

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Previsão a Curto Prazo dos Preços de Mercado
Diário de Eletricidade**

Andreia Cristina Rosinha Gomes

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

Orientador: João Paulo Tomé Saraiva (Professor Doutor)
Co-orientador: José Nuno Moura Marques Fidalgo (Professor Doutor)

30 de Julho de 2014

A Dissertação intitulada

“Previsão a Curto Prazo dos Preços do Mercado Diário de Eletricidade”

foi aprovada em provas realizadas em 14-07-2014

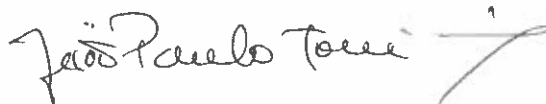
o júri



Presidente **Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira**
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge
Professor Auxiliar da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de
Coimbra



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

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



Autor - Andréia Cristina Rosinha Gomes

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

Este trabalho está dividido em duas partes principais. A primeira corresponde à análise da reestruturação do Setor Elétrico na Europa, bem como aos obstáculos que têm surgido desde que foram dados os primeiros passos até à atualidade. No decorrer da história recente do processo de reestruturação, deu-se atenção às Diretivas Europeias que permitiram que tal acontecesse. Foi dada uma atenção especial ao caso da Península Ibérica e, em particular, aos mecanismos de mercado existentes em Espanha e em Portugal no âmbito do MIBEL. Foram citados vários autores, de diferentes áreas e em abordagens distintas, procurando-se identificar diferentes pontos de vista, sobre um dos temas mais relevantes na atualidade no seio da União Europeia.

Numa segunda parte, serão apresentados conhecimentos alargados sobre metodologias de previsão e a sua utilização prática quando aplicadas aos preços de energia elétrica. Inicialmente serão apresentadas algumas metodologias de previsão e, posteriormente, uma análise mais profunda sobre as Redes Neurais Artificiais, nas quais se irá trabalhar com a finalidade de as testar num exercício prático de previsão. O horizonte temporal para o exercício de previsão a realizar é de dois meses, tendo por base os dados do mercado Pool comum.

Por fim, os conhecimentos adquiridos ao longo do trabalho, serão culminados no capítulo 7, referente às conclusões. Neste capítulo será afetado um resumo dos resultados obtidos através de conhecimentos aprendidos durante o estudo do comportamento e mecanismos dos mercados de eletricidade. Para terminar, serão sugeridas algumas direções para trabalhos futuros.

Abstract

This work is divided in two main parts. In the first, the analysis of the restructuring of the Europe Electric Sector is made, as also of the main difficulties since the first steps were taken into the present. During the restructuring process it was essential to follow closely all the European Policies. It was given an especial attention to the Iberian Peninsula, particularly to the market mechanisms in Spain and Portugal in scope with MIBEL. It was referenced several authors, from different areas of expertise with several approaches, with the objective to find several points of view of the one of the most important themes nowadays in the European Union.

In the second part, it will be shown a wide range of knowledge about prevision methodologies and its practical application in predicting electric energy prices. Initially, prevision methodologies will be presented and after it will be made a deeper analysis about Artificial Neural Networks and its application in a practical exercise about prevision. The time frame for the prevision exercise is two months, based in common Pool market data.

At last, the knowledge acquired from the study will be culminated in chapter 7, the conclusions. In this chapter, it will be made a summary about the results obtained in the study of the mechanism and behavior of electricity markets. In the end, it will be suggested directions to future works.

Agradecimentos

Quero agradecer ao Tiago Campos e à Ana Orvalho, sem eles não estaria onde estou hoje.

À Rute Louro, Francisco Rebelo e Nuno Guimarães que fizeram estes anos de faculdade completamente inesquecíveis. Muito obrigado por todos os momentos passados e por todo o apoio e amizade.

Ana Dionísio, Joana Marrucho e Pedro Silva, sem vocês nada seria o mesmo. Obrigado por toda a ajuda, apoio e carinho, se existem amizades que valeram a pena criar, que me fizeram crescer e que me permitiram ser a pessoa que sou hoje é a vossa.

Às minhas irmãs Sandra e Sílvia Rosinha, não há palavras para descrever o quão importante vocês são para mim.

Ao meu cunhado Paulo Rua, por toda a disponibilidade e ajuda ao longo do meu percurso académico.

Um obrigado ao meu namorado João Silva, por todas as crises que me ajudou a superar durante o meu curso, se tem alguém que é um grande responsável por eu estar aqui hoje, é ele. Obrigado por sempre acreditares em mim e sempre teres estado do meu lado.

Aos Engenheiros da EDP Produção Virgílio Mendes e José Carlos Sousa pelo acompanhamento do trabalho, disponibilização de dados e discussão de resultados.

Aos meus orientadores, Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva e ao Professor Doutor José Nuno Moura Marques Fidalgo, que sempre me aconselharam e ajudaram ao longo do desenvolvimento e da escrita da dissertação, um sincero muito obrigado.

E acima de tudo, um grande obrigado aos meus pais, que sem o seu sacrifício, trabalho e dedicação eu nunca estaria aqui.

Andreia Cristina Rosinha Gomes

*“There’s nothing happy about having your fate decided for you.
You have to grab your own happiness.”*

Hiro Mashima

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Aspetos Gerais	1
1.2	Motivação e Objetivos	1
1.3	Estrutura da Dissertação	2
2	A Evolução do Setor Elétrico	3
2.1	Enquadramento Geral	3
2.2	Reestruturação na Europa	4
2.2.1	Diretivas Europeias	6
3	Mercados de Eletricidade	9
3.1	Aspetos Gerais	9
3.2	Modelo em <i>Pool</i>	11
3.2.1	Modelos Simétricos e Assimétricos	12
3.2.2	Modelos Obrigatórios e Voluntários	16
3.2.3	Contratos Bilaterais	16
3.2.4	Modelos Mistos	18
3.2.5	“ <i>Market-Splitting</i> ”	19
3.3	Preço de Mercado e Elasticidade	20
4	Mercado Ibérico de Eletricidade	23
4.1	Estruturação e desenvolvimento	23
4.2	Operadores de Mercado	27
4.2.1	Pólo Espanhol - OMIE	27
4.2.2	Pólo Português – OMIP/OMIClear	30
5	Redes Neurais Artificiais	33
5.1	Metodologias de Previsão	33
5.2	Fundamentos das Redes Neurais Artificiais	34
5.3	Modelização das ANNs	35
5.3.1	Modelo do Neurónio Artificial em Camadas	35
5.3.2	Funções de Ativação	36
5.3.3	Limiar	38
5.4	Processo de Aprendizagem das ANNs	39
5.4.1	Algoritmo Retro-Propagação	40
5.5	Arquitetura da Rede Neuronal	41
5.6	Software Utilizado	45
5.6.1	Indicadores de Performance e Divisão de Dados	45

6	Previsão de Preços de Mercado Diário em Pool Comum	47
6.1	Aspetos Gerais	47
6.2	Saídas e <i>Targets</i>	49
6.3	Conjunto de treino e de teste	49
6.4	Redes Neurais	50
6.4.1	Rede Neuronal com Dados de 1 Ano	50
6.4.2	Rede Neuronal com Dados dos Meses de Verão	51
6.4.3	Rede Neuronal com Dados dos Meses de Inverno	52
6.5	Resultados Obtidos	53
6.5.1	Rede Neuronal com Dados de 1 Ano	53
6.5.2	Rede Neuronal com Dados dos Meses de Verão	63
6.5.3	Rede Neuronal com Dados dos Meses de Inverno	67
7	Conclusões e Trabalhos Futuros	73
7.1	Aspetos Gerais	73
7.2	Satisfação dos Objetivos Fixados	74
7.3	Trabalhos Futuros	74
A	Anexo A	77
	Referências	83

Lista de Figuras

2.1	Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico	4
2.2	Cronologia da liberalização dos setores elétrico e de distribuição do gás	5
3.1	Novo modelo desagregado do setor elétrico	9
3.2	Modelo de exploração do setor elétrico em <i>Pool</i>	12
3.3	Funcionamento de um <i>Pool</i> simétrico	13
3.4	Representação gráfica do Benefício Social	14
3.5	Funcionamento de um <i>Pool</i> assimétrico	15
3.6	Representação gráfica de um contrato às diferenças	18
3.7	Modelo misto de exploração do setor elétrico	19
4.1	Esquema Organizativo do MIBEL [1]	28
4.2	Mercado intradiário no MIBEL. Cronologia das seis sessões [2]	29
5.1	Analogia entre o fluxo de informação num neurónio biológico e num neurónio artificial	35
5.2	Representação de um neurónio artificial	35
5.3	Conexão de uma rede neuronal em camadas	36
5.4	Função de ativação <i>Hard-Limit</i>	37
5.5	Função de ativação linear	37
5.6	Função de ativação Log-Sigmoid	38
5.7	Função de ativação Tan-Sigmoid	38
5.8	Neurónio x na camada k produzindo uma resposta O_{kx} com m entradas da camada anterior p e com um limiar b_{kx} independente do processamento das camadas anteriores	39
5.9	Função de ativação sigmóide deslocada por um limiar de ativação de 2 unidades	39
5.10	Arquitetura da ANN que produziu melhores resultados, com valores de 1 ano	42
5.11	Arquitetura da ANN que produziu melhores resultados, com valores dos meses de Verão	43
5.12	Arquitetura da ANN que produziu melhores resultados, com valores dos meses de Inverno	44
6.1	Preços de Mercado do mês de Julho	48
6.2	Preços de Mercado do mês de Novembro	48
6.3	Comparação dos Valores Reais com os Valores Previstos para o dia em que se obteve a melhor previsão do mês de Julho	54
6.4	Comparação dos Valores Reais com os Valores Previstos para o dia em que se obteve a pior previsão do mês de Julho	54

6.5	Comparação dos Valores Reais com os Valores Previstos para o dia em que se obteve a melhor previsão do mês de Novembro	55
6.6	Comparação dos Valores Reais com os Valores Previstos para o dia em que se obteve a pior previsão do mês de Novembro	55
6.7	Diferença entre os Valores Reais e os Valores Previstos dos Preços de Mercado do mês de Julho	57
6.8	Diferença entre os Valores Reais e os Valores Previstos dos Preços de Mercado do mês de Novembro	57
6.9	Comparação dos Preços de Mercado Reais com os Preços de Mercado Previstos para Julho	58
6.10	Comparação dos Preços de Mercado Reais com os Preços de Mercado Previstos para Novembro	58
6.11	Média dos Valores Reais Médios de Julho e Novembro VS Média dos Valores Previstos Médios de Julho e Novembro	62
6.12	Média dos Valores Reais Médios de Julho VS Média dos Valores Previstos de Julho	62
6.13	Média dos Valores Reais Médios de Novembro VS Média dos Valores Previstos de Novembro	63
6.14	Comparação dos Valores Reais com os Valores Previstos para o dia em que se obteve a melhor previsão do mês de Julho	64
6.15	Comparação dos Valores Reais com os Valores Previstos para o dia em que se obteve a pior previsão do mês de Julho	64
6.16	Diferença entre os Valores Reais e os Valores Previstos dos Preços de Mercado do mês de Julho	65
6.17	Comparação dos Preços de Mercado Reais com os Preços de Mercado Previstos para Julho	66
6.18	Média dos Valores Reais Médios de Julho VS Média dos Valores Previstos de Julho	67
6.19	Comparação dos Valores Reais com os Valores Previstos para o dia em que se obteve a melhor de previsão do mês de Novembro	68
6.20	Comparação dos Valores Reais com os Valores Previstos para o dia em que se obteve a pior de previsão do mês de Novembro	68
6.21	Diferença entre os Valores Reais e os Valores Previstos dos Preços de Mercado do mês de Novembro	69
6.22	Comparação dos Preços de Mercado Reais com os Preços de Mercado Previstos para Novembro	69
6.23	Média dos Valores Reais Médios de Novembro VS Média dos Valores Previstos de Novembro	71
A.1	Preços de Mercado do mês de Janeiro	77
A.2	Preços de Mercado do mês de Fevereiro	78
A.3	Preços de Mercado do mês de Março	78
A.4	Preços de Mercado do mês de Abril	79
A.5	Preços de Mercado do mês de Maio	79
A.6	Preços de Mercado do mês de Junho	80
A.7	Preços de Mercado do mês de Agosto	80
A.8	Preços de Mercado do mês de Setembro	81
A.9	Preços de Mercado do mês de Outubro	81
A.10	Preços de Mercado do mês de Dezembro	82

Lista de Tabelas

2.1	Modelos do Setor Elétrico	6
6.1	Informação relativa aos testes realizados para a Rede Neuronal de 1 Ano	51
6.2	Informação relativa aos testes realizados para a Rede Neuronal dos meses de Verão	52
6.3	Informação relativa aos testes realizados para a Rede Neuronal dos meses de Inverno	52
6.4	Erro médio percentual da previsão dos dois meses para cada hora	60
6.5	Erro médio percentual da previsão do mês de Julho para cada hora	60
6.6	Erro médio percentual da previsão do mês de Novembro para cada hora	61
6.7	Erro médio percentual da previsão do mês de Julho para cada hora	66
6.8	Erro médio percentual da previsão do mês de Novembro para cada hora	70

Abreviaturas e Símbolos

MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
ERSE	Entidade Reguladora do Setor Elétrico
ISO	Independent System Operator
TSO	Transmission System Operator
CNE	Comisión Nacional de Energia
OMI	Operador do Mercado Ibérico
OMIP	Operador do Mercado Ibérico - pólo Português
OMICLEAR	Sociedade de Compensação de Mercados de Energia
OMIE	Operador do Mercado Ibérico - pólo Espanhol
MIBGAS	Mercado Ibérico de Gás Natural
CMEC	Mecanismos de Manutenção de Equilíbrio Contratual
CAE	Contratos de Aquisição de Energia
CTC	Custos de Transição para a Concorrência
CMVM	Comissão do Mercado de Valores Mobiliários
CNMV	Comisión Nacional del Mercado de Valores
PRE	Produção em Regime Especial
OTC	Over the Count
ANN	Artificial Neural Networks
SEE	Sistema Elétrico de Energia

Capítulo 1

Introdução

1.1 Aspetos Gerais

O processo de reestruturação do setor elétrico e o desenvolvimento dos mercados de eletricidade na maioria dos países da Europa Continental começou no final da década de 90, com exceção do Mercado Ibérico de Eletricidade, que entrou em funcionamento em 2007.

Esta transição foi impulsionada pela Diretiva 92/96/CE (ver secção 2.2) da Comissão Europeia intitulada “*Diretiva para o Mercado Interno da Eletricidade*”. O principal motivo para a aprovação desta diretiva foi que a liberalização, a privatização e a desregulação do setor resultassem em competição no mercado grossista, assim como no retalho, o que iria culminar em preços de energia elétrica mais baixos em toda a Europa.

A principal intenção da Comissão Europeia era a criação de um Mercado Interno de Eletricidade. Porém o mercado ainda está dividido em sete diferentes regiões (Centro-Oeste, Centro-Este, Centro-Sul, Norte, Sudoeste, Báltico, França – Reino Unido - Irlanda) e sub-mercados separados por capacidade de transmissão insuficiente entre fronteiras nacionais e, consequentemente, em preços muito díspares nas várias regiões.

1.2 Motivação e Objetivos

Numa economia competitiva como se vive agora, é fulcral recorrer a técnicas de previsão para melhor estimar de receitas e despesas. Nesta dissertação, abordar-se-á a previsão dos preços do mercado diário de eletricidade. Neste ambiente o preço deixa de ser fixado por métodos próprios de regulação tarifária, e passa a ser estabelecido por mecanismos de mercado. O mercado Spot, também conhecido por mercado em *Pool*, é um exemplo de uma estrutura que relaciona a produção e a carga. Nesta perspetiva, surgiu o interesse da realização desta dissertação, que tem por objetivo realizar a previsão de preços da energia elétrica, resultante do *Pool* comum. Para a realização destas previsões, utilizar-se-á uma metodologia com base em Redes Neurais Artificiais. Neste sentido, serão tratadas diversas Redes Neurais Artificiais às quais serão apresentados um conjunto de dados históricos (varáveis de entrada da rede) que tem influência no preço da

energia elétrica, resultantes do Pool. Perante estes dados, as Redes Neurais serão treinadas e, posteriormente, fornecerão a previsão pretendida sob o horizonte temporal de dois meses.

1.3 Estrutura da Dissertação

O presente trabalho está estruturado em 7 capítulos. Para além desta Introdução, no Capítulo 2 é abordado a história da reestruturação do Setor Elétrico.

No Capítulo 3 é apresentada a organização dos mercados competitivos de eletricidade, caracterizando os seus intervenientes e as funções que desempenham. Assim, são comparados os modelos de Pool simétrico e assimétrico, bolsa obrigatória e voluntária, e contratos bilaterais. Também se faz referência ao mecanismo de “*Market-Splitting*” e à definição de elasticidade de preço.

No Capítulo 4 é apresentada a história da estruturação e desenvolvimento do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Também se faz referência aos operadores de mercado dos dois países. Neste capítulo também se aborda o mercado diário, intradiário e mercado a prazo.

No Capítulo 5 está descrito o conceito de Redes Neurais Artificiais, começando por criar uma analogia destas com o modelo de neurónio biológico. Posteriormente, é descrito o modelo de neurónio artificial, da função de ativação e de outras características essenciais das Redes Neurais. Também é feita uma referência às arquiteturas utilizadas e ao software utilizado para a sua implementação.

No Capítulo 6, é apresentado o conjunto de dados utilizado para treino e teste das diferentes Redes Neurais, sendo definidas as entradas e saídas de cada uma. Neste capítulo são também apresentados os valores obtidos para cada uma das Redes Neurais. Por fim no Capítulo 7 expõem-se as conclusões finais do presente trabalho, referindo a satisfação dos objetivos atingidos e algumas direções para trabalho futuro, no sentido de despertar possíveis desenvolvimento do estudo aqui documentado.

Capítulo 2

A Evolução do Setor Elétrico

2.1 Enquadramento Geral

Nos finais do século XIX, iniciaram-se as atividades de produção, transporte e distribuição de energia ao consumidor. Numa fase inicial o sector elétrico era formado por redes elétricas de pequena potência e de pequena extensão geográfica uma vez, que as cargas envolvidas não tinham um valor elevado, e a tecnologia disponível ainda era pouco desenvolvida [3].

Com o aumento dos níveis das cargas, tornou-se necessário recorrer a novos centros produtores, os quais geralmente se encontravam longe dos centros de consumo, tendo esta situação levado a que a rede de transporte ganhasse uma nova dimensão. Este aumento de dimensão foi posteriormente seguido por uma progressiva interligação dos vários sistemas elétricos nacionais, de modo a garantir uma maior segurança e estabilidade na exploração do sistema de energia elétrica [3].

No que diz respeito à questão da propriedade das estruturas do sector elétrico, existiam diferenças nos vários países, uns com organizações privadas e outros com estruturas de serviço público. Em Portugal, e até 1975, o sector elétrico era organizado em termos de concessões atribuídas a entidades privadas. Em 1975 deu-se a nacionalização e integração vertical do sector, dando assim origem à EDP. Apesar da diversidade de estruturas, todas elas eram caracterizadas pela existência de monopólios verticalmente integrados, ou seja, as empresas detinham as atividades desde a produção até ao relacionamento com o cliente final. Adicionalmente, em alguns países, existiam também mais do que uma empresa no setor da eletricidade sendo que, neste caso, as diferentes empresas atuavam em diferentes áreas geográficas, não havendo assim competição, pois cada empresa tinha o seu conjunto de clientes cativo [3]. A estrutura verticalmente integrada e monopolista que caracterizava o setor elétrico encontra-se ilustrada na Figura 2.1.

Uma empresa verticalmente integrada apresenta uma posição dominante e central no setor. Este tipo de estrutura empresarial apresenta diversas implicações [3]:

- Não permite a escolha dos fornecedores pelos consumidores;
- Os preços da eletricidade são determinados por processos de regulação que muitas das vezes são pouco claros;

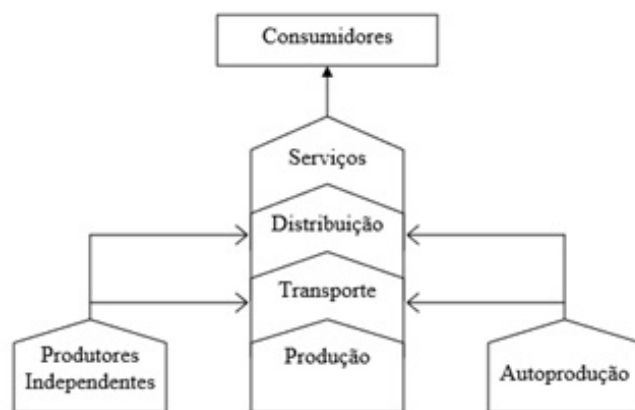


Figura 2.1: Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico

- Os níveis tarifários são frequentemente sujeitos a uma gestão política diretamente realizada pelo poder executivo;
- Este ambiente incentiva a construção de equipamentos sobredimensionados que, por sua vez, resulta em grandes economias de escala. Dadas as implicações descritas e a inexistência de concorrência, o modelo verticalmente integrado, não incentiva a eficiência interna por parte dos agentes económicos envolvidos.

Antes da crise petrolífera de 1973, o ambiente económico era estável traduzindo-se na presença de poucos fatores de risco nas várias atividades económicas, especialmente no setor elétrico. No entanto, a partir da década de 70, com a crise petrolífera (1973), as taxas de juro e de inflação subiram para valores bastantes elevados, o que resultou num ambiente económico mais volátil. Este contexto levou a que o consumo de energia elétrica apresentasse um comportamento mais imprevisível.

As diversas implicações de uma estrutura verticalmente integrada em conjunto com a crise económica de 1973 levou à inadiável reestruturação do setor elétrico nos últimos anos, isto é, o surgimento dos mercados de eletricidade.

2.2 Reestruturação na Europa

Como referido anteriormente, a crise da década de 70, levou à reestruturação do setor elétrico que veio a ocorrer anos mais tarde. Com o início desta, foi posto em causa o modelo monopolista e verticalmente integrado do setor elétrico. Esta contestação pode ser fundamentada pelos seguintes fatores [3]:

- Insatisfação dos consumidores, uma vez que muitas vezes pagavam o preço da eletricidade a um preço muito superior aos custos de produção;
- Liberalização de outras atividades, por exemplo, telefones, aviação e gás;

- Liberalização do comércio mundial em geral;
- Evolução tecnológica que permitiu que diversos sistemas ficassem interligados através de redes de transporte mais eficientes;
- Aparecimento de novas ferramentas e modelos que permitiram uma maior eficiência nos processos de reestruturação, principalmente no apoio aos mercados de eletricidade.

Através destes fatores, um novo modelo de fornecimento de eletricidade começou a ser desenvolvido, surgindo assim as primeiras experiências de liberalização do setor elétrico com o intuito de diminuir o descontentamento dos vários agentes económicos, através da promoção de concorrência e redução de custos.

Apesar de o Chile ter iniciado a experiência de liberalização do setor elétrico em 1979, os restantes países apenas deram início a este processo na década de 90, após Inglaterra e Gales sob o governo de Margareth Thatcher, terem iniciado a liberalização do setor, levando assim a um desenvolvimento mais acelerado e generalizado.

O processo de liberalização na Europa, foi posteriormente seguido pela Noruega e Suécia em 1996 (*NordPool*), mais tarde foi alargado à Finlândia e à Dinamarca, e em 2007 foi criado o MIBEL (Mercado Ibérico de Eletricidade), envolvendo Portugal e Espanha [3].

A Figura 2.2 representa a evolução do processo de liberalização dos setores elétrico e de distribuição de gás, na Europa e em outros países.

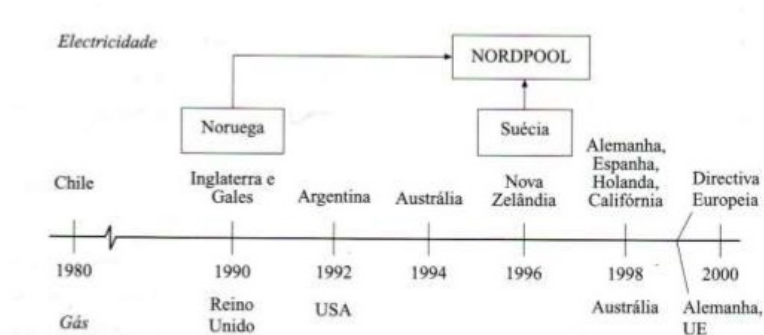


Figura 2.2: Cronologia da liberalização dos setores elétrico e de distribuição do gás

Tendo em vista a criação de um mercado único europeu, a Comissão Europeia tomou a iniciativa de dinamizar o processo de liberalização do setor elétrico, publicando assim a Diretiva 96/92/CE a 19 de Dezembro de 1996.

A 26 de Junho de 2003, o Parlamento Europeu e o Conselho publicaram a Diretiva 2003/54/CE, que estabelece as regras comuns para o mercado interno da eletricidade substituindo a Diretiva 96/92/CE. Em 2009, o Parlamento Europeu e a Comissão Europeia adotaram o Terceiro Pacote Energético.

Este pacote é composto (i) pela Diretiva 2009/72/CE, que faz referência às regras comunitárias para o mercado interno de eletricidade, (ii) pelo Regulamento CE nº 714/2009, sobre as condições

de acesso às redes para o comércio transfronteiriço de eletricidade, (iii) pela Diretiva 2009/73/CE referente às regras comunitárias para o mercado interno do gás natural, (iv) pelo Regulamento CE nº 715/2009 sobre as condições de acesso à rede de transmissão do gás natural, e por fim (v) pelo Regulamento CE nº 713/2009 que regula a criação de uma Agência de Cooperação das Entidades Reguladoras de Energia [4].

2.2.1 Diretivas Europeias

Em 1996 a União Europeia era composta por 15 estados membros, cada um com uma estrutura específica para o setor elétrico. A Comissão observou, que por um lado, as empresas concessionárias, operando em regime de monopólio, abusavam da sua posição dominante e apresentavam muitas ineficiências que, em última análise, eram suportadas pelos clientes finais. Por outro lado, as transações entre as diferentes empresas eram relativamente reduzidas.

Na Tabela 2.1, estão representados quatro modelos padrão do sistema elétrico. A Tabela mostra a diferença a nível de competição entre os produtores e a escolha que os retalhistas e clientes finais têm em cada modelo.

Tabela 2.1: Modelos do Setor Elétrico

Modelo	Monopólio	Comprador Único	Competição ao nível Grossista	Competição ao nível do Retalho
Definição	Monopólio a todos os níveis	Competição entre produtores com comprador único	Competição entre produtores e escolha para os retalhistas	Competição entre produtores e escolha para os clientes finais
Competição entre os produtores	Não	Sim	Sim	Sim
Escolha por parte dos retalhistas	Não	Não	Sim	Sim
Escolha por parte dos clientes finais	Não	Não	Alguns	Todos

Devido a estas diferenças, foi inicialmente aprovada a Diretiva 96/92/CE para que os diferentes estados membros se seguissem pelas mesmas linhas de orientação no que diz respeito à reestruturação do setor elétrico. A referida Diretiva, introduziu algumas regras comuns para o Mercado Interno de Eletricidade, assim como possui diversas alternativas admissíveis para a reestruturação. Como princípios gerais associados a esta diretiva podem-se enumerar as seguintes [5]:

- Subsidiariedade;
- Equivalência, sendo assim possível a escolha de uma série de opções desde que os resultados finais sejam semelhantes em termos de acesso de mercado;
- Transposição para legislação nacional e reciprocidade;
- Possibilidade de imposição de requisitos de serviço público;

- Sistema tarifário simples e transparente;
- Abertura gradual dos mercados.

