressivo de ordem p -ésima, AR(p) inclui os termos de defasagens dos períodos $t - 1$ até $t - p$.

O modelo média móvel (*moving average*) (MA) é uma forma do modelo ARMA em que a série temporal é tomada como uma média móvel (pesos desiguais) de uma série de resíduos $e(t)$. A média móvel de primeira ordem, ou modelo MA(1), é dada por

$$y(t) = e(t) + c(1) * e(t - 1) \quad (3.4)$$

Onde $e(t)$, $e(t - 1)$, são os resíduos no período t e $t - 1$, e $c(1)$ é o coeficiente de média móvel de primeira ordem. Como com os modelos AR, os modelos MA de ordem superiores incluem termos de defasagens mais altos. Por exemplo, o modelo de media móvel de segunda ordem, MA(2), é

$$y(t) = e(t) + c(1) * e(t - 1) + c(2) * e(t - 2) \quad (3.5)$$

A letra q é usada para a ordem do modelo de média móvel. O modelo de média móvel de segunda ordem é MA(q), com $q = 2$.

O modelo autorregressivo inclui termos de defasagens na sua própria série, e que o modelo de média móvel inclui termos de defasagens nos ruídos ou resíduos.

Por incluir ambos os tipos de termos de defasagens, chega-se ao que é chamado de média móvel autorregressiva, ou modelos ARMA.

A ordem do modelo ARMA está incluída nos parênteses como: ARMA(p,q), onde p é a ordem autorregressiva e q a ordem de média móvel. O mais simples, que irá ser utilizado para a previsão do preço da energia elétrica, e mais frequentemente usado modelo ARMA é o modelo ARMA(1,1):

$$y(t) = d + a(1) * y(t - 1) + e(t) - c(1) * e(t - 1) \quad (3.6)$$

O processo de média móvel autorregressivo geral com AR de ordem p e MA de ordem q pode ser escrito como

$$\begin{aligned} y(t) = & d + a(1) * y(t - 1) + a(2) * y(t - 2) + \dots \\ & + a(p) * y(t - p) - e(t) - c(1) * e(t - 1) - c(2) * e(t - 2) - \dots \\ & - c(p) * e(t - p) \end{aligned} \quad (3.7)$$

A última etapa a ser executada na modelagem ARIMA consiste em realizar a previsão. Ou seja, testar o potencial do modelo de prever os potenciais valores futuros para a série estudada.

A previsão a ser realizada pode assumir dois aspetos. Num momento ela pode ser usada pra prever valores futuros, que ainda não existem. Pode haver também a realização de previsões acerca dos valores já existentes dentro da série estudada.

A melhor previsão será aquela que apresentar o menor Erro Quadrado Médio. Contudo, deve-se destacar que o modelo ARIMA só possibilita previsões eficazes para períodos de curto prazo.

A utilização deste modelo é bastante direta e rápida, já que este modelo tem ordem um e o seu coeficiente de primeira ordem é sempre igual a um, como será percebido adiante. A Figura 3.2 exibe uma linha vermelha com a previsão do preço de transação da energia elétrica no mercado diário em Portugal.

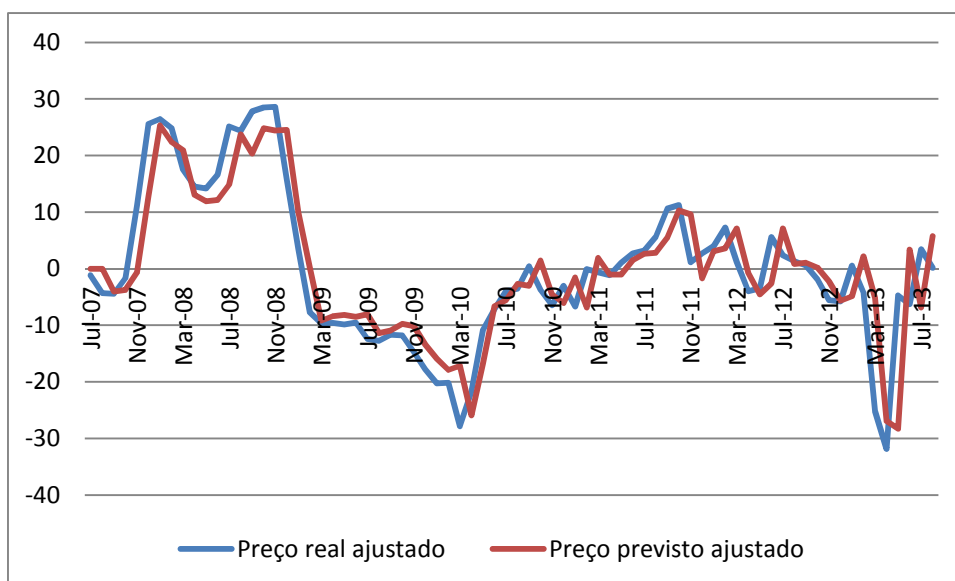


Figura 3.2 - Previsão de preço médio mensal ajustado da energia elétrica.

3.2. Metodologia de aplicação do modelo ARIMA

Para a previsão do preço da energia elétrica, tal como vimos no capítulo 3.1, vamos utilizar a seguinte equação para este modelo:

$$y(t) = a(1) * y(t - 1) + a(2) * y(t - 2) - e(t) - c(1) * e(t - 1) \quad (3.6)$$

Com recurso a uma folha de *excel* implementamos a fórmula descrita acima, para otimizar os coeficientes, ajustar o modelo e produzir previsões.

Na folha de *excel* são descarregados, diretamente do site da OMIP, os valores do preço a que a energia elétrica foi transacionada a cada uma das 24 horas do dia desde 01-07-2007 até 31-08-2013. Estes valores encontram-se distribuídos por linhas, correspondendo cada linha a um dia. Por sua vez cada linha possui 24 colunas que correspondem a cada uma das 24 horas de cada dia.

Como descrito no capítulo 3.1 iremos calcular a previsão do preço da energia e como conhecemos o valor real, calculámos o respetivo resíduo.

Para iniciarmos o processo necessitamos de atribuir valores a $a(1)$, $a(2)$ e $c(1)$.

Os valores iniciais de $a(1)$, $a(2)$ e $c(1)$ são definidos como 0,1.

Da fórmula (3.6) podemos facilmente extrair $e(t)$, que é:

$$e(t) = y(t) - [a(1) * y(t - 1) + a(2) * y(t - 2) - c(1) * e(t - 1)] \quad (3.9)$$

A fórmula acima mostra como calcular $e(1)$. Mas precisamos conhecer $e(0)$, que não conhecemos. A convenção é atribuir zeros para todos os valores desconhecidos de $e(0)$. Por isso iremos atribuir zeros aos dois primeiros resíduos, $e(0)$ e $e(1)$, que são as primeiras células necessárias para realizar este cálculo.

Agora temos todos os erros $e(t)$, dando apenas os valores iniciais de $a(1)$, $a(2)$ e $c(1)$, podemos calcular a soma condicional dos quadrados dos resíduos (SSE), que é condicional nos valores de $a(1)$ e $c(1)$. A fórmula para SSE é:

$$SSE(a, c) = \sum_{t=1}^n e^2(t) \quad (3.10)$$

Uma célula no *excel* dá-nos o valor inicial de SSE, que foi obtido usando os valores inicialmente atribuídos a $a(1)$, $a(2)$ e $c(1)$. O valor do SSE é instrumental para estimar o valor ótimo de $a(1)$, $a(2)$ e $c(1)$, que esperamos conduzir à melhor previsão de preço da energia elétrica possível.

Para chegar o valor ótimo, usaremos o Solver do Excel. O objetivo pretendido é minimizar o SSE (i.é, o valor da soma dos quadrados dos resíduos), mudando os valores de $a(1)$, $a(2)$ e $c(1)$.

Para isso, antes precisamos definir a região admissível que garantirá que o nosso modelo seja estacionário e invertível. Para o processo ARIMA aqui utilizado as condições são as seguintes:

$$-1 < a(2) < 1$$

$$a(1) + a(2) < 1$$

$$a(2) - a(1) < 1$$

$$-1 < c(1) < 1$$

Com estes valores temos todas as variáveis para programar o nosso Solver.

Alojamos em células distintas os valores do SSE, $a(1)$, $a(2)$, $c(1)$ e as condições da região admissível do nosso processo ARIMA, que serão as nossas restrições do Solver do Excel, como se observa na Figura 3.3.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1												
2		Média=	47,87271059		ID	Ano	Preço	Preço ajustado	e(t)	y(t)		
3		a(1)=	0,1		1	2007	52,17 €	4,301587	0	0	47,87 €	
4		a(2)=	0,1		2	2008	69,97 €	22,09986	0	0	47,87 €	
5		c(1)=	0,1		3	2009	37,63 €	-10,2411	-12,8812	2,640145	50,51 €	
6					4	2010	37,32 €	-10,5486	-13,0226	2,474	50,35 €	
7		SSE=	421,3499658		5	2011	50,45 €	2,578271	3,354978	-0,77671	47,10 €	
8					6	2012	48,07 €	0,198233	1,33076	-1,13253	46,74 €	
9		-1<a(2)<1	0,1		7	2013	39,48 €	-8,38831	-8,53288	0,144574	48,02 €	
10		a(1)+a(2)<1	0,2									
11		a(2)-a(1)<1	0									
12		-1<c(1)<1	0,1									
13												

Figura 3.3 - Folha de excel para implementação do Solver.

Parametrizamos o Solver tal como se visualiza na Figura 3.4:

The image shows an Excel spreadsheet with the Solver Parameters dialog box open. The dialog box is titled "Parâmetros do Solver" and contains the following information:

- Célula de destino:** \$C\$7
- Igual a:** Mínimo Máximo Valor de 0
- Por alteração das células:** \$C\$3:\$C\$5
- Sujeito às restrições:**
 - \$C\$10 <= 1
 - \$C\$11 <= 1
 - \$C\$12 <= 1
 - \$C\$9 >= -1
 - \$C\$9 >= -1

Figura 3.4 - Folha de excel, parametrização do Solver.

O SSE é o valor a otimizar, isto é, a minimizar e é definida como “célula de destino” igual a “mínimo”. Os valores de $a(1)$, $a(2)$ e $c(1)$ são os valores a alterar com o objetivo de otimizar o SSE. Neste processo os valores de $a(1)$, $a(2)$ e $c(1)$ estarão sujeitos às restrições carregadas no campo respetivo.

Podemos ver que a estimativa inicial utilizada de $a(1)$, $a(2)$ e $c(1)$ satisfaz todas estas condições.

