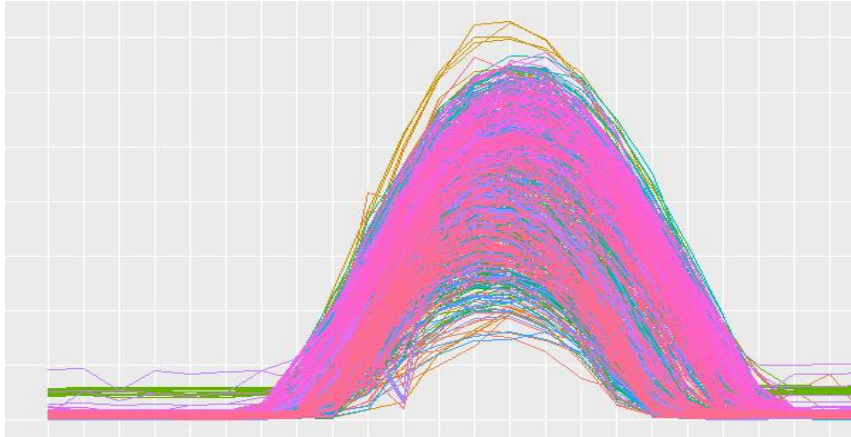




INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Departamento de Engenharia Eletrotécnica de Energia e Automação



Simulação do mercado ibérico de eletricidade com variáveis estocásticas utilizando um modelo em variações conjecturais

PEDRO MIGUEL ORNELAS VASCONCELOS
(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

Dissertação de natureza científica para obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica
Ramo: Energia

Orientadores:

Professor Doutor João Hermínio Ninitas Lagarto
Professora Doutora Ana Alexandra Antunes Figueiredo Martins

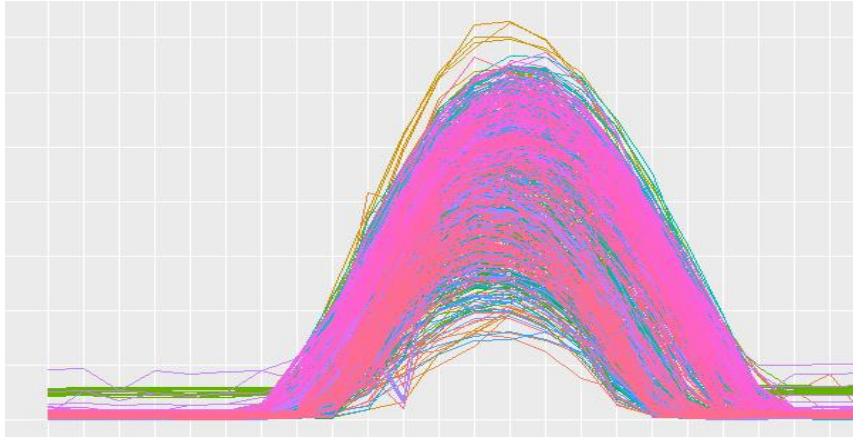
Júri:

Presidente: Professor Doutor Filipe André de Sousa Figueira Barata
1º Vogal: Professor Doutor Jorge Alberto Mendes de Sousa
2º Vogal: Professor Doutor João Hermínio Ninitas Lagarto

Julho, 2023



INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Departamento de Engenharia Eletrotécnica de Energia e Automação



Simulação do mercado ibérico de eletricidade com variáveis estocásticas utilizando um modelo em variações conjeturais

PEDRO MIGUEL ORNELAS VASCONCELOS
(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

Dissertação de natureza científica para obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica
Ramo: Energia

Orientadores:

Professor Doutor João Hermínio Ninitas Lagarto
Professora Doutora Ana Alexandra Antunes Figueiredo Martins

Júri:

Presidente: Professor Doutor Filipe André de Sousa Figueira Barata
1º Vogal: Professor Doutor Jorge Alberto Mendes de Sousa
2º Vogal: Professor Doutor João Hermínio Ninitas Lagarto

Julho, 2023

Resumo

O processo de liberalização no setor elétrico iniciou-se apenas há três décadas. Em Portugal, a primeira grande reforma no setor aconteceu em 1995, com a constituição de um mercado concorrencial, através da reestruturação e privatização parcial da Energias de Portugal. No âmbito destas reformas, Portugal e Espanha uniram esforços com o objetivo de criar um mercado comum, com benefícios para os consumidores de ambos os países: o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Com esta união esperava-se o aumento da eficiência do mercado, no entanto, o comportamento competitivo das empresas, que procuram maximizar os seus lucros, pode colocar em risco os benefícios da sua liberalização.

A presente dissertação tem por objetivo simular o MIBEL e analisar os resultados do mercado para os diferentes comportamentos competitivos das quatro maiores empresas. Para a simulação da concorrência entre empresas recorreu-se a um modelo em variações conjeturais. Primeiro, analisou-se a amostra de dados, constituída pelos valores de produção das quatro maiores produtoras do MIBEL, de forma a caracterizar a natureza estocástica da amostra. Depois, com recurso aos modelos ARIMA, geraram-se dados de entrada para o simulador (SiMEC 3.0). Por fim, simularam-se os resultados de mercado, em diferentes cenários de concorrência (*Cournot*, perfeita e intermédio) e analisou-se o impacto no preço no mercado da eletricidade, quantidade total de mercado e portfólio de produção de cada empresa.

Os resultados mostram que na concorrência à *Cournot* as empresas apresentam menores valores de produção e, conseqüentemente, preços de mercado mais altos. Por outro lado, um cenário mais competitivo apresenta maiores valores de produção e menores preços de mercado. No cenário de concorrência à *Cournot* os valores de preço e produção apresentam maior variabilidade, enquanto em concorrência perfeita apresentam uma maior estabilidade. Os resultados apontam para uma preferência, por parte das empresas, para produção através de centrais nucleares e CCGT.

Palavras-chave: Comportamento estratégico; MIBEL; Modelos ARIMA; Variações conjeturais.

Abstract

The liberalization process in the electricity market began only three decades ago. In Portugal, the first major reform in the sector took place in 1995, with the creation of a competitive market, through the restructuring and partial privatization of Energias de Portugal. Within the scope of these reforms, Portugal and Spain joined forces with the aim of creating a common market, with benefits for consumers in both countries: the Iberian Electricity Market (MIBEL). This union was expected to increase the efficiency of the electricity market, however, the competitive behavior of companies, which seek to maximize their profits, poses new challenges that may jeopardize the benefits of market liberalization.

This dissertation aims to simulate the MIBEL and analyze the market results through the different competitive behaviors of its four largest companies. For the simulation of competition between companies, a conjectural variations model was used. First, the data sample was analyzed, consisting of the production values of the four largest MIBEL producers, in order to characterize the stochastic nature of the sample. Then, ARIMA models were used to generate input data for the simulator (SiMEC 3.0). Finally, the market results were simulated, with different competition scenarios (Cournot, perfect and intermediate), to analyze the impact on the electricity market price, total market quantity and production portfolio of each company.

The results show that, in Cournot competition, the companies have lower production values and consequently higher market prices. On the other hand, a more competitive scenario presents higher production values and lower market prices. In the Cournot competition scenario, price and production values show greater variability, while in perfect competition they show greater stability. The results point to a preference, by the companies, for production through nuclear and CCGT power plants.

Keywords: Strategic behaviour, MIBEL, ARIMA models, Conjectural variations.

Agradecimentos

A finalização desta dissertação não teria sido possível sem o apoio de várias pessoas, às quais quero deixar o meu agradecimento.

À Prof. Doutora Ana Alexandra Martins e ao Prof. Doutor João Lagarto, orientadores desta dissertação, pela disponibilidade, apoio e *feedback* constantes e também pelos níveis de rigor que me permitiram atingir os objetivos deste trabalho.

Aos meus amigos, pelo apoio e troca de experiências, fundamentais para o prosseguimento do trabalho com a motivação necessária.

Por fim, mas não menos importante, aos meus pais e à Mariana, por me apoiarem incondicionalmente em todas as minhas decisões e por me acompanharem em todas as fases.

Lista de Siglas e Acrónimos

APX - Amsterdam Power Exchange
AT – Alta tensão
BT – Baixa Tensão
EDP – Energias de Portugal
ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUA – Estados Unidos da América
DGEG – Direção-Geral de Energia e Geologia
MAT – Muito Alta Tensão
MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade
MT – Média Tensão
NETA - New Electricity Trading Arrangement
OMIE – Operador do Mercado Ibérico Espanhol
OMIP – Operador do Mercado Ibérico
ORD – Operador da Rede de Distribuição
ORT - Operador da Rede de Transporte
PE – Processos Estocásticos
PJM - Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection
PRE – Produção em Regime Especial
PRO – Produção em Regime Ordinário
PURPA - Public Utility Regulatory Policies Act
REN – Redes Energéticas Nacionais
RNT – Rede Nacional de Transporte
RND – Rede Nacional de Distribuição
SEN – Sistema Elétrico Nacional
SiMEC – Simulador de Mercado Elétrico e do Carbono
SU – Serviço Universal
UE – União Europeia
VC – Variação Conjetal

Lista de Símbolos

ε_t – Ruído

μ - Média

σ - Desvio padrão populacional

$\eta_{g,i}$ - Rendimento da central

$\lambda_{1g,i}$ – Multiplicador de Lagrange associado à restrição mínima de quantidade da central g da empresa i [€/MWh]

$\lambda_{1g,i}$ – Multiplicador de Lagrange associado à restrição máxima de quantidade da central g da empresa i [€/MWh]

π_i – Lucro da empresa i [€]

θ_i – Variação Conjetural de uma empresa i

$C_{g,i}(qg,i)$ – Custos de operação de cada central g da empresa i [€/MWh]

$C'_{g,i}(qg,i)$ – Custos marginais de cada central g da empresa i [€/MWh]

$C'_{g,i}{}^{fuel}$ Custo marginal de utilização dos combustíveis

$C'_{g,i}{}^{CO_2}$ - Custo das emissões de CO_2

CMa – Custo Marginal [€/MWh]

CV – Coeficiente de Variação

CVR – Coeficiente de Variação Robusto

e_f – Emissões das centrais

$ee_{g,i}$ – Emissões de CO_2 por empresa (ton)

f - Preço do combustível (€/MWh)

$FAC(l)$ – Função de autocorrelação de lag l de uma série temporal

$FACP(l)$ - Função de autocorrelação parcial de lag l de uma série temporal

G_i – Conjunto de centrais da empresa i

g – Índice da central

i – Índice da empresa

IQ – Amplitude interquartis

K – Achatamento de uma distribuição

l – Lag

n – Número de observações

P – Preço de mercado [€/MWh]

P_{CO_2} - Preço das licenças de emissão de CO_2 (€/ton)

$P(Q)$ – Preço de fecho de mercado [€/MWh]

Q – Quantidade de mercado [MWh]

Q_1 – Primeiro quartil

Q_2 – Segundo quartil

Q_3 – Terceiro quartil

q_i – Quantidade vendida pela empresa i no mercado [MWh]

$q_{g,i}$ – Quantidade produzida pela central g da empresa i [MWh]

$q_{g,i,max}$ – Limite máximo de quantidade produzida pela central g da empresa i
[MW]

$q_{g,i,min}$ – Limite mínimo de quantidade produzida pela central g da empresa i
[MW]

s – Desvio padrão amostral

t – Índice do tempo

W – Assimetria de uma distribuição

Índice

Lista de Siglas e Acrónimos	vii
Lista de Símbolos	ix
Índice de Tabelas	xiv
Índice de Figuras	xv
1. Introdução.....	3
1.1. Enquadramento e motivação	3
1.2. Objetivos e metodologia.....	3
1.3. Organização e estrutura do documento	4
2. Índices e análises para avaliação do poder de mercado	9
2.1. Índices e análises estruturais	11
2.1.1. Índice Herfindahl-Hirschman	11
2.1.2. Índice de oferta residual.....	13
2.1.3. Análise da procura residual.....	15
2.2. Índices e análises comportamentais	16
2.2.1. Índice de <i>Lerner</i>	16
2.2.2. Análise de <i>Withholding</i>	17
2.3. Modelos de simulação.....	19
2.3.1. Modelos de equilíbrio em oligopólio	19
2.3.2. Modelos de simulação baseados em agentes	21
3. O sistema elétrico português e o mercado ibérico de eletricidade	25
3.1. O Sistema Elétrico Nacional.....	25
3.2. A liberalização do mercado da energia elétrica.....	29
3.3. O Mercado Ibérico de Eletricidade – MIBEL	35
4. Metodologia	45
4.1. Ferramentas para análise estatística de dados.....	45
4.1.1. Distribuição normal.....	45
4.1.2. Desvio padrão amostral	46
4.1.3. Coeficiente de variação amostral	47
4.1.4. Coeficiente de variação robusto	47
4.1.5. Diagrama de caixa de bigodes.....	48
4.1.6. Medidas de assimetria	49
4.1.7. Medidas de achatamento	50
4.1.8. Correlação.....	51