A Diretiva 96/92/CE estabeleceu assim uma organização aproximada do modelo de Competição ao nível Grossista, apresentada na Tabela 2.1, deixando a liberdade de escolha aos estados membros para adotar um modelo de Comprador Único.

Esta Diretiva apresentava algumas deficiências a nível legislativo, que foram mais tarde abordadas e corrigidas com a Diretiva 2003/54/CE que estabeleceu regras comuns para a produção, transporte, distribuição e fornecimento de eletricidade. Com a Diretiva 2003/54/CE foram detalhadas as normas relativas à organização e ao funcionamento do setor elétrico e ao acesso ao mercado, assim como os critérios e mecanismos aplicáveis aos concursos, à concessão de autorizações e à exploração de redes [6].

Com esta nova Diretiva, os estados membros têm a permissão de impor obrigações de serviço público no que concerne à segurança de abastecimento, continuidade e qualidade de serviço, preços e proteção do ambiente, obrigando-os também a monitorizar a segurança de abastecimento para assim garantir o equilíbrio entre a oferta e a procura dos bens a longo prazo. Criaram-se as figuras de Operador da Rede de Transmissão e o Operador da Rede de Distribuição, de modo a garantir uma maior transparência em relação às atividades da rede. Estes operadores têm de ser independentes a nível contabilístico e jurídico, sendo responsáveis por assegurar a segurança, fiabilidade e exploração eficiente das redes. A figura do Comprador Único foi eliminada, e foram alargados progressivamente, os critérios de elegibilidade dos consumidores, ou seja, o grau de liberdade dos consumidores para a escolha do seu fornecedor de energia elétrica. Apesar da importância de todas as medidas mencionadas, existe a necessidade de destacar uma fundamental – a obrigação por parte dos estados membros de designar uma entidade como Agência Reguladora do Setor com caráter independente no que diz respeito aos interesses existentes no setor elétrico. No caso concreto de Portugal esta Entidade é a ERSE (Entidade Reguladora do Setor Elétrico).

Atualmente, a Diretiva em vigor é a que foi publicada em 2009, fazendo parte integrante do denominado “Terceiro Pacote Energético”. Assim como na Diretiva de 2003, as obrigações do serviço público continuam explícitas, apresentando de forma mais aprofundada o conceito de eficiência energética. Esta nova Diretiva apresenta disposições específicas para a Produção em Regime Especial, incentivando assim a utilização de recursos renováveis ou cogeração. Com esta nova Diretiva também foi criada a figura de Comercializador de Último Recurso, que está sujeito às obrigações do serviço universal e possibilitada uma maior facilidade de escolha e troca comercializador por parte dos consumidores finais [7].

Face aos aspetos mencionados, é possível concluir que os principais objetivos do Terceiro Pacote Energético são o aumento da concorrência, a regulação eficiente e o incentivo aos investimentos para benefício dos consumidores. Estas medidas têm como principal objetivo que o mercado opere em benefício aos consumidores, independentemente da sua dimensão, garantindo também um fornecimento de energia mais seguro, competitivo e sustentável para toda a União Europeia [8].

Capítulo 3

Mercados de Eletricidade

3.1 Aspetos Gerais

Como referido no capítulo anterior, até à crise petrolífera de 1973, o ambiente económico era estável e existiam poucos factores de riscos nas várias atividades económicas, especialmente no sector elétrico. Esta crise teve como consequência a reestruturação do sector e sua consequente liberalização. No entanto, o processo de liberalização fez com que fosse necessário efetuar modificações no sistema elétrico tradicional, tornando a energia eléctrica num produto cujo fornecedor pudesse ser escolhido, tendo em conta um conjunto de regras. É necessário ter em conta que o produto eletricidade apresenta particularidades de transporte e armazenamento que são regidas pelas Leis de Kirchhoff e que não são inteiramente compatíveis com as regras de mercado, influenciando fortemente a exploração dos sistemas elétricos.

A reestruturação do setor elétrico originou a desverticalização das empresas tradicionais e levou a uma estrutura desagregada onde participam vários agentes. Com esta nova estrutura, as empresas fornecedoras são encaradas como prestadoras de serviços e a rede corresponde ao local físico onde se estabelece o mercado de eletricidade. Para assegurar que o sistema funcione corretamente foram criadas entidades independentes de regulação e controlo. A Figura 3.1 apresenta o novo modelo do sector elétrico.

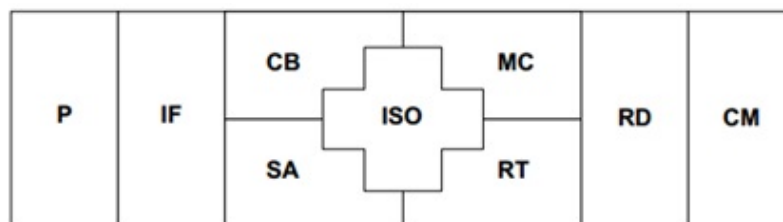


Figura 3.1: Novo modelo desagregado do setor elétrico

Através desta figura, pode-se observar a existência de atividades fortemente competitivas nas extremidades do modelo: Produção (P), Intermediação Financeira (IF) e Comercialização (CM)

por seu lado, a atividade de Rede de Distribuição (RD) é exercida em regime de monopólio regulado. A zona central do esquema corresponde a um conjunto de funções que estavam usualmente englobadas no segmento de transporte. Estas atividades incluem os Contratos Bilaterais (CB), os Mercados Centralizados (MC), a Rede de Transporte (RT), os Serviços Auxiliares (SA) e o *Independent System Operator* (ISO) [3].

Os Contratos Bilaterais são contratos que relacionam directamente as entidades produtoras e os comercializadores ou clientes elegíveis. Estes contratos correspondem a acordos englobando preço e modulação da energia a produzir/absorver ao longo de um intervalo de tempo, geralmente longo [3].

Os Mercados Centralizados recebem propostas de compra e de venda de energia elétrica, tipicamente para cada hora ou meia hora do dia seguinte (*Day-Ahead-Markets*). Estas propostas incluem valores disponíveis de potência e preço mínimo a receber, no caso de propostas de venda, ou preço máximo a pagar, no caso de propostas de compras. Estes mercados procedem ao encontro destas propostas construindo um despacho puramente económico para cada intervalo de tempo em que o dia seguinte se encontra discretizado [3].

A Rede de Transporte é a entidade que detém os ativos da rede de transporte e que, por razões de eficiência económica, funciona em regime de monopólio natural nas áreas em que se encontra implementada. Tal como as empresas da rede de distribuição, as RT são remuneradas através da Tarifa de Uso de Rede e a sua atividade é regulada por Entidades Reguladoras [3].

Os Serviços Auxiliares representam as entidades fornecedoras de serviços auxiliares, como por exemplo, reservas primária, secundária e terciária, produção de potência reativa e controlo de tensão e *blackstart* incluído nas reservas. Os níveis desses serviços auxiliares podem ser contratados no âmbito de mercados específicos ou podem estar definidos níveis mínimos obrigatórios para participação no mercado de compra e venda de energia [3].

O *Independent System Operator*, ISO, tem funções de coordenação técnica da exploração do sistema de transporte. Este operador recebe informação relativamente aos contratos bilaterais em termos dos nós da rede e das potências envolvidas, assim como informação sobre os despachos económicos resultantes da atividade dos mercados centralizados. O operador de sistema deve realizar um conjunto de estudos de forma a avaliar a viabilidade técnica do conjunto contratos/despachos para cada intervalo do dia seguinte, tendo atenção às situações de congestionamento. Se o conjunto contratos/despachos não originar congestionamentos, a exploração do sistema é viável do ponto de vista técnico, procedendo-se assim à identificação e contratação dos níveis necessários de serviços auxiliares. Caso se identifiquem situações de congestionamento, o despacho não é viável e deverá ser sujeito a modificações induzidas ou forçadas através de diversos mecanismos [3].

Este modelo corresponde à visão mais desagregada possível do setor elétrico, sendo que algumas das atividades relativas ao transporte de energia elétrica podem ser agregadas na mesma entidade. No caso da REN SA, concessionária da Rede Nacional de Transporte, esta desempenha funções de exploração da rede de transporte e de coordenação técnica do sistema bem como de

concessionário dos bens afetados a esta atividade. Neste contexto o ISO assume o papel de TSO – *Transmission System Operator*.

3.2 Modelo em Pool

Com a introdução de mecanismos de mercado no setor elétrico iniciou-se a reformulação do relacionamento entre entidades produtoras com as empresas distribuidoras e os clientes elegíveis [3]. Este novo tipo de relacionamento entre entidades corresponde aos mercados centralizados, ou seja, mercados que apenas aceitam transações em que a entrega da mercadoria é imediata e o pagamento é feito à vista [9]. No entanto, sendo a eletricidade um produto que não é possível ser armazenada, torna-se inviável o estabelecimento de um verdadeiro mercado deste tipo [10]. Nos mercados de eletricidade as transações são contratadas algum tempo antes da entrega física, visto que é impossível satisfazer o consumo, sistematicamente, sem um planeamento prévio de produção. Este tipo de mercados funcionam normalmente no dia anterior àquele em que será implementado o resultado das propostas de compra/venda aceites, fazendo com que sejam muitas vezes designados por *Day-Ahead Markets* ou mercados *Spot* de energia elétrica [3]. O *Pool*, também conhecido por bolsa de eletricidade, surge desta forma como uma aproximação a um verdadeiro mercado *Spot*, sendo este um mecanismo que permite o relacionamento indireto entre agentes produtores, por um lado, e comercializadores ou clientes elegíveis, por outro [10]. Estes mercados tem como objetivo equilibrar a produção e o consumo através de propostas comunicadas pelos diferentes agentes. Os agentes produtores comunicam ao mercado o nó de injeção e a quantidade de energia que estão disponíveis para produzir, assim como o preço unitário mínimo que pretendem receber para produzir a respetiva quantidade. Os comercializadores e/ou clientes elegíveis comunicam ao mercado a quantidade de energia que pretendem adquirir, tendo como base as previsões de consumo, assim como o preço unitário máximo que estão dispostos a pagar.

Tendo em conta o horizonte de curto prazo que está associado ao *Pool*, verifica-se que as decisões de investimento já foram tomadas pelos agentes produtores, fazendo assim com que as propostas de venda apresentadas ao mercado tendam a refletir os seus custos marginais de curto prazo [3]. O Operador de Mercado irá receber as diferentes propostas dos diferentes agentes para as 24 horas do dia seguinte. Estas 24 horas são transformadas em 24 ou 48 intervalos de 1 hora ou de 30 minutos, respetivamente, de forma a acomodar as variações de carga típicas ao longo de um dia e a refletir as variações dos custos de exploração associados às diferentes unidades de produção. Tendo a informação de todas as propostas, o Operador de Mercado ordena as propostas de compra por ordem decrescente de preço e as propostas de venda por ordem crescente de preço, obtendo-se assim as curvas agregadas de produção e de consumo. Uma vez obtidas as curvas agregadas de compra e venda, o Operador de Mercado irá determinar os 24 ou 48 despachos puramente económicos resultantes da interseção das curvas e enviá-los para o ISO, que irá avaliar a sua viabilidade técnica.

Na Figura 3.2 estão ilustradas as atividades em que se estrutura o planeamento da operação do sistema para o dia seguinte.

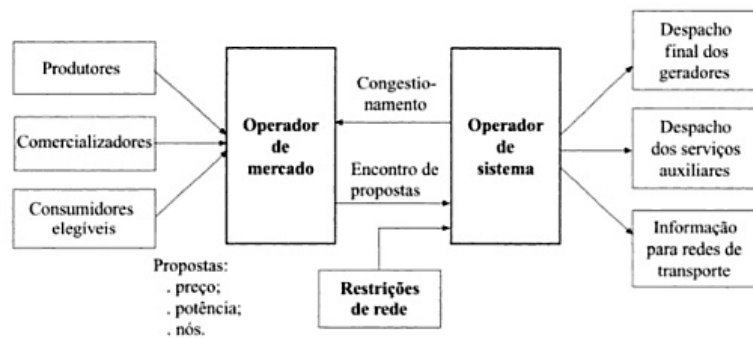


Figura 3.2: Modelo de exploração do setor elétrico em *Pool*

O modelo em *Pool* admite duas versões, simétrica e assimétrica, que serão analisadas na secção seguinte.

3.2.1 Modelos Simétricos e Assimétricos

A versão normalmente utilizada nos mercados *Spot* de energia elétrica é o modelo em *Pool* simétrico. Esta versão permite a existência de propostas de venda por parte dos produtores e propostas de compra por parte dos comercializadores e/ou clientes elegíveis. A metodologia utilizada, que considera as diferentes propostas dos diferentes agentes, foi descrita na secção anterior (3.2).

Como referido na secção anterior, uma vez obtidas as curvas agregadas de compra e de venda, procede-se à interseção das duas. O ponto onde estas curvas se interseitam corresponde ao Preço de Encontro de Mercado – *Market Clearing Price* – e a energia elétrica respetiva corresponde à Quantidade Negociada – *Market Clearing Quantity*.

O Preço de Encontro de Mercado, corresponde ao preço da energia elétrica para o qual os preços das propostas de compra são superiores aos preços das propostas de venda. Por outro lado, o Preço de Encontro de Mercado pode também ser encarado como correspondendo à quantidade máxima de energia elétrica para a qual há ofertas de compra cujo preço de compra é superior ao preço de venda associado às ofertas de venda. Neste sentido, as ofertas de venda e de compra situadas à direita da Quantidade Negociada, assinalada no gráfico da Figura 3.3, não são aceites, uma vez que não há ofertas de compra cujo preço supere o das ofertas de venda ainda não despachadas. Inversamente, as propostas situadas à esquerda da Quantidade Negociada serão aceites, fazendo com que os agentes produtores que apresentaram propostas com um preço inferior ao Preço de Encontro de Mercado, sejam todos remunerados segundo esse preço de referência para a quantidade de energia elétrica que se comprometeram a produzir, para o respetivo período horário.

O princípio de funcionamento de um mercado deste tipo tem como principal objetivo a maximização do Benefício Social, que traduz o facto de os consumidores considerarem que têm um benefício superior na utilização de energia elétrica em relação ao preço que irão pagar por esta. A maximização deste Benefício Social corresponde graficamente à área a sombreado da Figura 3.4.

Em relação a este mecanismo, é importante ainda salientar alguns aspetos relevantes [3]:

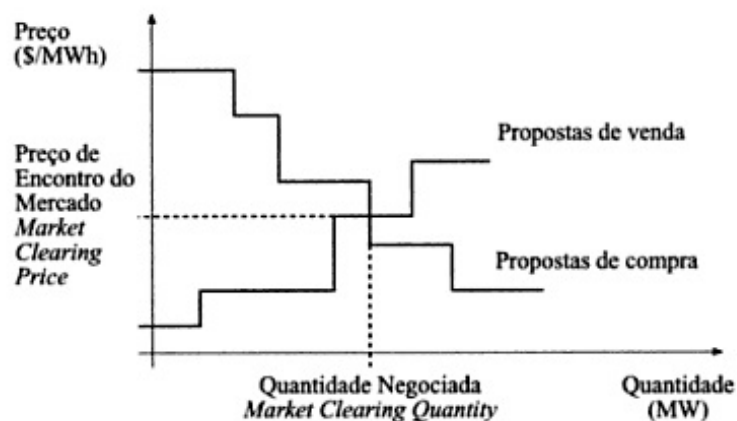


Figura 3.3: Funcionamento de um Pool simétrico

- **Propostas Simples / Propostas Complexas** – existem dois tipos de propostas, simples e complexas. As Propostas Simples não admitem qualquer interação temporal entre as propostas transmitidas por uma mesma entidade, ou seja, a proposta apresentada para um intervalo de tempo é independente das que se possam apresentar para intervalos de tempo anteriores e posteriores. Assim, quando falamos em propostas simples, tratamos cada intervalo de forma independente, tendo assim 24 ou 48 problemas independentes. No entanto, existem condições particulares que não permitem o uso de Propostas Simples, sendo então necessário a utilização de Propostas Complexas. Estas utilizam-se quando, por exemplo existem restrições de valor mínimo de produção, de taxas de tomada ou diminuição de carga em centrais térmicas, ou à existência de diversas centrais hídricas no mesmo curso de água e em que as albufeiras possuem pouca capacidade. O processo do despacho utilizando Propostas Complexas é mais moroso e pesado do ponto de vista computacional;

- **Elasticidade Carga / Preço** – é possível transmitir ofertas de compra uma vez que o comportamento do consumo é sensível ao preço da energia elétrica, ou seja, o seu comportamento é elástico relativamente ao preço. As propostas de compra devem ser pensadas em função da avaliação que é realizada do benefício que decorre da utilização da energia elétrica. Assim, até um determinado nível de preço os consumidores consideram que o benefício decorrente da utilização da energia elétrica é superior aos encargos respetivos. Se esse limiar for ultrapassado, então a utilização de energia elétrica passa a ser não economicamente atrativa;

- **Origem da informação** – em modelos tradicionais de despacho e minimização de custo de produção era exigido o conhecimento das funções custo dos geradores, refletindo aspetos de ordem técnica, os custos de combustíveis e os custos decorrentes da gestão eficiente da água. Em ambiente de mercado, este tipo de informação não é suficiente uma vez que não reflete, de forma completa, os custos de oportunidade decorrentes da utilização mais ou menos intensiva de uma central, assim como não ilustra as vantagens e os riscos que podem advir de não realizar ações de manutenção imediatas. Assim, a forma tradicional de realizar despachos é substituída por uma

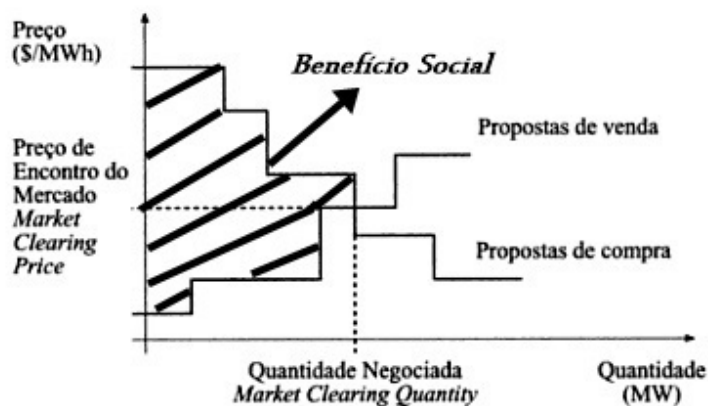


Figura 3.4: Representação gráfica do Benefício Social

forma que continua a ser centralizada, mas em que as fontes de informação passam a corresponder aos agentes envolvidos no mercado;

- **Preço de Mercado / Preço Marginal** – os mecanismos tradicionais de despacho inerente às empresas verticalmente integradas eram utilizados em ambientes pouco voláteis e facilmente previsíveis. Assim, era usual a remuneração dos custos de produção por mecanismos tarifários baseados em custos médios. Por outro lado, em ambiente de mercado é usual a existência de cargas cujo comportamento é sensível ao preço, além de que a presença de muitos agentes, obriga a adoção de mecanismos diferentes. Assim, o preço de encontro corresponde a um preço marginal, no sentido em que corresponde ao preço a que seria remunerada a unidade extra de energia elétrica se o valor da carga aumentasse de uma unidade. A obtenção de uma solução ótima para este novo problema de despacho obriga a que as ofertas de venda reflitam os custos marginais de produção e que as ofertas de compra traduzam os benefícios que cada entidade espera poder obter devido à utilização de energia elétrica. Assim, o preço de mercado corresponde quer ao preço a que são remuneradas as entidades produtoras, quer ao preço a que os consumidores elegíveis e comercializadores pagam a energia elétrica que irão receber, independentemente dos valores incluídos originalmente nas suas propostas;

- **Propostas de Venda / Custos Marginais / Preços Marginais** – como referido, neste tipo de mercado as ofertas de venda refletem os custos marginais de produção dos diferentes geradores e o seu preço marginal correspondente. Assim, a indicação de preços excessivamente superiores aos custos marginais de produção corresponderia a um comportamento demasiado arriscado, dado que iria aumentar a probabilidade de esse gerador não ser despachado. Por outro lado, a apresentação de ofertas que incluam preços excessivamente inferiores aos custos marginais de produção aumentaria o risco de ser aceites, contribuindo assim para a diminuição do preço de mercado. Isto poderia levar a que centrais estivessem a ser remuneradas abaixo dos seus custos de produção. Num mercado em que as remunerações e pagamentos são feitos através do valor da última proposta aceite, o comportamento mais eficiente corresponde a construir ofertas de venda baseadas

em preços marginais;

• **Volatilidade dos Preços** – uma vez que as curvas de compra e venda apresentam um caráter descontínuo, os preços de mercado tendem a ser voláteis. Isto é, à medida que a carga aumenta há necessidade de despachar centrais que possuem custos de produção mais elevados, fazendo assim com que as ofertas de venda e de compra fiquem associadas a preços mais elevados. Isto significa que os preços de mercado irão progressivamente aumentar desde os períodos de vazio até aos períodos de horas cheias e de ponta;

• **Remunerações / Sinais Económicos** – as remunerações conseguidas com base neste mecanismo são normalmente superiores aos custos marginais de produção de todas as centrais, à exceção da última que foi despachada. Isto significa que todos os produtores serão remunerados de forma atrativa, ou seja, a remuneração será em geral superior aos custos médios de produção. A existência de uma diferença significativa e continuada entre o preço de mercado e o custo médio de produção permite transmitir um sinal económico no sentido de induzir novos investimentos. Estes novos investimentos irão contribuir para o surgimento de ofertas de venda com preços mais baixos, fazendo assim com que o preço de mercado diminua e se atinga uma nova situação de equilíbrio.

No entanto, apesar de a versão mais usual dos mercados de energia elétrica serem mecanismos simétricos, este tipo de mercado também pode ser estruturado de forma a só permitir a apresentação de propostas de venda, sendo assim designado por um modelo de funcionamento assimétrico. Do lado da procura, estas implementações utilizam, normalmente, previsões de cargas comunicadas para cada intervalo de tempo de negociação pelas entidades consumidoras ou comercializadoras. Assim, neste modelo a carga é inelástica, ou seja, encontra-se apta a pagar qualquer preço que resulte do funcionamento de mercado.

Na Figura 3.5 está a representação gráfica que traduz o funcionamento deste tipo de mercado.

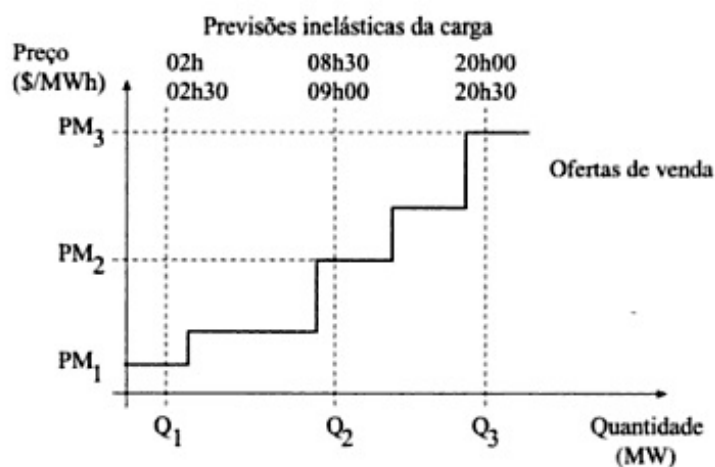


Figura 3.5: Funcionamento de um *Pool* assimétrico

Através da Figura 3.5 podemos perceber a volatilidade dos preços inerente a este tipo de mercado. Os preços de encontro são fortemente influenciados pelos preços de venda oferecidos, pelo nível de procura e pela ocorrência ou não de saídas de serviço, programadas ou por avaria. Nestes casos, para assegurar a alimentação de toda a carga prevista é necessário aceitar ofertas de venda de valor elevado, fazendo assim com que o preço de mercado aumente.

3.2.2 Modelos Obrigatórios e Voluntários

O modelo em *Pool* para além da sua classificação como simétrico ou assimétrico, também permite um outro tipo de classificação, obrigatório ou voluntário. Os modelos obrigatórios impõem que todos os agentes elegíveis apresentem as propostas de compra e venda ao mercado. Esta formulação do mercado não permite qualquer tipo de relacionamento comercial direto entre os agentes produtores, por um lado, e os comercializadores e/ou clientes elegíveis, por outro, obrigando a que toda a energia elétrica seja transacionada em ambiente de mercado. Esta estrutura é normalmente designada por comprador único, ou então pela expressão *Single Buyer* [3]. O modelo voluntário permite que os agentes para além de poderem apresentar as suas propostas ao mercado, possam também acordar um preço para a transação de energia elétrica entre si, designando-se este mecanismo por contratos bilaterais, que serão abordados na secção 3.3.

3.2.3 Contratos Bilaterais

Admitindo um modelo em *Pool* simétrico, é possível obter um despacho de acordo com a apresentação de propostas de compra e venda dos vários agentes que participam no mercado. Nesta situação, as entidades compradoras não tem possibilidade de identificar as entidades produtoras que as estão a alimentar e vice-versa. Tal acontece pois a interligação dos sistemas elétricos, trânsitos de potências e as tensões em módulo e fase nos diversos nós do sistema têm que respeitar as Leis de Kirchhoff. Este modelo de relacionamento entre as entidades produtoras e consumidoras tem sido criticado por dois conjuntos de razões:

- Os preços de mercado refletem custos marginais de curto prazo, pelo que se apresentam muito voláteis, sendo influenciados pelas condições de carga, ou pelos geradores e ramos do sistema de transporte que, em dado momento, se encontram disponíveis. As variações de preço podem significar que existe uma incerteza mais ou menos acentuada no fluxo financeiro entre as entidades produtoras e consumidoras. Esta situação traduz um risco elevado quer para as entidades consumidoras – que podem ver os preços elevar-se perigosamente -, quer para as entidades produtoras que podem ver os preços diminuírem.

- O mecanismo em *Pool* obriga à existência de uma entidade intermediária – Operador de Mercado – a quem estão cometidas funções cruciais para a obtenção de elevados níveis de eficiência económica. Esta entidade pode ter funções mais ou menos alargadas, que dependem das implementações de cada país. Tendo como exemplo o caso da Califórnia, antes de 2001 as funções do Operador de Sistema, Operador de Mercado e Fornecimento do Serviço de Transporte encontravam-se desacopladas e atribuídas a entidades diversas. No caso de Inglaterra e País de

Gales, a empresa prestadora do Serviço de Transporte, assegurava também até ao ano 2000, as funções de Operador do Sistema e administrava diversas funções do Pool. Assim, esta entidade podia ser encarada como um *Independent System Operator* do tipo maximalista, desempenhando funções muito alargadas em termos de intermediário financeiro, que recebia os pagamentos das entidades consumidoras e pagava às entidades produtoras, e que assegurava as condições de exploração do sistema. A existência destas entidades intermediárias implica que os consumidores e produtores não se relacionem diretamente, ou seja, que na realidade, não há a capacidade de eleger o fornecedor.