Os preços estarão dispostos em coluna por ordem cronológica, por ano, mês ou dia mediante a situação. Nas colunas seguintes serão calculados os respetivos valores do preço ajustado à média, do resíduo da previsão, a previsão de preço ajustada à média e a previsão de preço.

3.3. Análise da correlação

Como se pretende analisar a estrutura do preço da energia elétrica do mercado de energia do MIBEL, é importante identificar, deste conjunto de variáveis, quais as que estão mais relacionados com o preço. Neste sentido, decidiu-se realizar uma análise exploratória, através da correlação entre o preço da energia elétrica e outras variáveis de estudo. Para isto, foi utilizado o coeficiente de correlação de *Pearson*.

O coeficiente de correlação de *Pearson* é uma medida do grau e da direção de relação linear entre duas variáveis quantitativas. Este coeficiente varia entre os valores -1 e 1. O valor zero significa que não há relação linear, o valor 1 indica uma relação linear perfeita e o valor -1 também indica uma relação linear perfeita mas inversa, ou seja quando uma das variáveis aumenta a outra diminui. Quanto mais próximo estiver de 1 ou -1, mais forte é a associação linear entre as duas variáveis [Fulekar, 2009].

Sejam duas variáveis X e Y , para as quais se dispõe do seguinte conjunto linear de observações $(x_1, y_1), (x_2, y_2) \dots (x_n, y_n)$, então

$$r = \frac{1}{n} * \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{X}) * (y_i - \bar{Y})}{S(X) * S(Y)} \quad (3.8)$$

Como se pode ver em (3.8), o coeficiente amostral de correlação linear de *Pearson* (r) obtém-se através do quociente entre a covariância das duas variáveis (X e Y) e o produto entre o desvio-padrão de cada variável ($S(X)$ e $S(Y)$).

Através da covariância é possível obter-se uma percepção, do quanto as duas variáveis estão correlacionadas uma com a outra. Caso a covariância seja nula,

então as variáveis não estão correlacionadas. Caso o seu valor seja diferente de zero, então as variáveis estão, de algum modo, correlacionadas. Se a covariância entre X, Y seja superior a zero, então Y tende a aumentar à medida que X aumenta. Se a covariância entre X, Y for inferior a zero, então Y tende a diminuir à medida que X aumenta [Dun *et al.*, 2009].

No fundo, o coeficiente de correlação (r) trata-se do quociente entre a covariância e o produto entre os desvios padrões de cada variável. A razão pela qual se realiza este quociente está relacionada, com o facto de a covariância ser dependente da unidade de medida. Assim, executa-se uma “standardização” do valor através do produto dos desvios padrões. Posto isto, o valor do coeficiente de correlação de *Pearson* está diretamente relacionado com a covariância. Este apenas toma valores entre -1 (relação linear negativa perfeita) e 1 (relação linear positiva perfeita). Caso o seu valor seja nulo, então não existe uma relação linear entre as variáveis, o que não implica que não exista uma outra qualquer relação entre as variáveis.

CAPÍTULO 4

4. Mercado Diário – Caso de estudo

No Mercado Diário de eletricidade o preço final da eletricidade para cada hora do dia resulta do encontro entre a oferta e a procura. Num dia não existe um preço para o ativo, mas sim 24 preços, um para cada hora do dia. Existem 24 curvas da oferta e da procura. As ordens de venda são colocadas pelas empresas produtoras, enquanto as ordens de compra são colocadas pelas distribuidoras e pelas comercializadoras.

O mercado ibérico de eletricidade tem algumas particularidades em relação ao mercado de capitais, quer quanto ao ativo subjacente, quer quanto à formação do preço da eletricidade.

O *contract size* corresponde a um MWh de eletricidade para uma hora do dia seguinte. Em cada dia existem 24 preços resultantes da sessão do Mercado Diário.

Todas as ofertas são realizadas até às 10h00 (hora espanhola) do dia anterior na chamada negociação do mercado diário (09h00 na hora portuguesa). Os valores horários são publicados às 11h00 do dia. Chama-se *baseload* à média aritmética do preço horário para cada MWh resultante do mercado diário.

Posteriormente existem seis sessões de ajustes para adequar a oferta à procura no Mercado Intradiário.

Os comercializadores e distribuidores colocam as ordens de compra de eletricidade, enquanto os produtores colocam as ordens de venda em mercado. Cada ordem é constituída por um par quantidade-preço. Para cada hora, o preço de mercado resulta do encontro entre as curvas da oferta e da procura. Toda a eletricidade casada no mercado diário nessa hora será transacionada ao preço casado.

As ordens de compra e de venda em Portugal e Espanha começam por ser colocadas numa plataforma comum a ambos os países. Enquanto existir

capacidade para transferir MWh de eletricidade entre os países em ambos os sentidos, os preços de Portugal e de Espanha constituem um só.

Assim que a capacidade de interligação fica saturada no sentido Portugal-Espanha ou no sentido Espanha-Portugal, ocorre o *market split* (separação de mercados) e as ofertas dos vendedores e compradores de cada país são limitadas pelas fronteiras.

Para além do mercado, existem contratos bilaterais acordados entre os produtores e os comercializadores, cuja energia não passa pelo mercado. No entanto, a entidade gestora do mercado tem de ser informada das características das transações: as quantidades transacionadas, o preço por MWh, a periodicidade, etc.

É objetivo deste trabalho estabelecer uma metodologia para previsão do preço a que a energia elétrica será transacionada no mercado diário para Portugal.

4.1. Correlação do preço

Numa primeira fase vamos analisar a relação que existe entre o preço da energia elétrica e algumas das variáveis que influenciam a sua definição, tais como:

- o número de clientes no mercado liberalizado de energia elétrica
- o consumo de energia elétrica
- a potência instalada nas centrais produtoras de energia elétrica
- a tecnologia de produção de energia elétrica

O preço da eletricidade a considerar na análise é o preço a que a eletricidade foi transacionada. Estes preços foram exportados diretamente do site da OMIP.

Para uma melhor perceção do desenvolvimento desta correlação executou-se a análise de correlação em diferentes escalas cronológica. A informação utilizada não se encontrava nas escalas cronológicas pretendidas, por isso, houve necessidade de um tratamento prévio dos dados para compatibilização das escalas. Após o tratamento adequado dos dados, a análise de correlação foi efetuada nas seguintes escalas temporais:

- Anual
- Mensal
- Diária

4.1.1. Preço da energia elétrica vs Número de consumidores

A correlação do preço da energia elétrica com o número de clientes inscritos no mercado liberalizado de energia elétrica é de -0,297.

Este valor permite-nos concluir dois aspetos.

Por um lado existe uma proporcionalidade inversa entre o preço da energia elétrica com a quantidade de clientes inscritos no mercado liberalizado de energia elétrica, o que nos pode levar a anunciar que quantos mais clientes se inscreverem no mercado liberalizado, mais baixo será o preço da energia elétrica.

Essa proporcionalidade inversa não é muito verdadeira, porque por outro lado o valor absoluto de correlação de 30% é relativamente baixo de modo a permitir-nos afirmar que existe uma relação entre o preço da eletricidade e o número de consumidores de energia elétrica inscritos no mercado liberalizado de energia elétrica.

A Figura 4.1 mostra a evolução do preço da energia elétrica ao longo dos últimos 6 anos, entre julho de 2007 e julho de 2013, e a respetiva evolução da quantidade de clientes de energia elétrica inscritos no mercado liberalizado de energia elétrica.

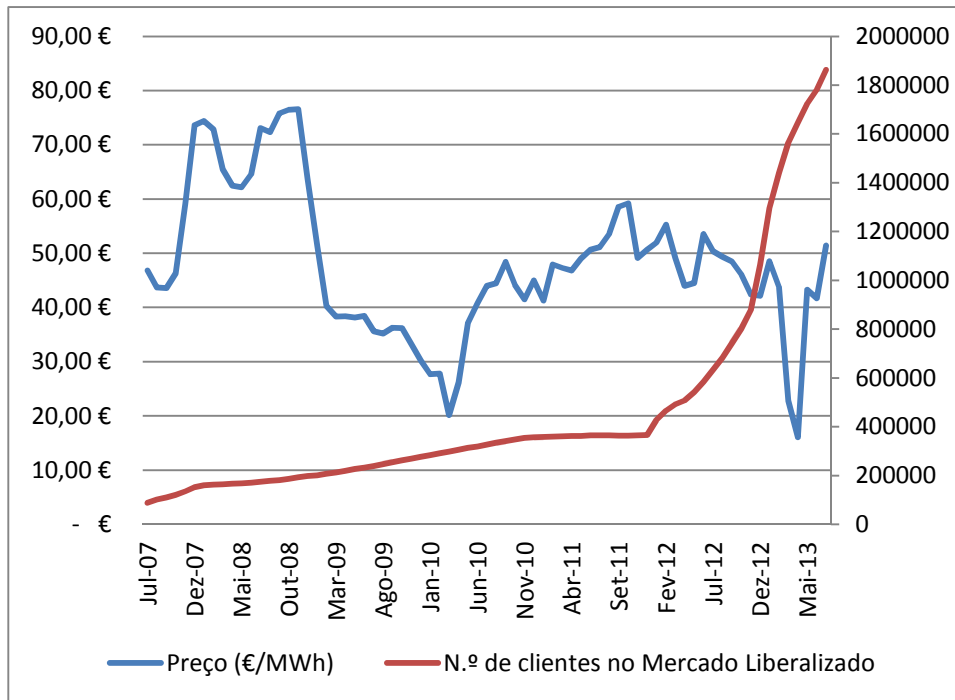


Figura 4.1 - Preço da energia elétrica e número de clientes inscritos no mercado liberalizado de energia elétrica.