4.1.9.	Testes de Hipóteses.....	51
4.1.10.	Teste de Kolmogorov-Smirnov (KS)	52
4.1.11.	Teste de Jarque-Bera	53
4.2.	Processos estocásticos e séries temporais.....	53
4.2.1.	Processos estocásticos.....	53
4.2.1.1.	Processos estacionários	54
4.2.2.	Séries temporais	55
4.2.2.1.	Componentes de uma série temporal	56
4.2.3.	Autocorrelação	57
4.2.4.	Ruído Branco	57
4.2.5.	Teste de Ljung-Box	58
4.3.	Modelos ARIMA	59
4.3.1.	Teoria dos modelos ARIMA	59
4.3.1.1.	Modelos autorregressivos (AR).....	59
4.3.1.2.	Modelos de média móvel (MA).....	60
4.3.1.3.	Modelos autorregressivos e de médias móveis (ARMA).....	60
4.3.1.4.	Modelos ARIMA	61
4.3.2.	Ajuste dos modelos ARIMA.....	62
4.3.2.1.	Indicadores AIC e AIC _c	62
4.3.3.	Geração de dados de entrada.....	63
4.4.	Simulador	63
4.4.1.	Equilíbrio de mercado	63
4.4.2.	Custo marginal das centrais.....	67
4.4.3.	Função de Procura.....	68
4.4.4.	O simulador SiMEC 3.0.....	69
4.5.	R-Studio	70
5.	Aplicação ao Mercado Ibérico.....	73
5.1.	Dados.....	73
5.2.	Análise exploratória dos dados	74
5.2.1.	Análise de dados de PRE	74
5.2.1.1.	Análise genérica.....	74
5.2.1.2.	Localização temporal dos <i>outliers</i>	76
5.2.1.3.	Variabilidade diária.....	78
5.2.1.4.	Variabilidade semanal	82
5.2.1.5.	Análise de correlação.....	85

5.3.	Ajuste de modelos ARIMA	85
5.3.1.	Ajuste do modelo para a PRE da Naturgy.....	87
5.3.1.1.	Procedimento automático.....	87
5.3.1.2.	Ajuste manual do modelo ARIMA.....	88
5.3.2.	Restantes modelos ajustados	92
5.4.	Geração de valores das séries temporais	93
5.5.	Resultados da simulação	94
5.5.1.	Comparação entre comportamento perfeitamente concorrencial e em concorrência à <i>Cournot</i> de todas as empresas	96
5.5.1.1.	Quantidade total de mercado e preço de mercado	96
5.5.1.2.	Produção total por empresa	99
5.5.1.3.	Produção total por tecnologia.....	104
5.5.2.	Variação do comportamento competitivo da EDP	107
5.5.2.1.	Quantidade total e preço de mercado	107
5.5.2.2.	Tecnologia total por empresa.....	109
5.5.2.2.1.	Endesa	109
5.5.2.2.2.	Iberdrola	111
5.5.2.2.3.	Naturgy.....	113
5.5.2.2.4.	EDP	115
6.	Conclusões e trabalhos futuros.....	121
	Referências.....	125
	Anexos.....	129

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Nível de concentração de mercado	12
Tabela 3.1 - Síntese das linhas existentes na RNT [17]	26
Tabela 3.2 - Potência instalada em 2021 por empresa.....	40
Tabela 3.3 - Energia vendida, por empresa, no mercado diário de 2022	41
Tabela 4.1 - Variação de FAC e FACP conforme o modelo	61
Tabela 5.1 – Principais variáveis estatísticas da produção de PRE de cada empresa.....	75
Tabela 5.2 - Correlações entre PRE de cada empresa	85
Tabela 5.3 - AIC e BIC com a função auto.arima.....	87
Tabela 5.4 - AIC e BIC com ajuste manual.....	90
Tabela 5.5 - Modelos ARIMA ajustados.....	93

Índice de Figuras

Figura 2.1 - Withholding económico (adaptado de [4])	17
Figura 2.2 - Withholding físico (adaptado de [2])	18
Figura 3.1 - Setor Energético Portugal [15].....	25
Figura 3.2 – Atividades e Tarifas reguladas [20].....	29
Figura 3.3 - Diferenças na estrutura do modelo pré-reforma e o liberalizado (adaptado de [21]).....	31
Figura 3.4 - Estrutura de mercado português e espanhol [22].....	37
Figura 3.5 - Percentagem de potência instalada de cada empresa por tecnologia	41
Figura 3.6 - Quotas de energia vendida, por empresa, no mercado diário de 2021	42
Figura 4.1 - Função densidade de probabilidade da distribuição Normal para diferentes valores de μ e $\sigma = 1$	46
Figura 4.2 - Função densidade de probabilidade da distribuição Normal para diferentes valores de σ e $\mu = 7$	46
Figura 4.3 - Exemplo de diagrama de caixa de bigodes	48
Figura 4.4 - Enviesamento de diagrama de caixa de bigodes [41]	49
Figura 4.5 - Tipos de Assimetria	49
Figura 4.6 - Tipos de Achatamento.....	50
Figura 4.7- Tipos de relação	51
Figura 4.8 - Sazonalidade da quantidade total de mercado.....	57
Figura 5.1 - Localização temporal Outliers - Endesa - PRE.....	76
Figura 5.2 - Localização temporal Outliers - Iberdrola- PRE.....	76
Figura 5.3 - Localização temporal Outliers - Naturgy - PRE	77
Figura 5.4 - Localização temporal Outliers - EDP- PRE	77
Figura 5.5 - Diagrama de caixa horário - Endesa- PRE.....	78
Figura 5.6 - Diagrama de caixa horário - Iberdrola- PRE.....	79
Figura 5.7 - Diagrama de caixa horário - Naturgy- PRE	79
Figura 5.8 -Diagrama de caixa horário - EDP - PRE.....	80
Figura 5.9 – Função de autocorrelação dos dados da PRE da Endesa	80
Figura 5.10 - Autocorrelação dos dados PRE da Iberdrola.....	81
Figura 5.11 -Autocorrelação dos dados PRE da Naturgy	81
Figura 5.12 - Autocorrelação dos dados PRE da EDP	82
Figura 5.13- Diagrama de caixa diário - Endesa- PRE	82
Figura 5.14- Diagrama de caixa diário - Iberdrola- PRE	83
Figura 5.15- Diagrama de caixa diário - Naturgy- PRE.....	83
Figura 5.16- Diagrama de caixa diário - EDP- PRE	84
Figura 5.17 – Sazonalidade anual, semanal e horária da produção entre 2016 e 2018.....	86
Figura 5.18 - Resíduos da série PRE da Naturgy	88

Figura 5.19 - Autocorrelação - Naturgy - PRE - janeiro	90
Figura 5.20 - Autocorrelação parcial - Naturgy - PRE - janeiro	90
Figura 5.21 - Resíduos da série PRE da Naturgy	91
Figura 5.22 - Série dos valores observados e ajustados pelo modelo da PRE da Naturgy	92
Figura 5.23 - Quantidade de total de mercado em concorrência perfeita e em concorrência à Cournot.....	96
Figura 5.24 - Preço de mercado em concorrência perfeita e em concorrência à Cournot.....	97
Figura 5.25 - Custos marginais das centrais a carvão e CCGT	98
Figura 5.26 - Quantidade total da Endesa com $\theta = -1$ e $\theta = 0$	99
Figura 5.27- Produção total da Iberdrola com $\theta = -1$ e $\theta = 0$	99
Figura 5.28- Produção total da Naturgy com $\theta = -1$ e $\theta = 0$	100
Figura 5.29- Produção total da EDP com $\theta = -1$ e $\theta = 0$	100
Figura 5.30 - Produção total de CCGT da Endesa com $\theta = -1$ e $\theta = 0$	101
Figura 5.31-Produção total de carvão da Endesa com $\theta = -1$ e $\theta = 0$	102
Figura 5.32-Produção total de CCGT da EDP com $\theta = -1$ e $\theta = 0$	102
Figura 5.33-Produção total de carvão da EDP	103
Figura 5.34-Produção total de nuclear com $\theta = -1$ e $\theta = 0$	104
Figura 5.35- Produção total de CCGT com $\theta = -1$ e $\theta = 0$	105
Figura 5.36- Produção total de carvão com $\theta = -1$ e $\theta = 0$	105
Figura 5.37- Comparação da quantidade total de mercado com o θ da EDP igual a 0 e -1 e as restantes empresas com θ igual a -1	107
Figura 5.38 - Comparação do preço de mercado com o θ da EDP igual a 0 e -1 e as restantes empresas com θ igual a -1.	108
Figura 5.39-Comparação de quantidade total de nuclear da Endesa com o θ da EDP igual a 0 e -1	109
Figura 5.40-Comparação da produção de CCGT da Endesa com o θ da EDP igual a 0 e -1.....	110
Figura 5.41-Comparação de produção de carvão da Endesa com o θ da EDP igual 0 e -1.....	110
Figura 5.42-Comparação de produção de nuclear da Iberdrola com o θ da EDP igual 0 e -1	111
Figura 5.43-Comparação da produção de CCGT da Iberdrola com o θ da EDP igual a 0 e -1.....	112
Figura 5.44-Comparação da produção de carvão da Iberdrola com o θ da EDP igual a 0 e -1	112
Figura 5.45-Comparação de produção de nuclear da Naturgy com o θ da EDP igual a 0 e -1.....	113
Figura 5.46-Comparação da produção de CCGT da Naturgy com o θ da EDP igual a 0 e -1.....	114
Figura 5.47-Comparação de produção de carvão da Naturgy com o θ da EDP igual a 0 e -1.....	114

Figura 5.48-Comparação da produção de nuclear da EDP com o θ igual a 0 e -1	115
Figura 5.49-Comparação da produção de CCGT da EDP com o θ igual a 0 e -1	116
Figura 5.50-Comparação da produção de carvão da EDP com o θ da EDP igual a 0 e -1.....	116

Capítulo 1

Introdução

O presente capítulo contém o enquadramento e motivação que levaram à elaboração desta dissertação, os seus objetivos, a metodologia adotada e a organização e estrutura do documento.

1. Introdução

1.1. Enquadramento e motivação

O setor energético é um pilar fundamental de qualquer economia, sendo um fator de subsistência e desenvolvimento das sociedades modernas [1]. A problemática do mercado de energia em Portugal e na Europa tem sido caracterizada por reformas e reestruturações com o objetivo de construir um espaço de mercado único, uniforme e liberal, que respeite a concorrência e a competitividade. No entanto, a complexidade do próprio setor energético tem impedido a criação de um sistema totalmente liberalizado e perfeitamente concorrencial. A tentativa de concílio entre concorrência e liberalização, por um lado, e do interesse público e da regulação, por outro, comum a todos os países com uma economia de mercado, afigura-se como um longo caminho [1].

É neste sentido que a análise do comportamento estratégico das empresas constitui uma ferramenta importante, na medida em que permite fazer uma previsão da concorrência do mercado e garantir um mercado liberalizado para os consumidores.

1.2. Objetivos e metodologia

A presente dissertação tem por objetivo simular o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) e analisar os resultados do mercado para os diferentes comportamentos competitivos das suas quatro maiores empresas (Endesa, Iberdrola, Naturgy e EDP). Para a simulação da concorrência entre empresas recorre-se a um modelo em variações conjeturais (VC), no qual as empresas têm em conta, na sua decisão de produção, as reações dos seus concorrentes.

Devido à natureza da eletricidade e ao facto de a sua procura ser rígida, os preços de mercado são muito voláteis e influenciados por vários fatores, tais como: preço de combustíveis, variações na procura, produção hídrica e de outras renováveis e comportamentos estratégicos de mercado. Numa primeira fase, analisa-se a amostra de dados, constituída pelos valores de produção de energia das principais produtoras do MIBEL, recorrendo às principais ferramentas estatísticas, de forma a caracterizar descritivamente as séries de dados. Após esta fase, faz-se uma

modelação das séries temporais dos fatores acima mencionados, tendo por base modelos *AutoRegressive Integrated Moving Average* (ARIMA).

Recorrendo a estes modelos, numa terceira fase, geram-se dados de entrada para o simulador do modelo VC.

Finalmente, com recurso ao SiMEC 3.0, simulam-se resultados de mercado, em seis diferentes cenários de concorrência, nomeadamente, em modo *Cournot*, modo competitivo e cenários de competitividade intermédios, e analisa-se o impacto no preço de mercado da eletricidade, quantidade total de mercado, quantidade total por empresa e quantidade total por tecnologia.

1.3. Organização e estrutura do documento

A estrutura da presente dissertação divide-se em seis capítulos, referências bibliográficas e anexos.

No presente capítulo enquadra-se o tema em estudo, a motivação na sua escolha, bem como os objetivos pretendidos com a elaboração da presente dissertação e a estrutura do documento.

O capítulo 2 é dedicado aos índices e análises para avaliação do poder de mercado, onde se procede a uma análise das especificidades do mercado de energia e do exercício de poder de mercado, incluindo alguns exemplos de aplicação dos principais índices, análises e simulações para avaliar o poder de mercado.