Estes dois aspetos estão na base do aparecimento de mecanismos contratuais alternativos ao *Pool*. Estes mecanismos – contratos bilaterais – pretendem responder de forma adequada ao risco inerente ao funcionamento dos mercados a curto prazo e dar a oportunidade às entidades consumidoras de elegerem realmente o seu fornecedor. Os contratos bilaterais podem ser de dois tipos, Físicos ou Financeiros tal como indica nas secções seguintes.

3.2.3.1 Contratos Bilaterais Físicos

Os contratos bilaterais físicos são contratos livremente estabelecidos entre duas partes, pelos quais uma delas se compromete a colocar na rede, e a outra a receber, a energia elétrica contratada, aos preços e condições fixados no mesmo contrato [11]. Os vínculos contratuais têm normalmente associada uma duração mínima de um ano, podendo ou não serem aplicados numa base diária ou mesmo horária. Estes contratos integram diferentes disposições relativas ao preço do produto a fornecer, às condições de fornecimento relativas, por exemplo, à qualidade de serviço, à modulação da potência ao longo do período de contrato e à indicação dos nós em que será realizada a injeção e a absorção de potência.

Estes tipos de contratos influenciam diretamente as condições de exploração do sistema elétrico, uma vez que são injetados fluxos de potência nos respetivos sistemas. Por este motivo, os contratos serão apenas aprovados caso o Operador de Sistema confirme a viabilidade técnica da execução dos mesmos.

3.2.3.2 Contratos Bilaterais Financeiros

Os contratos bilaterais do tipo financeiro podem ser subdivididos em contratos por diferenças, contratos de futuros e contratos de opções. A principal vantagem deste tipo de contratos é não afetarem diretamente as condições de exploração do sistema elétrico e servirem exclusivamente para estabilizar as remunerações a pagar e a receber pelas entidades consumidoras e produtoras, respetivamente [3].

Nos contratos por diferenças, as diferentes entidades envolvidas acordam um preço alvo, *Target Price*, que servirá de *hedging* relativamente às flutuações dos preços no mercado a curto prazo. Assim, nos intervalos de tempo em que o *Target Price* é superior ao preço de mercado, a entidade consumidora paga à entidade produtora a diferença entre o *Target Price* e o preço de mercado. Na

situação contrária, em que o *Target Price* é inferior ao preço de mercado, a entidade produtora paga à entidade consumidora a diferença entre o preço de mercado e o *Target Price*. Na Figura 3.6 pode-se observar graficamente o funcionamento deste tipo de contratos.

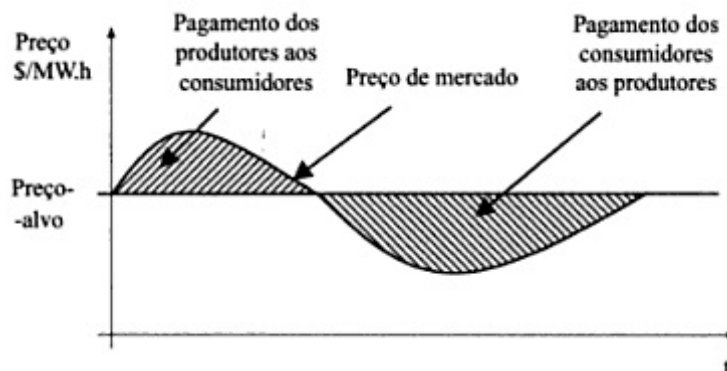


Figura 3.6: Representação gráfica de um contrato às diferenças

Por seu lado, os contratos futuros são mecanismos financeiros que permitem que uma entidade consumidora reserve uma certa quantidade de energia elétrica a ser transacionada entre esta e um agente produtor, num determinado horizonte temporal e segundo um preço acordado entre as entidades participantes. Este tipo de contrato poderá ser extremamente benéfico para as entidades compradoras, no caso dos preços de mercado na data da transação acordada serem superiores ao preço estabelecido no contrato. De forma análoga, este tipo de contratos pode trazer desvantagem para a entidade compradora, no caso dos preços de mercado na data da transação acordada serem inferiores ao preço estabelecido no mercado, perdendo assim a oportunidade de comprar energia elétrica mais barata.

De forma a fazer face aos riscos associados à perda de oportunidade de comprar energia elétrica mais barata por parte dos comercializadores e/ou clientes elegíveis, surgem os contratos de opções. Estes contratos correspondem a um mecanismo que pode ser desativado, caso surjam investimentos mais atraentes. Em suma, os contratos bilaterais financeiros permitem realizar, de uma forma mercantilista, o planeamento da exploração dos sistemas elétricos para um período de tempo mais alargado [3].

3.2.4 Modelos Mistos

Tanto o modelo em *Pool* como os contratos bilaterais físicos são mecanismos que têm vantagens e desvantagens pelo que, de forma a garantir um mercado mais competitivo e manter, atrativo é inevitável a coexistência de ambos. Muitos países têm adotado modelos mistos, onde o *Pool* corresponde a um mecanismo voluntário, uma vez que é também possível o relacionamento direto entre as diferentes entidades [3]. Como exemplo de modelos mistos temos, os mercados transnacionais do *NoordPool* e do MIBEL, assim como o mercado que existiu na Califórnia até 2001.

Numa estrutura deste género, o ISO vê o seu trabalho dificultado, uma vez que terá não só de verificar a viabilidade técnica dos fluxos de energia eléctrica decorrentes do despacho puramente económico determinado pelo Operador de Mercado, como terá também de avaliar a possibilidade de estes se processarem em conjunto com os fluxos de energia eléctrica resultantes dos contratos bilaterais físicos acordados entre as diferentes entidades. No caso dos fluxos de energia eléctrica resultantes do mercado centralizado e dos contratos bilaterais físicos serem inviáveis, por exemplo, em caso de ocorrência de congestionamento de vãos da rede, o ISO deverá recorrer a mercado de solução de restrições para realizar um novo redespacho puramente económico com o objetivo de eliminar os respetivos congestionamentos. Após a obtenção de um despacho viável, o ISO deverá enviá-lo para as entidades produtoras e contratar os serviços de sistema necessários para a operação fiável e segura.

A Figura 3.7 mostra o funcionamento e os intervenientes de um modelo misto.

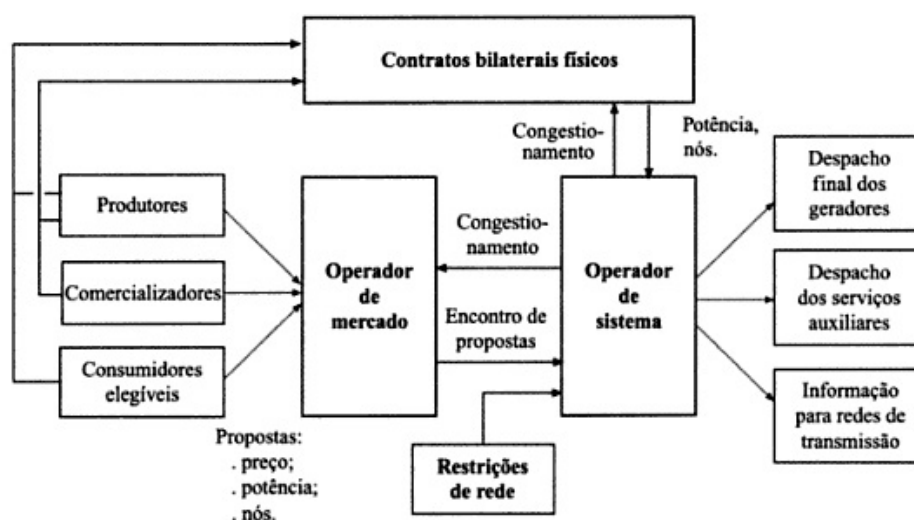


Figura 3.7: Modelo misto de exploração do setor eléctrico

3.2.5 “Market-Splitting”

Como referido nas secções anteriores, a questão do congestionamento nos ramos da rede de transporte não é um aspeto considerado pelo Operador de Mercado na realização do despacho económico, uma vez que na fixação de preços num mercado típico a rede de transporte não é considerada. A rede tem restrições de ordem física ou operacional pelo que, quando alguma delas é violada, resulta uma situação de congestionamento que impede as trocas comerciais e cuja resolução é da responsabilidade do ISO.

Para a gestão de congestionamentos existentes entre Portugal e Espanha, no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade, foi adotada a metodologia correspondente à separação dos mercados, denominada por “Market-Splitting”. Esta metodologia passa pela criação de duas áreas de mercado, geridas pelos dois ISO’s, com preços diferenciados entre si [12]. Esta forma de resolver a

questão do congestionamento corresponde a uma aproximação à metodologia dos preços nodais, na qual se atribui a cada nó o preço de fornecimento de energia, tendo em conta o custo do congestionamento. Na verdade os preços zonais podem ser interpretados como semelhantes de uma média dos preços nodais dos nós situados dentro de cada zona.

Esta separação dos mercados obriga à realização de um novo despacho da produção, assim como à fixação de preços do trânsito nas linhas de interligação, o que provoca uma alteração do programa de trocas bem como das transações contratadas dentro da mesma zona. Assim, quando é necessário recorrer à separação dos mercados, o preço marginal da zona exportadora é igual ao preço da última unidade casada nessa zona tendo em conta a energia a exportar e o preço marginal da zona importadora é determinada tendo em conta as ofertas de venda dessa zona acrescidas da energia a importar da outra zona.

3.3 Preço de Mercado e Elasticidade

Um mercado é composto por um conjunto de agentes económicos que procedem à troca de bens por uma unidade monetária ou por outros bens. Existem quatro tipos de mercados:

- **Concorrência Perfeita** – muitas pequenas empresas vendem um produto homogêneo;
- **Concorrência Monopolística** – muitas pequenas empresas vendem produtos diferenciados;
- **Oligopólio** – mais de uma empresa vendedora, sendo que pelo menos uma tem capacidade de influenciar o preço;
- **Monopólio** – existe uma única empresa vendedora de um produto sem substitutos próximos.

Os mercados de Concorrência Perfeita e Concorrência Monopolística são tipos de mercado em que os agentes económicos têm menor poder de Mercado, enquanto em mercados do tipo Oligopólio e Monopólio têm um maior poder de mercado. O mercado de eletricidade é geralmente um mercado do tipo Oligopólio, onde existe um reduzido número de produtores e capacidade limitada.

Num mercado do tipo Oligopólio não é possível recuperar todos os custos de produção se os preços forem igualados aos custos maginais. Esta limitação pode ser compensada usando preços com uma parcela fixa e outra variável, sendo esta baseada nos custos marginais. Uma alternativa seria a prática de preços discriminados por segmentos de mercado [13].

Os preços de mercado sofrem variações em função por exemplo da carga, sendo que, por seu lado, o nível de carga pode também ser influenciado pelo nível de preços. Esta relação corresponde à elasticidade que mede a sensibilidade com que uma grandeza varia em resultado de variações de outra grandeza. Matematicamente, pode ser interpretada como a variação percentual numa variável em resposta a uma variação em outra variável [14]:

$$Elasticidade = \frac{\text{Percentagem de variação numa variável (Y)}}{\text{Percentagem de variação numa variável (X)}} \quad (3.1)$$

A elasticidade tem várias aplicações:

- Elasticidade preço da procura;
- Elasticidade preço da oferta;
- Elasticidade rendimento.

A elasticidade da oferta em relação ao preço exprime-se matematicamente por:

$$\epsilon_0 = \frac{dq}{dO} \frac{O}{q} \quad (3.2)$$

,onde ϵ_0 é o valor da elasticidade da oferta em relação ao preço, $\frac{dq}{dO}$ a derivada do preço em função da oferta e $\frac{O}{q}$ o quociente entre a oferta e o preço na situação de equilíbrio.

A elasticidade da procura em relação ao preço exprime-se matematicamente por:

$$\epsilon_0 = -\frac{dq}{dP} \frac{P}{q} \quad (3.3)$$

,onde ϵ_0 é o valor da elasticidade da procura em relação ao preço, $-\frac{dq}{dP}$ a derivada do preço em função da procura e $\frac{P}{q}$ o quociente entre a procura e o preço na situação de equilíbrio.

A elasticidade preço da procura mede a reação das decisões de compra face a variações no preço. Uma procura perfeitamente elástica ($\epsilon \rightarrow \infty$) corresponde a uma reta horizontal, os consumidores são muito sensíveis ao preço. Por outro lado, uma procura perfeitamente rígida, inelástica, ($\epsilon \rightarrow 0$) corresponde a uma reta vertical, de tal modo que os consumidores são insensíveis ao preço.

Capítulo 4

Mercado Ibérico de Eletricidade

Como referido nos capítulos anteriores, o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), é um mercado estabelecido entre Portugal e Espanha e que entrou em funcionamento em 2007. No entanto, a sua estruturação e desenvolvimento tiveram início numa data anterior.

4.1 Estruturação e desenvolvimento

Em 1998, os Governos Português e Espanhol iniciaram conversações e estudos para progressivamente eliminarem obstáculos e favorecerem a criação do MIBEL. O resultado destas conversações e na sequência do Memorando de Acordo entre os Ministérios de Economia de Portugal e da Indústria e Energia de Espanha, assinado em 29 de Julho de 1998, levou a que as administrações dos dois países, reconhecessem que a cooperação entre os dois era benéfica e frutuosa, assim como que seria conveniente acelerar a realização de um Mercado Ibérico de Eletricidade [15].

Após as conversações entre os respetivos Governos, em 14 de Novembro de 2001, foi assinado um Protocolo de Cooperação entre as duas administrações. Este protocolo continha uma série de condições aprovadas pelos dois governos, como por exemplo: “O Mercado Ibérico de Eletricidade reger-se-á pelos princípios da livre concorrência, transparência, objetividade e eficiência”.

Uma outra condição aprovada neste Protocolo de Cooperação foi a realização de uma proposta conjunta sobre o Modelo de Organização do MIBEL, a ser desenvolvido pela Entidade Reguladora do Sector Elétrico (ERSE) e pela Comisión Nacional de Energía (CNE) [16]. Para a realização do Modelo de Organização do MIBEL foram ouvidos consumidores, produtores, distribuidores, comercializadores, operadores de sistema, operadores de mercado entre outras partes interessadas que colaboraram para o desenvolvimento do Mercado. Para a elaboração do Modelo de Organização do MIBEL foram também tidos em consideração [17]:

- Os objetivos principais do Protocolo de Cooperação;
- A legislação comunitária aplicável, em particular a Diretiva 96/92/CE;
- As propostas da Comissão Europeia de Março de 2011, assim como as conclusões do Conselho Europeu de Barcelona em Março de 2002;
- As políticas energéticas dos dois países;

- As experiências de funcionamento do mercado de eletricidade em Espanha e Portugal;
- As contribuições e sugestões recebidas pelos diferentes agentes de mercado;
- Experiências internacionais de funcionamento de mercados de eletricidade;
- Recomendações do Conselho dos Reguladores Europeus de Energia;
- As conclusões do Fórum de Regulação de Eletricidade.

O referido Protocolo de Cooperação previa que [15]:

- O Operador de Mercado Ibérico (OMI) atue de forma imparcial e que o seu capital seja aberto a empresas de ambos os países;
- Sejam reforçadas as interligações elétricas entre os dois países;

Tanto Portugal como Espanha tinham grandes objetivos planeados para a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis e de instalações de cogeração. Os dois países tinham o objetivo de, em 2010, a percentagem de produção total a partir de fontes renováveis, incluindo grandes hídricas, fosse de 29% para Espanha e 39% para Portugal. Em relação à cogeração o objetivo era atingir os 18% nos dois países e, era necessário que o MIBEL fosse compatível com o desejo de alcançar esses objetivos [17].

Assim podemos concluir que as principais condições assumidas em conjunto pela CNE e pela ERSE são:

- Colocar o mercado organizado e a contratação bilateral ao mesmo nível;
- Assegurar a transparência do MIBEL e a liquidez do mercado organizado;
- Oferecer oportunidades iguais a todos os consumidores;
- Incentivar o investimento através de um pagamento aos produtores pela “garantia de potência”;
- Evitar que a recuperação dos “custos ociosos” constituísse uma distorção de mercado;
- Garantir ao MIBEL estabilidade e previsibilidade através da definição de um período regulatório inicial de 4 anos.

Em Junho de 2003 foi criado o OMIP (Operador de Mercado Ibérico - polo português) e em Agosto do mesmo ano foram estabelecidas as regras necessárias para o funcionamento este mercado no âmbito do MIBEL [18].

Em Abril de 2004, foi aprovado pela Assembleia da República o Acordo assinado entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha para a constituição de um Mercado Ibérico da Energia Elétrica. A Julho de 2004 foi publicada a Portaria nº 927/2004, que aprovou as funções da Câmara de Compensação necessárias ao funcionamento do mercado a prazo, asseguradas pelo OMIClear (Sociedade de Compensação de Mercados de Energia). Ainda em Julho de 2004 foi constituído o mercado de operações a prazo sobre energia elétrica, sendo este mercado gerido pelo OMIP [19].

Em Outubro de 2004, foi assinado em Santiago de Compostela, um novo acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha, relativamente ao MIBEL, que cria um quadro estável

que permite aos operadores dos sistemas elétricos dos dois países desenvolverem a sua atividade na Península Ibérica [19].

Em Fevereiro de 2005 foi decidido que a sustentabilidade económica do OMIP e da OMI-Clear, enquanto entidades do setor elétrico encarregues do funcionamento e gestão do mercado de eletricidade a prazo, será suportada pelo sistema elétrico através da Tarifa de Uso Global do Sistema [20].

Em Novembro de 2005, nos dias 18 e 19, realizou-se a XXI Cimeira Luso-Espanhola de Évora, onde foi definido uma nova data de arranque para o MIBEL [20].

Nos dias 24 e 25 de Novembro de 2006 realizou-se a XXII Cimeira Luso-Espanhola em Badajoz. Nesta Cimeira constatou-se o arranque do OMIP/OMIClear, a operacionalização do Conselho de Reguladores e as alterações legislativas feitas para que fosse possível a entrada em vigor do MIBEL. Nesta Cimeira também foi reforçada a ideia de aprofundar o MIBEL, para o seu alargamento ao Mercado Ibérico do Gás Natural (MIBGAS), e discutiu-se a criação de um acordo que permitia a realização das reservas petrolíferas e de gás natural no espaço Ibérico [21].

O Governo Português apresentou as medidas legislativas aprovadas com vista à transposição das Diretivas 2003/54/CE e 2003/55/CE, ao licenciamento de novas centrais de ciclo combinado e à implementação do mecanismo de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), que pretendia assegurar o cumprimento das obrigações mútuas dos contratos de longo prazo (CAE) sem impedir a participação em mercado das respetivas centrais. O Governo Espanhol também apresentou a nova legislação aprovada que transpõe as Diretivas Europeias, sobre o final dos Costes de Transición para la Competencia (Custos de Transição para a Concorrência –CTC) que levaria a um funcionamento mais transparente dos mercados, assim como um novo modelo de contratação dos distribuidores [21]. A nível da Rede de Transporte, os dois Governos acordaram continuar a trabalhar nas novas interligações a Sul, Algarve-Andaluzia, e a Norte, Eixo Internacional do Noroeste, tendo sido definido que estas ligações deveriam estar concluídas em 2010 [21].

Em Março de 2007 foi assinado o Plano de Compatibilização entre Portugal e Espanha no setor energético. Este é um plano de compatibilização regulatória e tem como objetivo aprofundar o MIBEL em linha com o Acordo de Santiago de Compostela e as decisões da Cimeira Ibérica de Badajoz. O plano de compatibilização tem seis áreas principais [22]:

- Definição dos princípios gerais de organização e gestão do OMI;
- Reforço da articulação entre Operadores de Sistema;
- Definição de regras comuns para aumentar a concorrência no MIBEL;
- Incentivo à liberalização e definição de plano de convergência tarifária;
- Implementação de um mecanismo de gestão das interligações baseado em “*Market-Splitting*”;
- Harmonização dos mecanismos de garantia de potência.

A nível da criação do MIBGAS, ambos os governos decidiram criar vários grupos de trabalho com o objetivo de preparar a criação e aprofundamento deste mercado, tendo em consideração o peso significativo de capacidade instalada de receção de gás natural liquefeito (GNL) da Península Ibérica no contexto europeu e mundial. Como tal, definiram-se os seguintes objetivos [22]:

- A CNE e a ERSE deviam elaborar um documento que identifique os princípios de funcionamento e organização do MIBGAS;
- A REN e a ENAGAS deviam preparar um plano de investimento e reforçar as interligações e capacidade de armazenamento de gás natural;
- As Direções Gerais de ambos os países deviam preparar um acordo sobre a manutenção de reservas de gás natural a nível Ibérico.

Ainda em 2007, a maior parte dos CAE foram terminados no início de Julho, permitindo a concorrência na produção de energia elétrica em Portugal e em Espanha (mercado grossista) e viabilizando o funcionamento efetivo, a partir dessa data, do MIBEL [23].

A 18 Janeiro de 2008 em resultado da XXIII Cimeira Luso-Espanhola de Braga, foi assinado entre os dois países Ibéricos o Acordo que enquadrava a revisão do Acordo assinado em 1 de Outubro de 2004, em Santiago de Compostela. Esta revisão teve como objetivo incorporar, acionando a cláusula prevista para esse efeito no Acordo de Santiago, os resultados obtidos nos três anos subsequentes à sua assinatura [24].

No ano de 2009, a 16 de Janeiro, foi aprovado pela Assembleia da República através da Resolução nº 17/2009, o Acordo que revê o acordo assinado entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha relativamente à constituição do MIBEL, assinado em Braga em 18 de Janeiro de 2008. Ainda em Janeiro realizou-se a dia 22 a XXIV Cimeira Luso-Espanhola de Zamora em que os dois Governos acordaram a constituição definitiva do Operado do Mercado Ibérico através da integração dos dois organismos operadores, até 15 de Junho de 2009 [25].

Passados dez anos sobre os primeiros passos entre Portugal e Espanha para a construção do MIBEL, o Conselho de Reguladores do mesmo considerou que era importante desenvolver uma reflexão sobre o caminho percorrido e equacionar ações que conduzissem ao seu fortalecimento [25].

Em 1 de Junho de 2010, realizou-se em Lisboa a conferência do Conselho de Reguladores enquadrada pelo tema “Os novos desafios do MIBEL”. Nesta conferência foi realizado o balanço dos três anos de funcionamento do MIBEL e apontaram-se os novos desafios para o mesmo. O Conselho de Reguladores do MIBEL elaborou uma nova proposta que remeteu aos Governos de Espanha e Portugal, com o objetivo de encontrar uma nova metodologia conjunta, que melhor se adaptasse ao contexto existente da gestão a prazo das interligações Espanha-Portugal. Esta proposta foi enviada aos dois Governos, em Junho de 2010 [26].

A 25 de Março de 2011 foi lançado pelo Conselho de Reguladores do MIBEL, o seu site com o endereço www.mibel.com. Esta página web tem como objetivo divulgar informação sobre a atividade do Conselho de Reguladores e dos seus membros, sobre as instituições que operam o mercado, sobre a regulação e supervisão do MIBEL e sobre as iniciativas internacionais com impacto no seu funcionamento [27].

A 17 de Maio de 2011, foi assinado em Madrid um Memorando de Entendimento entre a ERSE, CNE, CMVM (*Comissão do Mercado de Valores Mobiliários*) e CNMV (*Comisión Nacional del Mercado de Valores*) para a cooperação e coordenação eficaz da supervisão do MIBEL.

Este Memorando estabeleceu principalmente a troca de informações sobre [27]:

- Negociação, compensação e liquidação feita nos mercados organizados do MIBEL ou fora deles;
- Entidades gestoras de mercados, de sistemas de compensação ou que atuem como contraparte central e de sistemas de liquidação;
- Outras entidades que atuam no MIBEL;
- Propostas de modificações apresentadas por entidades gestoras sobre as regras de funcionamento dos mercados, de sistema de compensação, de funções contraparte central e de sistemas de liquidação.

Recentemente o Conselho de Reguladores do MIBEL suscitou a necessidade de realizar um estudo sobre a harmonização das condições de integração da produção em regime especial (PRE) no contexto do MIBEL. Assim, a Julho de 2012 foi publicado um documento com os resultados do estudo [28].

4.2 Operadores de Mercado

O funcionamento do MIBEL assenta num modelo misto, que integra um mercado Pool simétrico e voluntário com componentes diárias e intradiárias, integrando ainda a possibilidade de estabelecer contratos bilaterais tanto físicos como financeiros. O modelo de funcionamento do MIBEL tem como base a existência de um Operador de Mercado Ibérico (OMI), que se encontra dividido em dois pólos distintos, sendo estes dois pólos responsáveis pelos Mercados Organizados. No entanto, os consumidores podem optar por Mercados Não Organizados, dos quais faz parte o mercado de contratação bilateral.

Dentro dos mercados organizados, o mercado à vista é responsabilidade do pólo Espanhol, OMIE, ficando assim o mercado de contratação a prazo sob a responsabilidade do pólo português, OMIP. Na Figura 4.1 está representado o esquema organizativo do MIBEL.

4.2.1 Pólo Espanhol - OMIE

Como referido na secção anterior, o OMIE- Operador del Mercado Ibérico de Energia (Pólo Espanhol), S.A. é a entidade responsável pelo mercado à vista do MIBEL, com uma componente de contratação diária e uma componente de ajustes intradiários, em que se estabelecem programas de venda e de compra de eletricidade para o dia seguinte ao da negociação.

O OMIE é responsável por assegurar o desenvolvimento e a gestão económica dos preços de mercado de eletricidade e quaisquer outros mercados em que seja negociado qualquer outro tipo de energia ou produtos baseados na mesma, sejam mercados nacionais ou internacionais. O OMIE também é responsável pela liquidação de todas as transações efetuadas nos mercados supracitados [29].

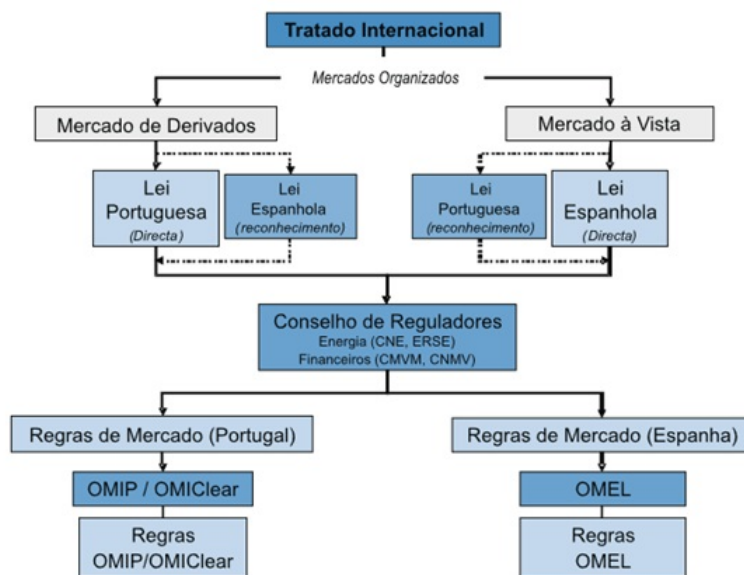


Figura 4.1: Esquema Organizativo do MIBEL [1]

4.2.1.1 Mercado Diário

O mercado diário tem como principal objetivo a realização das transações de energia elétrica para o dia seguinte, consoante as ofertas de venda e aquisição de energia elétrica por parte dos agentes de mercado, funcionando assim em Pool simétrico. Assim, a interseção das curvas de ofertas de compra e de venda representa o preço e a quantidade de energia negociada para cada intervalo de tempo do dia seguinte à sua negociação [30].