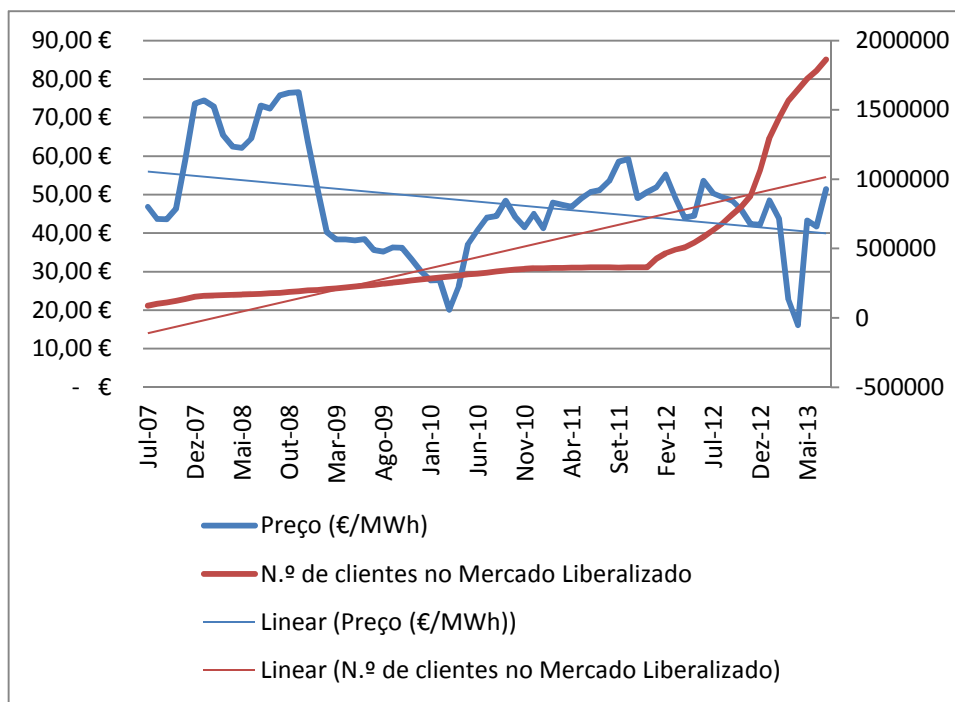


Figura 4.2 - Preço da energia elétrica e número de clientes inscritos no mercado liberalizado de energia elétrica com as respectivas linhas de tendência.

A Figura 4.2 apresenta a informação relativa ao preço da energia elétrica e do número de clientes inscritos no mercado liberalizado de energia elétrica com as respectivas linhas de tendência linear.

4.1.2. Preço da energia elétrica vs consumo de energia elétrica

Numa primeira análise visual dos gráficos onde são representadas as evoluções do preço da energia elétrica e do consumo de energia elétrica verifica-se uma fraca ligação entre as duas variáveis. Não se encontra ligação entre o consumo e o preço da energia elétrica tendo em conta os valores anuais, mensais ou mesmo diários.

Na Figura 4.3 é possível observar que ao longo dos anos o preço e o consumo de energia elétrica possuem movimentos díspares.

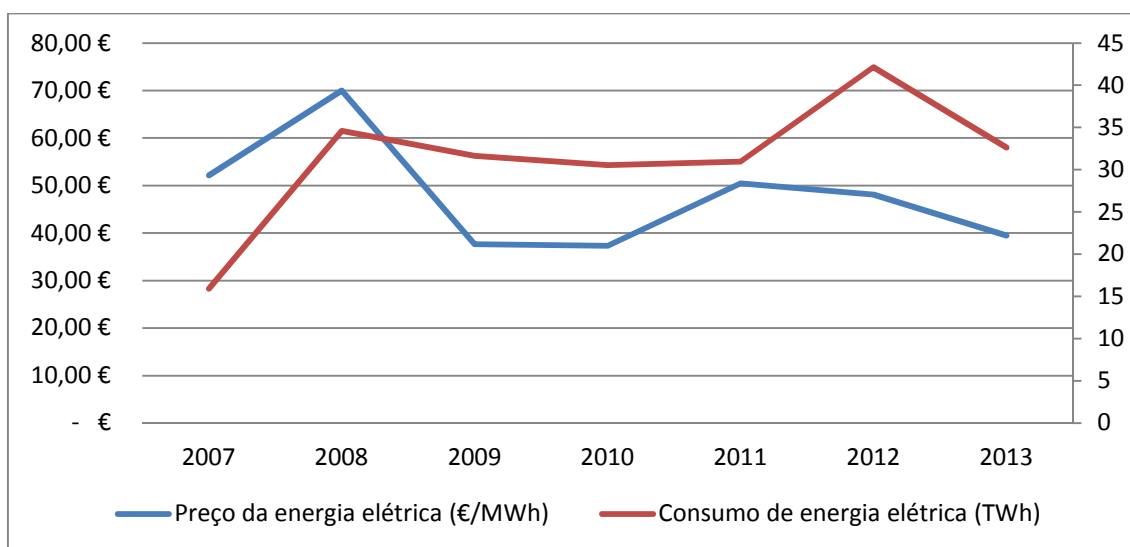


Figura 4.3 - Preço da energia elétrica e consumo anual de energia elétrica.

A fraca ligação entre a variável preço e a variável consumo está patente na Figura 4.4, representação do preço da energia elétrica e consumo mensal de energia elétrica, e na Figura 4.5, onde está representado o preço da energia elétrica e consumo diário de energia elétrica.

Em complemento das ilustrações estão os valores de correlação obtidos tendo em consideração as equações apresentadas no capítulo anterior.

Os valores de correlação do preço de energia elétrica com o consumo de energia elétrica são apresentados na Tabela 4.1:

Tabela 4.1 - Valores de correlação do preço de energia elétrica com o consumo de energia elétrica.

	Correlação com o preço de energia elétrica
Consumo anual de energia elétrica	0,002
Consumo mensal de energia elétrica	-0,072
Consumo Diário de energia elétrica	0,051

Para as três situações (consumo anual, consumo mensal e consumo diário), obtivemos valores muito baixos, o que reflete a baixa correlação entre o preço de energia elétrica e o consumo de energia elétrica.

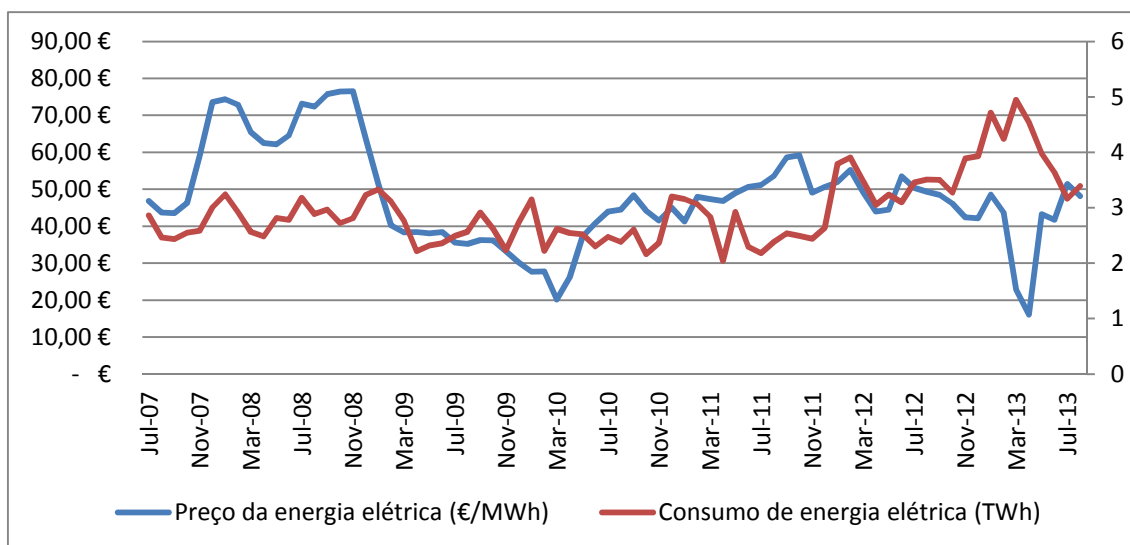


Figura 4.4 - Preço da energia elétrica e consumo mensal de energia elétrica.

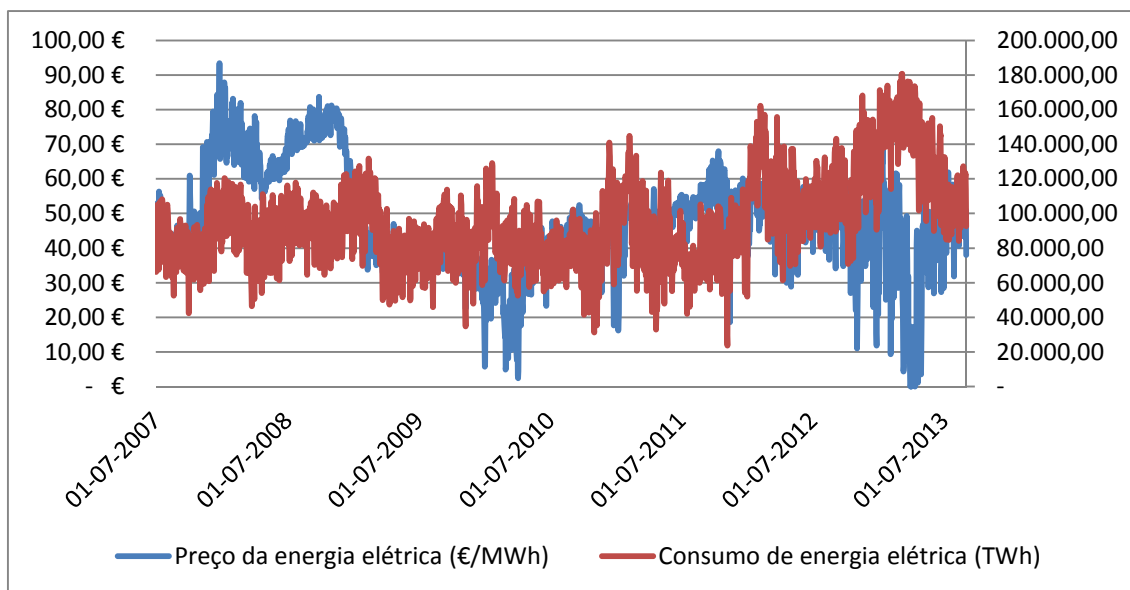


Figura 4.5 - Preço da energia elétrica e consumo diário de energia elétrica.

4.1.3. Preço da energia elétrica vs potência instalada

Por último temos a comparação do preço da energia elétrica com a potência instalada. A potência instalada encontra-se distribuída pelas diversas tecnologias de produção de energia elétrica. As diversas tecnologias de produção estão divididas por dois regimes de produção de energia elétrica, a Produção em Regime Ordinário e a Produção em Regime Especial.

Na PRO encontramos as Centrais Hidroelétricas e as Centrais Térmicas. As Centrais Térmicas são compostas pelas centrais de carvão, fuel/gás natural, gasóleo e gás natural.

Na PRE encontramos as pequenas centrais hidroelétricas, térmicas, eólicas e solares.