O capítulo 3 diz respeito à descrição do sistema elétrico português e do MIBEL, onde se apresenta a evolução do Sistema Elétrico Nacional (SEN), nomeadamente, o enquadramento legal que motivou a reestruturação, os motivos que originaram essa reorganização e as diferenças entre a estrutura antiga e a atual. A nível mais global, faz-se uma revisão histórica do processo de liberalização dos principais mercados de energia elétrica, um pouco por todo o

mundo, e, mais especificamente, sobre o que se iniciou na União Europeia (UE), através da publicação de sucessivas Diretivas Comunitárias. Por fim, descreve-se o modelo de organização e funcionamento do MIBEL e apresentam-se dados sobre as principais empresas produtoras integradas neste mercado.

O capítulo 4 contém a metodologia utilizada nesta dissertação e subdivide-se em quatro subcapítulos. No primeiro, apresenta-se a caracterização das diferentes ferramentas estatísticas mobilizadas na análise descritiva dos dados. O segundo trata da descrição dos processos estocásticos e das séries temporais. No terceiro, apresenta-se a análise dos modelos ARIMA, onde se inclui uma análise genérica acerca dos modelos AR e ARMA, bem como uma explicação do ajuste do modelo ARIMA. O quarto subcapítulo enquadra o estudo acerca do modelo de variações conjeturais, no qual se descrevem as suas principais componentes, nomeadamente o equilíbrio de mercado, comportamentos das diversas empresas e explicação do simulador utilizado.

O capítulo 5 apresenta a aplicação ao MIBEL, sendo constituído pela análise estatística da amostra de dados, validação dos modelos ARIMA das variáveis de entrada do simulador e interpretação dos resultados de mercado face à alteração dos comportamentos competitivos das várias empresas (Endesa, Iberdrola, Naturgy e EDP).

Por fim, no último capítulo, são formuladas as conclusões e as perspetivas futuras relativas ao tema estudado.

Capítulo 2

Índices e análises para avaliação do poder de mercado

O presente capítulo descreve o mercado de energia, onde são analisados índices, análises e modelos que avaliam o exercício de poder de mercado. Assim, procede-se à pesquisa e ao levantamento de vários artigos e estudos da literatura que mobilizam os vários índices, análises e modelos de simulação de forma a enquadrar e avaliar o poder de mercado.

2. Índices e análises para avaliação do poder de mercado

O poder de mercado pode definir-se como a capacidade de uma empresa poder aumentar o preço de venda do seu produto acima do seu custo marginal de produção, sem que uma eventual diminuição de vendas que daí decorra torne o aumento do preço não lucrativo [2].

As características dos diferentes setores levam as empresas a desenvolverem, ou não, o exercício do poder de mercado.

O setor elétrico, pela sua complexidade e características específicas, é propenso à prática deste exercício. Destaca-se como principal característica a limitada capacidade de armazenamento de energia elétrica de forma economicamente viável, dificultando a arbitragem entre as horas de ponta e de vazio. Esta característica implica que toda a eletricidade que é produzida tem de garantir a procura existente e as perdas de energia em qualquer momento. A eletricidade é considerada um produto de necessidade básica, apresentando uma elasticidade baixa da sua procura, fazendo com que seja pouco sensível às flutuações de preços. O facto de a eletricidade ser produzida através de diferentes tecnologias, que implicam diferentes custos e diferentes rendimentos, faz com que a sua curva de oferta de mercado seja crescente em custo marginal.

Os mecanismos de formação de preço nos mercados de eletricidade baseiam-se, geralmente, no preço marginal, isto é, no preço licitado pela última central necessária para satisfazer a procura. É este preço que será recebido por todas as centrais produtoras de energia, independentemente dos seus custos marginais. Consequentemente, de forma a ser economicamente vantajoso, as empresas poderão tentar manipular as suas centrais, retirando potência instalada naquelas que têm um custo marginal mais baixo ou aumentando os seus preços de produção.

Assim, nos casos em que o preço de mercado é igual ao custo marginal, estamos perante um mercado perfeitamente competitivo, onde não existe manipulação dos

preços por parte das empresas. Por outro lado, nos casos em que o preço de mercado está acima do custo marginal, pode-se estar perante um cenário de renda de escassez ou de exercício de poder de mercado.

A renda de escassez corresponde à diferença entre o preço de mercado e o custo marginal, e representa a diferença entre o valor do MWh mais valioso, que não consegue ser produzido devido ao limite de recursos de geração, e o custo marginal mais caro produzido, limitando a oferta. Neste caso, mesmo que o preço de mercado seja acima do custo marginal, o mercado continua a ser competitivo [3]. Por outro lado, a prática do exercício de poder de mercado representa um mercado mais afastado da concorrência perfeita e mais próximo de um cenário oligopolista ou monopolista, ou seja, um mercado menos competitivo. Este cenário resulta em preços de mercado mais altos do que os custos marginais, prejudicando o consumidor e a eficiência do mercado.

O estudo do poder de mercado no setor elétrico é um tema em constante análise, uma vez que o crescimento do setor torna cada vez mais complexa a tarefa de identificar e medir o exercício de poder de mercado, por parte das empresas.

Nos seguintes pontos estão descritos alguns dos principais índices, análises e simulações utilizados na literatura para avaliar o poder de mercado. Estão divididos em três categorias: índices e análises estruturais, índices e análises comportamentais e modelos de simulação.

2.1. Índices e análises estruturais

Os índices que aqui se apresentam têm como objetivo principal identificar o potencial exercício de poder de mercado [4].

2.1.1. Índice Herfindahl-Hirschman

O índice de *Herfindahl-Hirschman* (HHI), representa um dos indicadores mais populares na literatura de concorrência e tem por base a avaliação da concorrência existente no mercado. A concorrência é utilizada para definir qual o grau de competitividade existente entre empresas que oferecem produtos ou serviços idênticos. Este índice é majoritariamente utilizado nos casos em que existe uma concentração desigual das quotas de mercado ou quando existe um reduzido número de empresas no mercado. Segundo [2] o grau de concentração de mercado corresponde ao número e dimensão de empresas instaladas.

Este índice relaciona-se com a concorrência, na medida em que a existência de uma maior concentração de mercado está diretamente associada a uma maior probabilidade da prática de preços acima dos custos marginais, ou seja, a um menor nível de concorrência. Por outro lado, um baixo grau de concentração significa que há uma aproximação a um cenário de concorrência perfeita, onde várias empresas de dimensão semelhante partilham o mercado. Este índice avalia a concorrência de mercado e potencial exercício de poder de mercado, através da verificação da existência de concentração de mercado, considerando as quotas de mercado das diferentes empresas.

O HHI pode ser obtido através da expressão 2.1,

$$HHI = \sum_{i=1}^N s_i^2, \quad (2.1)$$

onde s_i corresponde à quota de mercado da empresa i e N ao número de empresas.

O índice pode variar entre valores próximos de 0, em concorrência perfeita e 1 em monopólio [5].

Um exemplo da aplicação deste índice pode ser observado no artigo [5]. Neste artigo [5], os autores dedicaram-se às questões da determinação da estrutura e tipo de mercado da indústria de energia elétrica russa, onde procuraram conduzir uma análise abrangente da concorrência no mercado russo, baseando-se em dados empíricos de potências instaladas, volumes de produção e de resultados económicos, das empresas geradoras de energia no ano de 2016.

Os autores recorreram aos índices e coeficientes mais válidos para avaliar a concentração do mercado, considerando vários critérios, nomeadamente, a consistência, eficiência, intuição e comportamento de mercado. O HHI foi um dos índices avaliados e os seus níveis de concentração foram estabelecidos pelo Serviço Federal Anti-monopólio Russo (FASR). Na tabela 1 estão indicados os valores do HHI de acordo com os níveis de concentração.

Tabela 1 - Nível de concentração de mercado

Nível de Concentração	Valores de HHI
Alto	> 0,20
Médio	0,10 > < 0,20
Baixo	< 0,10

No artigo, os autores utilizaram dados de 79 empresas com uma geração variável entre 7 milhões de kWh a 146.000 milhões de kWh, representando uma produção total de 953,4 mil milhões de kWh, correspondente a 87,6% do total de eletricidade produzida na Rússia, em 2016.

O valor obtido de HHI foi de 0,687, ou seja, predominantemente oligopólio com uma parte monopolista, o que representa um nível de concentração alto. Entre 2004 e 2016, o valor de HHI apresentou uma tendência decrescente. Os resultados obtidos neste estudo vão ao encontro do que *Samochadin e Pykhteev* [6] já haviam concluído: o mercado de energia russo pode-se caracterizar como um oligopólio com uma tendência monopolista. É inevitável que esta tendência no tipo de mercado influencie as abordagens das empresas e regulações do Estado,

afetando primariamente as grandes estruturas industriais, que são propensas a uma integração vertical. Os resultados apontam para um mercado dominado por nove empresas, que controlam mais de 70% do total da eletricidade gerada. Os autores concluem ainda que uma das características mais importantes do mercado é a ausência de participantes independentes do Estado e não afiliados a grandes grupos industriais.

2.1.2. Índice de oferta residual

O Índice de Oferta Residual (RSI, do inglês *Residual Supply Index*) é uma medida de concentração que monitoriza o mercado de energia, considerado como uma medição fiável, por parte dos reguladores de mercado, em diferentes mercados de energia. O RSI mede concretamente que percentagem da procura total consegue ser compensada com a oferta residual. A oferta residual define-se como a diferença entre a oferta total de mercado e a capacidade de geração de uma dada empresa.

O RSI pode ser obtido através da expressão 2.2,

$$RSI (\%) = \frac{Oferta\ total - Oferta\ da\ maior\ empresa}{Procura\ Total} * 100, \quad (2.2)$$

Segundo [4], se a oferta residual conseguir satisfazer 150% da procura total, então esse mercado está menos sujeito ao exercício de poder de mercado, comparativamente com um mercado em que só satisfaça 110% da procura total.

No artigo [7] os autores avaliaram o impacto de diferentes cenários, na concorrência do mercado holandês de eletricidade durante o período 2006-2011, através do RSI. Os cenários foram categorizados em três vertentes, nomeadamente, em eventos de integração de mercado, eventos a nível da empresa e alterações na procura residual.

A nível da integração de mercados, os autores abordaram o aumento significativo da capacidade de interligação do mercado de eletricidade holandês com as fronteiras e o conseqüente aumento na capacidade de importação.

A nível da empresa, estudaram dois tipos de eventos: a alteração do portfólio da geração e os negócios entre empresas, sob a forma de aquisições ou fusão de empresas. Entre 2006 e 2011, verificaram-se alterações nas empresas, a nível do portfólio e da potência instalada.

A nível da procura residual, os autores tiveram por base a alteração de um sistema de produção centralizado para um sistema mais descentralizado e os dados de carga da rede holandesa.

Nos resultados obtidos observou-se que os eventos a nível de integração de mercado aumentaram o RSI em 26%, refletindo uma redução de um potencial exercício de poder de mercado. Relativamente a eventos de empresas, os impactos no RSI foram menos significativos, verificando-se uma redução em 5%, existindo uma perda na concorrência. As alterações na procura residual refletiram um aumento de 35% no RSI, indicando, também, uma redução de um potencial exercício de poder de mercado.

Os autores concluem que o índice aparenta ser útil na previsão do nível de concorrência no mercado de energia e atribuíram o maior impacto na concorrência de mercado aos eventos de integração de mercado e à variação da procura residual.

2.1.3. Análise da procura residual

A análise da procura residual é uma metodologia utilizada para a avaliação do potencial exercício de poder de mercado. A procura residual de uma dada empresa é calculada através da diferença entre a procura do mercado e a soma da oferta de todas as outras empresas, podendo ser calculada através da expressão 2.3,

$$q_i(P) = Q(P) - \sum_{j \neq i} q_j(P), \quad (2.3)$$

onde $q_i(P)$ representa a procura residual da empresa i para cada nível de preço de mercado P , $Q(P)$ corresponde à procura de mercado e $q_j(P)$ representa a quantidade produzida pela empresa j .

Poderá ser também analisada a elasticidade da procura residual para avaliar o exercício de poder de mercado, isto porque o inverso da elasticidade da procura residual corresponde ao Índice de *Lerner* (é um índice utilizado para avaliação do poder de mercado e que será referido mais adiante) e poderá ser obtido através da expressão indicada em 2.4 [4],

$$\frac{P - CM}{P} = \frac{1}{\varepsilon^r}, \quad (2.4)$$

onde P corresponde preço de mercado, CM representa o custo marginal e ε^r corresponde à elasticidade da procura residual.

No artigo [7] os autores avaliaram o impacto de diferentes cenários na concorrência do mercado holandês de eletricidade durante o período de 2006 a 2011, sendo um dos cenários a variação da procura residual. Os dados utilizados na simulação tiveram por base os valores de procura mais relevantes do sistema elétrico holandês. Entre 2006 e 2011, a variação da carga da rede apresentou uma

tendência decrescente, possivelmente explicada pela crise económica global. Os autores apontam que este declínio teve origem no aumento da descentralização das unidades de produção e na estagnação da produção centralizada, uma vez que o gráfico da procura residual acompanhou o declínio da percentagem anual de produção centralizada.