Neste mercado as unidades de produção que não estão afetadas por contratos bilaterais físicos são obrigadas a apresentar ofertas. Os compradores neste mercado são os distribuidores, os comercializadores, os consumidores qualificados e os agentes externos cuja participação seja autorizada [30].

Como referido em seções anteriores, usualmente o mercado Pool apresenta propostas simples, no entanto também permite o uso de propostas complexas quando necessário. Estas propostas têm que cumprir os requisitos exigidos para as propostas simples, assim como uma série de condições técnicas ou económicas, como as seguintes [30]:

- **Condição de indivisibilidade do 1º bloco** – esta condição permite fixar no primeiro lanço de cada hora um valor mínimo de funcionamento. Este valor só pode ser dividido pela aplicação das graduações de tensão declaradas pelo mesmo agente, ou pela aplicação de regras de distribuição no caso de o preço ser diferente de zero;

- **Graduação de carga** – a graduação permite estabelecer a diferença máxima entre a potência no início e no final da hora da unidade de produção, limitando assim a energia máxima a produzir em função do despacho da hora anterior e da hora seguinte, evitando mudanças bruscas nas unidades de produção que não podem, tecnicamente, acompanhar as outras;

• **Remuneração mínima** – esta remuneração permite a realização de ofertas para todas as horas, tendo em conta que a unidade de produção não participará no resultado da concertação do dia, se não obtiver para o conjunto da sua produção no dia uma remuneração superior a uma quantidade fixa, estabelecida em centimos de euros, acrescida de uma remuneração variável estabelecida em centimos de euro por cada kWh despachado;

• **Paragem programada** – esta paragem permite que, caso a unidade de produção tenha sido retirada do despacho por não cumprir a condição solicitada de remuneração mínima, realize uma paragem programada por um tempo máximo de três horas, evitando parar a partir do seu programa na última hora do dia anterior a zero na primeira hora do dia seguinte, mediante a aceitação do primeiro lanço para as três primeiras horas da sua oferta como ofertas simples, com a condição de a energia oferecida seja decrescente no primeiro lanço de cada hora.

Como o MIBEL é um mercado que interliga dois países, é necessário verificar se a capacidade de interligação entre ambos é suficiente para viabilizar o despacho obtido no mercado diário. Caso não haja impedimento técnico, o despacho é efetuado, caso contrário recorre-se ao mecanismo de *Market-Splitting*, explicado na Secção 3.1.5.

4.2.1.2 Mercados Intradiários

Além do mercado diário, existe o mercado de ajustes, cuja entrega física é realizada no próprio dia da negociação, chamado de mercado intradiário. A sua principal função consiste em gerir os desvios a curto prazo previstos em relação ao despacho obtido no mercado diário. Pode funcionar também como um mecanismo para eventualmente resolver problemas de congestionamento resultantes quer do despacho, de avarias de equipamentos ou saídas de serviço não programadas de algum gerador [20]. O mercado intradiário está estruturado em seis sessões cuja cronologia pode ser observada na Figura 4.2.

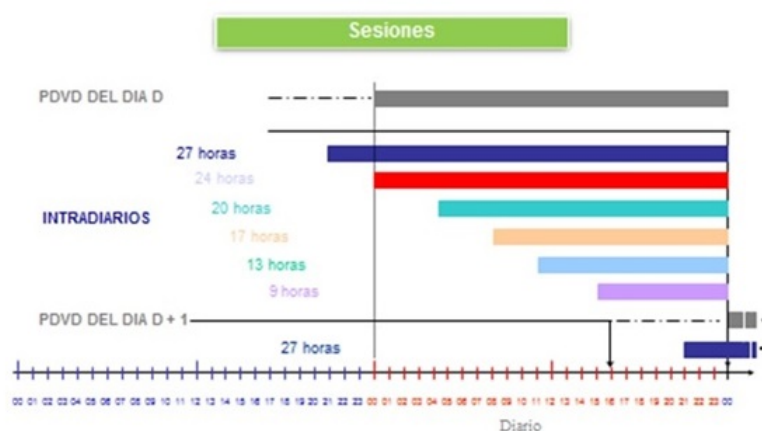


Figura 4.2: Mercado intradiário no MIBEL. Cronologia das seis sessões [2]

Os agentes de mercado que têm permissão de apresentar propostas de venda no mercado diário e que tenham participado na sessão ou executado um contrato bilateral têm também o direito de apresentar propostas no mercado intradiário. A exceção são os agentes que não tenham participado por estarem indisponíveis e tenham ficado disponíveis posteriormente [31].

Analogamente, no que diz respeito às propostas de venda, estas só poderão ser apresentadas pelos agentes que tenham participado na sessão do mercado diário correspondente, ou executado um contrato bilateral físico. No entanto, também poderão apresentar propostas de aquisição os agentes habilitados a apresentas propostas de venda de energia elétrica no mercado diário [31].

4.2.2 Pólo Português – OMIP/OMIClear

4.2.2.1 Aspetos Gerais

O OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), SGMR, S.A. é a bolsa de derivados do MIBEL, que assegura a gestão do mercado juntamente com a OMIClear, a sociedade constituída e detida totalmente pelo OMIP [32].

O OMIP tem como principais objetivos [32]:

- **Contribuir para o desenvolvimento do MIBEL** – é necessário dar condições aos participantes do MIBEL, independentemente da sua dimensão, localização ou tipo de atividade, para assim se tornarem mais competitivos no setor elétrico;
- **Promover preços de referência ibéricos** – a atividade e preços gerados pelo OMIP constituem indicadores fundamentais para o desenvolvimento da atividade económica em torno da energia, suportando a liberalização do mercado;
- **Disponibilizar instrumentos eficientes de gestão de riscos** – a existência de contratos derivados responde à necessidade de cobertura de risco de variação de preço. Como tal, o OMIP tem como objetivo disponibilizar instrumentos eficientes para a gestão destes riscos. O modelo de mercado permite que as instituições com *know-how* no domínio da gestão de risco assumam parte desse importante papel, quer por conta própria, quer por conta de terceiros;
- **Superar algumas limitações do Mercado OTC (*Over the count*)** - a principal limitação do Mercado OTC é que as contrapartes envolvidas enfrentam o risco de crédito da contraparte, ou seja, o risco de que a contraparte não consiga fazer face aos seus compromissos e entre em incumprimento quanto ao negócio contratado [33]. Já o OMIP oferece contratos totalmente estandardizados, o que permite aos participantes beneficiar da liquidez e transparência do mercado, do anonimato na negociação, bem como da interposição do OMIClear enquanto contraparte central de todas as operações, permitindo fungibilidade dos contratos e a eliminação do risco de crédito de contraparte [32].

Quanto às funções desempenhadas para regular o funcionamento do mercado, o OMIP está encarregue de [32]:

- Admissão dos participantes;
- Definição e listagem dos contratos, bem como gestão da sua negociação;

- Promoção, em coordenação com a OMIClear, do registo das operações realizadas;
- Supervisão, em coordenação com as autoridades, do funcionamento do mercado;
- Exercício do poder disciplinar relativamente aos seus membros;
- Prestação de informação relevante aos participantes e ao público em geral, relativamente ao funcionamento do mercado a prazo e ao estabelecimento de referenciais de preço oficiais, designadamente através da publicação do Boletim de Mercado.

A OMIClear assume as funções de Câmara de Compensação e Contraparte Central em todas as operações realizadas no mercado gerido pelo OMIP, podendo também compensar negócios do Mercado OTC, sendo assim responsável pela liquidez de todas as operações realizadas no âmbito do OMIP [34]].

4.2.2.2 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, sendo o OMIP a entidade responsável pela gestão deste tipo de mercado. Os instrumentos transacionados no OMIP referem-se a contratos de compra e venda de energia para um determinado horizonte de tempo (semana, mês, trimestre e ano). Estes instrumentos variam com a necessidade de gestão de risco e de troca de eletricidade pelos diferentes agentes [35].

Os instrumentos disponibilizados pelo OMIP são [35]:

- **Contratos Futuro** – contrato padronizado (volume nominal e notação de preços) de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal. O comprador compromete-se a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor compromete-se 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 compradores e os vendedores não se relacionam diretamente, sendo assim da responsabilidade da Câmara de Compensação a liquidação das margens diárias e do contrato na data ou período de entrega;

- **Contratos Forward** – contrato padronizado (volume nominal e notação de preços) de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal. O comprador compromete-se a adquirir eletricidade no período de entrega e o vendedor compromete-se 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 compradores e os vendedores não se relacionam diretamente, sendo assim da responsabilidade da Câmara de Compensação a liquidação das margens diárias e do contrato na data ou período de entrega;

- **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.

Atualmente, no OMIP, os contratos mais transacionados são os Contratos Futuro [35].

Quanto ao referencial de preços para liquidação de contratos, é possível optar por produtos com áreas de entrega distintas (Portugal ou Espanha), sendo o preço marginal de cada país a referência de liquidação [35].

No OMIP, existe a possibilidade de se efetuarem liquidações de operação em OTC já firmadas entre as partes, sendo o mercado organizado a assumir o risco de crédito das contrapartes [35].

Por fim, é importante referir que neste mercado a negociação pode-se realizar de duas maneiras, em contínuo ou leilão. No primeiro caso, a negociação é levada a cabo dentro do horário definido no Regulamento de Negociação, enquanto no segundo são realizadas sessões específicas todas as quartas-feiras, existindo obrigações de compra para os comercializadores de último recurso Ibéricos [35].

Capítulo 5

Redes Neurais Artificiais

5.1 Metodologias de Previsão

O uso de previsões teve início em 1927, quando Yule apresentou técnicas auto-regressivas para prever o número anual de manchas solares. Este modelo realizava previsões baseando-se na soma ponderada de dados históricos. Este sistema linear foi muito utilizado nos cinquenta anos seguintes, até que a pesquisa culminou na metodologia ARIMA – Auto Regressive Integrated Moving Average - proposta por Box e Jenkins. A partir de então, iniciaram-se grandes estudos teóricos basearam-se em séries não estacionárias e séries não lineares.

Na década de 80, o desenvolvimento tecnológico levou a uma evolução da pesquisa em séries temporais. Por um lado, a maior capacidade e desenvolvimento dos computadores pessoais permitiu que séries temporais mais extensas pudessem ser analisadas e que algoritmos mais sofisticados pudessem ser utilizados. Por outro lado, desenvolveram-se técnicas computacionais de aprendizagem, como por exemplo as Redes Neurais Artificiais - Artificial Neural Networks (ANNs).

Técnicas como Fuzzy Logic, Algoritmos Genéticos e Redes Neurais Artificiais, fazem parte de um conjunto de técnicas conhecido por Inteligência Computacional. A grande vantagem destas técnicas é que têm a capacidade de lidar com problemas complexos que são de difícil resolução através de abordagens convencionais. Estas técnicas também oferecem um grande avanço na obtenção de soluções mais eficazes e precisas [36].

Entre as décadas de 60 e 90, as metodologias de previsão aplicadas no Setor Elétrico eram aproximações regressivas baseadas em séries temporais da potência ativa. Com a evolução e aumento da complexidade dos SEE, as relações causa-efeito relacionadas com o consumo aumentaram, levando a que os modelos baseados em regressões comesçassem a evoluir para poderem suportar formulações mais complexas.

O surgimento de novas metodologias de previsão não invalida o uso das anteriores. Na verdade a diversidade, a profundidade temporal da informação recolhida e o horizonte temporal de previsão, definem o limite e a adaptabilidade de cada uma das metodologias. Quando se fala em previsão é de extrema importância definir quer os objetivos quer a classificação habitual dos horizontes de previsão, que podem ser enumerados como: muito curto, curto, médio e longo prazo.

As previsões de longo e médio prazo são geralmente usadas para o planeamento dos SEE, como por exemplo para o planeamento da capacidade de produção, transporte e distribuição, ou para a calendarização dos processos de manutenção e armazenamento de combustível, entre outros.

As previsões a curto prazo tem como objetivo o planeamento de ações diárias, ao nível do despacho económico e ainda previsão de preços de energia elétrica em ambientes de mercado.

Para a realização das previsões deste trabalho serão usadas as Redes Neurais Artificiais. Este modelo matemático tem como base o funcionamento do cérebro humano, e são compostas por três camadas distintas – entradas, camada escondida e saídas.

5.2 Fundamentos das Redes Neurais Artificiais

O uso das ANNs para previsões a curto prazo tem vindo a ser desenvolvido desde 1980. O uso deste modelo matemático tem crescido acentuadamente, uma vez que os sistemas computacionais atualmente estão muito mais desenvolvidos, com uma rapidez e uma capacidade de cálculo superior. No entanto este modelo apresenta ainda algumas falhas, quer por limitações próprias da metodologia quer por dificuldades construtivas dos modelos.

Uma ANN, baseia-se no princípio de funcionamento dos neurónios biológicos, que é um processo massivamente paralelo de efetuar computações numéricas. O elemento base de uma ANN é o “neurónio”, que representa uma unidade de processamento elementar.

Nos neurónios biológicos, os sinais eletroquímicos captados pelas dendrites, cada um com a sua intensidade própria, adicionam-se no corpo celular e, se a resultante ultrapassar um certo limiar, criam uma onda solitária de despolarização elétrica que tem início no cone axial e avança pelo axónio, até atingir os terminais pré-sinápticos onde, por intermediação química, ativará dendrites de outros neurónios [37].

Numa ANN têm-se “neurónios” com entradas, um processamento interno não linear e uma saída. O processamento interno transforma as entradas em saídas. Pode-se afirmar assim que uma ANN consiste numa interligação de diversas unidades de processamento, com uma configuração semelhante à dos neurónios cerebrais.

Por uma questão de sistematização é usual organizar os neurónios em diferentes camadas, com ligações unidirecionais sempre num sentido progressivo, da entrada para a saída da rede. As ligações entre neurónios estão associadas a pesos w , para que um sinal emitido por um neurónio é multiplicado pelo peso da ligação antes de dar entrada num neurónio seguinte [37]. Na Figura 5.1 está ilustrada a analogia entre o sentido do fluxo de informação num neurónio biológico e um neurónio artificial.

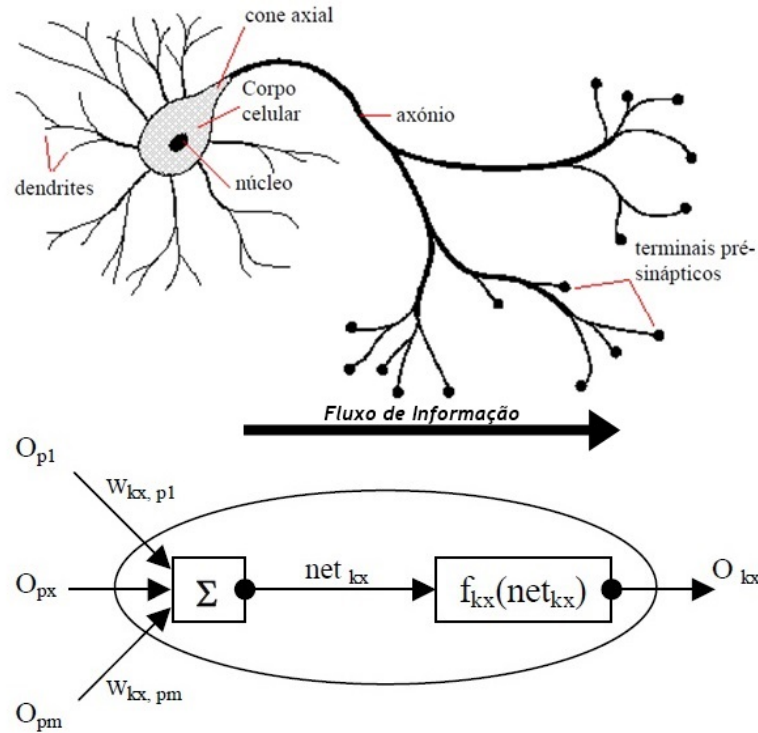


Figura 5.1: Analogia entre o fluxo de informação num neurónio biológico e num neurónio artificial

5.3 Modelização das ANNs

5.3.1 Modelo do Neurónio Artificial em Camadas

A representação de um neurónio artificial, índice x da camada k é mostrada na Figura 5.2.

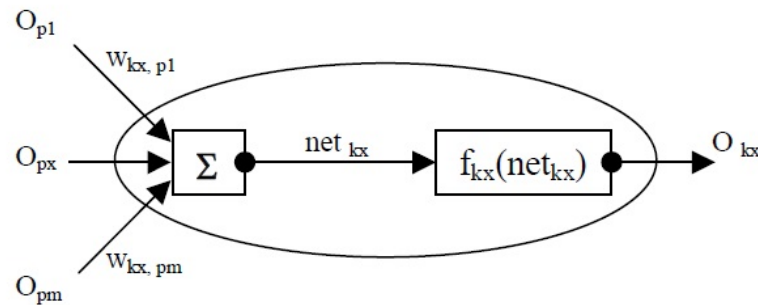


Figura 5.2: Representação de um neurónio artificial

Um neurónio índice x da camada k recebe sinais O_{pz} dos neurónios da camada anterior p e efetua as transformações ilustradas na Eq. 5.1, antes de produzir um sinal de saída O_{kx} (Eq. 5.2) que por sua vez irá ativar neurónios na camada seguinte.

$$net_{kx} = \sum_{z=1}^m w_{kx,pz} O_{pz} \quad (5.1)$$

$$O_{kx} = f_{kx}(net_{kx}) \quad (5.2)$$

, onde a função f é chamada de função de transferência ou “função de ativação” do neurónio. Uma rede neuronal em camadas é formada por elementos ou neurónios, que recebem sinais de neurónios da camada anterior e enviam sinais para a camada posterior. A camada de saída deve produzir sinais que deverão aproximar-se dos sinais-alvo pretendidos, correspondentes aos sinais de entrada na rede.

Na Figura 5.3 está representado o esquema de uma conexão de uma rede neuronal em camadas.

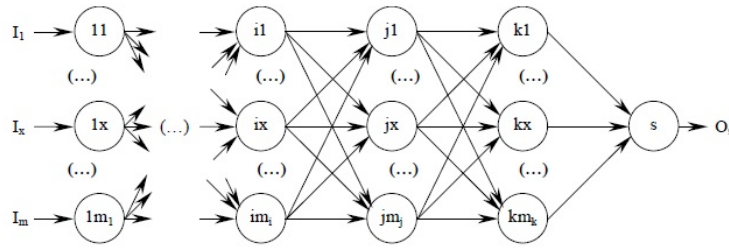


Figura 5.3: Conexão de uma rede neuronal em camadas

O primeiro índice corresponde à camada e o segundo à ordem do neurónio dentro da respetiva camada. Cada camada j tem m_j neurónios, sendo o neurónio de ordem x um neurónio genérico na camada. O sinal de saída O_s , onde o índice s assinala a camada de saída da rede neuronal [37].

5.3.2 Funções de Ativação

As funções de ativação f (representadas na Eq. 5.2) são uma parte muito importante nas camadas intermédias, uma vez que é com este tipo de funções que é possível a introdução de não-linearidades na rede.

Existem diferentes tipos de funções de ativação nas camadas intermédias. As funções mais usadas são a linear ou em rampa, em degrau e a sigmóide e as suas variantes. A escolha do tipo de função depende do tipo de problema a ser resolvido. Usualmente as funções signoidais são preferíveis uma vez que uma pequena mudança nos pesos leva a uma mudança contínua na saída, o que torna possível uma avaliação sobre a sua evolução. Por outro lado, nas funções *threshold* (em patamar ou escalão), uma pequena mudança nos pesos pode não surtir mudanças no valor da saída [37].

A função de ativação para a camada da saída é normalmente escolhida em função dos dados.

5.3.2.1 Exemplos de Funções de Ativação

Como referido na secção anterior, existem diferentes tipos de funções de ativação, em que as mais utilizadas são [37]:

- Função de ativação *Hard-Limit* (Ver Figura 5.4) – limita a saída do neurónio ao intervalo $[0;1]$. A sua equação é representada por:

$$\text{hardlim}(n) = \begin{cases} 1 & \text{se } n \geq 0 \\ 0 & \text{se } n < 0 \end{cases} \quad (5.3)$$

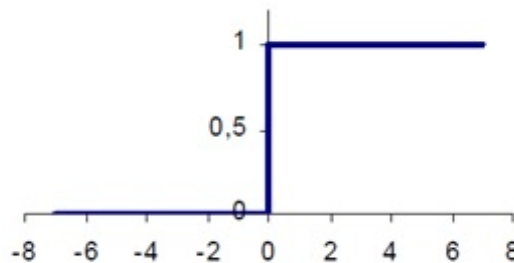


Figura 5.4: Função de ativação *Hard-Limit*

- Função de ativação linear (Ver Figura 5.5) – a saída é uma função linear da entrada e é limitada no intervalo $[-1;1]$. A sua equação é representada por:

$$\text{purelin}(n) = n \quad (5.4)$$

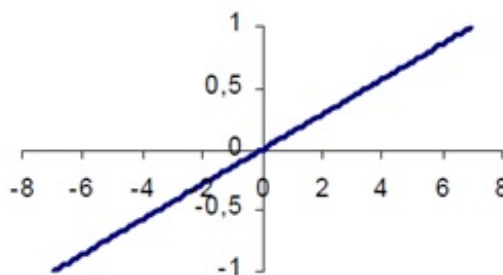


Figura 5.5: Função de ativação linear

- Função de ativação *Log-Sigmoid* (Ver Figura 5.6) – limita a saída ao intervalo de valores $[0;1]$, é muito utilizada por ser uma função diferenciável. A sua equação é representada por:

$$\text{logsig}(n) = \frac{1}{1 + e^{-n}} \quad (5.5)$$

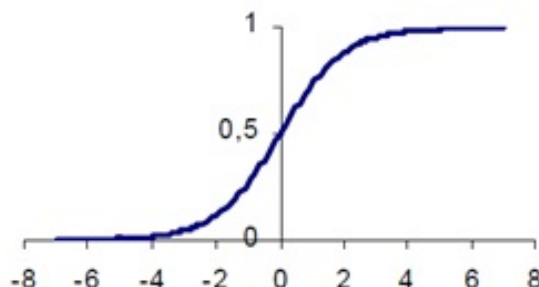


Figura 5.6: Função de ativação Log-Sigmoid

• Função de ativação *Tan-Sigmoid* (Ver Figura 5.7) – limita a saída do neurónio ao intervalo $[-1;1]$, é uma função com uma rápida velocidade de processamento. A sua equação é representada por:

$$\text{tagsig}(n) = \frac{2}{1 + e^{-2n}} - 1 \quad (5.6)$$

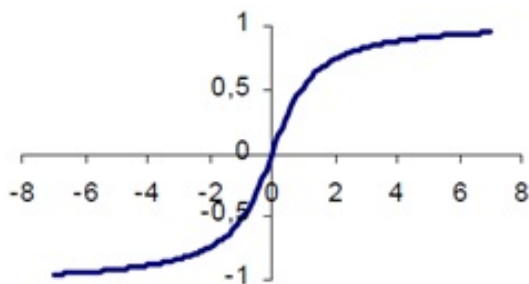


Figura 5.7: Função de ativação Tan-Sigmoid

5.3.3 Limiar

Um dos sinais de entrada num neurónio pode ser o correspondente a um limiar de ativação da resposta do neurónio. Na Figura 5.8 está representado um neurónio x na camada k produzindo uma resposta O_{kx} com m entradas da camada anterior p e com um limiar b_{kx} independente do processamento das camadas anteriores [37].

Este limiar, também conhecido por polarização pode ser visto como um deslocamento introduzido na função de ativação f para a esquerda com um valor b . Quando o limiar $b_{kx} \geq 0$, significa

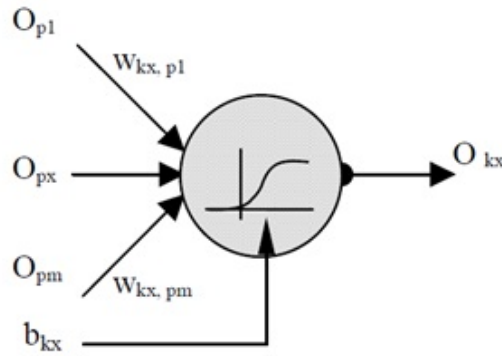


Figura 5.8: Neurónio x na camada k produzindo uma resposta O_{kx} com m entradas da camada anterior p e com um limiar b_{kx} independente do processamento das camadas anteriores

que existe um deslocamento para a direita da função de ativação, exigindo assim que a acumulação de sinais de entrada ultrapasse um certo limiar para originar uma resposta significativa do neurónio. Na Figura 5.9 está representada uma função de ativação sigmóide deslocada por um limiar de ativação de 2 unidades [37].

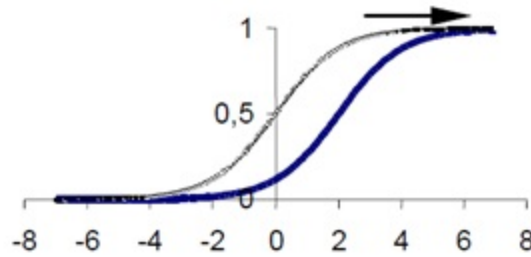


Figura 5.9: Função de ativação sigmóide deslocada por um limiar de ativação de 2 unidades

Assim teremos:

$$O_{kx} = f_{kx} \left(\sum_{z=1}^m w_{kx,pz} O_{pz} - b_{kx} \right) \quad (5.7)$$

5.4 Processo de Aprendizagem das ANNs

arquitetura e os pesos das ligações neuronais para que a rede possa resolver um problema específico de uma forma eficaz. Assim para o processo de aprendizagem, as ANNs são adaptativas, podendo mudar o valor dos pesos de acordo com o algoritmo de treino de forma a adaptar-se aos padrões amostrados.

As ANNs podem ser classificadas, no que diz respeito ao processo de aprendizagem, em redes com e sem supervisão.

No caso do processo de aprendizagem com supervisão, para cada valor do vetor de entrada é conhecido a respetiva saída, sendo a medida do erro a diferença entre o valor de saída da ANN e o valor desejado. O valor dos pesos das ligações é assim atualizado através do algoritmo de aprendizagem, também conhecido como treino. Com a apresentação dos novos vetores de entrada, é calculado um novo valor do erro. Este processo termina quando o valor do erro se tornar aceitável, dependendo do critério adotado [38].

Quanto ao processo de aprendizagem sem supervisão, os pesos das ligações são modificados apenas em resposta às entradas, não sendo especificadas as saídas.