Os valores de correlação obtidos neste ponto são bastante diferentes dos dois pontos anteriores. Na Tabela 4.2 é possível verificar a forte ligação existente entre o preço da energia elétrica e a tecnologia que a produz.

Observa-se uma maior correlação da PRO, 54,4%, com o preço da energia elétrica do que a PRE, 46,6%.

Tabela 4.2 - Valores de correlação do preço de energia elétrica com a potência de energia elétrica instalada.

	Correlação com o preço de energia elétrica
Potência PRO	-0,544
Centrais Hidroelétricas	-0,019
Centrais Térmicas	-0,646
Carvão	0,763
Fuel / Gás Natural	0,083
Gasóleo	0
Gás Natural	-0,602
Potência PRE	-0,466
Hidráulica	-0,601
Térmica	-0,407
Eólica	-0,480
Solar	-0,356

Os valores da Tabela 4.2 encontram-se espelhados na Figura 4.6, onde se visualiza as variáveis que mais influenciam a componente preço.

Como vimos anteriormente, entre a PRO e a PRE, é a PRO que possui maior correlação com o preço da energia elétrica. Esta correlação é negativa, isto é, com o aumento da potência instalada referente à PRO verifica-se uma diminuição do preço da energia elétrica.

Dentro das centrais que constituem a PRO foram as centrais térmicas que mais contribuíram para este valor tão elevado de correlação linear negativa. Por sua vez o valor de -64,6% de correlação das centrais térmicas advém quase que em exclusivo do aumento de potência instalada das centrais produtoras de energia elétrica a gás natural.

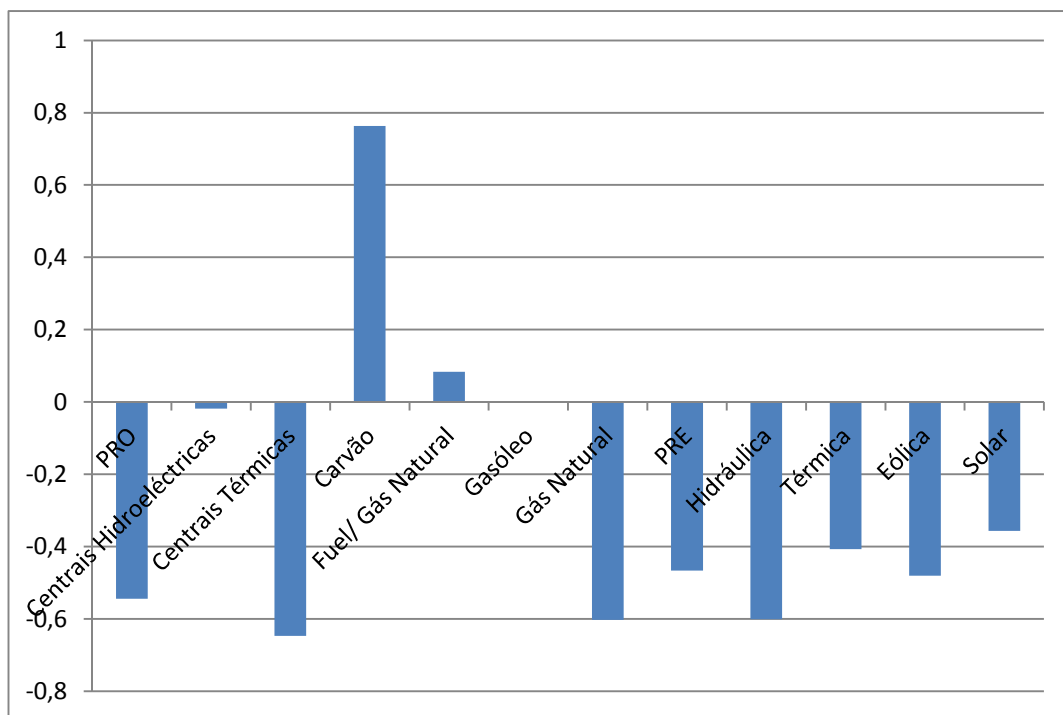


Figura 4.6 - Correlação do preço de energia elétrica com a potência de energia elétrica instalada.

Com o valor correlação obtido pelas centrais a gás natural fica patente a boa eficiência que estas centrais apresentam em oposição com as desatualizadas centrais a carvão que contribuem para o aumento do preço da energia elétrica, como fica expresso nos expressivos 76,3% de correlação linear positiva relativamente ao preço da energia elétrica.

A PRE apesar de menor correlação com o preço da energia elétrica comparativamente à PRO, a diferença não é muito significativa, havendo também uma forte relação do preço da energia elétrica com a PRE.

Na PRE todas as tecnologias possuem um valor elevado de correlação com o preço da energia elétrica e todas elas são linearmente negativas, isto é, todas beneficiam a redução do preço da energia elétrica.

As pequenas centrais hidráulicas são as que mais contribuem, com -60,1%, para o valor de correlação linear negativa atingido pela PRE. As centrais eólicas ficam logo a seguir com -48,0%.

As centrais térmicas e solares também desfrutam de um contributo importante com -40,7 e -35,6, respetivamente, de correlação linear negativa com o preço da energia elétrica ao longo dos anos.

4.2. Previsão de preço da energia elétrica

Na determinação da oferta no mercado de eletricidade o preço assume uma variável decisiva às pretensões dos compradores e, principalmente, dos vendedores.

Assim, o uso de técnicas econométricas que possibilitem a estipulação do comportamento futuro das variáveis comerciais se constitui num tipo de estudo muito pertinente de ser realizado.

Os modelos ARIMA mostram-se como uma alternativa à previsão dos valores futuros de variáveis dispostas em séries temporais. Através da análise univariada, este tipo de modelo fundamenta-se na suposição de que a informação contida na variável é responsável por antever o comportamento futuro da série de dados. Uma especificação da estimação do modelo ARIMA foi deduzida por *Box-Jenkins*.

Com base neste conhecimento o presente estudo foi elaborado com o objetivo de estimar a previsão do preço de transação da energia elétrica no mercado diário em Portugal. Procurou-se determinar o comportamento futuro a curto prazo como forma de observar o comportamento dos preços a partir da dinâmica passada.

4.2.1. Previsão de preço anual da energia elétrica

Seguindo a metodologia descrita no capítulo 3.2, iremos testar o método com o preço médio anual da energia elétrica por MWh.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1											
2											
3		Média=	47,87 €	ID	Ano	Preço	Preço ajustado	e(t)	y(t)		
4		a(1)=	0,1	1	2007	52,17 €	4,301587	0	0	47,87 €	
5		a(2)=	0,1	2	2008	69,97 €	22,09986	0	0	47,87 €	
6		c(1)=	0,1	3	2009	37,63 €	-10,2411	-12,8812	2,640145	50,51 €	
7				4	2010	37,32 €	-10,5486	-13,0226	2,474	50,35 €	
8		SSE=	421,3499658	5	2011	50,45 €	2,578271	3,354978	-0,77671	47,10 €	
9				6	2012	48,07 €	0,198233	1,33076	-1,13253	46,74 €	
10		-1<a(2)<1	0,1	7	2013	39,48 €	-8,38831	-8,53288	0,144574	48,02 €	
11		a(1)+a(2)<1	0,2								
12		a(2)-a(1)<1	0								
13		-1<c(1)<1	0,1								

Figura 4.7 - Folha de excel com os valores antes da aplicação do Solver.

Com os valores iniciais de a(1), a(2) e c(1) a nossa previsão era muito desajustada, como se pode observar na Figura 4.9 e tínhamos um SSE de 421,35.

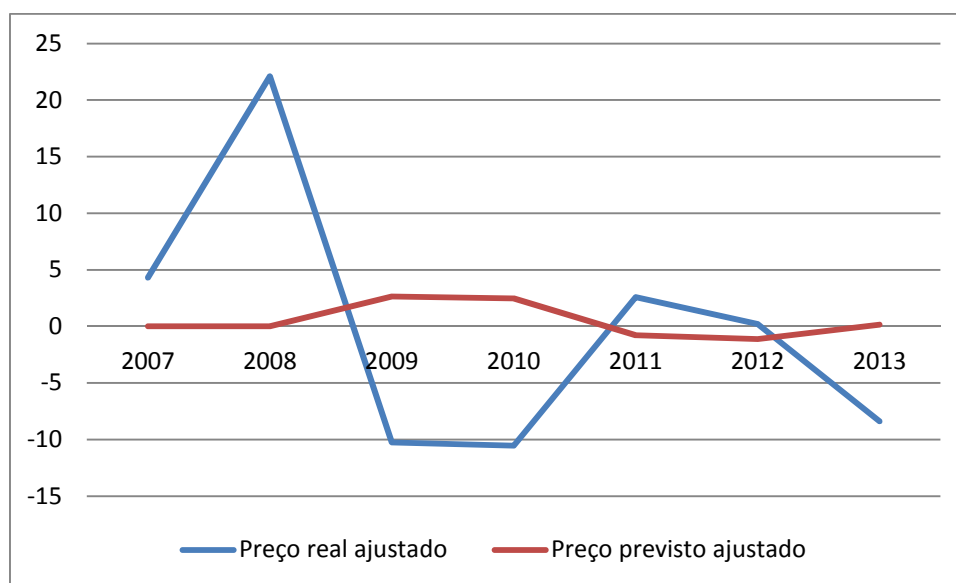


Figura 4.8 - Previsão inicial do preço da energia elétrica.

Aplicando o *Solve* do *Excel* ao modelo com as restrições antes enumeradas os valores de a(1), a(2) e c(1) são alterados para:

$$a(1) = -0,318929133$$

$$a(2) = -0,387976523$$

$$c(1) = -1$$

O valor de SSE, que antes era de 421,35, agora é de:

$$SSE = 49,382$$

A Figura 4.9 mostra os resultados após a aplicação do *Solver* ao nosso método ARIMA.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1												
2		Média=	47,87271059		ID	Ano	Preço	Preço ajustado	e(t)	y(t)		
3		a(1)=	-0,318929133		1	2007	52,17 €	4,301587	0	0	47,87 €	
4		a(2)=	-0,387976523		2	2008	69,97 €	22,09986	0	0	47,87 €	
5		c(1)=	-1		3	2009	37,63 €	-10,2411	-1,52387	-8,7172	39,16 €	
6					4	2010	37,32 €	-10,5486	-3,71664	-6,83192	41,04 €	
7		SSE=	49,38190019		5	2011	50,45 €	2,578271	-1,04263	3,620901	51,49 €	
8					6	2012	48,07 €	0,198233	-2,02945	2,227678	50,10 €	
9		-1<a(2)<1	-0,387976523		7	2013	39,48 €	-8,38831	-5,29533	-3,09298	44,78 €	
10		a(1)+a(2)<1	-0,706905656									
11		a(2)-a(1)<1	-0,06904739									
12		-1<c(1)<1	-1									
13												

Figura 4.9 - Folha de *excel* com os valores após aplicação do *Solver*.