As alterações na procura residual refletiram um aumento de 35% no RSI, reduzindo a possibilidade do exercício de poder de mercado, ou seja, refletindo um mercado mais competitivo. Os autores concluem que a variação da procura residual é um fator importante para a concorrência do mercado elétrico holandês.

2.2. Índices e análises comportamentais

Os índices apresentados nos seguintes pontos pretendem medir, especificamente, o grau do exercício de poder de mercado.

2.2.1. Índice de *Lerner*

O índice de *Lerner* (IL) é uma ferramenta utilizada no estudo microeconómico para aferir qual o grau de monopólio de um determinado setor ou sociedade, tendo sido criado por *Abba Lerner*, em 1934, para medir o poder de mercado de uma empresa [8]. O índice é calculado através do quociente entre a diferença entre o preço de mercado e o custo marginal e o preço de mercado. Na expressão 2.5 encontra-se a fórmula para cálculo do IL,

$$IL = \frac{P - CM}{P}, \quad (2.5)$$

onde P corresponde ao preço de mercado e CM ao custo marginal.

À semelhança do HHI, este índice varia entre 0, em concorrência perfeita e 1 em monopólio [7].

No artigo [7] os autores avaliaram o impacto de diferentes cenários na concorrência do mercado holandês de eletricidade, através da aplicação do RSI e do IL.

Nos resultados obtidos, os valores anuais de IL foram diminuindo anualmente, de 0,26 até 0,06, valores que indicam um mercado competitivo, uma vez que se aproxima de zero. Estes resultados aproximam-se de outros na literatura, [9], onde o RSI e o IL apresentam uma correlação inversa. Ou seja, o aumento do RSI e a diminuição do IL significam uma redução de um potencial exercício de poder de mercado, aproximando-se de um cenário de concorrência perfeita. Os autores concluíram que, tanto o aumento do RSI como a diminuição do IL, apontam para um aumento da competitividade do mercado holandês.

2.2.2. Análise de *Withholding*

O *withholding* está dividido em duas vertentes: o *withholding* económico e o *withholding* físico. O *withholding* económico está associado, por exemplo, à venda de energia de uma dada central a um valor superior ao do seu custo marginal, enquanto o *withholding* físico significa uma restrição na capacidade de produção de uma central, com o objetivo de ser economicamente mais vantajoso. Nas figuras 2.1 e 2.2 estão representados os diferentes tipos de *withholding*.

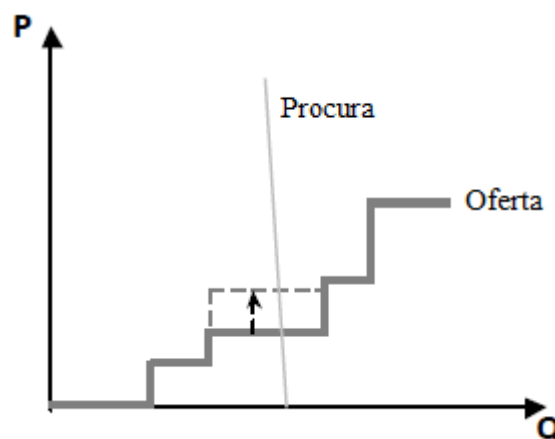


Figura 2.1 - *Withholding* económico (adaptado de [4])

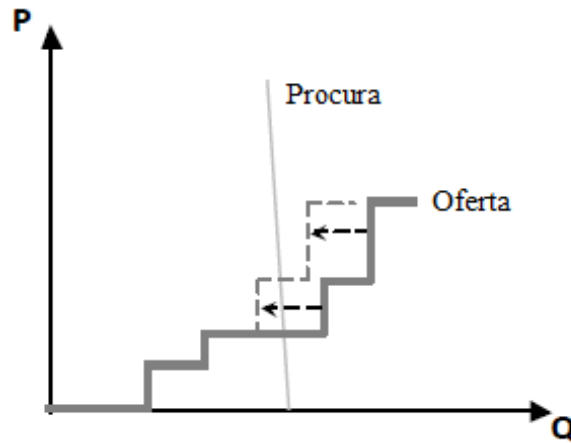


Figura 2.2 - *Withholding físico* (adaptado de [2])

A medição do *withholding* económico é feita através da diferença entre a produção económica de uma central ao preço de mercado e a produção real dessa central. Esta diferença é calculada através da seguinte expressão indicada em 2.6,

$$W_p^{econ} = Q_p^{econ} - Q_p^{prod}, \quad (2.6)$$

onde W_p^{econ} corresponde ao *withholding* económico, Q_p^{econ} corresponde ao nível de produção económico de uma central p ao preço de mercado e Q_p^{prod} corresponde à produção real da central p .

No artigo [10] os autores identificam escassez de empresas produtoras em certas regiões da China e onde ocorre *withholding* económico. Neste sentido, o objetivo do estudo passou por avaliar se a aplicação de um modelo *SCAD-logit* consegue identificar quais os fatores que contribuem para o *withholding* existente, de forma a poder otimizar a estrutura do mercado elétrico chinês.

Este modelo consegue avaliar a origem do *withholding* económico, através de diferentes indicadores económicos, tais como, quotas de mercado, flutuação das quotas, índice de cotação, entre outros.

Os autores concluíram que o modelo tem capacidade para identificar claramente quais os fatores que contribuíram para o *withholding* económico. Concluem também que as estruturas dos mercados elétricos estão cada vez mais complexas

nas produções, fazendo com que a detecção de *withholding* seja desafiante e difícil de monitorizar.

2.3. Modelos de simulação

No âmbito da avaliação do comportamento estratégico das empresas, recorre-se também aos modelos de simulação, que se podem dividir em modelos de equilíbrio em oligopólio e modelos de simulação baseados em agentes.

2.3.1. Modelos de equilíbrio em oligopólio

Os modelos de equilíbrio de oligopólio constituem uma ferramenta utilizada para medir o exercício de poder de mercado. Estes modelos podem assumir, ou não, que as empresas produtoras e as suas decisões de quantidade a produzir e do preço de mercado são independentes das outras empresas [11].

Um dos modelos de equilíbrio em oligopólio mais conhecido é denominado de modelo de equilíbrio *Cournot*, onde as empresas concorrentes competem em termos de quantidades produzidas. Além disso, neste modelo não são consideradas as reações de cada empresa às decisões da concorrência [4].

No artigo [12] os autores estudaram a aplicação de três modelos diferentes no mercado elétrico alemão, nomeadamente um modelo de concorrência perfeita, o modelo de *Cournot* e o modelo binível, sendo que o objetivo passava por verificar qual dos modelos se adaptava melhor aos preços de mercado e ao exercício de poder de mercado.

Para testar a validade dos modelos, os autores simularam três cenários diferentes no mercado elétrico alemão. No primeiro cenário, referente ao ano de 2012, os autores procuraram verificar se a aplicação dos modelos conseguia explicar os preços da eletricidade e o comportamento estratégico das empresas. O segundo cenário, teve por base o ano de 2001, no qual os autores apresentam vários artigos que comprovam que não houve abuso de poder de mercado e que a capacidade instalada de energias renováveis era reduzida. No terceiro cenário, os autores analisaram uma simulação de mercado onde a capacidade instalada de energias renováveis era elevada.

Nos dois primeiros cenários, referentes aos anos de 2012 e 2001, concluiu-se que o modelo de concorrência perfeita foi o que apresentou a melhor explicação acerca dos preços de eletricidade, enquanto o modelo de *Cournot* e o binível apresentaram valores superiores aos reais.

Em relação ao terceiro cenário, a simulação de um mercado com elevada capacidade instalada de energias renováveis demonstrou uma redução do potencial do exercício de poder de mercado.

Os autores calcularam o IL para os diferentes cenários e modelos, sendo o modelo *Cournot* o que apresentou o maior valor de IL para todos os cenários, ou seja, o modelo menos competitivo [12]. Os autores concluíram que dos três modelos estudados, o de concorrência perfeita foi o que apresentou uma melhor estimativa do preço do mercado elétrico e, o modelo *Cornout* a pior estimativa. O modelo binível apresentou uma melhor explicação nos picos de preços, contudo, a sua modelação é bastante complexa. Assim, conclui-se que o modelo de concorrência perfeita apresentou a melhor modelação do mercado elétrico alemão, uma vez que os resultados foram os mais próximos dos valores reais.

Uma das críticas ao modelo *Cournot* passa, precisamente, pelas estimativas irrealistas que apresenta, originadas pelo facto de o modelo não considerar as reações da concorrência face às variações de preço e de quantidade produzida. No artigo [13] os autores estudaram o equilíbrio alcançado nos mercados de eletricidade, gás natural e de emissão de carbono, onde os produtores de energia participam simultaneamente nos três tipos de mercado. Os autores simularam além do modelo de variações conjeturais, um modelo de equilíbrio de *Cournot* e um modelo em concorrência perfeita. Os modelos foram aplicados a uma rede elétrica e a um sistema de gás natural em que ambos tinham uma topologia de três barramentos. Os resultados mostram que, em comparação com o modelo de variações conjeturais, o modelo *Cournot* sobrestima os preços do mercado elétrico e de gás natural, comprovando, assim que o modelo de variações conjeturais é comparativamente mais realista.

2.3.2. Modelos de simulação baseados em agentes

Nos modelos baseados em agentes, o mercado é simulado através da modelação do comportamento das empresas, com o objetivo de refletir a complexidade do mercado elétrico, como um jogo de repetição no que diz respeito ao processo de aprendizagem e experimentação das empresas e, ao mesmo tempo, modelar a estrutura e os mecanismos do mercado [14].

No artigo [14] os autores estudaram o mercado elétrico da UE com o objetivo de melhorar a sua eficiência. Recorreram a um modelo baseado em agentes para verificar possíveis efeitos nas empresas de mercado, provenientes da alteração na regulação da UE. Muitos dos mercados elétricos europeus estão estruturados de maneira que, com a concentração presente, haja uma suscetibilidade ao exercício de poder de mercado.

Verificou-se que o modelo utilizado apresentava a capacidade de analisar os efeitos de um mercado de energia com diferentes regras de cotação na eficiência económica, através de agentes inexperientes, podendo ser ajustado de forma a priorizar a eficiência de mercado e as estratégias de coligação em cenários competitivos. Os autores utilizaram dados referentes ao mercado elétrico austríaco no ano de 2019, mas com o intuito de conseguirem retirar conclusões gerais acerca do mercado europeu e não somente sobre o mercado austríaco. Simularam diferentes cenários de mercado: um cenário oligopolista e vários cenários, nos quais a concorrência era elevada.

No cenário oligopolista, os resultados do modelo apresentam um desvio considerável de uma estratégia competitiva, demonstrando ainda que os agentes não possuem capacidade de produção para satisfazer a carga. A nível do valor de preço de mercado, foram obtidos valores três vezes superiores à referência de mercado. Nos cenários com maior competitividade, o valor de mercado obtido pelo modelo foi significativamente mais baixo, encontrando-se dentro da referência da UE.

Os autores concluíram que os resultados obtidos pelo modelo num cenário competitivo estão menos sujeitos a menos variações no preço de mercado, em relação aos valores de referência da UE.

Capítulo 3

O sistema elétrico português e o mercado ibérico de eletricidade

O presente capítulo inclui a descrição do atual sistema elétrico português, uma revisão histórica dos processos de liberalização a nível mundial e europeu e, mais particularmente, sobre a liberalização do setor em Portugal e a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade.

3. O sistema elétrico português e o mercado ibérico de eletricidade

3.1. O Sistema Elétrico Nacional

O Sistema Elétrico Nacional (SEN) reflete a estrutura do próprio setor, que decorre do processo de liberalização verificado um pouco por toda a Europa. Assim, a estrutura do SEN divide-se em quatro principais atividades: produção, transporte, distribuição e comercialização. Na figura 3.1 estão representadas as principais atividades e entidades consoante o segmento da cadeia de valor da energia elétrica.