Existem assim, vários tipos de treino:

- Aprendizagem supervisionada – aprende com exemplos de sinais de entrada e saída;
- Aprendizagem não supervisionada – baseada apenas no sinal de entrada;
- Aprendizagem forçada – no treino forçado não são fornecidas as saídas corretas para as entradas, mas são atribuídos prémios ou penalizações consoante a performance do resultado obtido na saída.

5.4.1 Algoritmo Retro-Propagação

Existem diversos tipos de algoritmos de treino de redes neuronais. O algoritmo mais utilizado para aprendizagem supervisionada é o Back-Propagation (retro-propagação do erro), algoritmo utilizado neste trabalho.

Neste tipo de algoritmo os pesos da rede neuronal são atualizados iterativamente usando todo o conjunto de treino. Este algoritmo tem como objetivo determinar os pesos das ligações entre os neurónios da rede, inicializando-se com um exemplo de treino utilizando os pesos iniciais. Assim, calcula a saída ou o exemplo de saída e determina o respetivo erro, ε – diferença entre o resultado obtido e o desejado, também conhecido como *target*. Na Equação 5.8 está representada a definição do erro em cada padrão.

$$\varepsilon = Target - Saída \quad (5.8)$$

A cada iteração os pesos são atualizados utilizando um algoritmo recursivo, que começa nas unidades de saída e vai-se propagando o erro para trás até às unidades de entrada. Esta atualização é realizada segundo a Equação 5.9.

$$\Delta w_{kj} = -\eta \frac{\delta \varepsilon}{\delta w_{kj}} \quad (5.9)$$

η representa a taxa de aprendizagem, e o erro E representa o erro quadrático total dado por $E = \sum \varepsilon^2$.

Desta forma, assim podemos afirmar que este algoritmo de aprendizagem é constituído pelos seguintes passos:

1. Inicializar os pesos (geração de números aleatórios para a escolha inicial);
2. Apresentar entradas e saídas desejadas;
3. Calcular as saídas reais apresentadas pela ANN e avaliar o erro. Se o erro não for suficientemente pequeno, passar para o caso seguinte. Caso contrário, terminar o processo.
4. Atualizar os pesos (usar o algoritmo recursivo começando nas unidades de saída e propagando o erro para trás até às unidades de entrada);
5. Voltar ao passo 2.

5.5 Arquitetura da Rede Neuronal

As redes neuronais podem ser classificadas como unidirecionais – *feed-forward* – ou recorrentes – *feed-back*.

O tipo de rede neuronal mais utilizado é o *feed-forward*, que funciona de forma progressiva sem informação adicional acerca dos processos a jusante, ou seja, sem realimentação. Normalmente, estas redes são representadas em camadas e denominam-se por *Multiple-Layer Perceptron* (MLP), e tem uma grande aplicação na previsão. A arquitetura de base usada no presente trabalho é baseada neste tipo de redes.

A otimização da arquitetura das ANNs (número de camadas, número de neurónios da camada escondida, entre outros) permanece um problema em aberto. Não existe uma metodologia reconhecida que seja capaz de indicar uma arquitetura ótima para um dado problema, no entanto é possível obter resultados com uma performance muito boa com arquiteturas personalizadas, se alguns cuidados forem tomados em consideração durante a fase de treino das redes [39].

A escolha da arquitetura da Rede Neuronal baseou-se num processo de tentativa-erro que tomou em consideração os seguintes aspetos:

- Comparar os erros dos conjuntos de treino e de teste é um bom estimador da competência de uma ANN. Caso sejam observados erros elevados em ambos os conjuntos, deduz-se que existe uma capacidade insuficiente da ANN tratar os dados. Neste caso, é necessário aumentar o número de unidades da camada escondida.
- Quando o valor do erro no conjunto de teste é consideravelmente mais elevado do que o do conjunto de treino, significa que para além da regra geral, a ANN captou os dados atípicos e não foi capaz de os generalizar quando exposta ao conjunto de teste. Neste caso, o número de unidades da camada escondida deverá ser reduzido.

Neste trabalho pretende-se verificar as diferenças entre a previsão de meses de Verão e meses de Inverno. Para tal foi construída uma Rede Neuronal com os dados de um ano inteiro para realizar as previsões para estes dois períodos, e duas outras Redes Neuronais, uma constituída pelos meses considerados de Verão (Maio a Outubro) e outra Rede com os meses considerados Inverno (Novembro a Abril). Assim, realizaram-se três arquiteturas diferentes, que estão ilustradas nas Figuras 5.10, 5.11 e 5.12. Estas arquiteturas finais foram selecionadas após diversos testes

quer relativamente aos dados de entrada como relativamente ao número de unidades da camada escondida.

Para a Rede Neuronal constituída pelos valores de um ano, as entradas da ANN foram:

1. Informação sobre o dia da semana;
2. Informação sobre o mês do ano;
3. Informação da hora do dia;
4. Informação sobre o Preço de Mercado do dia anterior;
5. Informação sobre a Produção de Energia Eólica em Regime Especial (PRE Eólica) – valor da semana anterior em cada hora de previsão.

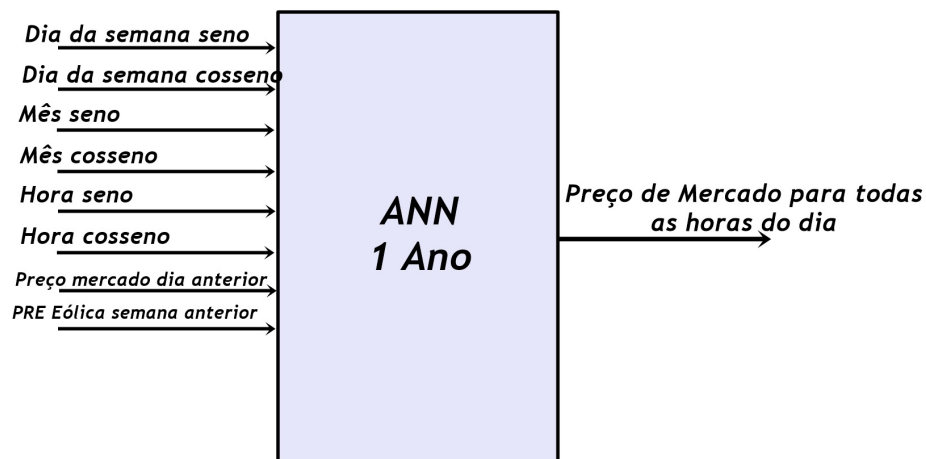


Figura 5.10: Arquitetura da ANN que produziu melhores resultados, com valores de 1 ano

Para a Rede Neuronal constituída pelos valores dos Meses de Verão, as entradas da ANN foram:

1. Informação sobre o dia da semana;
2. Informação sobre o mês do ano;
3. Informação da hora do dia;
4. Informação sobre o Preço de Mercado do dia anterior;
5. Informação sobre a Produção de Energia Eólica em Regime Especial (PRE Eólica) – valor do dia anterior em cada hora de previsão.

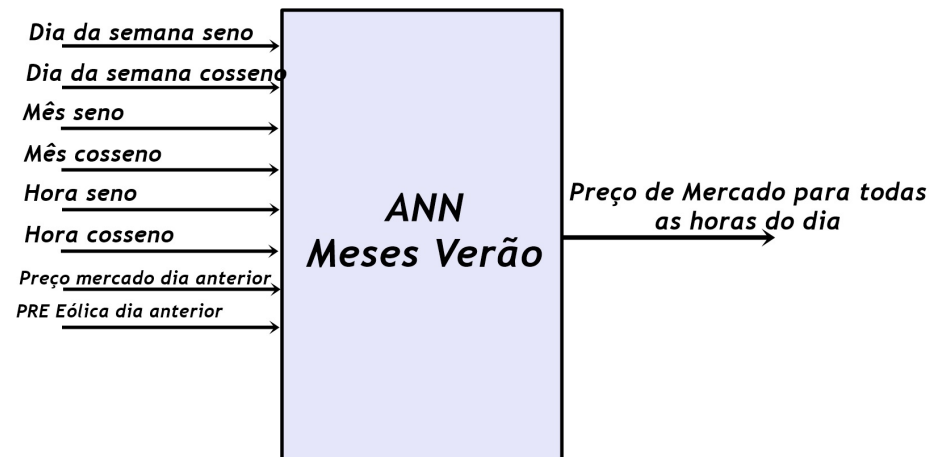


Figura 5.11: Arquitetura da ANN que produziu melhores resultados, com valores dos meses de Verão

Para a Rede Neuronal constituída pelos valores dos Meses de Inverno, as entradas da ANN foram:

1. Informação sobre o dia da semana;
2. Informação sobre o mês do ano;
3. Informação da hora do dia;
4. Informação sobre o Preço de Mercado do dia anterior;
5. Informação sobre a Produção de Energia Eólica em Regime Especial (PRE Eólica) – um dia anterior ao dia da previsão;
6. Informação sobre a Produção de Energia Hídrica – valor do dia anterior em cada hora de previsão.

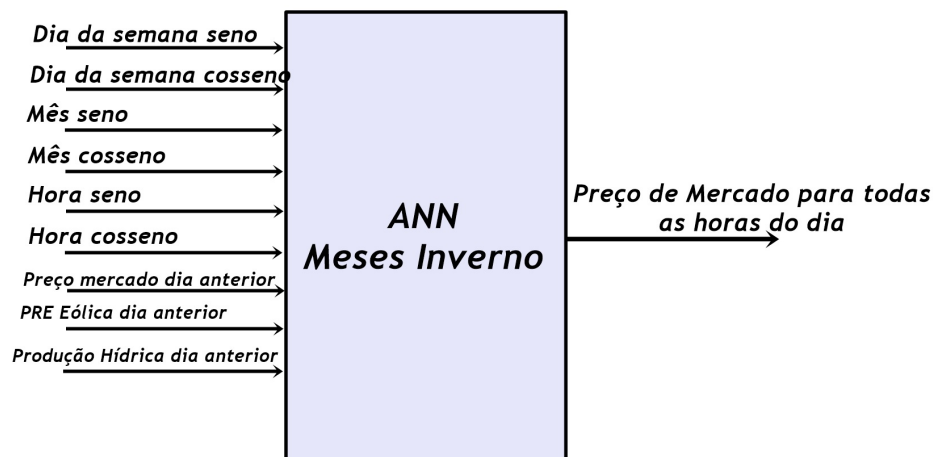


Figura 5.12: Arquitetura da ANN que produziu melhores resultados, com valores dos meses de Inverno

A utilização da variável cíclica para o dia da semana, mês do ano e hora, é vantajosa no que diz respeito à fase de treino, de modo a passar esta informação à ANN. Isto é conseguido através da normalização destas variáveis usando as funções seno e cosseno. Assim estas três medidas serão interpretadas por uma medida periódica. As Equações 5.10 a 5.15 representam a normalização destas variáveis.

$$\text{Dia da Semana seno : } \sin = \frac{2\pi d}{7} \quad (5.10)$$

$$\text{Dia da Semana cosseno : } \cos = \frac{2\pi d}{7} \quad (5.11)$$

d -os dias da semana tomam valores de 1 a 7, sendo 1 Segunda-feira e 7 Domingo. Os feriados tomam o valor 7.

$$\text{Mês do ano seno : } \sin = \frac{2\pi m}{12} \quad (5.12)$$

$$\text{Mês do ano cosseno : } \cos = \frac{2\pi m}{12} \quad (5.13)$$

m -número do mês do ano. Variam assim de 1 a 12.

$$\text{Hora do dia seno : } \sin = \frac{2\pi h}{24} \quad (5.14)$$

$$\text{Hora do dia cosseno : } \cos = \frac{2\pi h}{24} \quad (5.15)$$

h -hora do dia. Variam assim de 0 a 23.

5.6 Software Utilizado

Numa fase inicial, pesquisaram-se ferramentas que servissem de base para o desenvolvimento e aplicação das ANNs. O resultado desta pesquisa apontou para duas potenciais ferramentas:

- O software “R” é conhecido por ser uma linguagem de computação estatística e gráfica. Este software destaca-se pela grande variedade de análise estatística, modelização linear e não-linear, análise de séries temporais, clustering e data-mining. Existem alguns pacotes orientados para a previsão, sendo o AMORE considerado o mais eficiente. Este software não foi utilizado pois os algoritmos de treino com que trabalhava eram muito similares aos do “MATLAB”, e envolvia uma manipulação mais complexa dos dados.

- O software “MATLAB” é muito conhecido no meio académico, e foi utilizada a sua última versão (R2013a) que contém a função “Neural Network Fitting Tool”. Esta função cria uma rede com duas camadas escondidas em modo “feed-forward” (Ver Secção 5.5) e treina-a com a função *Trainlm* (este treino é baseado no algoritmo *Levenberg-Marquardt*). A importação dos dados do “MS EXCEL” é facilmente conseguida e todo o interface é amigável e de fácil utilização.

5.6.1 Indicadores de Performance e Divisão de Dados

Os indicadores mais utilizados para avaliação da performance da ANN ao longo do treino são:

- R – Coeficiente de determinação
- MSE – Erro médio quadrático

Neste trabalho foi escolhido como indicador de performance o MSE, visto que esta é a grandeza minimizada pelas redes.

Para a divisão dos conjuntos de dados em treino, validação e teste, utilizou-se os valores pré-definidos do MATLAB. A percentagem desta divisão foi:

- 70% dos dados dedicados ao conjunto de treino
- 15% para o conjunto de validação
- 15% para o conjunto de teste

Capítulo 6

Previsão de Preços de Mercado Diário em Pool Comum

6.1 Aspetos Gerais

Neste capítulo serão analisadas as Redes Neurais que permitiram obter os melhores resultados para os exercícios de previsão realizados. A previsão a realizar refere-se ao Preço de Mercado diário em Pool comum. A utilização de uma ANN de elevado desempenho constituirá uma ferramenta importante para os agentes de mercado interessados em participar no Mercado Diário, uma vez que uma estimativa desse preço numa base horária permitirá ajustar as ofertas de compra ou de venda, para que estas sejam apresentadas ao mercado.

Por outro lado, uma boa previsão permitirá aos agentes de mercado rentabilizarem as suas ofertas. Isto é, uma boa ferramenta de previsão permite aos agentes formularem o valor da sua oferta de forma a terem um maior proveito da sua transação. Este princípio é válido quer para agentes produtores, quer para agentes compradores. No entanto, a realidade distancia-se da teoria, uma vez que a maioria dos mercados de eletricidade não foram criados com um nível suficientemente baixo de concentração de mercado que permita verificar resultados perfeitamente competitivos. O poder dos agentes produtores de energia elétrica tem sido ponderado nos vários exercícios de reestruturação pelo mundo inteiro, por razões de segurança do sistema elétrico e por preocupação com o poder de mercado [40].

Assim, a previsão de preços da energia elétrica deverá ter em conta comportamentos estratégicos e também a capacidade dos agentes produtores em manterem os preços dos geradores acima do seu custo marginal.

As previsões a efetuar serão realizadas por meio de ANNs treinadas a partir de dados disponibilizados pela EDP – Energias de Portugal (doravante EDP), bem como de outras fontes referidas em seguida. Estes dados constituem as entradas e os targets da ANN, e serão separados em dois conjuntos: conjunto de treino e conjunto de teste. Como referido no capítulo anterior, neste trabalho realizam-se previsões para um mês de Verão e para um mês de Inverno, com o objetivo de prever os Preços de Mercado para todas as horas de todos os dias dos meses de Julho e de

Novembro. A escolha destes meses foi feita tendo em consideração os preços da energia elétrica verificada nestes períodos. Os gráficos representativos destes preços encontram-se nas Figuras 6.1 e 6.2 e em anexo são apresentados os preços nos restantes meses.

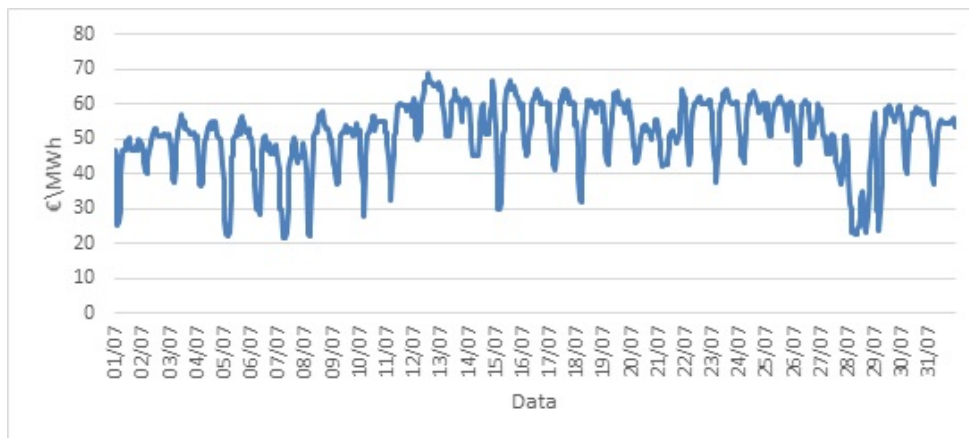


Figura 6.1: Preços de Mercado do mês de Julho

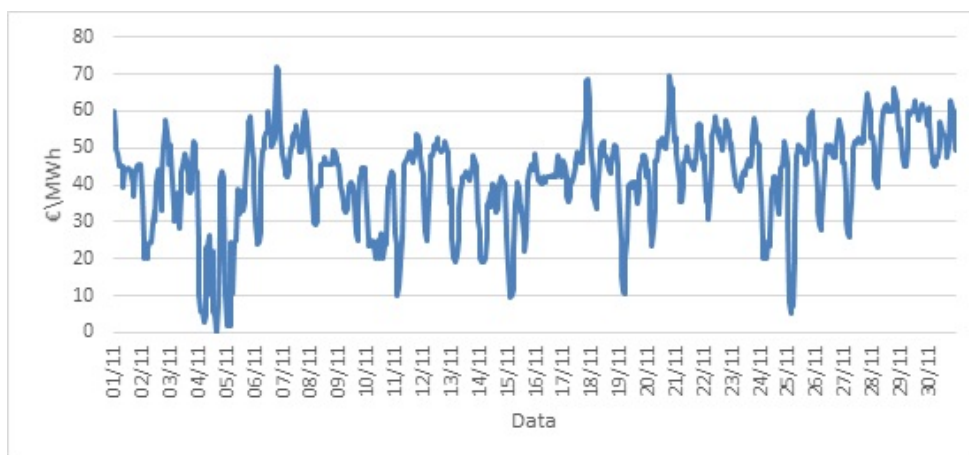


Figura 6.2: Preços de Mercado do mês de Novembro

Para a realização dos exercícios de previsões para estes meses, foram criadas três Redes Neurais distintas: uma prevendo os valores destes dois meses, uma segunda prevendo somente os Preços de Mercado do mês de Julho e uma terceira prevendo somente os Preços de Mercado do mês de Novembro.

A utilização destas três Redes Neurais tem como objetivo observar as diferenças do desempenho das mesmas, e assim optar pela rede que oferece a melhor performance.

6.2 Saídas e Targets

As saídas das ANNs correspondem aos valores do Preço de Mercado que serão previstos. Assim obtém-se 1 saída, que corresponde ao do preço de mercado da energia elétrica em cada hora.

Em qualquer uma das ANNs simuladas neste trabalho, o seu target é o preço real da energia elétrica para cada uma hora do período considerado. Assim, a ANN apresenta 1 saída.

6.3 Conjunto de treino e de teste

Os conjuntos de treino e de teste são constituídos pelas entradas e pelos “targets” descritos na secção anterior.

O conjunto de treino para a primeira ANN diz respeito ao período compreendido entre 1 de Janeiro de 2013 e 31 de Dezembro de 2013, excluindo os meses de Julho e Novembro de 2013. Assim, os dados do conjunto de treino dizem respeito a 10 meses.

Para a segunda ANN, os dados do conjunto de treino estão compreendidos entre 1 de Maio de 2013 a 31 de Outubro de 2013, excluindo o mês de Julho de 2013 correspondendo assim a um período de 5 meses. Para a terceira Rede Neuronal, os dados do conjunto de treino estão compreendidos entre 1 de Janeiro de 2013 a 30 de Abril de 2013 e de 1 de Dezembro de 2013 a 31 de Dezembro de 2013. Tal como na segunda Rede Neuronal, o período de treino diz respeito a 5 meses.

Quanto ao conjunto de teste, os dados utilizados para a primeira ANN serão Julho e Novembro. A escolha destes meses foi justificada na secção 6.1.

Para a segunda ANN, os dados utilizados para o conjunto de teste corresponde aos preços no mês de Julho, uma vez que esta rede diz respeito a meses de Verão. Para a terceira ANN, o conjunto de teste é constituído pelo mês de Novembro.

Qualquer que seja a ANN, foram utilizados os valores do ano de 2013 para prever o Preço de Mercado dos meses de Julho e de Novembro do mesmo ano. Não se utilizaram outros anos, uma vez que as políticas energéticas estão em constante desenvolvimento e atualização e a realidade de um ano pode ser completamente diferente da do ano seguinte, pelo que se optou por um período mais pequeno para treino de modo a garantir não existirem grandes discrepâncias.

Mesmo fazendo a separação dos dados em conjunto de treino e de teste, no processo de treino da ANN feito pelo “MATLAB”, o simulador cria três subconjuntos dentro do próprio conjunto de treino. Estes três subconjuntos são designados de treino, teste e validação. Este processo é realizado com o objetivo de se definirem critérios de paragem do algoritmo mas também para cálculo de indicadores de performance e de correlação para os vários conjuntos. Estes indicadores são considerados elementos essenciais para a escolha da melhor arquitetura da ANN.

6.4 Redes Neurais

6.4.1 Rede Neuronal com Dados de 1 Ano

As entradas de uma ANN são os dados dos quais dependerão, supostamente, o preço mercado da energia elétrica, que representa a série a prever.

Existem variáveis que têm uma clara influência no Preço de Mercado, não sendo assim necessário realizar testes para verificar a sua importância. No entanto, existem outras para as quais só através de testes é possível determinar a sua relevância. Nesta secção será explicado o porquê da escolha e da rejeição de algumas variáveis.

Existem quatro variáveis que foram escolhidas por influenciarem claramente o preço de mercado, sendo elas o dia da semana, o mês do ano, a hora do dia e o preço de mercado 24 horas antes da hora de previsão.

O dia da semana tem uma grande influência no preço de mercado, visto o mercado ser muito competitivo e existirem consumos próprios em cada dia da semana que se autocorrelacionam e que se afastam de outros dias da semana. Por exemplo, existe uma diferença significativa entre dias de semana e fins-de-semana, sendo que nos fins-de-semana o consumo é mais reduzido originando uma baixa dos preços. Nos dias em que o consumo é mais elevado, a produção também será mais elevada, pelo que serão utilizados geradores que, devido à sua natureza, possuem custos marginais mais elevados, contribuindo deste modo para o aumento do preço de mercado diário de eletricidade.

A importância do mês do ano deve-se às condições climáticas verificadas nos mesmos. Meses tipicamente mais secos levam à produção de energia através de centrais térmicas, que possuem preços marginais mais elevados. Meses com maior pluviosidade levam à produção de energia através das centrais hídricas, fazendo com que os preços sejam tendencialmente mais baixos.

No entanto, é preciso ter consideração que meses mais frios levam ao aumento de consumos para fins de aquecimento, o que por sua vez resulta na necessidade de utilização de grupos térmicos que, como se explicou, tem um custo marginal mais elevado.

Quanto às horas, estes refletem o nível de consumo de energia, havendo assim uma relação com o Preço de Mercado.

Todas estas variáveis são consideradas a priori porque influenciam o consumo, e assume-se naturalmente que o preço depende do consumo previsto.

Como foi referido no Capítulo 5, a utilização do dia da semana, do mês e das horas é efetuada através das funções seno e cosseno, permitindo assim que estas variáveis assumam um comportamento periódico.

Para a escolha das restantes variáveis da ANN foram realizados diversos testes em que, em conjunto com estas quatro variáveis, se iam acrescentando outras e fazendo as previsões para os meses do conjunto de teste. Uma vez realizadas as previsões para cada simulação calculou-se o erro em percentagem e foram analisadas as situações em que este erro era menor. A expressão 6.1 foi utilizada para calcular este erro.

$$Erro = \frac{\sum_{i=1}^j (\sum_{k=0}^{23} ABS(\text{Preço de mercado real}_k - \text{Preço de mercado previsto}_k))}{\sum_{i=1}^j (\sum_{k=0}^{23} (\text{Preço de mercado real}_k))} \cdot 100\% \quad (6.1)$$

Nesta expressão o índice i representa o dia do mês, j o número de dias de cada mês e k as horas de cada dia. O erro é igual ao somatório da diferença do preço real menos o preço previsto a dividir pelo preço real.

Na Tabela 6.1 estão representados todos os testes realizados, contendo as informações sobre as variáveis usadas e o respetivo erro no mês de Julho e de Novembro. O significado destas variáveis está descrito de seguida.

- Brent – Preço do Barril do Brent, em cada hora(€/barril);
- PRÉ Eólica – Produção em Regime Especial de Energia Eólica em cada hora (MWh);
- Consumo - Consumo em cada hora (MWh);
- Albufeiras - Produção de energia em aproveitamentos hídricos de Albufeira em cada hora (MWh);
- Fios-de-água - Produção de energia em aproveitamentos hídricos a fio-de-água em cada hora (MWh).
- d-7– Valor da semana anterior em cada hora;
- DA- Valor do dia anterior em cada hora.

Tabela 6.1: Informação relativa aos testes realizados para a Rede Neuronal de 1 Ano

Testes	Variáveis adicionais							Erros	
	Brent d-7	PRÉ Eólica d-7	Consumo d-7	Albufeiras d-7	Fios-de-água d-7	PRÉ Eólica DA	Consumo DA	Julho	Novembro
1	X							20,57%	26,23%
2		X						8,65%	20,39%
3			X					11,52%	20,59%
4				X				11,30%	22,91%
5					X			22,39%	30,77%
6						X		11,64%	22,67%
7							X	13,18%	26,32%
8		X	X					12,12%	27,24%

Como podemos verificar pela Tabela 6.1, o teste que permitiu obter um erro menor foi o Teste 2, indicando assim que a Produção em Regime Especial de Energia Eólica na semana anterior para cada hora deve ser utilizada como uma variável de entrada para esta ANN.

6.4.2 Rede Neuronal com Dados dos Meses de Verão

Como referido na secção 6.4.1, as variáveis de entrada dia da semana, mês do ano, hora do dia e preço de mercado do dia anterior, são variáveis que são automaticamente utilizadas para entrada da ANN, pelos motivos explicados anteriormente.

Assim, de forma análoga foram realizados uma série de testes para decidir que outras variáveis fariam parte desta ANN.

Na Tabela 6.2 estão representados todos os testes realizados, contendo as informações das variáveis usadas e o respetivo erro no mês de Julho.

Tabela 6.2: Informação relativa aos testes realizados para a Rede Neuronal dos meses de Verão

Testes	Variáveis adicionais						Erro
	Brent d-7	PRÉ Eólica d-7	Consumo d-7	Albufeiras d-7	Fios-de-água d-7	PRÉ Eólica DA	Julho
1	X						16,53%
2		X					10,34%
3			X				12,24%
4				X			13,17%
5					X		14,25%
6						X	10,05%
7		X	X				10,18%

Como podemos verificar pela Tabela 6.2, o teste que permitiu obter o menor valor do erro, foi o Teste 6, fazendo assim com que a Produção em Regime Especial de Energia Eólica do dia anterior para cada hora seja uma variável de entrada para esta ANN.