Ficando a previsão de preço da energia elétrica com um ajuste bom como facilmente se visualiza na Figura 4.10.

Verifica-se que após a etapa inicial, onde os valores são definidos para que o modelo arranque, o método é bastante bom, convergindo rapidamente para valores próximos dos reais.

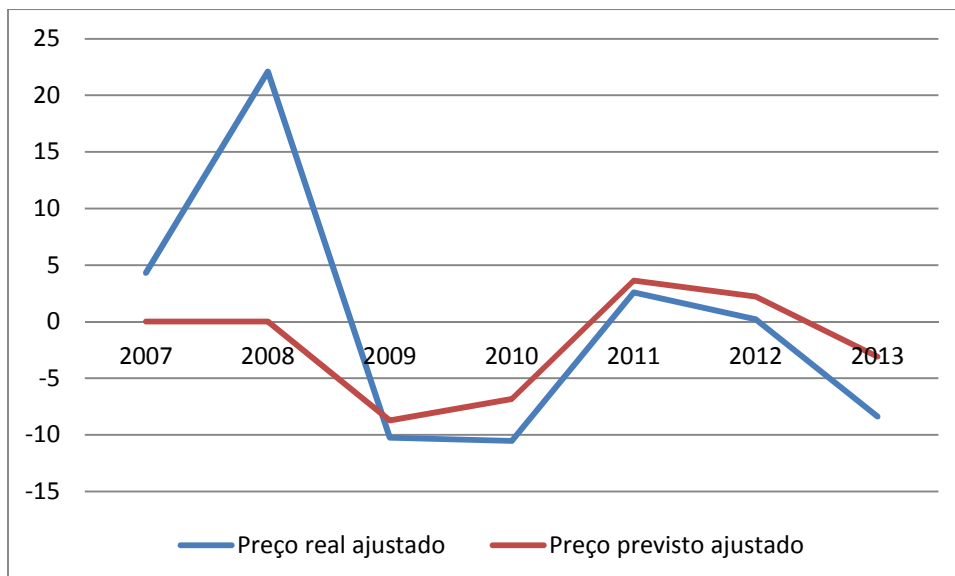


Figura 4.10 - Previsão de preço médio anual ajustado da energia elétrica.

Na Figura 4.11 observa-se o preço real da energia elétrica e a respetiva previsão.

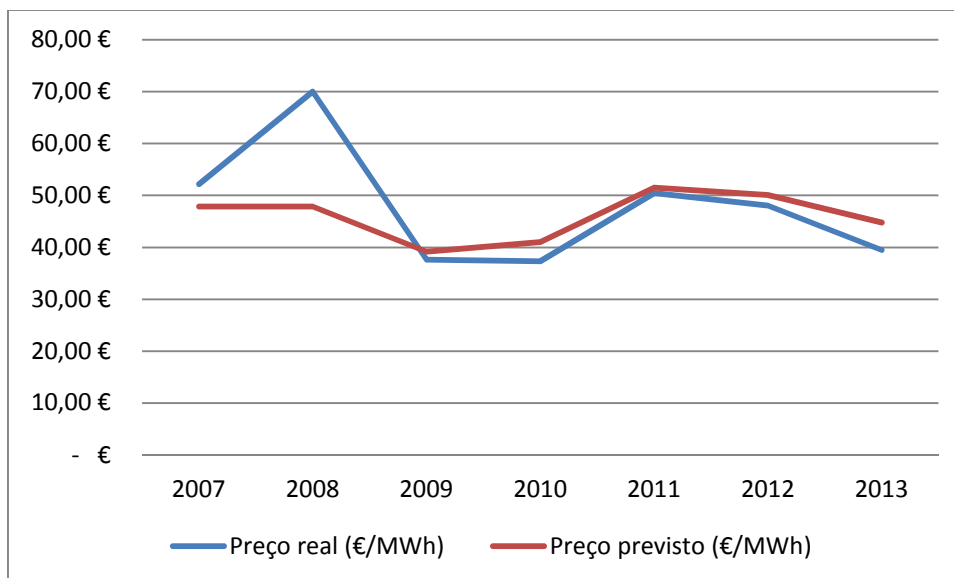


Figura 4.11 - Previsão de preço médio anual da energia elétrica.

Agora estamos prontos para produzir previsões reais, isto é, aquelas que vão adiante no futuro. A equação pode ser aplicada “um passo adiante” para estimar $y(t)$ do observado $y(t-1)$. Uma previsão “k-passos adiante” pode também ser feita pela aplicação recorrente da equação. Numa aplicação recorrente, o y observado no tempo 1 é usado para gerar o y estimado no tempo 2. Esta estimativa é então substituída com $y(t-1)$ para obter o y estimado no tempo 3, e assim por diante. A previsão k-passos adiante eventualmente converge a zero quando o horizonte de previsão, k , aumentar.

Com os dados de entrada utilizados nesta secção, a nossa equação de previsão passa a ser a seguinte:

$$y(t) = -0,318929133 * y(t - 1) - 0,387976523 * y(t - 2) - 1 * e(t - 1)$$

Uma vez tendo sido cumpridos os valores reais, os valores reais de $y(t)$ são trocados pelos seus valores ajustados. Isto inevitavelmente degrada as previsões. Como podemos ver, a previsão na Figura 4.11 é muito boa.

4.2.2. Previsão de preço mensal da energia elétrica

À semelhança do efetuado na previsão de preço médio anual da energia elétrica, seguiu-se o mesmo processo para a previsão de preço médio mensal da energia elétrica. Neste caso obteve-se os seguintes valores para $a(1)$, $a(2)$ e $c(1)$:

$$a(1) = 0,976558094$$

$$a(2) = -0,141186724$$

$$c(1) = -0,146681142$$

Com os valores obtidos podemos escrever a nossa equação de previsão de preços:

$$y(t) = 0,976558094 * y(t - 1) - 0,141186724 * y(t - 2) - 0,146681142 * e(t - 1)$$

Na Figura 4.12 observa-se o desenvolvimento da nossa equação em comparação com os preços reais ajustados.

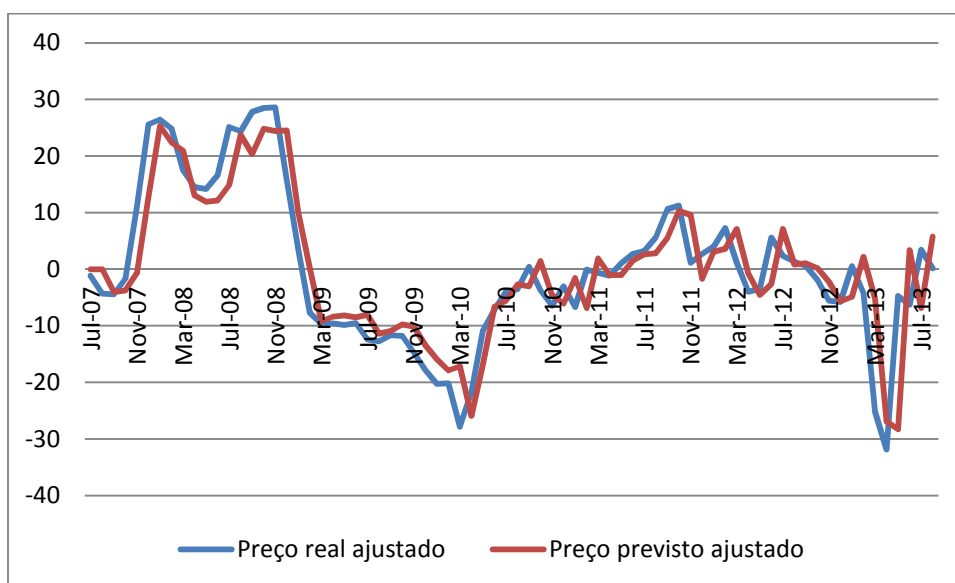


Figura 4.12 - Previsão de preço médio mensal ajustado da energia elétrica.

Na Figura 4.13 observa-se o desenvolvimento da equação obtida em comparação com os preços reais. É evidente o bom ajuste do método utilizado.

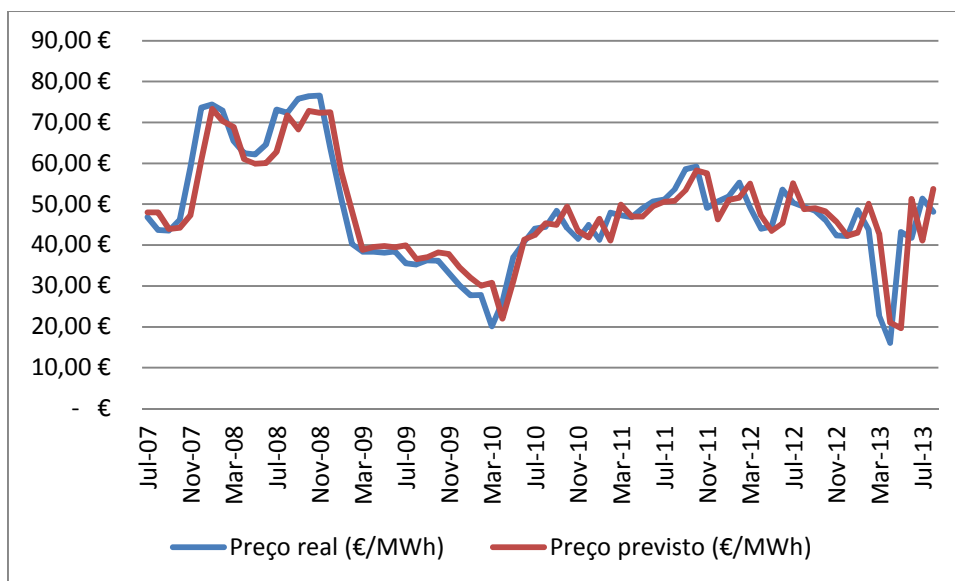


Figura 4.13 - Previsão de preço médio mensal da energia elétrica.

4.2.3. Previsão de preço diário da energia elétrica

Na previsão de preço médio diário da energia elétrica, seguiu-se o mesmo processo das previsões de preço anteriores. Neste caso obteve-se os seguintes valores para $a(1)$, $a(2)$ e $c(1)$:

$$a(1) = 1,473204803$$

$$a(2) = -0,476455071$$

$$c(1) = 0,849432302$$

Na Figura 4.14 observa-se o desenvolvimento da equação que utiliza os parâmetros acima mencionados em comparação com os preços reais ajustados.