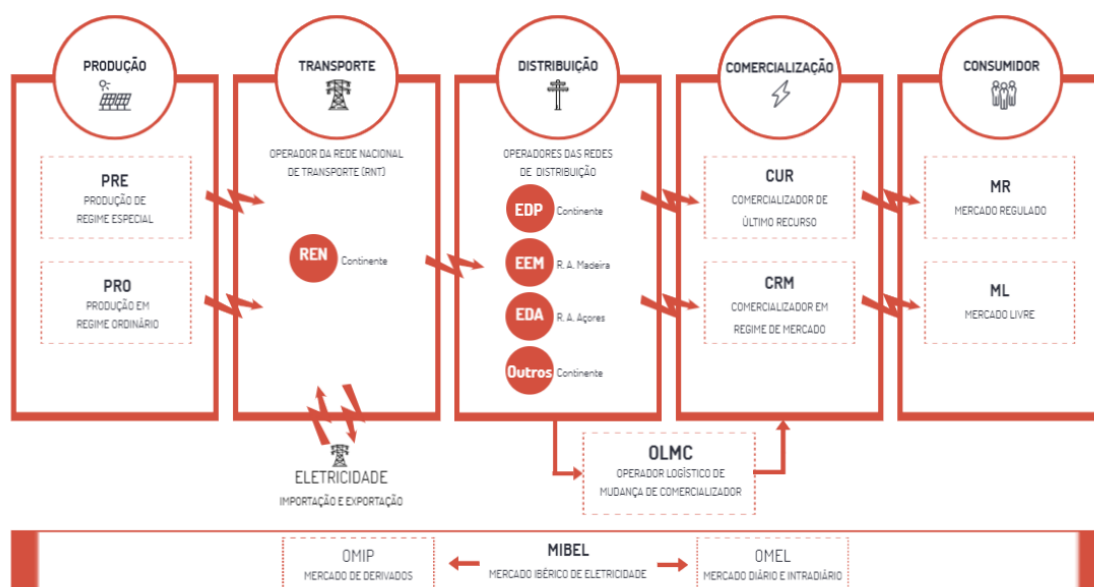


Figura 3.1 - Setor Energético Portugal [15]

3.1.1. Produção

A produção de energia elétrica em Portugal provém de diferentes tecnologias e de diferentes fontes primárias (maioritariamente de gás natural, água, vento e sol). Esta produção é exercida em regime livre, pautando-se pela livre concorrência, o que significa que qualquer interessado tem a possibilidade de produzir energia elétrica mediante uma autorização administrativa [1].

A atividade de produção divide-se em produção em regime especial (PRE), ou seja, a produção através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, de tecnologias de produção combinada de calor e de eletricidade, e em produção regime ordinário (PRO), que engloba a atividade de produção através de fontes térmicas convencionais de energia como o gás natural.

3.1.2. Transporte

A atividade de transporte caracteriza-se pela transferência da energia elétrica desde os centros electroprodutores até à rede de distribuição, pela Rede Nacional de Transporte (RNT), mediante uma concessão atribuída pelo Estado, em regime de serviço público e de exclusividade, que atualmente pertence à Redes Energéticas Nacionais (REN) [1]. Esta concessão inclui o planeamento, a construção, a operação e a manutenção da RNT, abrangendo ainda o planeamento e a gestão técnica global do SEN para assegurar o funcionamento harmonizado das infraestruturas que o integram, assim como a continuidade de serviço e a segurança do abastecimento de eletricidade [16].

O transporte é realizado em vários níveis de tensão, estando inserido na categoria de Muito Alta Tensão (MAT). Em 2022, existem linhas de transporte MAT de 150 kV, 220 kV e 400 kV, sendo o maior comprimento pertencente a linhas de 220 kV, conforme se pode verificar na tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Síntese das linhas existentes na RNT [17]

Tensão (kV)	Somatório do comprimento das linhas de serviço (km)
400	3051
220	3848
150	2449

No ano de 2022, em Portugal, as linhas de 400 kV, 220 kV, e 150 kV com maior distância são as de: Feira – Lavos: 111,8 km (400 kV), Paraimo – Valdigem: 126,3 km (220 kV) e Palmela – Évora: 96,7 km (150 kV) [17].

3.1.3. Distribuição

A distribuição de energia elétrica, tal como acontece com a RNT, carece de uma concessão de serviço público, atualmente atribuída à E-redes. A distribuição é realizada através da Rede Nacional de Distribuição (RND) em alta, média e baixa tensão (AT, MT e BT, respetivamente). No caso da BT, as redes de distribuição são operadas no âmbito de contratos de concessão estabelecidos entre municípios e distribuidores [1][16].

Este processo de distribuição é assegurado através de um operador das redes de distribuição (ORD), onde é gerido toda a logística de manutenção e operação da rede. Esta logística engloba a manutenção das linhas de distribuição, postos de transformação e instalações auxiliares. Em 2022, existem 11 ORD, de acordo com o nível de tensão em que operam:

Em AT, MT e BT:

- E-REDES - Distribuição de Eletricidade, S.A.

Exclusivamente em BT:

- A Celer - Cooperativa Eletrificação de Rebordosa, C.R.L.
- A Eléctrica de Moreira de Cónegos, C.R.L.
- Casa do Povo de Valongo do Vouga
- CEL - Cooperativa Eléctrica do Loureiro, C.R.L.
- CEVE - Cooperativa Eléctrica de Vale D'Este, C.R.L.
- Cooperativa Eléctrica de Vilarinho, C.R.L.
- CESSN - Cooperativa Eléctrica S. Simão de Novais, C.R.L.
- Cooperativa de Eletrificação A Lord, C.R.L.
- Cooproriz - Cooperativa de Abastecimento de Energia Eléctrica, C.R.
- Junta de Freguesia de Cortes do Meio

De dois em dois anos, cada um dos ORD, em articulação com o ORT, estuda um possível plano de investimento com uma perspetiva a cinco anos. Esse plano denomina-se de “*Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição (PDIRD-E)*” e necessita de um parecer por parte da Entidade

Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e, posteriormente, a aprovação na Assembleia da República [18].

3.1.4. Comercialização

A atividade de comercialização constitui-se como a última atividade da cadeia de fornecimento e, como o nome indica, corresponde à entrega de energia elétrica aos consumidores finais em regime de livre concorrência ou em mercado regulado. No caso do mercado liberalizado, ou de livre concorrência, os consumidores podem livremente escolher o seu fornecedor de eletricidade, não sendo a mudança onerada, do ponto de vista contratual [1][19]. No mercado regulado, o consumidor está limitado ao fornecimento, através da Serviço Universal (SU). A diferença entre estes dois mercados resume-se à aplicação de diferentes tarifas reguladas pela ERSE:

- As tarifas de Acesso às redes são pagas por todos os consumidores, independentemente de estarem no mercado regulado ou no mercado liberalizado. Trata-se do custo das infraestruturas e dos serviços utilizados por todos os consumidores. É a soma das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Operação Logística de Mudança de Comercializador.
- A tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização, fixadas pela ERSE, apenas são pagas pelos consumidores que estão no mercado regulado, e no mercado liberalizado este valor é definido por cada comercializador de forma livre e em concorrência com os outros comercializadores.

Na figura 3.2 estão indicadas as tarifas existentes nos mercados e as suas atividades [20].

ATIVIDADES REGULADAS		TARIFAS REGULADAS
gestão técnica global do sistema	▷	tarifa de Uso Global do Sistema
transporte de energia elétrica	▷	tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT/AT
distribuição de energia elétrica em AT	▷	tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
distribuição de energia elétrica em MT	▷	tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
distribuição de energia elétrica em BT	▷	tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
Operação Logística de Mudança de Comercializador	▷	tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador
compra e venda de energia elétrica	▷	tarifa de Energia
comercialização de energia elétrica	▷	tarifa de Comercialização

Figura 3.2 – Atividades e Tarifas reguladas [20]

3.2. A liberalização do mercado da energia elétrica

O debate em torno da liberalização do mercado de energia elétrica surgiu na UE nos anos 80, mas só se intensificou após a celebração do Tratado de Maastricht, nos anos 90.

Nos EUA, o modelo organizacional monopolista começou a ser posto em causa uns anos mais cedo, ainda durante a década de 70, em virtude do primeiro choque petrolífero, com a publicação do *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA). O PURPA obrigava à aquisição, por parte das empresas elétricas, da eletricidade produzida por produtores qualificados, sendo a maioria cogeneradores e pequenos produtores independentes. Foi também no final desta década que, no Chile, se implementaram os primeiros mecanismos de mercado do setor elétrico, através da publicação de novas políticas energéticas que promovessem a competição no mercado de energia, através da possibilidade concedida aos grandes consumidores de escolherem livremente o seu fornecedor de energia e com ele negociarem os preços praticados [21][22].

Na Europa, o movimento de liberalização iniciou-se em 1983, na Grã-Bretanha, com o *Energy Act*, que estabeleceu a obrigatoriedade de aquisição de energia produzida por produtores locais independentes, dando origem à privatização de várias empresas elétricas e à criação de um mercado grossista obrigatório (*pool*) [22]. Em 1990, assistia-se à reestruturação do setor energético em Inglaterra e

Gales, através da implementação de mecanismos explícitos de mercado para o despacho de unidades de produção e para a formação do preço da eletricidade, promovendo a competição entre produtores [21]. Na Noruega, um ano mais tarde, entra em funcionamento a bolsa de energia elétrica, que se viria a tornar no primeiro mercado transnacional de energia elétrica (*Nordpool*), com o alargamento à Suécia, Finlândia e Dinamarca [21][22].

Na Austrália, o *The National Electricity Market of Australia*, entrou em funcionamento em 1997 através da fusão da *Victoria Pool*, que já funcionava desde 1994, com a *New South Wales Pool*, em funcionamento desde 1996. No caso da Nova Zelândia, após uma reestruturação do setor energético que durou cerca de dez anos, em 1996 estabeleceu-se uma bolsa voluntária para a transação de energia elétrica [21].

Também no ano de 1997 se introduzia, em Espanha, uma lei que impunha a redução da intervenção do Estado, a diferenciação entre as atividades reguladas e as atividades não reguladas, a criação de um mercado grossista, a liberdade de escolha dos consumidores e o acesso livre de terceiros às redes [22][23].

Um ano mais tarde, em 1998, entrou em funcionamento a bolsa em Espanha e, nos EUA, na Califórnia e a *Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection* (PJM), o que levou ao aparecimento de bolsas regionais de energia elétrica como é o caso da bolsa de Nova Iorque e de Nova Inglaterra. Em 1999, deu-se início à operação do mercado *Amsterdam Power Exchange* (APX), na Holanda, e verificou-se a reestruturação da bolsa de Inglaterra e Gales, denominada de *New Electricity Trading Arrangement* (NETA).

Em Portugal, a primeira reforma do setor elétrico ocorreu em 1995 com a publicação dos Decretos-Lei n.º 182/95 a 188/195 [24], onde se definiu um modelo assente em dois sistemas elétricos: Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) e o Sistema Elétrico Independente (SEI). Para além disso, criou-se uma entidade independente, responsável por regular a atividade do setor elétrico, a Entidade Reguladora do Setor Elétrico (ERSE) [22]. Esta primeira reforma representou um marco essencial na constituição de um mercado concorrencial, através da reestruturação e privatização parcial da EDP, que até então detinha o monopólio sobre o setor elétrico. Este novo modelo representou a separação vertical e horizontal das várias atividades que compõem a cadeia de valor da energia elétrica. Neste sentido, a separação vertical assentou na separação das atividades

competitivas (produção e comercialização) daquelas consideradas monopólios naturais (transporte e distribuição). A separação horizontal representou a separação dos ativos da geração, dando a possibilidade de criação de várias empresas concorrentes [21][22][25].

Na figura 3.3 está representada a alteração verificada na estrutura do setor elétrico de um modelo pré-reforma para um modelo liberalizado.

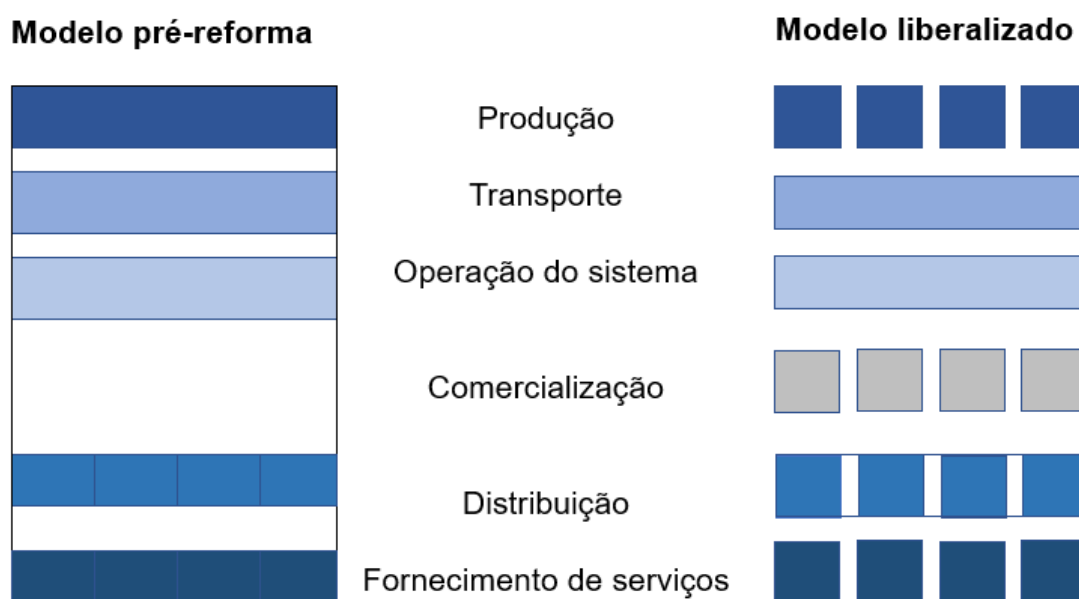


Figura 3.3 - Diferenças na estrutura do modelo pré-reforma e o liberalizado (adaptado de [21])

As motivações que deram origem aos processos de liberalização diferem de sistema para sistema, no entanto, existem objetivos em comum nas diversas reformas, como é o caso da necessidade de aumentar a eficiência económica no setor elétrico, introduzindo o fator da concorrência na produção e comercialização, com o objetivo principal de ajustar os preços ao custo efetivo, proporcionando assim preços mais competitivos para o consumidor e melhorar as decisões de investimento [21].