6.4.3 Rede Neuronal com Dados dos Meses de Inverno

Como referido na secção 6.4.1, as variáveis de entrada dia da semana, mês do ano, hora do dia e preço de mercado do dia anterior, são variáveis que são automaticamente utilizadas para entrada da ANN, pelos motivos explicados anteriormente.

Assim, de forma análoga foram realizados uma série de testes para decidir que outras variáveis fariam parte desta ANN.

Na Tabela 6.3 estão representados todos os testes realizados, contendo as informações das variáveis usadas e o respetivo erro no mês de Novembro.

Tabela 6.3: Informação relativa aos testes realizados para a Rede Neuronal dos meses de Inverno

Testes	Variáveis adicionais								Erro
	Brent d-7	PRÉ Eólica d-7	Consumo d-7	Albufeiras d-7	Fios-de-água d-7	PRÉ Eólica DA	Albufeiras DA	Fios-de-água DA	Novembro
1	X								45,19%
2		X							37,98%
3			X						34,13%
4				X					32,14%
5					X				53,15%
6				X	X				46,35%
7		X		X	X				37,74%
8						X	X	X	24,59%

Como podemos verificar pela Tabela 6.3, o teste em que o valor do erro foi menor foi o Teste 8, fazendo assim com que a Produção em Regime Especial de Energia Eólica do dia anterior, Produção em Albufeiras no dia anterior e Produção em Fios-de-água no dia anterior, sejam variáveis de entrada para esta ANN.

6.5 Resultados Obtidos

6.5.1 Rede Neuronal com Dados de 1 Ano

Com o objetivo de obter a ANN com melhor desempenho, foram treinadas diferentes configurações de ANNs. Os indicadores de performance utilizados foram o MSE – erro médio quadrático e o R – Coeficiente de determinação.

Os diferentes testes realizados para esta ANN estão representados na Secção 6.4.1, Tabela 6.1.

Como se pode concluir através da Tabela 6.1, a ANN que permitiu obter melhores resultados foi a rede constituída pelas seguintes entradas:

- Dia da semana (*seno e cosseno*);
- Mês do ano (*seno e cosseno*);
- Hora do dia (*seno e cosseno*);
- Preço de Mercado do dia anterior em cada hora;
- Produção em Regime Especial de energia Eólica na semana anterior em cada hora.

Após a realização das previsões utilizando a arquitetura da ANN descrita, analisaram-se os dias em que se obtiveram os melhores e os piores resultados, para os dois meses. Para o mês de Julho, a melhor previsão ocorreu no dia 15 e a pior previsão ocorreu no dia 28. Quanto ao mês de Novembro, a melhor previsão ocorreu no dia 29 e a pior no dia 4. Assim, as Figuras 6.3, 6.4, 6.5 e 6.6 representam respetivamente o melhor e o pior dia de previsão do mês de Julho, e o melhor e pior dia de previsão do mês de Novembro.

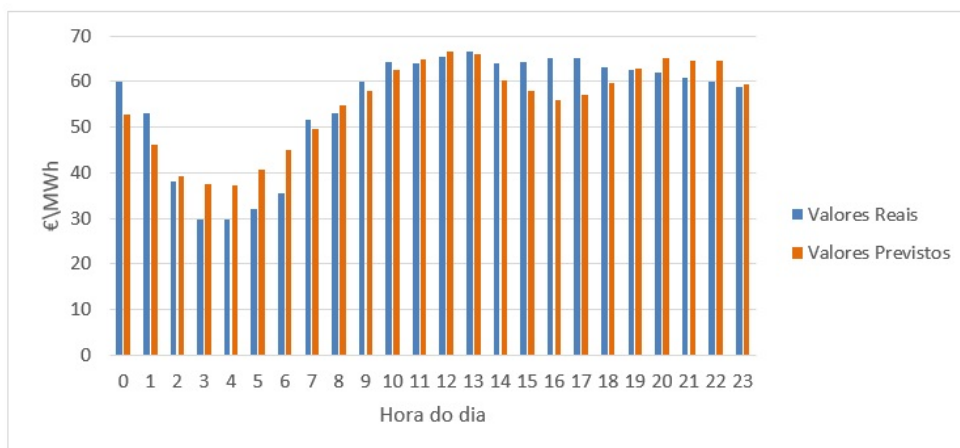


Figura 6.3: Comparação dos Valores Reais com os Valores Previstos para o dia em que se obteve a melhor previsão do mês de Julho

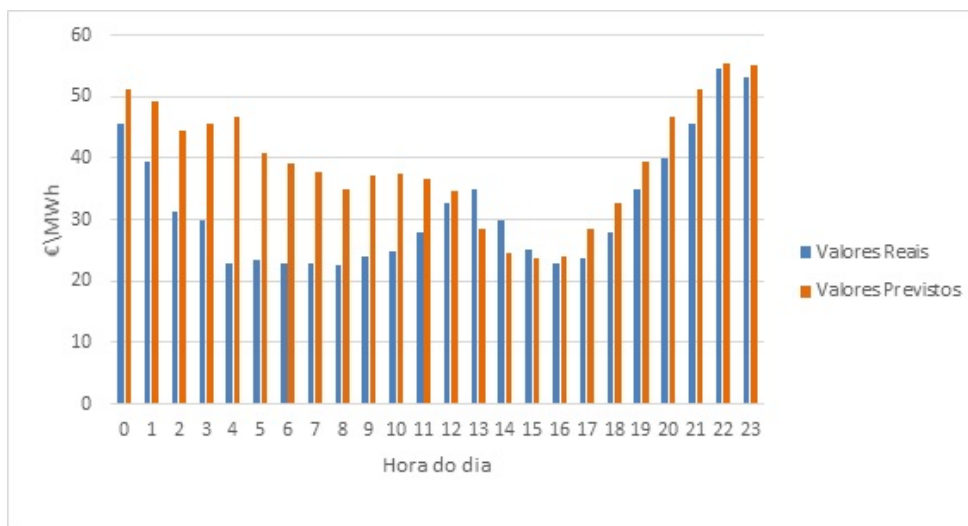


Figura 6.4: Comparação dos Valores Reais com os Valores Previstos para o dia em que se obteve a pior previsão do mês de Julho

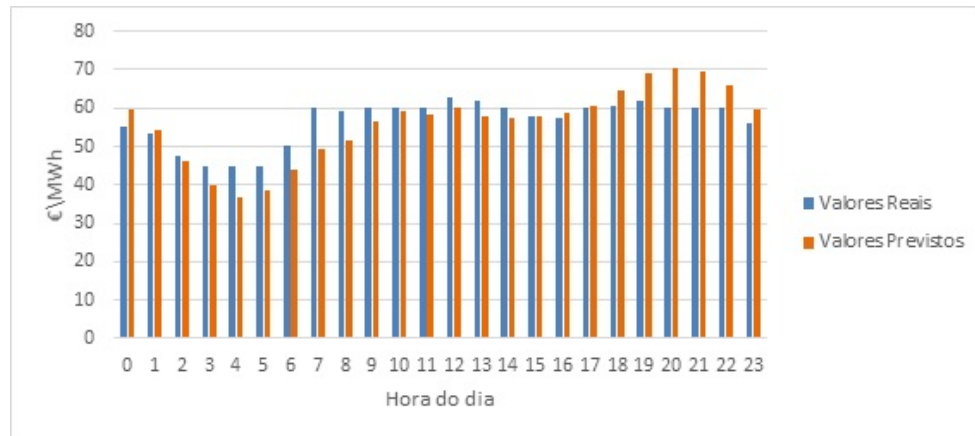


Figura 6.5: Comparação dos Valores Reais com os Valores Previstos para o dia em que se obteve a melhor previsão do mês de Novembro

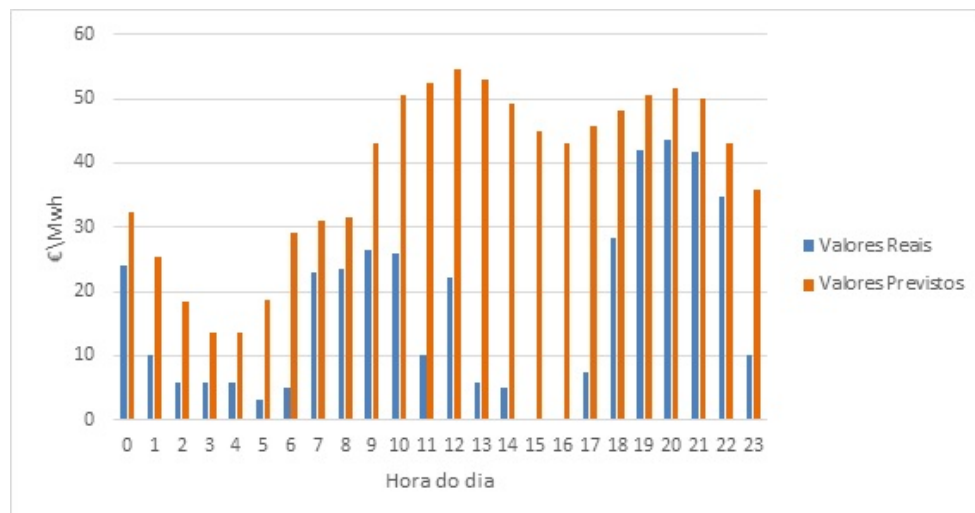


Figura 6.6: Comparação dos Valores Reais com os Valores Previstos para o dia em que se obteve a pior previsão do mês de Novembro

Os Preços de Mercado variam segundo vários fatores, e a escolha das entradas da ANN têm uma grande influência sobre eles e portanto sobre a qualidade dos resultados da previsão.

Nas Figuras 6.7 e 6.8 estão representadas as diferenças entre os Preços de Mercado Reais e os Preços de Mercado Previstos, dos meses de Julho e Novembro.

Assim para o pior caso de previsão, podemos concluir que os Valores Reais dos Preços de Mercado para esse dia eram atípicos em relação ao resto do mês. Podemos verificar essa diferença de preços entre os valores reais e previstos na Figura 6.8.

Como podemos observar, a diferença entre os Valores Reais e os Valores Previstos é superior no mês de Novembro, sendo que a diferença mais elevada assume um valor superior a 45 €/MWh no final do dia 4, sendo este o dia da pior previsão do mês de Novembro, como referido em cima.

Na realidade, ao observamos a Figura 6.2, vemos que existe um intervalo de tempo em que os Preços de Mercado apresentam valores atípicos, sendo este período compreendido entre o dia 4 e o dia 6 de Novembro.

Para se ter uma ideia geral do resultado das previsões, as Figuras 6.9 e 6.10 apresentam a comparação entre os preços reais e previstos nos meses de Julho e de Novembro.

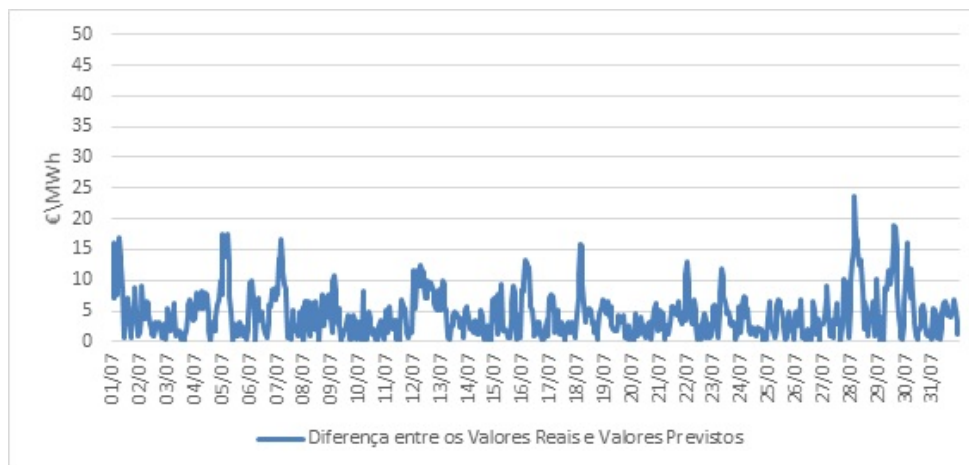


Figura 6.7: Diferença entre os Valores Reais e os Valores Previstos dos Preços de Mercado do mês de Julho

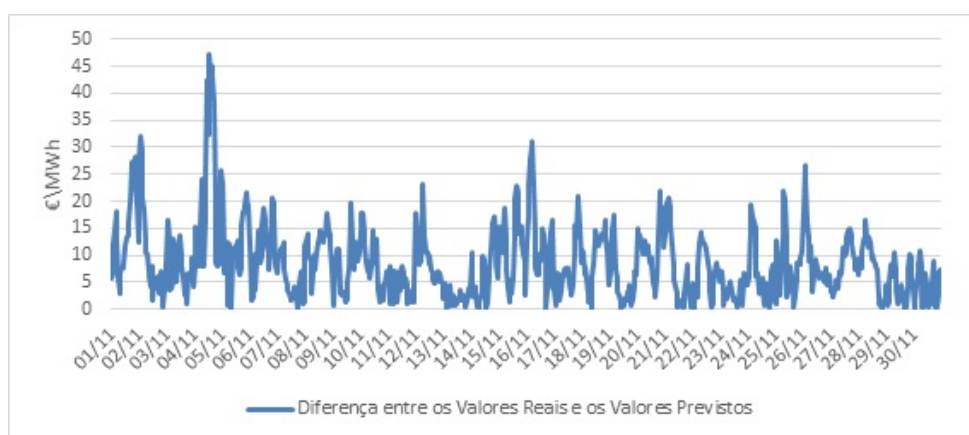


Figura 6.8: Diferença entre os Valores Reais e os Valores Previstos dos Preços de Mercado do mês de Novembro

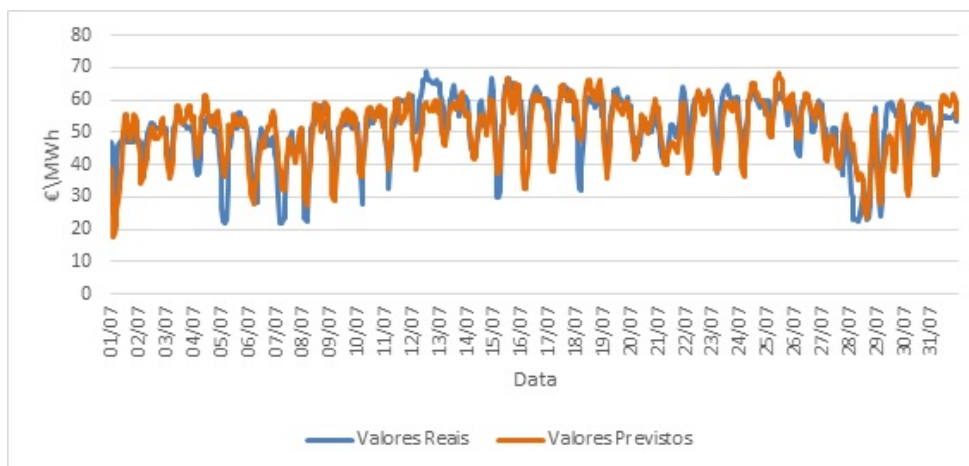


Figura 6.9: Comparação dos Preços de Mercado Reais com os Preços de Mercado Previstos para Julho

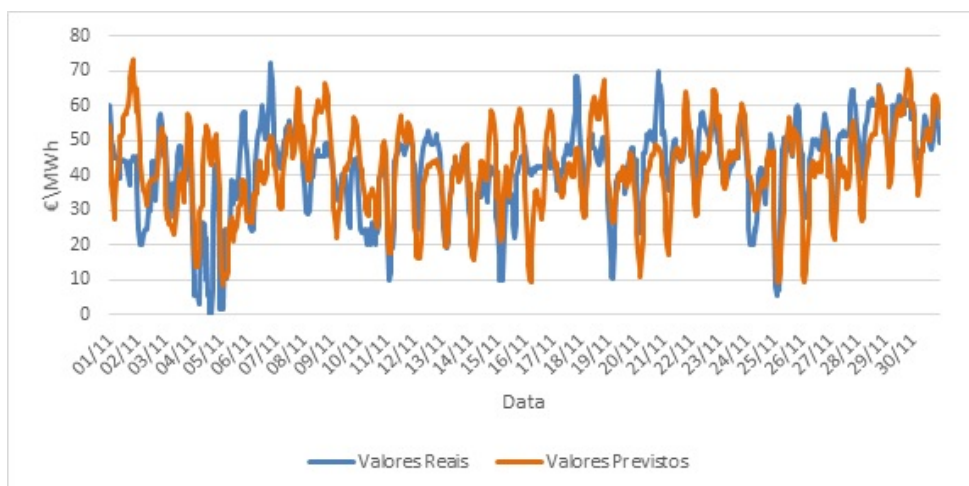


Figura 6.10: Comparação dos Preços de Mercado Reais com os Preços de Mercado Previstos para Novembro

Como podemos observar através das Figuras 6.9 e 6.10, os valores previstos para o mês de Julho estão bastante próximos dos seus valores reais, havendo pequenas diferenças. No entanto, no mês de Novembro é possível identificar períodos em que se verificam claras diferenças entre os valores previstos e os valores reais.

Um dos motivos para que a previsão seja mais próxima da realidade no mês de Julho é o facto de haver poucas oscilações durante o mês, ou seja, os Preços de Mercado em Julho são menos irregulares. No mês de Novembro, esse fenómeno não se verifica isto é, os valores do Preço de Mercado apresentam um comportamento bastante atípico o que dificulta a realização do processo de aprendizagem pela ANN.

Como expresso na Secção 6.4.1, para o cálculo do erro utilizou-se a expressão 6.1. De acordo com esta obteve-se um valor de erro de 8,65% para a previsão do mês de Julho e de 20,39% para o mês de Novembro.

Com esta mesma expressão, calculou-se o erro médio percentual de previsão para cada hora. Assim as Tabelas 6.4, 6.5 e 6.6 apresentam respetivamente o erro médio percentual de previsão total, que engloba os dois meses, o erro médio percentual de previsão a cada hora do mês de Julho e o erro médio percentual de previsão para cada hora do mês de Novembro.

Tabela 6.4: Erro médio percentual da previsão dos dois meses para cada hora

Hora	Erro	Hora	Erro
0	15,11%	12	10,82%
1	19,17%	13	11,49%
2	23,28%	14	11,69%
3	24,69%	15	12,27%
4	26,43%	16	12,30%
5	22,48%	17	11,31%
6	19,45%	18	11,10%
7	14,48%	19	11,26%
8	12,41%	20	12,08%
9	10,98%	21	11,63%
10	10,97%	22	10,64%
11	11,85%	23	10,11%

Ao analisar a Tabela 6.4, podemos verificar que a percentagem do erro é menor nos intervalos das 9 às 12 horas, na hora 12 e das 22 às 23 horas, sendo estes valores na ordem dos 10%. O período em que o erro é menor ocorre à hora 23.

Quanto às percentagens do erro maiores, encontram-se no intervalo das 2 às 5 horas, sendo este erro na ordem dos 20%, atingindo o seu valor máximo à hora 4.

Na realidade as primeiras horas do dia são geralmente aquelas em que ocorreu maiores erros de previsão uma vez que neste intervalo de tempo existe um maior número de propostas de venda preço zero.

Tabela 6.5: Erro médio percentual da previsão do mês de Julho para cada hora

Hora	Erro	Hora	Erro
0	9,65%	12	5,78%
1	12,87%	13	5,71%
2	15,63%	14	6,09%
3	17,79%	15	7,12%
4	19,46%	16	6,98%
5	15,13%	17	6,31%
6	13,12%	18	6,14%
7	10,88%	19	6,01%
8	9,93%	20	6,75%
9	7,42%	21	6,25%
10	6,28%	22	5,89%
11	6,38%	23	5,23%

Ao analisar a Tabela 6.5, podemos verificar que o erro é menor nos intervalos das 12 às 13 horas e das 22 às 23 horas, sendo estes valores na ordem dos 5%. O seu mínimo ocorre na hora 23. As percentagens do erro maiores, encontram-se no intervalo da 1 às 7 horas, sendo este erro superior a 10%. O valor do erro atinge o seu máximo na hora 4.

Tabela 6.6: Erro médio percentual da previsão do mês de Novembro para cada hora

Hora	Erro	Hora	Erro
0	22,43%	12	17,19%
1	28,39%	13	19,07%
2	34,65%	14	19,03%
3	34,81%	15	19,31%
4	36,15%	16	19,56%
5	32,72%	17	17,49%
6	27,75%	18	16,54%
7	18,95%	19	16,74%
8	15,51%	20	17,70%
9	15,34%	21	17,49%
10	16,86%	22	16,29%
11	19,02%	23	16,31%

Ao analisar a Tabela 6.6, podemos verificar que a percentagem do erro é menor no intervalo das 8 às 9 horas, sendo estes valores na ordem dos 15%. O seu mínimo é atingido na hora 9.

Quanto às percentagens do erro maiores, encontram-se no intervalo das 2 às 5 horas, sendo este erro superior a 30%. O valor do erro atinge o seu máximo na hora 4.

Para se visualizar melhor a diferença entre os valores médios reais e os valores médios previstos as Figuras 6.11, 6.12 e 6.13 apresentam os valores médios horários dos preços de mercado reais e previstos dos dois meses (Julho e Novembro), o segundo faz referência aos valores médios horários de Julho e o terceiro aos valores médios horários de Novembro.

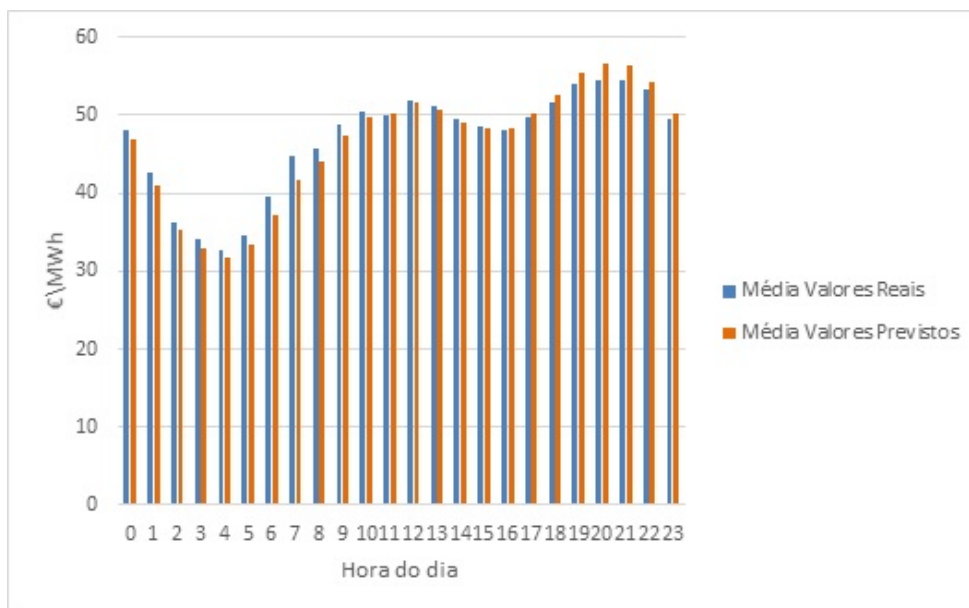


Figura 6.11: Média dos Valores Reais Médios de Julho e Novembro VS Média dos Valores Previstos Médios de Julho e Novembro

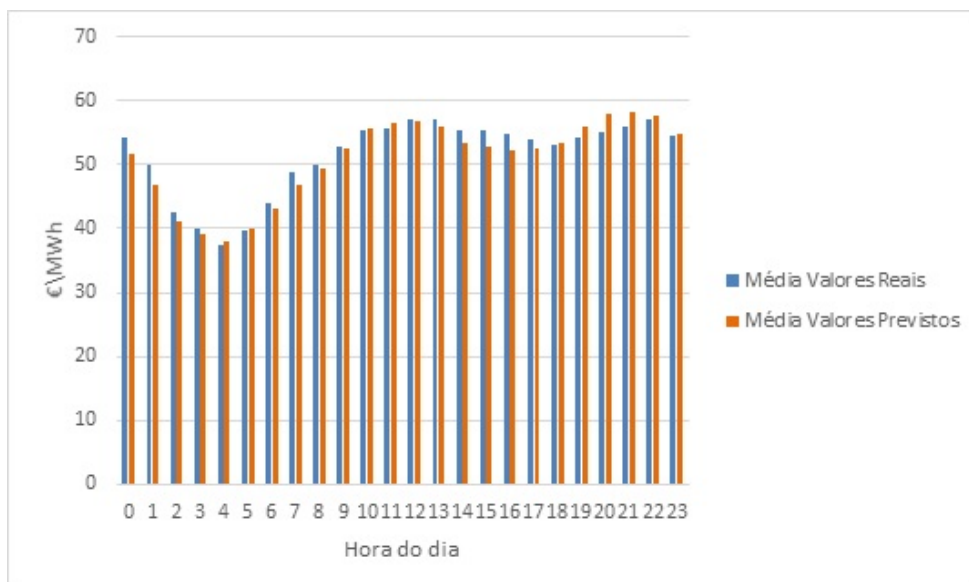


Figura 6.12: Média dos Valores Reais Médios de Julho VS Média dos Valores Previstos de Julho

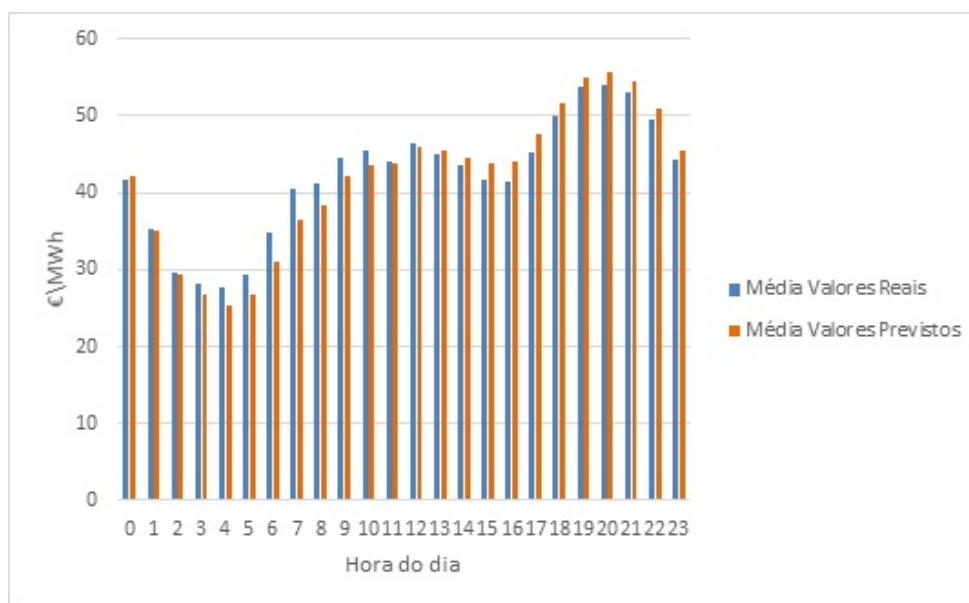


Figura 6.13: Média dos Valores Reais Médios de Novembro VS Média dos Valores Previstos de Novembro

6.5.2 Rede Neuronal com Dados dos Meses de Verão

Uma vez estudada uma ANN com dados referentes a 1 Ano, pretendeu-se dividir essa rede em duas, direcionando uma para a previsão de um mês de Verão e a outra para a previsão de um mês de Inverno.