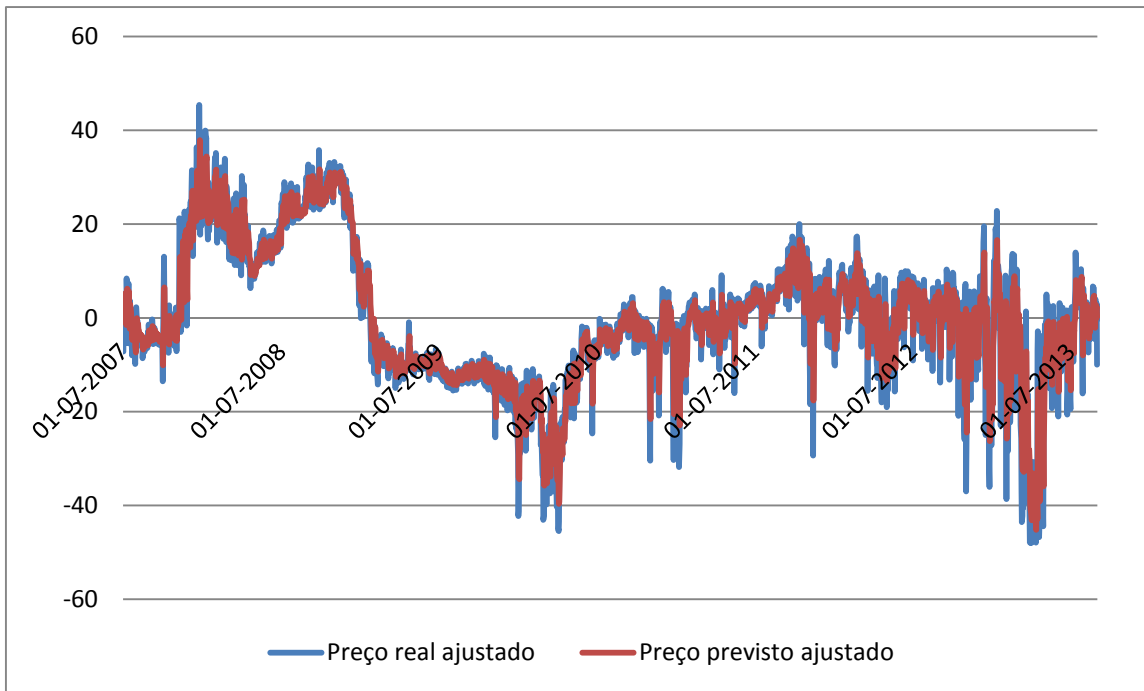


Figura 4.14 - Previsão de preço médio diário ajustado da energia elétrica.

Na Figura 4.15 observa-se o desenvolvimento da equação obtida em comparação com os preços reais. Mais uma vez se visualiza o bom comportamento do método utilizado, pois reflete muito bem os preços reais.

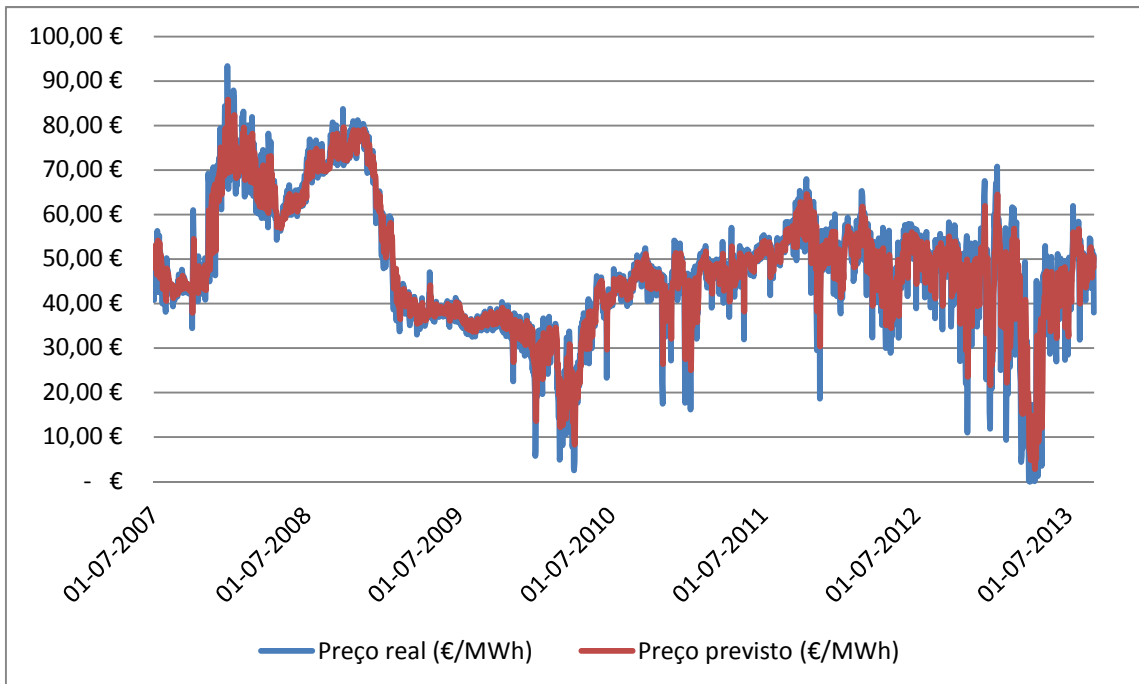


Figura 4.15 - Previsão de preço médio diário da energia elétrica.

Os dados descritos nas duas ilustrações anteriores foram resultado da seguinte equação obtida:

$$y(t) = 1,473204803 * y(t - 1) - 0,476455071 * y(t - 2) \\ + 0,849432302 * e(t - 1)$$

4.2.4. Previsão de preço futuro

No capítulo 4.2 foi utilizado o modelo de previsão de preço, descrito no capítulo 3.1, e afinado de modo a traduzir o mais fielmente possível a realidade.

A afinação consistiu na utilização do método de previsão para um período passado, calculo das diferenças entre o previsto e o real, soma das diferenças e posterior minimização da soma das diferenças.

Após a aplicação do modelo e afinação do modelo foram obtidas as equações que traduzem a previsão futura anual, mensal e diária. As equações deverão ser utilizadas para determinar os três preços seguintes na escala cronológica considerada. Ao utilizar o modelo para calcular a previsão de mais que três preços o modelo tende a estabilizar o preço, convergindo o preço para o valor médio. No entanto estamos sempre três passos à frente do último preço conhecido.

Na Figura 4.16, onde se testou a previsão de preço anual da energia elétrica, é possível visualizar o valor do preço previsto a convergir para o valor médio. No caso da Figura 4.16 o valor médio é zero, pois o gráfico representa os valores ajustados à média.

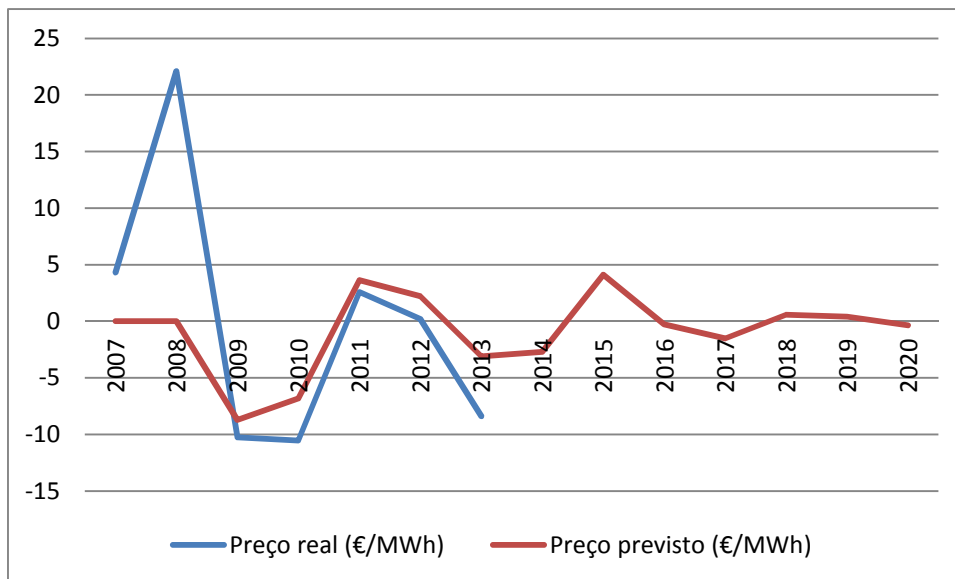


Figura 4.16 - Previsão de preço anual futuro.

De qualquer modo é possível prever o preço para os próximos três anos, três meses ou três dias, dependendo da escala cronológica considerada.

Tendo em consideração as restrições naturais do modelo e utilizando as equações determinadas neste capítulo para a previsão anual, mensal e diária, podemos efetuar a previsão do preço a que a eletricidade será transacionada no mercado diário para Portugal.

Previsão de preço médio anual

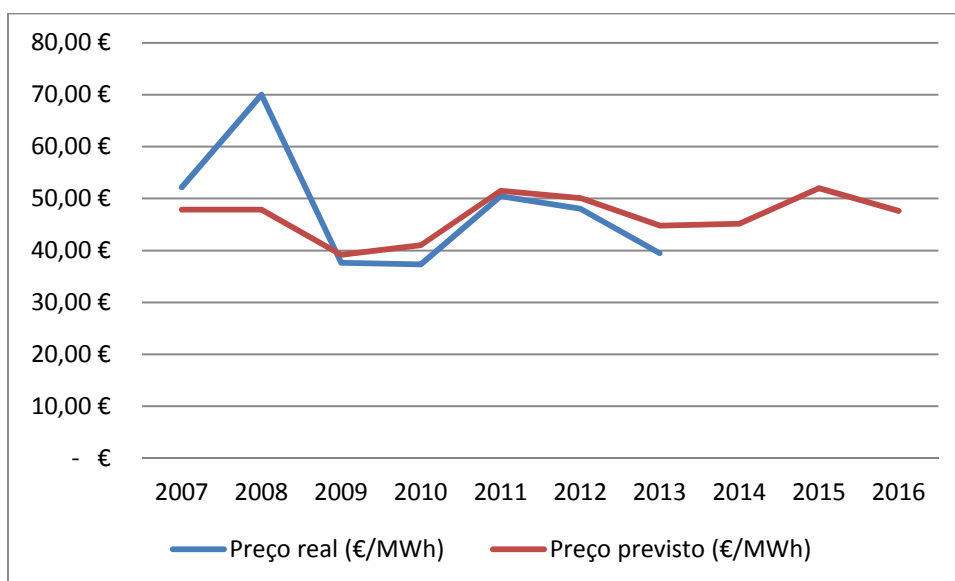


Figura 4.17 - Previsão do preço médio anual de transação de eletricidade no mercado diário em Portugal.