As principais características da liberalização podem resumir-se à separação vertical e horizontal dos segmentos que constituem a cadeia de valor da energia elétrica, à liberalização da negociação de energia elétrica através de mercados organizados ou de contratos bilaterais físicos, à criação de organismos de regulação da atividade, à possibilidade de escolha por parte do consumidor do seu

fornecedor de eletricidade e, por fim, ao acesso não discriminatório de terceiros à rede de transporte e distribuição.

No que diz respeito às vantagens de um mercado liberalizado, estas assentam no aumento da eficiência económica e em melhores decisões de investimento, conforme referido anteriormente; nos preços mais baixos para consumidores; na maior produtividade do trabalho nas atividades, em virtude de uma maior supervisão; e, ainda, no desenvolvimento de novos serviços (manutenção, faturação, leitura de contadores, entre outros).

Na UE, uma forte motivação política deu início ao processo de liberalização em 1996, com a publicação da primeira diretiva comunitária – Diretiva 96/92/CE [26] – que estabeleceu as primeiras regras comuns para o mercado interno de eletricidade e assentou nos dois princípios essenciais à construção europeia: um espaço sem fronteiras e a circulação livre de bens, pessoas, serviços e capitais. Tendo em conta as principais preocupações do mercado, nomeadamente, a racionalização da produção, do transporte e da distribuição; a segurança no abastecimento; a competitividade da economia; e a proteção do ambiente, definiram-se regras para a exploração da rede de transportes e das redes de distribuição.

O segundo pacote energético, que viria a ser aplicado, através das Diretivas 2003/54/CE [27] e 2003/73/CE [28], veio substituir as anteriores Diretivas e permitiu a entrada no mercado dos Estados-membros de novos fornecedores de eletricidade e gás, dando oportunidade aos consumidores de escolherem os seus fornecedores de energia [16][29].

Uns anos mais tarde, em 2009, surge o terceiro pacote energético, composto pela Diretiva 2009/72/CE [30], que revoga a Diretiva 2003/54/CE, e o Regulamento (CE) 714/2009, no caso do setor elétrico, e pela Diretiva 2009/73/CE [31] (que revoga a Diretiva 2003/73/CE) e o Regulamento (CE) 715/2009, no caso do setor do gás natural. Os principais objetivos deste terceiro pacote energético passaram por:

- Aumentar a concorrência.
- Garantir a existência de uma entidade reguladora independente e responsável por regular as tarifas de acesso às redes de transporte e distribuição de eletricidade.

- Reestruturar e regular a cadeia de valor do setor energético, através da separação das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização da eletricidade e do gás natural.
- Incentivar o investimento, de forma a beneficiar os consumidores.
- Promover a solidariedade entre os estados-membro da UE, como forma de prevenir eventuais situações de emergência no fornecimento de energia;
- Aumentar a proteção do consumidor [29][32].

A transposição destas Diretivas europeias para a legislação portuguesa aconteceu a 20 de junho de 2011, através da publicação dos Decreto-Lei n.º 77/2011 e n.º 78/2011, relativamente ao gás natural e à eletricidade, respetivamente, e, mais tarde, também através dos Decretos-Lei n.º 215-A/2012 e n.º 215-B/2012 [16][29][32].

Mais recentemente, a 5 de junho de 2019, é publicada a Diretiva 2019/944/UE que apresenta o “Pacote de energia limpa para todos os europeus”. Este último pacote energético pretende tornar o mercado de eletricidade da UE mais flexível e competitivo, centrando-o no consumidor. Estabelece a capacidade de fixação de preços pelos fornecedores de eletricidade, limitando as distorções de mercado, criando mais concorrência e reduzindo os preços para os consumidores. As novas regras de comercialização e responsabilidades de balanço têm em consideração a produção variável de eletricidade através de fontes renováveis. Para além disso, este último pacote limita as emissões de CO₂ a 550 g por kWh de eletricidade.

A data-limite para a transposição desta última Diretiva era o dia 31 de janeiro de 2020, no entanto, em Portugal, só se verificou a 14 de janeiro de 2022, com a publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022 que estabelece a organização e o funcionamento do SEN, transpondo as Diretivas 2019/44/EU e 2018/2001/EU.

A necessidade de adaptar o SEN às necessidades e desafios colocados pelos instrumentos estratégicos que assegurem a transição energética pressupõe a evolução de um sistema assente em produção centralizada para um modelo descentralizado, através da produção local, de soluções de autoconsumo, gestão ativa de redes inteligentes e participação ativa dos consumidores no mercado.

Neste sentido, o Decreto-Lei n.º 15/2022 divide-se em cinco eixos fundamentais:

1. A atividade administrativa de controlo prévio das atividades do SEM.
2. O planeamento das redes.
3. A introdução de mecanismos concorrenciais para o exercício das atividades do SEM.
4. A participação ativa dos consumidores, na produção e nos mercados.
5. O enquadramento e densificação legislativa de novas realidades como o reequipamento, os híbridos ou a hibridização e o armazenamento.

Primeiro eixo

No âmbito do primeiro eixo, pretende-se concentrar todas as matérias legais que dizem respeito à organização e funcionamento do SEN e simplificar o seu funcionamento, eliminando a distinção entre a produção em regime ordinário e a produção em regime especial.

Segundo eixo

O segundo eixo tem como objetivo maximizar o potencial de capacidade de receção da rede elétrica de serviço público, assegurando o interesse público e garantindo a preservação do território, construindo, para tal, as redes estritamente necessárias ao funcionamento do SEN.

Terceiro eixo

O terceiro eixo pretende limitar a atribuição de licenças no âmbito das várias atividades do SEN, até agora exercidas em regime de exclusividade, por meio de prévio procedimento concursal transparente. De forma a garantir uma gestão técnica de todas as concessões das redes de distribuição, certificando a eficácia e a conformidade de atuação do SEN, cria-se a figura de gestor integrado das redes de distribuição em alta tensão, média tensão e baixa tensão, que exercerá a atividade em regime de concessão atribuída mediante procedimento concursal. Tal como previsto na Diretiva 2019/944/UE, o Decreto-Lei referido inclui ainda a possibilidade de atribuir regimes de apoio à produção a partir de fontes de energia renováveis.

Quarto eixo

O quarto eixo centra-se no consumidor e no papel ativo que este pode desempenhar no SEN. Para tal, exige-se a instalação de contadores e redes inteligentes e assegura-se a eliminação de barreiras à participação dos consumidores nos mercados de eletricidade com a criação da figura do agregador. Ainda neste contexto, torna-se obrigatório disponibilizar contratos de fornecimento de energia a preços dinâmicos, ajustado ao perfil de consumo de cada consumidor.

Quinto eixo

O quinto e último eixo tem como objetivo a criação ou densificação do enquadramento jurídico de realidades inovadoras, através de um quadro jurídico adequado a projetos-piloto de inovação e desenvolvimento.

3.3. O Mercado Ibérico de Eletricidade – MIBEL

O MIBEL entrou em pleno funcionamento no dia 1 de julho de 2007, nove anos após o início do processo de cooperação desenvolvido pelos governos de Portugal e de Espanha. O processo ficou marcado por quatro momentos chave:

1. A celebração do Protocolo de Colaboração entre as Administrações Portuguesa e Espanhola, em 2001, para a criação do MIBEL, representou o compromisso entre as administrações espanhola e portuguesa em “consubstanciar em benefícios para os consumidores de ambos os países, num quadro de garantia do acesso a todos os interessados em condições de igualdade, transparência e objetividade” [33].
2. A assinatura, em 2004, do Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha em Santiago de Compostela configurou a criação de um quadro estável de mecanismos de regulação, consulta e supervisão, permitindo aos operadores dos sistemas elétricos o desenvolvimento da sua atividade em toda a Península Ibérica.
3. A XXII.^a Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, realizada em novembro de 2006, de onde se destacou, de entre um conjunto de decisões fundamentais, a atribuição às administrações nacionais da definição de um Plano de

Compatibilização Regulatória, que viria a ser assinado em março de 2007 e que contribuiu significativamente para o arranque do mercado.

4. A assinatura, em 2008, da revisão do Acordo de Santiago de Compostela. A revisão do Acordo veio aprofundar e clarificar aspetos do Plano de Compatibilização Regulatória, nomeadamente:

- Mecanismo de garantia de potência.
- Metodologia para a determinação anual dos agentes que verifiquem a condição de operador dominante.
- Harmonização de procedimentos de mudança de comercializador.

O arranque do MIBEL simbolizou não só a concretização do mercado de energia elétrica a nível ibérico, mas também à escala europeia, uma vez que abriu possibilidades para a construção do mercado interno de energia [33].

3.3.1. Organização e funcionamento do MIBEL

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

O mercado grossista engloba a contratação de energia através do mercado bilateral ou do mercado organizado, que se subdivide em mercados de derivados e mercados à vista, conforme representado na figura 3.4.

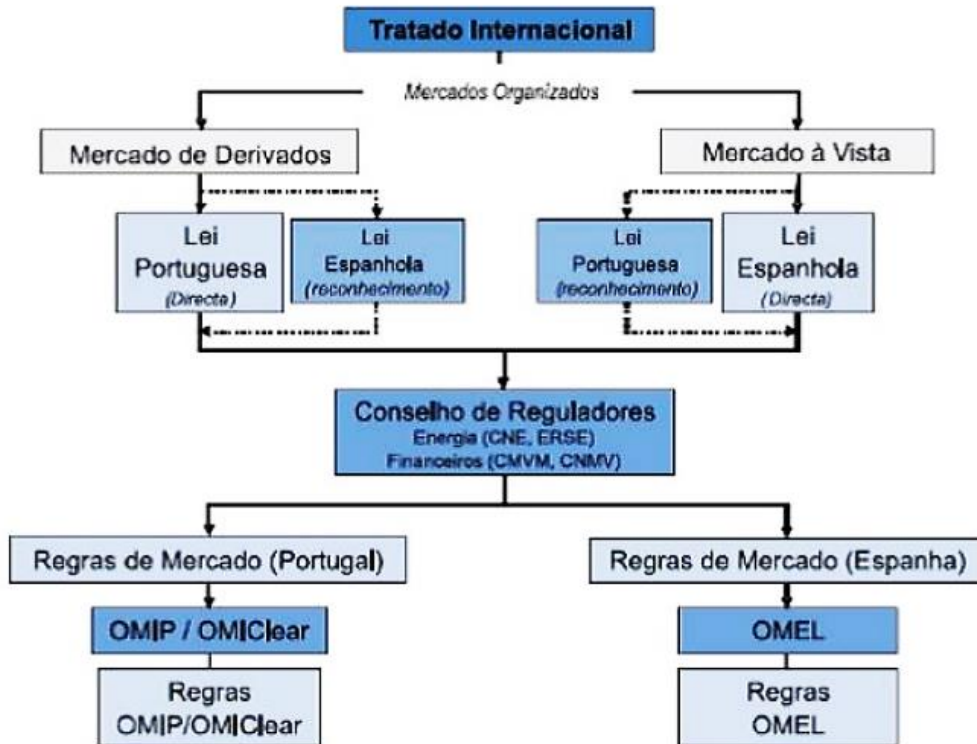


Figura 3.4 - Estrutura de mercado português e espanhol [22]

No mercado livre de contratação bilateral os contratos são acordados diretamente entre o vendedor e o comprador, significando um compromisso a nível do fornecimento de energia durante um dado período de tempo, em que o valor é concertado entre as entidades. Estes contratos poderão ser ajustados aos mercados intradiários.

No caso do mercado de derivados, ou mercado de contratação a prazo, transacionam-se blocos de energia com entrega posterior ao dia da contratação e a sua gestão é da responsabilidade do Operador de Mercado Ibérico, polo português (OMIP), no qual os produtos mais transacionados são os contratos de futuro.

No mercado à vista, ou mercado *spot* de contratação à vista, negociam-se blocos de energia com entrega no dia seguinte ao da contratação, ou no caso do mercado intradiário, com entrega no próprio dia, e a sua gestão é feita pelo Operador de Mercado Ibérico, polo espanhol (OMIE), responsável pela gestão dos mercados diário e intradiário para toda a Península Ibérica.

A Convenção Internacional para a criação do MIBEL ambiciona que no futuro o mercado seja gerido por um único polo – Operador de Mercado Ibérico Único (OMIU), resultado da fusão do OMIE com o OMIP [1][22].