Com o objetivo de obter a ANN com melhor desempenho, foram treinadas diferentes configurações de ANNs. Os indicadores de performance utilizados no treino da ANN foram o MSE – erro médio quadrático e o R – Coeficiente de determinação.

Os diferentes testes realizados para esta ANN estão representados na Secção 6.4.2, Tabela 6.2.

Como se pode concluir através da Tabela 6.2, a ANN que permitiu obter melhores resultados foi a Rede constituída pelas seguintes entradas:

- Dia da semana (*seno e cosseno*);
- Mês do ano (*seno e cosseno*);
- Hora do dia (*seno e cosseno*);
- Preço de Mercado do dia anterior em cada hora;
- Produção em Regime Especial de energia Eólica no dia anterior em cada hora.

Após a realização das previsões utilizando a arquitetura da ANN descrita, analisaram-se os dias onde se obtinha os melhores e piores resultados, para o mês de Julho. Verificou-se que a melhor previsão ocorreu no dia 3 e a pior previsão ocorreu no dia 28. Assim as Figuras 6.14 e 6.15 representam respetivamente o melhor e o pior dia de previsão referente ao mês de Julho.

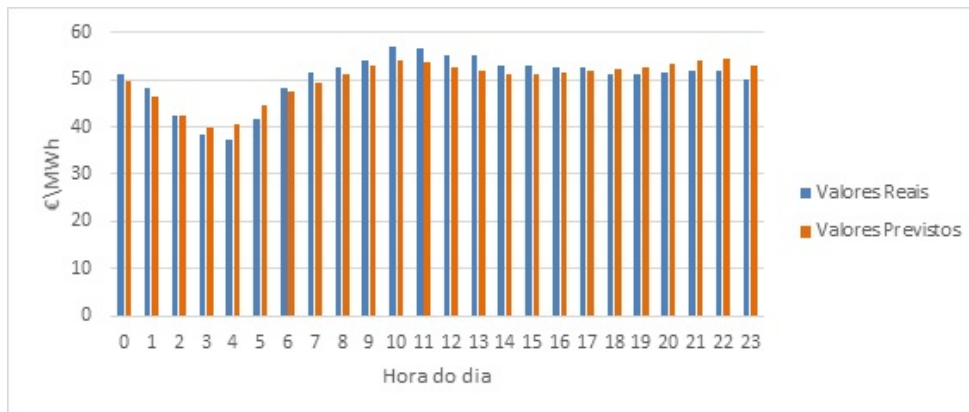


Figura 6.14: Comparação dos Valores Reais com os Valores Previstos para o dia em que se obteve a melhor previsão do mês de Julho

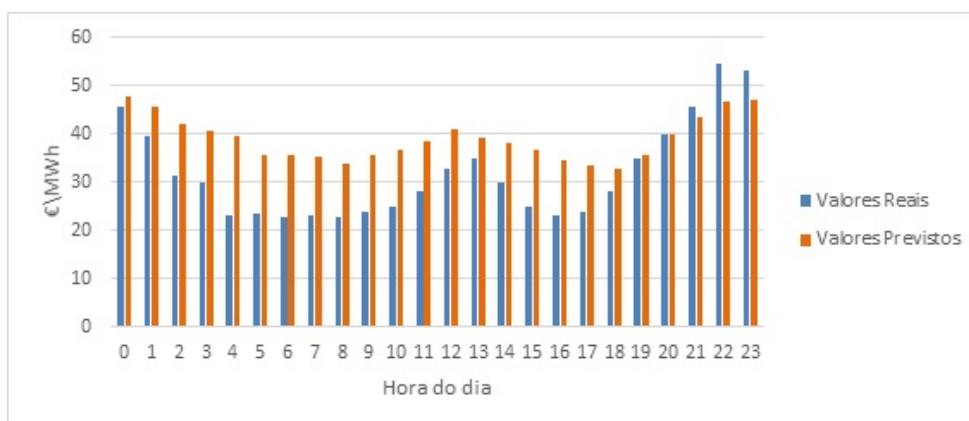


Figura 6.15: Comparação dos Valores Reais com os Valores Previstos para o dia em que se obteve a pior previsão do mês de Julho

Tal como referido na secção 6.5.1 os Preços de Mercado variam de acordo com vários fatores, e a escolha das entradas da ANN têm uma grande influência sobre eles e permitem obter resultados com melhor ou pior qualidade.

Como podemos observar através da Figura 6.1, os Preços de Mercado apresentam-se regulares, com exceção do dia 28, sendo que é neste dia que se obteve a pior previsão.

Na Figura 6.16 está representada a diferença entre os Preços de Mercado Reais e os Preços de Mercado Previstos, do mês de Julho.

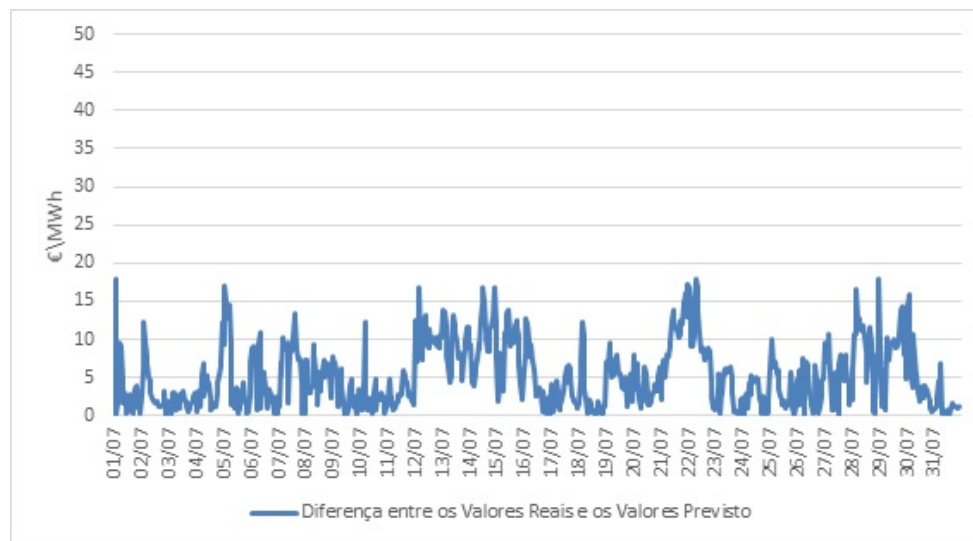


Figura 6.16: Diferença entre os Valores Reais e os Valores Previstos dos Preços de Mercado do mês de Julho

Como podemos observar o valor máximo da diferença entre os Valores Reais e os Valores Previstos dos Preços de Mercado não chegam aos 20 €/MWh, sendo que isto acontece em poucos dias.

Para se ter uma ideia geral do resultado das previsões, a Figura 6.17 apresenta a comparação dos Preços de Mercado do mês de Julho.

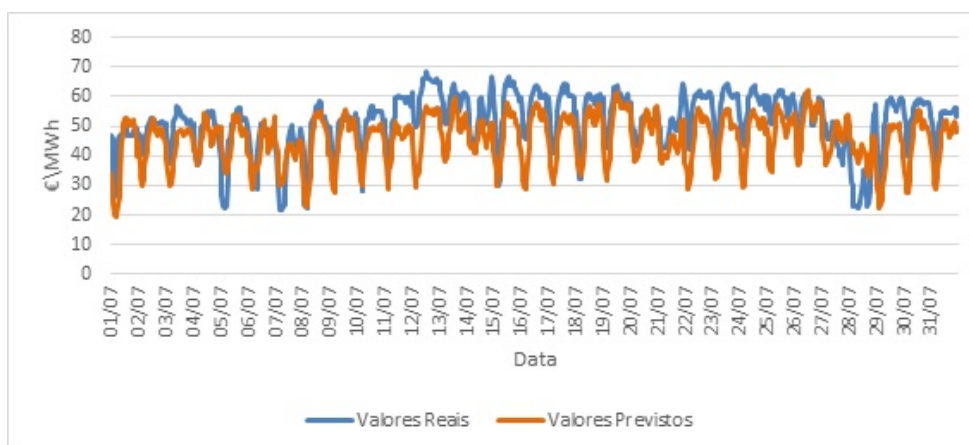


Figura 6.17: Comparação dos Preços de Mercado Reais com os Preços de Mercado Previstos para Julho

Como podemos visualizar através da Figura 6.17, os valores previstos do Preço de Mercado estão geralmente próximos dos valores reais. No entanto, se compararmos com a Figura 6.9, podemos concluir que os valores obtidos com esta ANN são piores que os obtidos com a ANN anterior. O erro no caso da ANN com dados de 1 Ano, de 8,65%, e o erro no caso da ANN com dados dos meses de Verão, de 10,05%.

Como referido na Secção 6.4.1, o erro foi calculado utilizando a expressão 6.1. De acordo com esta obteve-se um valor de erro de 10,05% para a previsão do mês de Julho.

Com esta mesma expressão, calculou-se o erro médio percentual de previsão para cada hora deste mês. Estes valores estão discriminados na Tabela 6.7.

Tabela 6.7: Erro médio percentual da previsão do mês de Julho para cada hora

Hora	Erro	Hora	Erro
0	11,49%	12	8,73%
1	13,30%	13	8,76%
2	14,91%	14	8,45%
3	16,30%	15	8,92%
4	17,46%	16	8,84%
5	13,84%	17	8,52%
6	12,19%	18	8,52%
7	11,74%	19	8,13%
8	11,34%	20	7,05%
9	10,20%	21	6,21%
10	10,30%	22	7,02%
11	9,12%	23	7,38%

Ao analisar a Tabela 6.7, podemos verificar que a percentagem do erro é menor entre as 20 e as 23 horas, enquanto a percentagem do erro é maior no intervalo da hora 1 à hora 5. A percentagem

menor é obtida na hora 21 e a percentagem maior é obtida na hora 4.

Para se visualizar melhor a diferença entre os valores médios reais e os valores médios previstos dos preços de mercado, a Figura 6.18 apresenta os valores médios horários referentes ao mês de Julho.

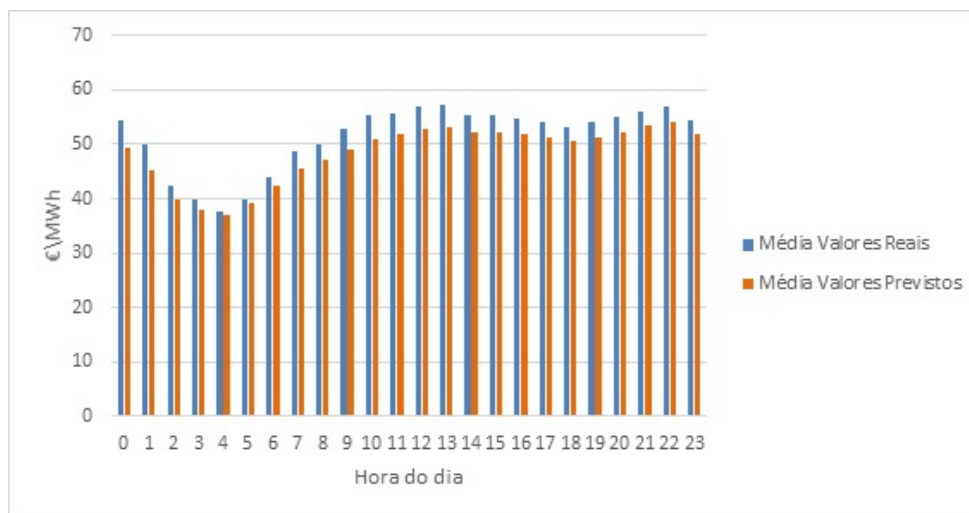


Figura 6.18: Média dos Valores Reais Médios de Julho VS Média dos Valores Previstos de Julho

6.5.3 Rede Neuronal com Dados dos Meses de Inverno

Como referido na secção 6.4.2, dividiu-se a ANN com dados de 1 Ano em duas Redes Neurais com o propósito de fazer os exercícios de previsão só para o mês de Verão e outra só para o mês de Inverno.

Com o objetivo de obter a ANN com melhor desempenho, foram treinadas diferentes configurações de ANNs. Os indicadores de performance utilizados foram o MSE – erro médio quadrático e o R – Coeficiente de determinação.

Os diferentes testes realizados para esta ANN estão representados na Secção 6.4.3, Tabela 6.3.

Como se pode concluir através da Tabela 6.3, a ANN que permitiu obter melhores resultados foi a Rede constituída pelas seguintes entradas:

- Dia da semana (*seno e cosseno*);
- Mês do ano (*seno e cosseno*);
- Hora do dia (*seno e cosseno*);
- Preço de Mercado do dia anterior em cada hora;
- Produção em Regime Especial de energia Eólica no dia anterior em cada hora;
- Produção de Energia Hídrica (Albufeiras e Fios-de-água) no dia anterior em cada hora.

Após a realização das previsões utilizando a arquitetura da ANN descrita, analisaram-se os dias onde se obtinha os melhores e piores resultados, para o mês de Novembro. Analisaram-se os

resultados e verificou-se que a melhor previsão ocorreu no dia 17 e a pior previsão ocorreu no dia 4, tal como aconteceu na ANN com Dados de 1 Ano. Assim as Figuras 6.19 e 6.20 representam respetivamente o melhor e o pior dia de previsão do mês de Novembro.

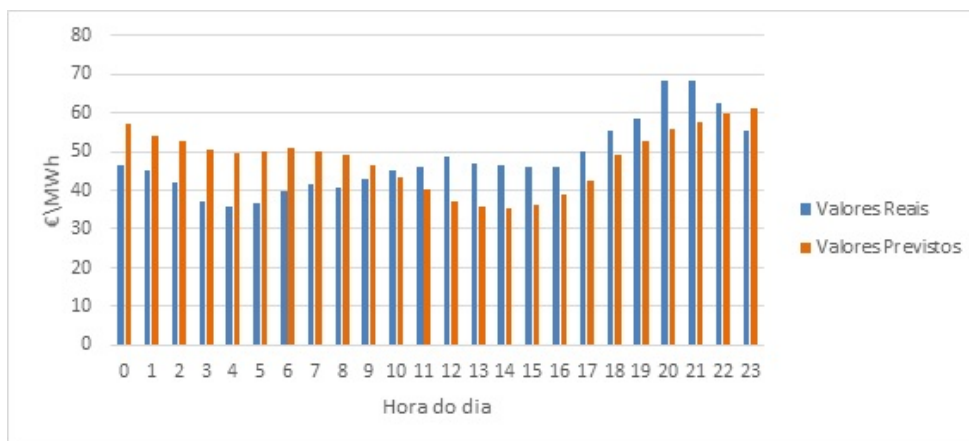


Figura 6.19: Comparação dos Valores Reais com os Valores Previstos para o dia em que se obteve a melhor de previsão do mês de Novembro

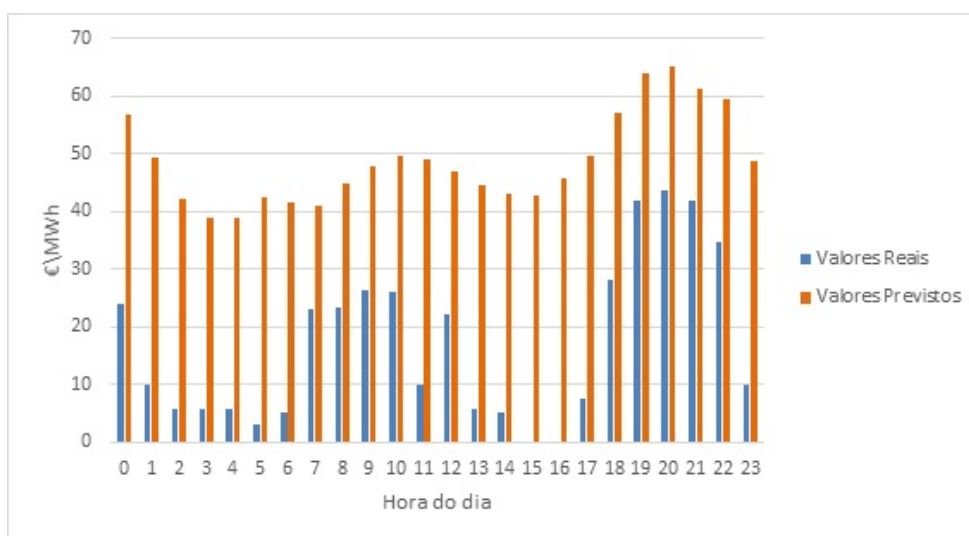


Figura 6.20: Comparação dos Valores Reais com os Valores Previstos para o dia em que se obteve a pior de previsão do mês de Novembro

Tal como referido na secção 6.5.1 os Preços de Mercado dependem de vários fatores, e a escolha das entradas da ANN têm uma grande influência sobre eles e permitem um melhor resultado de previsão.

Tal como concluído na secção 6.5.1 os resultados obtidos para o pior dia devem-se ao facto de existirem valores atípicos compreendidos entre o dia 4 e o dia 6 de Novembro.

Na Figura 6.21 está representada a diferença entre os Preços de Mercado Reais e os Preços de Mercado Previstos, do mês de Julho.

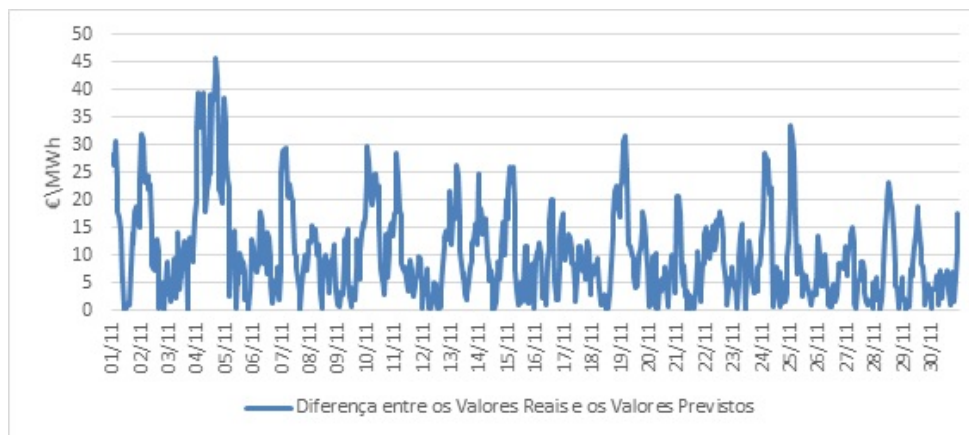


Figura 6.21: Diferença entre os Valores Reais e os Valores Previstos dos Preços de Mercado do mês de Novembro

Tal como acontece com a Figura 6.8, aqui também observamos que o dia com a pior previsão é o dia 4.

Para se ter uma ideia geral do resultado das previsões, a Figura 6.22 apresenta a comparação da variação dos valores reais e previstos dos Preços de Mercado, do mês de Novembro.

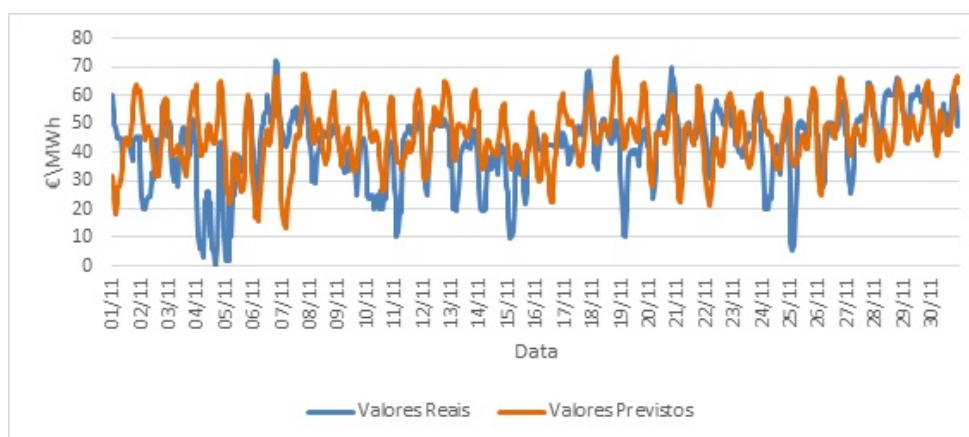


Figura 6.22: Comparação dos Preços de Mercado Reais com os Preços de Mercado Previstos para Novembro

Como podemos visualizar através da Figura 6.22, os valores previstos do Preço de Mercado não se aproximam dos valores reais. Como se constatou na secção 6.4.1, a previsão para o mês de Novembro revela-se ser um processo mais complicado uma vez que os Preços de Mercado deste mês são bastante irregulares (ver secção 6.1, Figura 6.2). No entanto, de todos os testes realizados utilizando como conjunto de treino os meses de Inverno, este foi o que permitiu obter um erro

mais baixo. Tal como no caso anterior, conclui-se que os valores obtidos para a previsão do mês de Novembro são melhores utilizando a ANN com dados de 1 Ano.

Como referido na Secção 6.4.1, para o cálculo do erro utilizou-se a expressão 6.1. De acordo com esta obteve-se um valor de erro de 24,59% para a previsão do mês de Novembro.

Com esta mesma expressão, calculou-se o erro médio percentual de previsão para cada hora. Estes valores estão discriminados na Tabela 6.8.

Tabela 6.8: Erro médio percentual da previsão do mês de Novembro para cada hora

Hora	Erro	Hora	Erro
0	32,65%	12	17,57%
1	43,97%	13	20,49%
2	53,16%	14	19,99%
3	53,72%	15	19,30%
4	51,99%	16	17,18%
5	47,73%	17	15,93%
6	37,58%	18	15,22%
7	25,99%	19	15,28%
8	24,49%	20	16,00%
9	17,10%	21	18,12%
10	16,17%	22	19,66%
11	16,79%	23	26,47%

Ao analisar a Tabela 6.8, podemos verificar que a percentagem do erro é menor no intervalo das 17 às 19 horas, enquanto a percentagem do erro é maior no intervalo da 1 às 5 horas. A percentagem menor é obtida na hora 18 e a percentagem maior é obtida na hora 3.

Para se visualizar melhor a diferença entre os valores médios reais e os valores médios previstos, a Figura 6.23 apresenta valores médios horários de Novembro.

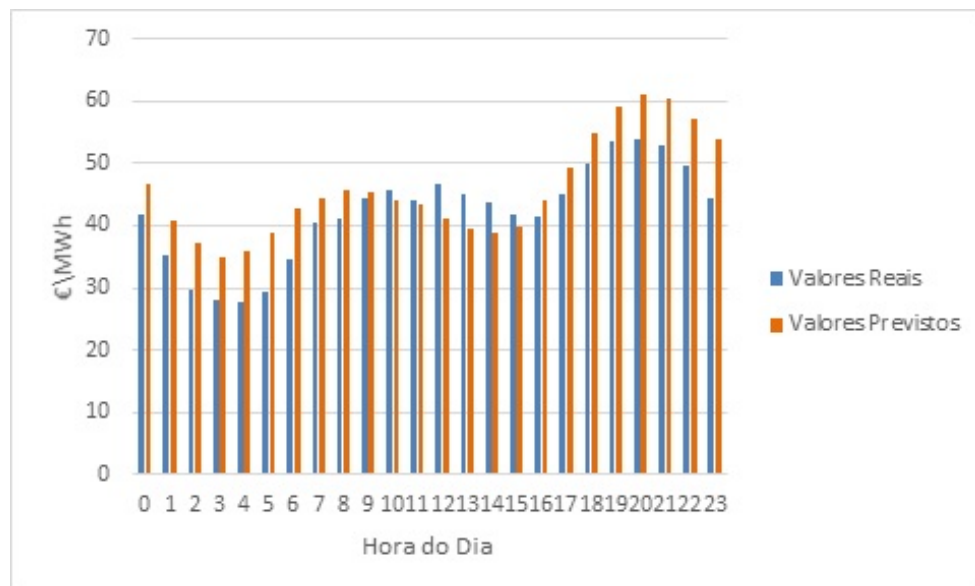


Figura 6.23: Média dos Valores Reais Médios de Novembro VS Média dos Valores Previstos de Novembro

Capítulo 7

Conclusões e Trabalhos Futuros

7.1 Aspectos Gerais

Ao longo desta dissertação foram sendo apresentadas conclusões parciais sobre cada assunto abordado. Assim este capítulo tem como objetivo apresentar um resumo global das conclusões retiradas, dando ênfase aos aspectos mais significativos, apontando-se a satisfação geral dos objetivos fixados, bem como as perspectivas de trabalho futuro.

Com o objetivo de implementar estruturas desverticalizadas, realizaram-se uma série de transformações organizativas no Setor Elétrico. Uma destas transformações foi a introdução de diferentes agentes de mercado. Esta reestruturação tem vindo a ser realizada de forma gradual por todo o mundo, não existindo ainda uma consolidação que sirva de modelo inequívoco. Os esforços da Europa tem sido intensos nessa direção, como por exemplo a implementação de um mercado interno de eletricidade que decorre atualmente.

Todas estas transformações no Setor Elétrico levaram ao aumento da concorrência neste mesmo setor, levando assim à necessidade de criar organismos reguladores que atuem como fiscalizadores a fim de evitar situações que ponham em risco o funcionamento livre do mercado. Este tipo de mercado tem como base de funcionamento a receção de propostas de compra e de venda de energia elétrica dos diferentes agentes que participam no mercado.

Neste sentido, surge o interesse na realização de estudos de previsão dos preços da energia elétrica, com o objetivo de oferecer aos agentes de mercado um mecanismo de orientação na realização das suas propostas de compra e de venda.

Este trabalho apresenta uma abordagem, baseada em ANNs, de previsão do preço da energia elétrica, em Pool Comum, com horizonte temporal de dois meses.

Neste trabalho foram realizadas três redes neuronais distintas. A primeira Rede Neuronal estudada, utilizava os dados de um ano, para prever os Preços de Mercado de um mês de Verão e de um mês de Inverno. A segunda Rede Neuronal, utilizava os dados dos meses de Verão para prever os valores do Preço de Mercado de um mês de Verão. E, por fim, a terceira Rede Neuronal, utilizava dados dos meses de Inverno com o objetivo de prever os Preços de Mercado de um mês de Inverno.

Em qualquer uma das Redes Neurais realizadas, verificou-se que a Produção em Regime Especial de Energia Eólica tinha uma grande influência no Preço de Mercado. Isto acontece uma vez que as propostas de venda deste tipo de energia são as que ficam na base, ou seja, são as primeiras a entrarem no mercado, sendo que estas tem um custo de produção nulo. Assim, uma grande quantidade de produção de origem eólica leva a que os Preços de Mercado desçam. De forma análoga, se a produção por via eólica for reduzida os Preços de Mercado aumentam.