Como se verifica na Figura 4.17, para o preço médio anual de transação da eletricidade no mercado diário em Portugal prevê-se que em 2014 se verifique um pequeno aumento da eletricidade, cerca de 0,9%. Durante o ano de 2015 prevê-se o continuar do aumento verificado em 2014, mas bastante mais significativo. O aumento atingirá uns expressivos 15,1%, relativamente ao preço médio anual de 2014, para em 2016 se verificar uma diminuição de 8,4%.

Tabela 4.3 - Previsão do preço médio anual de transação de eletricidade no mercado diário em Portugal.

Ano	Preço real (€/MWh)	Previsão de preço (€/MWh)	Aumento percentual
2007	52,17 €	47,87 €	
2008	69,97 €	47,87 €	34,1%
2009	37,63 €	39,16 €	-46,2%
2010	37,32 €	41,04 €	-0,8%
2011	50,45 €	51,49 €	35,2%
2012	48,07 €	50,10 €	-4,7%
2013	39,48 €	44,78 €	-17,9%
2014		45,18 €	0,9%
2015		51,99 €	15,1%
2016		47,61 €	-8,4%

Previsão de preço médio mensal

Na previsão do preço médio mensal o resultado é um pouco diferente ao obtido na previsão anual. Na previsão mensal verifica-se uma estabilização do preço da eletricidade para os próximos três meses.

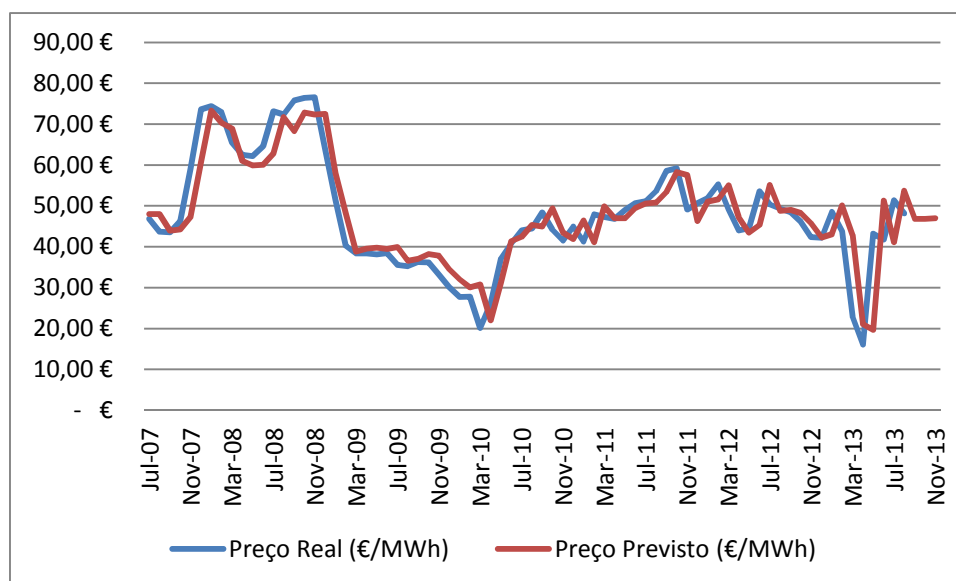


Figura 4.18 - Previsão do preço médio mensal de transação de eletricidade no mercado diário em Portugal.

É espectável que o preço de setembro de 2013 se mantenha em outubro, havendo no entanto um pequeno aumento no mês de novembro, cerca de 0,41%.

Tabela 4.4 - Previsão do preço médio mensal de transação de eletricidade no mercado diário em Portugal.

Ano	Preço real (€/MWh)	Previsão de preço (€/MWh)	Aumento percentual
Abril 2013	16,08 €	21,04 €	
Mai 2013	43,25 €	19,66 €	168%
Junho 2013	41,70 €	51,32 €	-3,58%
Julho 2013	51,40 €	41,10 €	23,27%
Agosto 2013	48,12 €	53,72 €	-6,39%
Setembro 2013		46,81 €	-2,72%
Outubro 2013		46,81 €	0,01%
Novembro 2013		47,01 €	0,41%

Previsão de preço médio diário

Relativamente ao preço médio diário de transação de eletricidade prevê-se que o preço tenha um comportamento crescente do seu valor, em contraste à estabilidade que se deverá verificar no preço médio mensal.

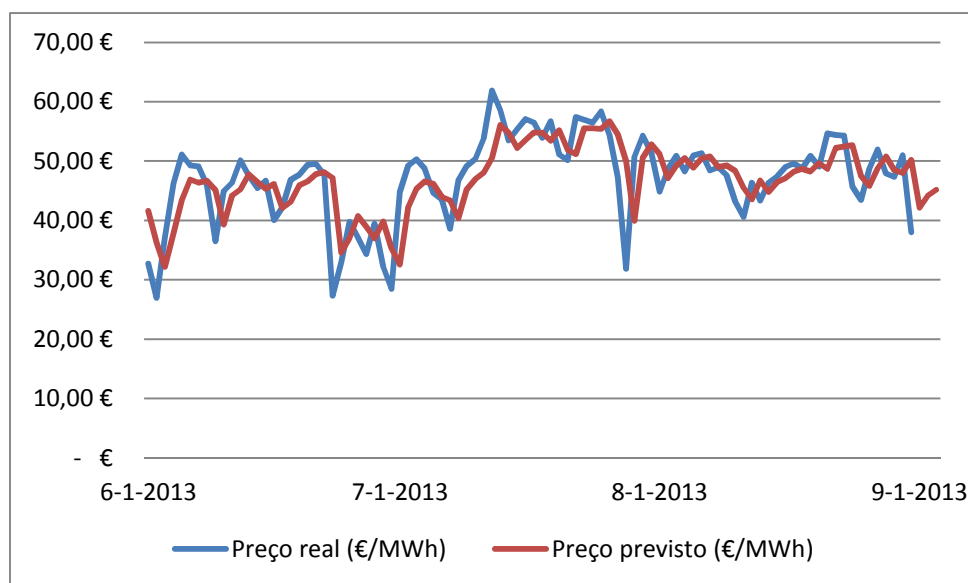


Figura 4.19 - Previsão do preço médio diário de transação de eletricidade no mercado diário em Portugal.

Nos primeiros dias do mês de setembro de 2013 espera-se um aumento do preço da eletricidade, cerca de 11,03% no dia um, 4,78% no dia dois e 2,20% no dia três.

Tabela 4.5 - Previsão do preço médio diário de transação de eletricidade no mercado diário em Portugal.

Ano	Preço real (€/MWh)	Previsão de preço (€/MWh)	Aumento percentual
26/08/2013	48,71 €	45,82 €	
27/08/2013	51,95 €	48,77 €	6,65%
28/08/2013	47,94 €	50,78 €	-7,72%
29/08/2013	47,31 €	48,44 €	-1,31%
30/08/2013	50,97 €	47,97 €	7,74%
31/08/2013	37,98 €	50,16 €	-25,48%
01/09/2013		42,17 €	11,03%
02/09/2013		44,18 €	4,78%
03/09/2013		45,16 €	2,20%

Com a determinação dos preços de transação de eletricidade no mercado diário em Portugal a cada dia é possível atualizar os dados conhecidos,

permitindo assim validar /corrigir os valores previstos e fazer evoluir a previsão para um período posterior.

A qualquer momento é possível rever as equações determinadas de modo a adaptar o modelo a uma situação de mercado diferente, caso se verifique no futuro, ou mesmo a um outro mercado de energia elétrica.

4.3. Análise conclusiva

No capítulo 4 foram colocadas em prática os modelos descritos no capítulo 3. Numa primeira fase analisou-se a relação existente entre o preço da energia elétrica e algumas das variáveis que influenciam a sua definição, tais como:

- o número de clientes no mercado liberalizado de energia elétrica
- o consumo de energia elétrica
- a potência instalada nas centrais produtoras de energia elétrica
- a tecnologia de produção de energia elétrica

Verificou-se que a tecnologia de produção é a variável que mais influencia o preço da eletricidade. Por um lado temos as centrais térmicas a carvão, da produção em regime ordinário, a contribuir para o aumento do preço da energia elétrica, por outro temos as centrais térmicas a gás natural, do lado da produção em regime ordinário, e as centrais hidráulicas, do lado da produção em regime especial, a contribuir para uma diminuição do preço.

Havendo uma tendência para a redução de produção de eletricidade com recurso à tecnologia térmica a carvão, devido à componente poluição característica desta tecnologia, e em paralelo um reforço na produção de eletricidade nas centrais térmicas a gás natural e nos aproveitamentos hídricos, é expectável que se visualize uma tendência para a diminuição do preço da eletricidade, mesmo tendo em conta a inflação global.

Na verdade, tem-se verificado uma diminuição do preço da eletricidade de 2007 para 2013, aferindo-se uma tendência de estabilização do preço.

A estabilização do preço da eletricidade nos últimos anos estará relacionada com a falta de investimento globalizada que impõe uma estagnação na evolução do parque eletroprodutor do sistema elétrico nacional.

O recurso ao modelo de previsão de preço mostrou que, caso não haja uma alteração significativa no rumo das políticas praticadas, a flutuação do preço da eletricidade tenderá a diminuir, estando no entanto o preço num sentido ascendente.

Este comportamento ascendente previsto do preço de transação da eletricidade no mercado diário, justifica-se devido à ausência de estimulação, derivada provavelmente da crise económica, das variáveis que mais influenciam o preço da eletricidade, isto é, a falta de investimento nas centrais térmicas a gás e aproveitamentos hídricos.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES

O presente trabalho procurou estudar a evolução do preço de transação da energia elétrica no mercado diário em Portugal Continental. Embora à partida, do ponto de vista teórico, o conjunto das condicionantes do preço da energia elétrica seja potencialmente extenso, estas podem não ser realmente observáveis, observadas ou registadas segundo critérios coerentes o que leva a que as aplicações empíricas não consigam entrar em linha de conta com muitos destes fatores, pelo menos de forma direta.