A existência de um mercado de derivados tem vantagens importantes, como é o caso do aumento da liquidez do mercado, uma vez que este tipo de mercado assegura o preço do fornecimento de energia elétrica em instantes futuros e estabiliza os preços através da arbitragem entre preços *spot* e preços futuros. Para além disso, a contratação bilateral no MIBEL constitui-se também como uma importante característica do mercado, permitindo contratos entre produtores e agentes do mercado, estabelecendo as condições em que estes poderão vender a energia previamente adquirida a outros produtores ou agentes externos [1][34].

Os operadores de sistema (OS) do MIBEL, responsáveis pela atividade de operação de todo o sistema elétrico, são dois: um responsável pela área portuguesa e outro responsável pelo controlo da área espanhola. A REN, em Portugal, e a *Red Eléctrica Corporación*, em Espanha, assumem as funções de OS, sendo responsáveis por validar os resultados obtidos no mercado, a gestão da contratação dos serviços do sistema e os desvios dos programas contratados que operam no sistema [1][22].

Um dos principais problemas com que se deparam os OS, prende-se com a resolução de congestionamentos, uma vez que, no âmbito do MIBEL, estes estrangulamentos podem afetar apenas uma área de controlo (internos), duas áreas de controlo (interáreas) ou áreas de controlo externas ao MIBEL (extra-áreas) [1]. É considerado um congestionamento quando o valor de capacidade de interligação disponível é inferior ao programa global de troca de energia elétrica entre ambos os sistemas elétricos, resultante da programação prevista. Por congestionamento na interligação entende-se a situação em que a interligação, que une as duas redes de transporte nacionais, não permite acolher todos os trânsitos físicos solicitados pelos agentes de mercado devido a uma insuficiente capacidade dos elementos de interligação e/ou das próprias redes de transporte nacionais em questão [35]. Para a gestão de congestionamentos na interligação aplicam-se dois processos, em função do momento em que se identificam os congestionamentos, nomeadamente:

- Separação de Mercados – congestionamentos resultantes dos trânsitos devido ao processo de encontro do mercado diário.

- Ação Coordenada de Balanço – congestionamentos verificados em tempo real.

A separação de mercados aplica-se quando, em resultado do encontro de ofertas em mercado diário, são determinados preços distintos para cada área de mercado correspondente a um sistema elétrico nacional, na sequência de congestionamento na interligação.

O diferencial de preços entre sistemas determina uma valorização diferenciada da energia afeta ao trânsito na interligação, que, por sua vez, origina uma renda a repartir em partes iguais, entre operadores de sistema, de acordo com o estabelecido no Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha.

A Ação Coordenada de Balanço acontece quando os congestionamentos na interligação se verificam em tempo real, consistindo num programa de trocas de energia elétrica, em tempo real, entre dois sistemas elétricos, de forma coordenada entre os operadores de sistema de ambos os sistemas, no valor do congestionamento e de sentido oposto, para permitir a concretização das transações comerciais já estabelecidas. Cada sistema é responsável pelos respetivos encargos de regulação afetos à compensação de desvios resultantes da Ação Coordenada de Balanço, caso esta não contribua para o balanço do sistema [35].

A supervisão e regulação do MIBEL é da responsabilidade da ERSE e da Comissão de Mercados e Valores Mobiliários, em Portugal, e pelas *Comisión Nacional de la Energia* e *Comisión Nacional del Mercado de Valores*, no caso espanhol.

Estas entidades têm como principais funções:

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

3.3.2.A produção no MIBEL

O MIBEL é constituído por várias empresas produtoras, existindo na atualidade quatro empresas com a maior capacidade de produção: Endesa, Iberdrola, Naturgy e EDP. Na tabela 3.2 estão indicadas as potências instaladas por cada empresa [36][37][38][39].

Atualmente, a Iberdrola é a empresa que tem a maior potência instalada (cerca de 28,5 GW), sendo que, aproximadamente, 66% é proveniente de fontes renováveis. A empresa com maior potência instalada proveniente de energias renováveis é a EDP (67%). A Naturgy, por sua vez, apresenta a percentagem mais baixa: 45%.

Tabela 3.2 - Potência instalada em 2021 por empresa

Tecnologia	Potência Instalada (MW)			
	Endesa	Iberdrola	Naturgy	EDP
Nuclear	3328	3177	604	156
Carvão	1644	0	0	1250
CCGT	5445	5695	7427	2885
Hídrica	4746	10985	2061	5527
PRE	3643	8224	2014	3336
Total	18806	28427	12158	13154

Na figura 3.5 estão representadas as potências instaladas, de cada tecnologia, por cada empresa.

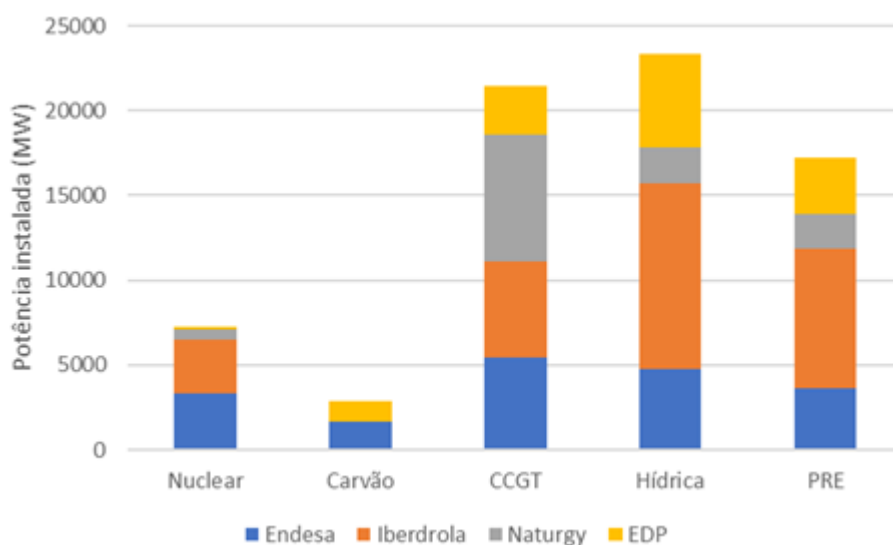


Figura 3.5 - Potência instalada de cada empresa por tecnologia

Na tabela 3.3 está representada a energia vendida, por empresa, no mercado diário.

Tabela 3.3 - Energia vendida, por empresa, no mercado diário de 2021

Empresa	Energia (GWh)	Quota (%)
Endesa	7 865	4,1
Naturgy	11 489	5,9
Iberdrola	19 339	10,0
EDP	45 575	23,6
Outras	109 188	56,4
Total	193 456	100,0

Na figura 3.6 representam-se as quotas de energia vendida, por empresa, no mercado diário de 2021.

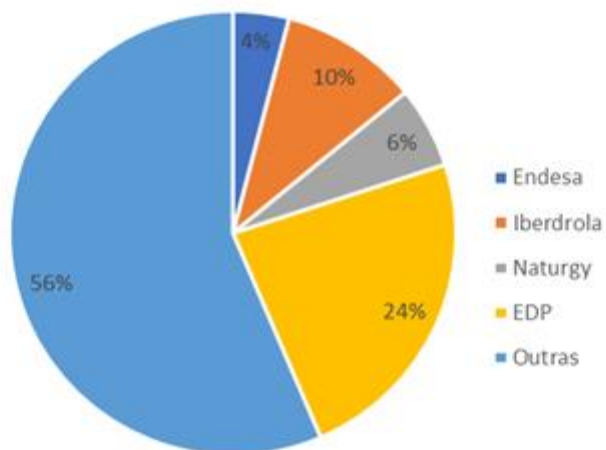


Figura 3.6 - Quotas de energia vendida, por empresa, no mercado diário de 2021

Das empresas em estudo, é de realçar que a EDP é a empresa que mais energia vendeu no ano de 2021 (24%), seguida da Iberdrola (10,0%), da Naturgy (5,9%) e da Endesa (4.1%), tendo maior peso no mercado que as três empresas seguintes (45575 GWh contra 38693 GWh). Estas quatro empresas conseguem ter uma quota de energia vendida semelhante às restantes empresas no mercado diário.

Capítulo 4

Metodologia

O presente capítulo enquadra a metodologia utilizada nesta dissertação, nomeadamente, a descrição das ferramentas utilizadas para interpretar a amostra de dados; a caracterização dos processos estocásticos e das séries temporais, incluindo, também, a apresentação dos modelos ARIMA; e, por fim, a caracterização do modelo de Variações Conjeturais.

4. Metodologia

4.1. Ferramentas para análise estatística de dados

Nos seguintes pontos descrevem-se algumas ferramentas de estatística úteis para a análise de dados em geral, e de dados temporais, em particular.

4.1.1. Distribuição normal

A distribuição normal, ou gaussiana, é uma das mais importantes distribuições contínuas, sendo frequentemente utilizada para aplicações práticas ou para estudos teóricos. Na expressão 4.1 está indicada a função densidade de probabilidade,

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} * e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2}, \quad (4.1)$$

onde μ é a média e σ corresponde ao desvio padrão populacional.

Em 4.2 está indicada a fórmula para cálculo do desvio padrão,

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2}{N}}, \quad (4.2)$$

onde x_i corresponde ao valor de cada elemento e n representa número de observações.

A função densidade de probabilidade tem como principais características uma distribuição em forma de sino, simétrica em torno de μ e com pontos de inflexão em $x = \mu \pm \sigma$. A média μ localiza o centro da distribuição e σ mede a variabilidade de X em torno de μ . Na figura 4.1 e 4.2 estão representadas funções de densidade com valores diferentes de σ e μ .

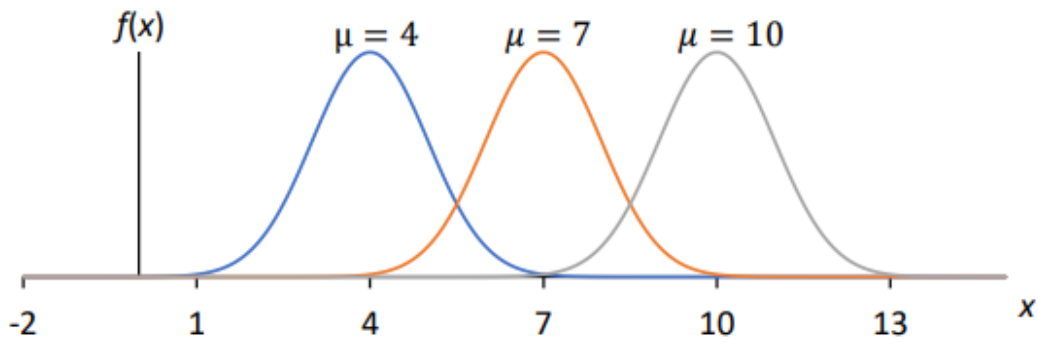


Figura 4.1 - Função densidade de probabilidade da distribuição Normal para diferentes valores de μ e $\sigma = 1$

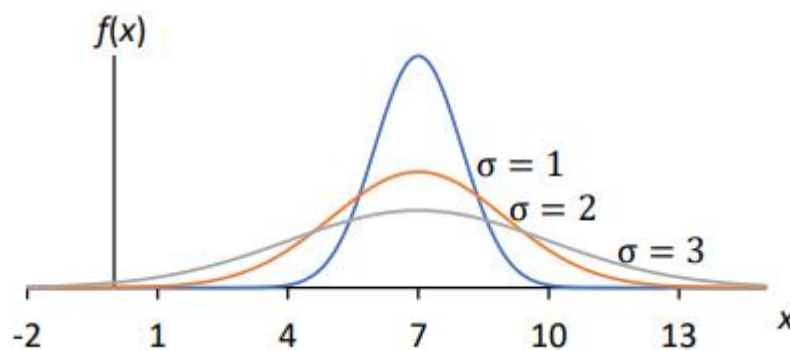


Figura 4.2 - Função densidade de probabilidade da distribuição Normal para diferentes valores de σ e $\mu = 7$

4.1.2. Desvio padrão amostral

O desvio padrão de uma amostra de valores, do tipo quantitativo, consiste numa medida de dispersão dos dados relativamente à sua média. Obtém-se aplicando a raiz quadrada da variância amostral, sendo que a variância amostral exprime os valores da diferença entre os dados e a média elevados ao quadrado. O desvio padrão amostral é conforme indicado na equação 4.3,

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n - 1}}, \quad (4.3)$$

em que x_i ($i = 1, \dots, n$) representa uma observação de uma amostra, ou de um conjunto de dados e \bar{x} corresponde à respetiva média. O desvio padrão de uma

amostra, s , é uma medida que só pode assumir valores não negativos e quanto maior for o seu valor, maior será a dispersão dos dados.