Verificou-se também que a introdução da Produção de Energia Hídrica na terceira Rede Neuronal tinha um grande impacto no Preço de Mercado. Como referido, a Produção de Energia Eólica é a primeira a entrar no mercado, sendo usualmente seguida pela Produção de Energia Hídrica. Uma vez que na terceira Rede Neuronal se utilizam meses de Inverno para prever os Preços de Mercado de um mês deste tipo, e sendo a época de Inverno ventosa e chuvosa, a produção destes dos tipos de energia têm uma grande influência na previsão.

7.2 Satisfação dos Objetivos Fixados

Após a realização de várias experiências, foi identificada a melhor arquitetura para cada uma das Redes Neurais realizadas. Ao longo do processo de seleção foi possível concluir que o uso de valores da produção do dia anterior e da semana anterior, tinham impactos diferentes nas várias Redes.

Quanto aos erros das previsões obtidas com as Redes Neurais, o erro percentual da diferença entre os valores reais e os valores previstos foi de:

- Para a primeira Rede Neuronal: 8,65% para o mês de Julho, e 20,39% para o mês de Novembro;
- Para a segunda Rede Neuronal: 10,05% para o mês de Julho;
- Para a terceira Rede Neuronal: 24,59% para o mês de Novembro.

Assim chegou-se à conclusão que o uso dos dados de um ano para prever algum mês desse mesmo ano, se revelava mais vantajoso do que a separação das épocas consideradas de Verão e de Inverno. Também se percebeu a dificuldade em obter bons resultados para o mês de Novembro, uma vez que os Preços de Mercado na época de Inverno sofrem várias oscilações, sendo assim difícil para a Rede Neuronal perceber o seu comportamento. De forma análoga, uma vez que nos meses de Verão os Preços de Mercado revelam-se mais constantes, foi possível obter resultados mais satisfatórios.

7.3 Trabalhos Futuros

Como trabalhos futuros sugere-se a seguinte direção:

- A utilização de dados meteorológicos como variáveis de entrada, uma vez que estes tem impacto tanto no consumo como na produção de energia;

Num mercado competitivo de energia elétrica seriam de esperar preços próximos dos custos marginais de curto prazo, especialmente se existir uma quantidade substancial de contratos a prazo. Se se obtiver um conhecimento preciso das condições meteorológicas, e da disponibilidade de cada grupo produtor de energia elétrica, então as metodologias convencionais de previsão conseguem projetar um cenário muito satisfatório dos preços de energia elétrica.

No entanto, a maior parte dos mercados de energia elétrica não foram desenhados com um nível suficientemente baixo de poder de mercado, que permita resultados perfeitamente competitivos [40].

Assim também se recomenda outra possível direção de trabalho futuro:

- Em função do sucesso da recolha da nova informação (que considere comportamentos estratégicos e a habilidade dos geradores manterem os preços a cima do custo marginal), a construção de outras abordagens metodológicas destinadas a estabelecer previsões em horizontes mais alargados.

Espera-se que este trabalho tenha correspondido aos objetivos traçados pela EDP Produção – entidade que o propôs – e a quem se agradece publicamente a colaboração prestada.

Anexo A

Anexo A

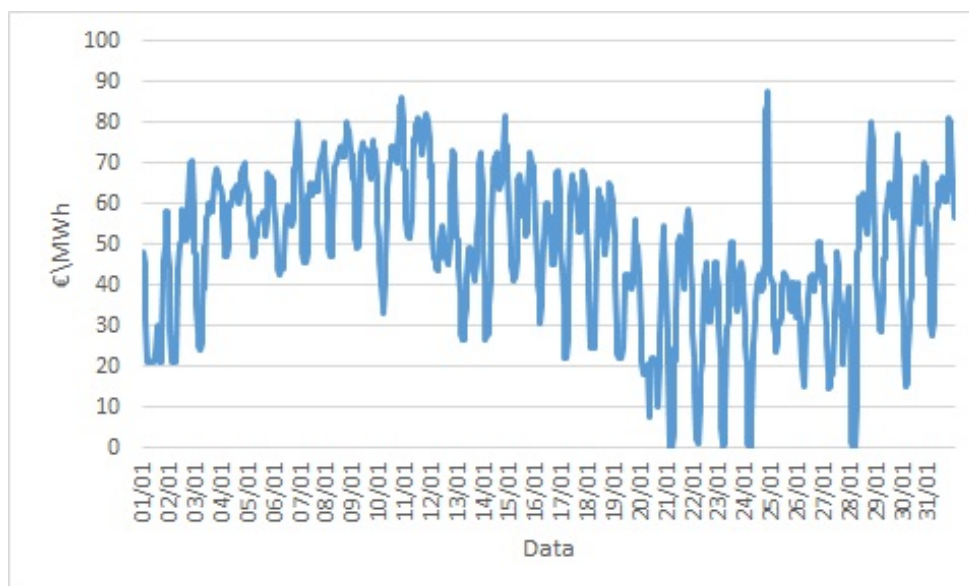


Figura A.1: Preços de Mercado do mês de Janeiro

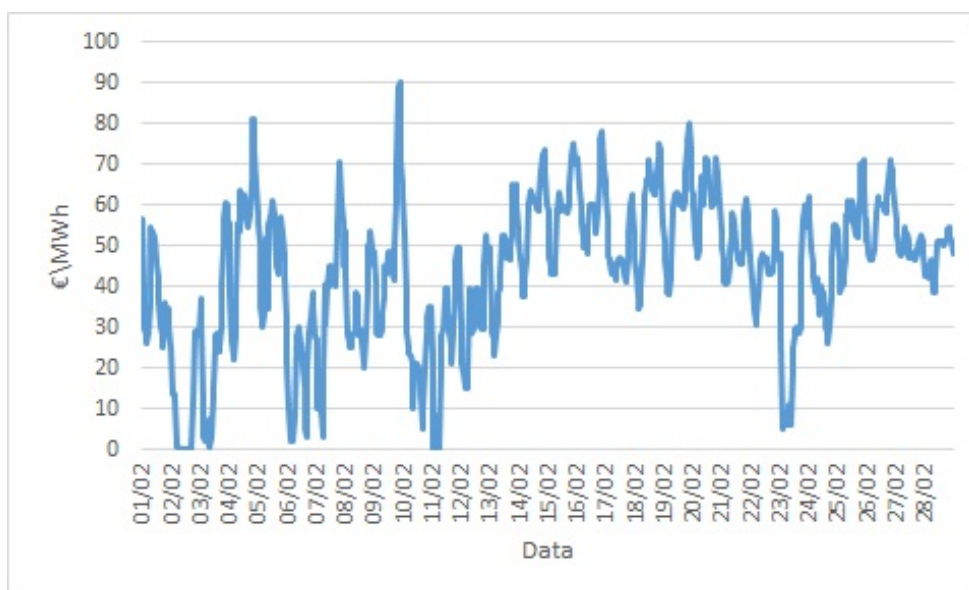


Figura A.2: Preços de Mercado do mês de Fevereiro

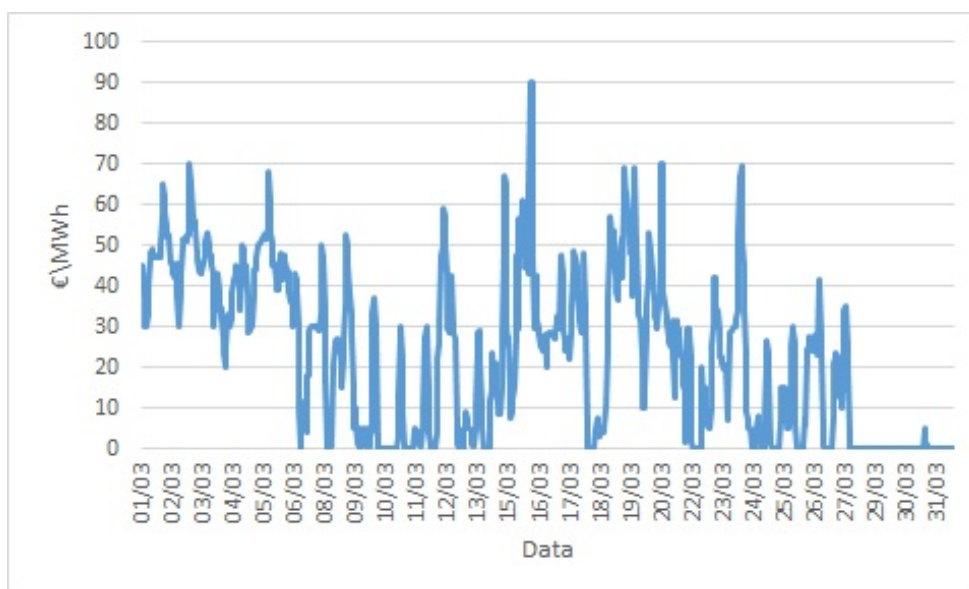


Figura A.3: Preços de Mercado do mês de Março

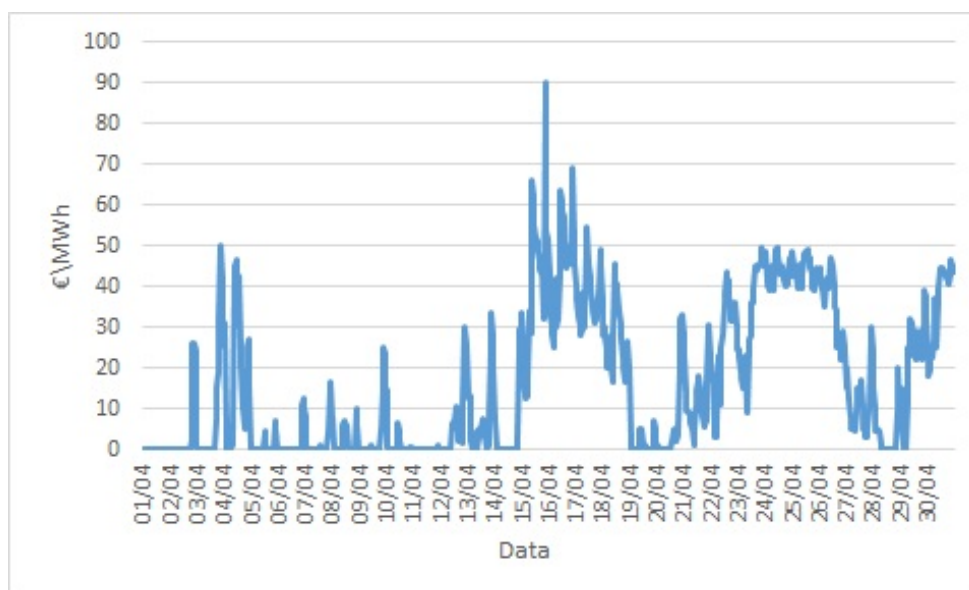


Figura A.4: Preços de Mercado do mês de Abril

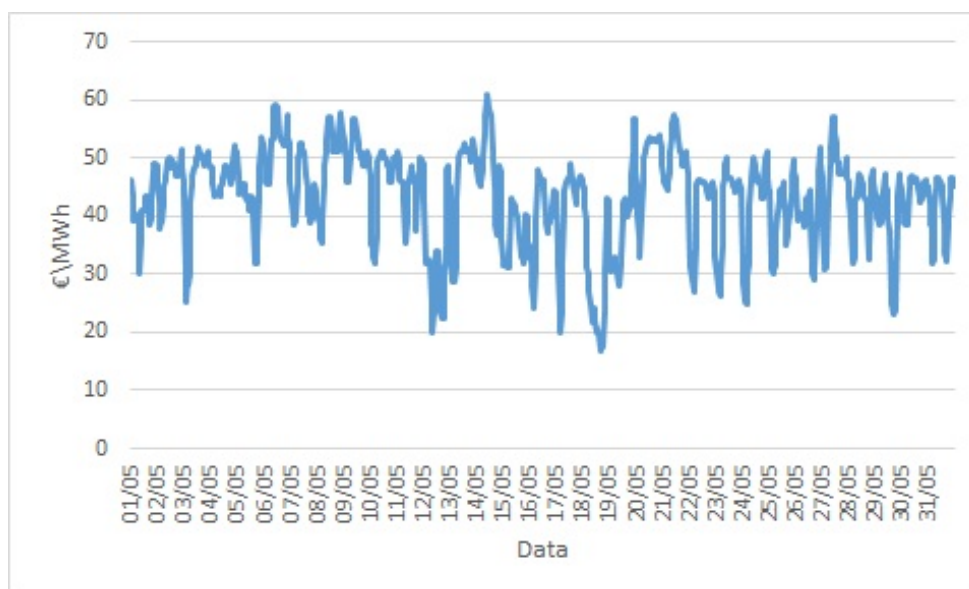


Figura A.5: Preços de Mercado do mês de Maio

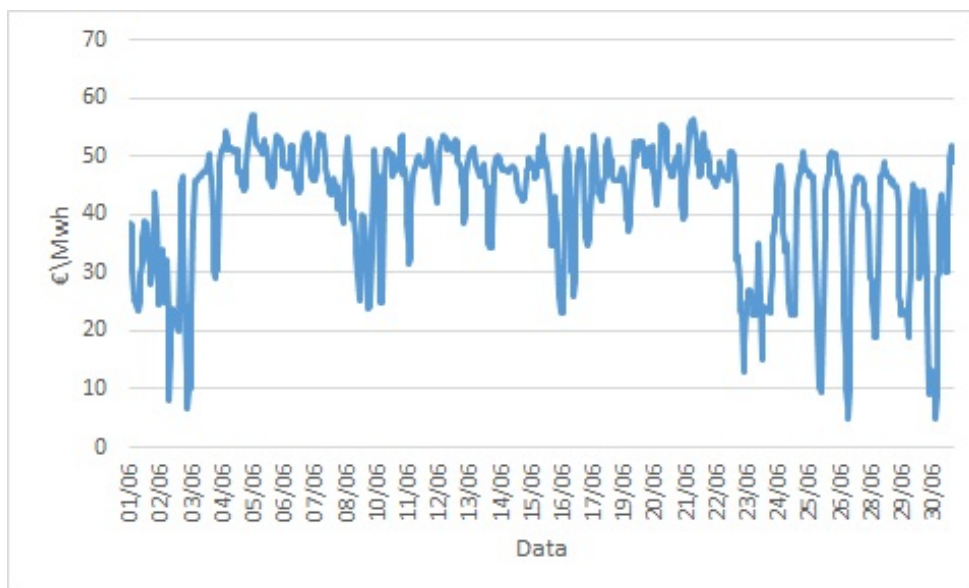


Figura A.6: Preços de Mercado do mês de Junho

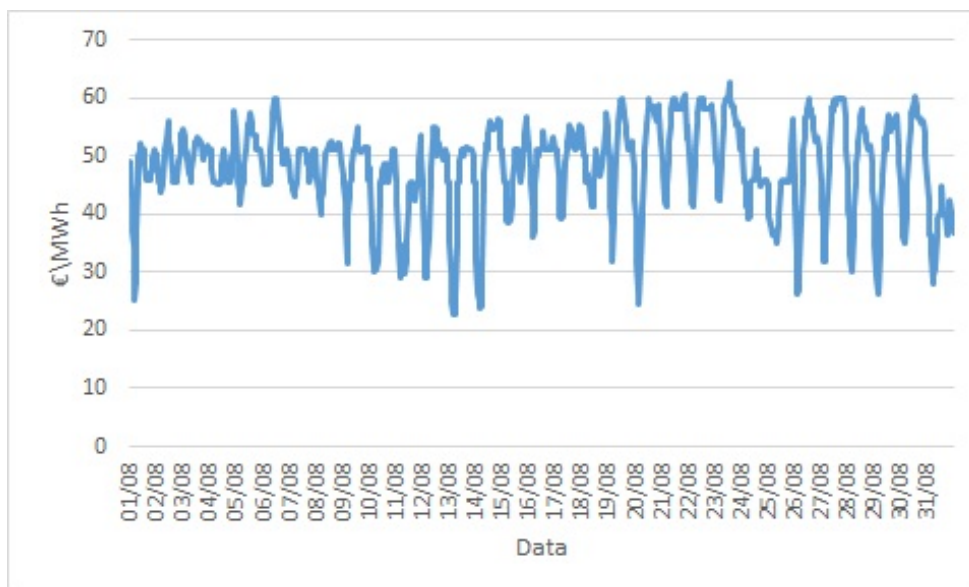


Figura A.7: Preços de Mercado do mês de Agosto

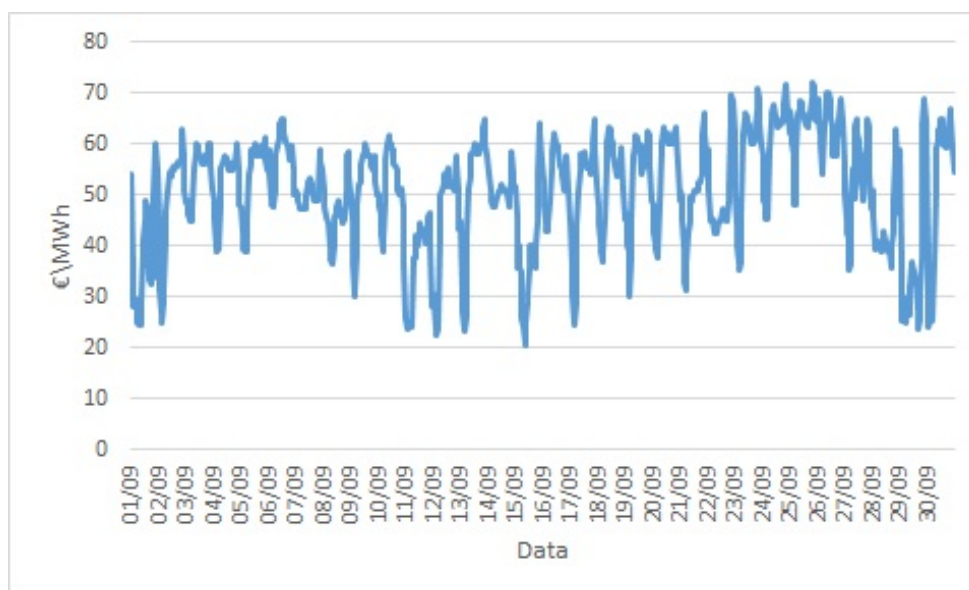


Figura A.8: Preços de Mercado do mês de Setembro

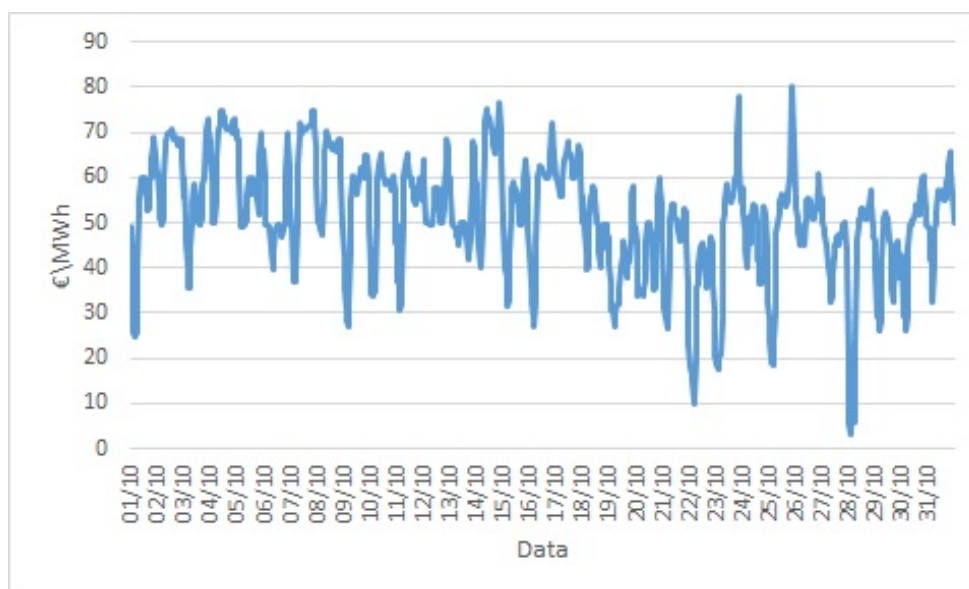


Figura A.9: Preços de Mercado do mês de Outubro

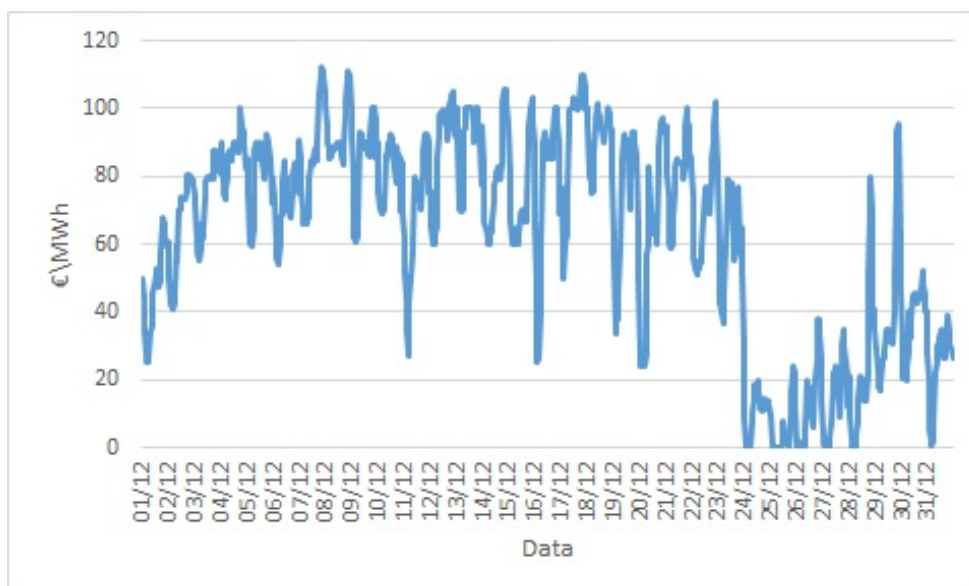


Figura A.10: Preços de Mercado do mês de Dezembro

Referências

- [1] L. B. da Cruz. A liberalização do setor da energia, o mibel e o omip, 2008.
- [2] OMIE. Mercado da eletricidade, diário e intradiário. Disponível em <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/diario-e-intradiario>, acesso em 01/04/2014.
- [3] J. P. Tomé Saraiva e J. L. P. Pereira da Silva e M. T. Ponce de Leão. *Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes*. FEUP, 1ª edição, 2002.
- [4] PLMJ. O terceiro pacote energético aprovado, 2009.
- [5] J.P. Tomé Saraiva. Mercados de eletricidade - uma introdução, 2012.
- [6] Jornal Oficial da União Europeia. Diretiva 2003/54/ce do parlamento europeu e do conselho de 26 de junho de 2003.
- [7] J.P. Tomé Saraiva. Tarifas em portugal continental parte I, 2012.
- [8] REN. Contexto regular. Disponível em http://www.ren.pt/quem_somos/contexto_regulamentar, acesso em 14/03/2014.
- [9] Instituto de Pesquisa Económica Aplicada. O que é? - mercado spot. Disponível em http://www.ipea.gov.br/desafios/index.php?option=com_content&view=article&id=2099:catid=28&Itemid=23, acesso em 24/03/2014.
- [10] J.P. Sucena Paiva. *Redes de energia elétrica, uma análise sistémica*. IST Press, 2ª edição, 2007.
- [11] Glossário da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/glossario/Paginas/glossario.aspx?folder=b3caa940-997f-4b64-b184-ba03262cc5a9>, acesso em 24/03/2014.
- [12] ERSE. Mibel data. Disponível em <http://www.erse.pt/eng/mktsupervision/MIBEL/Paginas/default.aspx>, acesso em 27/03/2014.
- [13] J Santana. A concorrência no sector elétrico, 2006.
- [14] C Monteiro. Fundamentos sobre funcionamento dos mercados, 2012.
- [15] ERSE. Mibel construção e desenvolvimento. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesenvolvimento/Paginas/2001.aspx>, acesso em 31/03/2014.

- [16] ERSE. Protocolo de colaboração entre as administrações espanhola e portuguesa para a criação do mercado ibérico de eletricidade.
- [17] ERSE. Modelo de organização do mercado ibérico de eletricidade – Março 2002.
- [18] ERSE. Mibel construção e desenvolvimento. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesenvolvimento/Paginas/2003.aspx>, acesso em 31/03/2014.
- [19] ERSE. Mibel construção e desenvolvimento. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesenvolvimento/Paginas/2004.aspx>, acesso em 31/03/2014.
- [20] ERSE. Mibel construção e desenvolvimento. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesenvolvimento/Paginas/2005.aspx>, acesso em 31/03/2014.
- [21] ERSE. Conclusões da xxii cimeira luso-espanhola de badajoz.
- [22] ERSE. Plano de compatibilização entre portugal e espanha no sector energético.
- [23] ERSE. Mibel construção e desenvolvimento. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesenvolvimento/Paginas/2007.aspx>, acesso em 31/03/2014.
- [24] ERSE. Mibel construção e desenvolvimento. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesenvolvimento/Paginas/2008.aspx>, acesso em 31/03/2014.
- [25] ERSE. Mibel construção e desenvolvimento. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesenvolvimento/Paginas/2009.aspx>, acesso em 31/03/2014.
- [26] ERSE. Mibel construção e desenvolvimento. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesenvolvimento/Paginas/2010.aspx>, acesso em 31/03/2014.
- [27] ERSE. Mibel construção e desenvolvimento. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesenvolvimento/Paginas/2011.aspx>, acesso em 31/03/2014.
- [28] ERSE. Mibel construção e desenvolvimento. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesenvolvimento/Paginas/2012.aspx>, acesso em 31/03/2014.
- [29] ERSE. Eletricidade. Disponível em <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=40&relcategoria=101&id=28&lang=pt>, acesso em 01/04/2014.
- [30] OMIE. Mercado diário. Disponível em <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/diario-e-intradiario/mercado-diario/mercado-d.%20>, acesso em 01/04/2014.

- [31] OMIE. Mercado intradiário. Disponível em <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/diario-e-intradiario/mercado-intradiario>, acesso em 01/04/2014.
- [32] OMIP. Perfil. Disponível em <http://www.omip.pt/OMIP/Perfil/tabid/63/language/ptPT/Default.aspx>, acesso em 01/04/2014.
- [33] Trabalhos feitos. Mercado otc. Disponível em <http://www.trabalhosfeitos.com/ensaios/Mercado-Otc/106200.html>, acesso em 01/04/2014.
- [34] MIBEL. Eletricidade. Disponível em <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=40&relcategoria=101&id=28&lang=pt>, acesso em 01/04/2014.
- [35] ERSE. Mercado a prazo. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoeelectricidade/mercadoaprazo/Paginas/default.aspx>, acesso em 03/04/2014.
- [36] E Zhou. Evolutionary intelligent systems for pattern classification and price based electric load forecasting applications, 2007. PhD thesis.
- [37] V Miranda. Redes neuronais - treino por retropropagação, 2007.
- [38] P. J da Costa Santos. Previsão de cargas em horizonte de curto-prazo aplicada a subestações de distribuição, 2005. PhD thesis.
- [39] J. Fidalgo e M. A Matos. Forecasting portugal global load with artificial neural networks, 2007. Lecture Notes in Computer Science Volume 4669/2007, ISBN 978-3-540-74695-9, Pages 728–737.
- [40] D. W Bunn. Forecasting loads and prices in competitive power markets, 2000. Proceedings of the IEEE 88, Pages 163–169.