Este estudo não foi exceção e, apesar de se ter explorado a relação do preço da energia elétrica com indicadores de consumo de energia elétrica, número de consumidores inscritos no mercado liberalizado de energia elétrica, potência instalada das centrais produtoras de energia elétrica e tipo de tecnologia empregue na produção da energia elétrica, nem todos se mostraram estatisticamente relevantes.

Atendendo ao funcionamento do mercado de eletricidade e à tendência crescente da passagem dos consumidores finais para um regime livre em que podem negociar o preço da eletricidade com o comercializador respetivo, é possível verificar que a tarifa de energia elétrica deverá ser extinta brevemente, passando a funcionar-se em regime exclusivamente liberalizado, com a existência de uma tarifa social, segundo proposta do governo.

Em regime de mercado livre, o preço da eletricidade é resultado do encontro da oferta dos produtores, com a procura dos comercializadores que atuam em representação dos seus clientes. Como tal, é definido em cada sessão de mercado o preço da energia elétrica, que pode ser considerado marginal, sendo usado como referência para posterior cálculo do preço da eletricidade imputado aos consumidores.

O intuito da promoção relativamente à transição do consumo para o mercado livre será de aumentar a competitividade entre os envolvidos na cadeia do setor

elétrico, melhorando as condições negociais entre as várias categorias em que é decomposto.

Será no entanto de prestar atenção à eletricidade produzida pelos PRE, que deverá ser integrada, de alguma forma, no preço da energia elétrica, podendo vir a ser integrada nos custos do sistema, visto que devido à volatilidade das fontes de energia primária da maioria destes produtores, é difícil realizar previsões que possam levar à negociação da sua produção no mercado.

Ainda relativamente à Produção em Regime Especial, são de destacar as centrais hidráulicas e eólica devido à quantidade de energia por estas produzidas, comparativamente às restantes tecnologias de fontes primárias endógenas ou renováveis.

A Produção em Regime Especial também o é quanto aos custos gerados, sendo que toda a energia por esta produzida é adquirida obrigatoriamente pela rede. Face a um valor de referência é determinado o sobrecusto gerado pela PRE, que é diluído na tarifa de venda de energia elétrica aos consumidores.

A análise dos custos apresentados pelos produtores em regime ordinário permite o estabelecimento de custos médios de referência que são utilizados no cálculo do preço da eletricidade imputado aos consumidores finais.

Estes custos dependem fortemente da energia produzida por estes electroprodutores, facto que cria um certo paradigma relativo ao gradual aumento da PRE, que dificulta o recebimento dos custos das centrais, principalmente relativos aos seus encargos de potência, resultantes, principalmente, da amortização de investimentos efetuados.

A formação dos preços da eletricidade imputados aos consumidores finais é resultante da combinação de uma série de tarifas, que estão relacionadas com as partes integrantes da cadeia do setor elétrico.

A análise efetuada relativamente aos preços aplicados, permitiu aferir que são principalmente afetados pelo custo médio de produção apresentado pelos PRO, nomeadamente das tecnologias com consumo de combustíveis como

carvão ou gás natural, cujos custos são utilizados para o cálculo do valor de referência.

A extinção da tarifa regulada de energia elétrica retirará alguma influência da entidade reguladora sobre a fixação do preço da eletricidade, muito embora deva manter a posição quanto à regulação e estabelecimento de alguns valores envolvidos no uso do sistema, transporte e distribuição de energia elétrica.

Deve prestar-se atenção à evolução da PRE, em especial à produção eólica que se encontra em notório crescimento, avaliando também a aplicação das novas medidas remuneratórias da PRO, de forma a manter a coexistência saudável entre os dois tipos de produção.

Relativamente ao mercado liberalizado, deve ser alvo de um olhar cuidado, de forma a garantir uma concorrência justa e que permita melhores condições contratuais entre os intervenientes, favorecendo ultimamente e necessariamente o consumidor final.

Por último, mas não menos importante, resta referir o modelo ARIMA, que oferece um boa técnica para prever a magnitude de qualquer variável. A sua robustez está no facto de que o método é adequado para qualquer série temporal com qualquer padrão de variação e não requer que se escolha a priori o valor de qualquer parâmetro.

Os modelos ARIMA mostram-se como uma alternativa à previsão dos valores futuros de variáveis dispostas em séries temporais. Através da análise univariada, este tipo de modelo fundamenta-se na suposição de que a informação contida na variável é responsável por antever o comportamento futuro da série de dados.

Com base neste conhecimento o presente estudo foi elaborado com o objetivo de estimar a previsão do preços de transação da eletricidade no mercado diário em Portugal. Procurou-se determinar o comportamento futuro como forma de observar o comportamento dos preços a partir da dinâmica passada.

A construção do modelo baseou-se em dados disponibilizados na plataforma eletrônica de informações económicas do OMIP, REN e ERSE. A partir destas informações, procurou-se estimar os valores futuros.

Os modelos ARIMA fornecem também ferramentas úteis para serem usadas como ponto de referência ao desempenho de outros modelos de previsão como redes neurais, regressão de *Kernel* e outros tantos.

No entretanto, é necessário ter em mente que a imprecisão de previsão aumenta quanto mais longe a previsão estiver dos dados usados, o que é consistente com a expectativa dos modelos ARIMA. É preciso muita prática e experiência para que o modelo amadureça de forma controlada e robusta.

Espero com este trabalho ter facultado ao leitor uma melhor compreensão acerca do funcionamento do sistema elétrico nacional, principalmente no que toca ao preço da energia elétrica, para que se possa também entender o porquê das variações que possam ser verificadas neste âmbito.

REFERÊNCIAS

- A. Buda and A.Jarynowski (2010) Life-time of correlations and its applications vol.1, Wydawnictwo Niezalezne: 5–21, December 2010, ISBN 978-83-915272-9-0
- A. Quelhas, "Overview of the Energy Policy in Portugal," ed: EDP, 2009
- Baum, Christopher F. (2006). An Introduction to Modern Econometrics Using Stata. Stata Press. ISBN 1-59718-013-0
- Box, George; Jenkins, Gwilym M.; Reinsel, Gregory C. (1994). Time Series Analysis: Forecasting and Control (Third ed.). Prentice-Hall. ISBN 0130607746
- Brockwell, P. J.; Davis, R. A. (2009). Time Series: Theory and Methods (2nd ed.). New York: Springer. p. 273. ISBN 9781441903198
- Castro, Rui M. G., "Energias Renováveis e Produção Descentralizada", edição 0, pág. 4-9, 2009
- Chatfield, C. (1989). The Analysis of Time Series: An Introduction (Fourth Edition ed.). New York, NY: Chapman & Hall
- Decreto-Lei n.º 29/2006 de 15 de Fevereiro
- Decreto-Lei n.º 172/2006 de 23 de Agosto
- Decreto-Lei n.º 182/1995 de 27 de Julho
- Decreto-Lei n.º 264/2007 de 24 de Julho
- DIRECTIVA 2003/54/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO de 26 de Junho de 2003 que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que revoga a Diretiva 96/92/CE
- Dunn, Patrick F. (2005). Measurement and Data Analysis for Engineering and Science. New York: McGraw–Hill. ISBN 0-07-282538-3
- Dun-nan, L., Heng, X., Wang, H., "Quantitative analysis methods for electricity market", em. International Conference on Management and Service Science, pp. 1-4, de 20 a 22 de Setembro de 2009
- EDP, "Composição dos Preços de Eletricidade", web site <http://www.edp.pt>, 2013
- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, "Eletricidade – Atividade do Setor", web site <http://www.erse.pt>, 2013a

-
- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Como são calculadas as tarifas de eletricidade”, web site <http://www.erse.pt>, 2013b
 - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Preço da eletricidade em 2013”, web site <http://www.erse.pt>, 2013c
 - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Mercado grossista de eletricidade”, web site <http://www.erse.pt>, 2013d
 - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Composição dos Preços de Eletricidade, incluindo os Custos de Interesse Económico Geral”, web site <http://www.erse.pt>, 2013e
 - Fulekar (Ed.), M.H. (2009) Bioinformatics: Applications in Life and Environmental Sciences, Springer (pp. 110) ISBN 1-4020-8879-5
 - Galp, “O negócio da eletricidade em Portugal”, web site <http://www.galpennergia.com>, 2013
 - GREENE, William H. Econometric Analysis, (6th ed.) New Jersey: Pearson Prentice Hall, 2008
 - Hanke, John E./Reitsch, Arthur G./Wichern, Dean W. (2001). Business forecasting (7th edition ed.). Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall
 - HANKE, John E.; WICHERN, Dean W. - Business forecasting. 9ª ed. Upper Saddle River, NJ: Pearson Education, 2008, pág. 407. ISBN 978-0-13-500933-8
 - INESC TEC, INESC Tecnologia e Ciência, “O Sistema Elétrico Nacional – Regulação e Tarifas; Perspetivas de Evolução e Desafios”, web site <http://www2.inescporto.pt>, 2013
 - MAKRIDAKIS, Spyros; WHEELWRIGHT, Steven C.; HYNDMAN, Rob J. - Forecasting: methods and applications. 3ª ed. Nova Iorque: John Wiley & Sons, 1998, pág. 312. ISBN 978-0-471-53233-0
 - Mercado Ibérico de Eletricidade, “MIBEL”, web site <http://www.mibel.com>, 2013
 - Mills, Terence C. (1990) Time Series Techniques for Economists. Cambridge University Press
 - Operador de Mercado Ibérico de Energia, Polo Português, web site <http://www.omip.pt>, 2013

- Operador de Mercado Ibérico de Energia, Polo Espanhol, web site <http://www.omelholding.es>, 2013
- P. C. Loreta Stankeviciute, "Energy and climate policies to 2020; the impacts of the European "20/20/20" approach," International Journal of Energy Sector Management, vol. 2, 2008
- Percival, Donald B. and Andrew T. Walden. (1993) Spectral Analysis for Physical Applications. Cambridge University Press.
- Priestley, M. B. (1982). Spectral analysis and time series. London, New York: Academic Press. ISBN 0125649010
- Rahman, N.A. (1968) A Course in Theoretical Statistics, Charles Griffin and Company, 1968
- REN, "Caracterização da rede nacional de transporte para efeito de acesso à rede", Relatório da situação a 31 de Dezembro de 2012, Março 2013, web site <http://www.ren.pt>, 2013
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005
- Steven Stoft, "Power System Economics: Designing Markets for Electricity", Wiley-IEEE Press (1st edition), 17 de Maio de 2002