4.1.3. Coeficiente de variação amostral

Na estatística descritiva o desvio-padrão tem grandes limitações porque só pode ser expresso na mesma unidade dos dados em que foi calculado, limitando assim a sua capacidade de comparação entre duas ou mais séries de valores, expressas em unidades diferentes, relativamente à sua dispersão. A análise do coeficiente de variação (CV), de uma determinada variável, tem o propósito de comparar amostras com médias e desvios-padrão numericamente diferentes. Desta maneira, pode-se verificar se as amostras têm ou não uma diferente discrepância entre os seus valores em torno de suas médias. A utilidade do CV é fornecer uma medida para a homogeneidade do conjunto de dados. Quanto menor o CV, mais homogêneo é o conjunto de dados na medida em que tem menor variabilidade. O CV pode ser bastante útil na comparação de duas variáveis ou dois grupos, que a princípio não são comparáveis, porque podem possuir ordens de grandeza (expressas em unidades) das variáveis diferentes [40]. O CV é obtido pela expressão apresentada na equação 4.4.

$$CV(\%) = \frac{S}{\bar{x}} * 100 \quad (4.4)$$

4.1.4. Coeficiente de variação robusto

Como se pode observar em 4.4, o cálculo do CV utiliza a média e desvio padrão de toda a amostra, incluindo possíveis *outliers*. Os *outliers* são valores anómalos ou atípicos da amostra. O coeficiente de variação robusto (CVR) é um indicador mais resistente à presença de *outliers* na amostra e pode ser obtido através da expressão 4.5,

$$CVR = \frac{IIQ}{\bar{x}} = \frac{Q_3 - Q_1}{\bar{x}}, \quad (4.5)$$

onde Q_1 e Q_3 correspondem ao primeiro e terceiro quartil respectivamente.

4.1.5. Diagrama de caixa de bigodes

Um diagrama de caixa de bigodes serve para visualizar a distribuição de uma variável nos seus quartis, sendo ainda possível identificar os *outliers* em cada amostra de dados. Os quartis dividem a amostra em quatro partes. Os bigodes da caixa situam os pontos adjacentes inferior e superior, ou seja, o menor e maior valores observados que ainda não são considerados observações atípicas. Os *outliers* têm uma influência relevante nos resultados, nomeadamente na média e no desvio-padrão. Os *outliers* podem ser classificados como moderados, quando tomam valores entre 1,5 e 3 vezes a amplitude interquartil acima do 3.º quartil ou abaixo do 1.º quartil, ou como severos, quando tomam um valor superior a 3 vezes a amplitude interquartil acima do 3.º quartil ou inferiores ao 1.º quartil. Na figura 4.3, está representado um exemplo de um diagrama de caixa de bigodes [41].

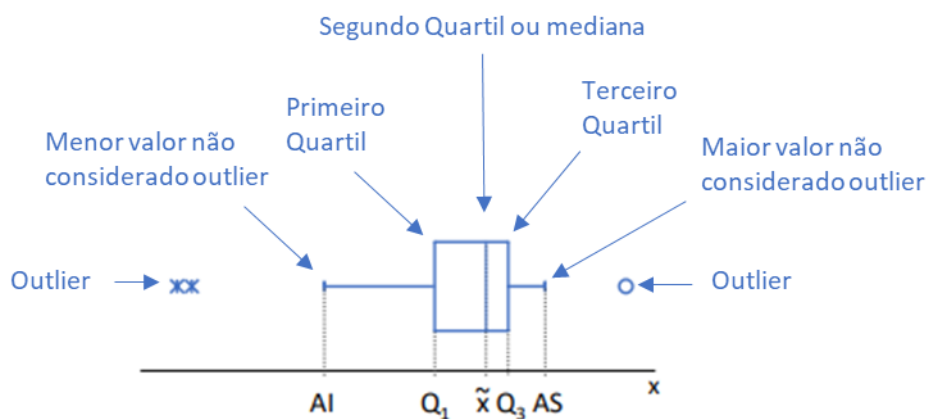


Figura 4.3 - Exemplo de diagrama de caixa de bigodes

Para a construção de uma caixa de bigodes é necessário o conhecimento de cinco medidas estatísticas do conjunto de dados:

- O valor mínimo (AI);
- O 1.º quartil (Q_1);
- O 2.º quartil (Q_2 ou mediana);
- O 3.º quartil (Q_3);
- O valor máximo (AS).

O enviesamento da distribuição é também indicado pela caixa central e pelo comprimento Q1–AI e AS–Q3. Na figura 4.3 estão representados exemplos de enviesamento.

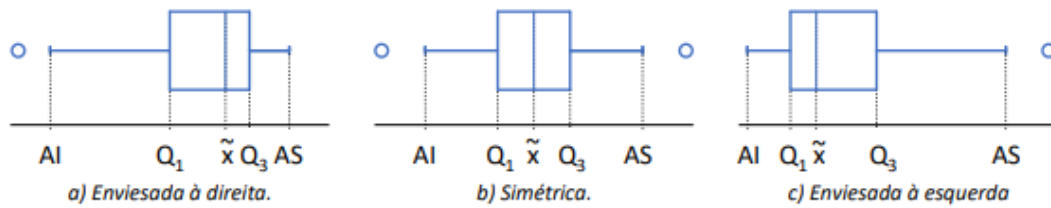


Figura 4.4 - Enviesamento de diagrama de caixa de bigodes [41]

4.1.6. Medidas de assimetria

As medidas de assimetria (*skewness*) permitem medir o grau de afastamento da simetria da distribuição. Quando no conjunto de dados predominam os valores menores (maiores), diz-se que a distribuição é assimétrica positiva (negativa) e tem uma “cauda” à direita (esquerda).

Existem vários métodos de cálculo. O coeficiente de assimetria indica o valor de assimetria teórico, que representa o verdadeiro valor da assimetria da distribuição, sendo apenas utilizado quando se conhece toda a população [41]. Na figura 4.5 estão representados exemplos de assimetria.

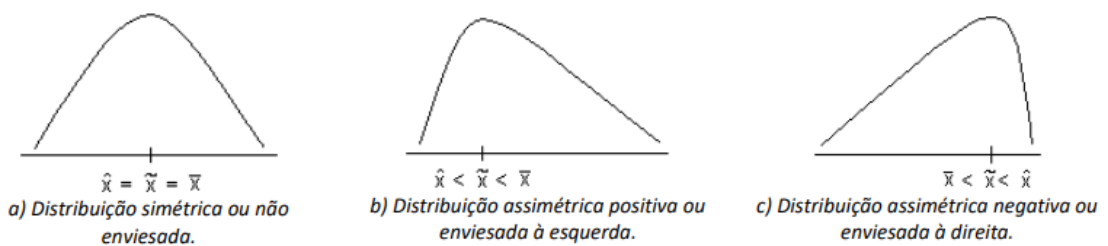


Figura 4.5 - Tipos de Assimetria

Em 4.6 está indicada a expressão para cálculo do coeficiente de assimetria.

$$W = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^3}{\left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \right]^{3/2}} \quad (4.6)$$

4.1.7. Medidas de achatamento

As medidas de achatamento dão uma indicação sobre a intensidade das observações em torno dos valores centrais, ou seja, se é mais achatada (platicúrtica) ou mais pontiaguda (leptocúrtica) quando comparada com a distribuição normal (mesocúrtica). De referir que estes coeficientes podem classificar o achatamento dum conjunto de dados de forma diferente sendo calculados e comparados com a curva gaussiana. Na figura 4.6 estão indicados os vários achatamentos existentes [41].

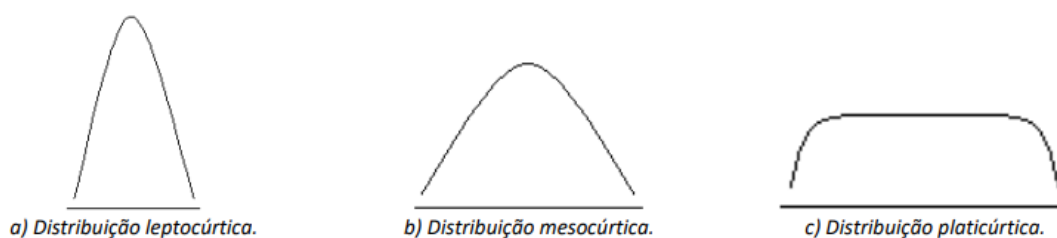


Figura 4.6 - Tipos de Achatamento

Em 4.7 está indicada a expressão para calculo do coeficiente de curtose.

$$K = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^4}{\left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \right]^2} \quad (4.7)$$

Segundo [41] para valores de coeficiente superiores a 3 considera-se a distribuição leptocúrtica, valores aproximados de 3 considera-se mesocúrtica e para valores inferiores a 3 considera-se platicúrtica. Pode também utilizar-se como indicador para o achatamento da distribuição, o valor de $K - 3$, que é designado por excesso de curtose. Uma curva mesocurtica tem um excesso de curtose nulo.

4.1.8. Correlação

O coeficiente de correlação de *Pearson*, r , mede o grau de associação linear numa amostra bivariada (x_i, y_i) , com $(i = 1, \dots, n)$, e é dado pela expressão em 4.8,

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}}, \quad -1 < r < 1 \quad (4.8)$$

onde para $r \approx -1$ existe associação linear negativa muito alta; para $r \approx 0$ não existe associação linear entre as variáveis; para $r \approx 1$ existe associação linear positiva muito alta. Na figura 4.7 apresentam-se vários exemplos de diferentes relações e os respetivos coeficientes de correlação de *Pearson* [41].

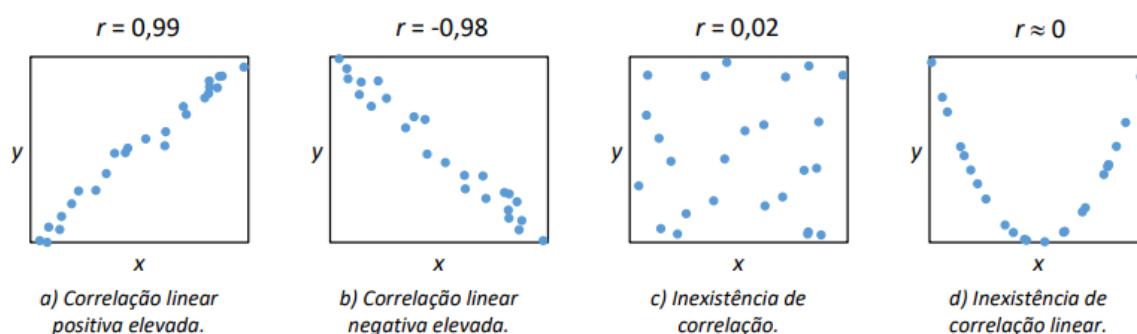


Figura 4.7- Tipos de relação e respetivas correlações

4.1.9. Testes de Hipóteses

Nos testes de hipóteses, o objetivo é validar, ou não, determinadas afirmações sobre a população, tendo por base as seguintes hipóteses a serem testadas:

- H_0 : Hipótese nula;
- H_1 : Hipótese alternativa.

A hipótese H_0 é considerada verdadeira ao longo da realização do teste até ao momento em que haja evidência estatística clara apontando em sentido contrário. O que se aceita por defeito, sem prova, está em H_0 e corresponde à decisão de rejeitar H_0 ou não rejeitar H_0 .

Quando se pretende testar se um conjunto de dados foi, ou não, retirado de uma população com distribuição normal pode-se recorrer, entre outros, aos testes de *Kolmogorov-Smirnov* e teste de *Jarque-Bera* [41].

4.1.10. Teste de Kolmogorov-Smirnov (KS)

Este teste tem por base a análise da proximidade entre a função de distribuição amostral $F^*(x)$ e a função de distribuição populacional (à qual se julga pertencer a amostra) $F_0(x)$ contínua [42]. Pode ser aplicado a quaisquer dados que estejam definidos numa escala quantitativa. Existem duas hipóteses a testar nomeadamente, $H_0: F^*(x) = F_0(x)$ e $H_1: F^*(x) \neq F_0(x)$. Tem por base os seguintes pontos:

1. Construção de uma função de distribuição empírica $F^*(x)$, e calcular a frequência relativa acumulada para cada valor x observado.
2. Determinar o valor da função de distribuição contínua $F_0(x)$ para cada valor x observado na amostra.
3. Se a distribuição definida em H_0 se adaptar aos dados, então a função de distribuição observada deverá ser semelhante à função de distribuição definida na hipótese nula.

A estatística do teste corresponde à maior diferença, em valor absoluto, registada entre a função de distribuição empírica e a função de distribuição definida em 4.9.

$$D = \text{Supremo}_{x \in \mathbb{R}} |F^*(x) - F_0(x)| \quad (4.9)$$

A regra de decisão consiste na rejeição de H_0 quando:

$$D_{obs} \geq D_n$$

E onde os valores observados da estatística de teste (D_{obs}) têm de ser superiores ou iguais aos valores críticos tabelados (D_n).

Em geral, o teste de KS obriga à especificação dos parâmetros da distribuição teórica. No entanto, quando se pretende averiguar se a amostra é proveniente de

uma população com distribuição normal e os parâmetros são estimados a partir da amostra, é utilizado a correção de *Lilliefors*.

4.1.11. Teste de Jarque-Bera

O teste de *Jarque-Bera* é muito utilizado quando é necessário testar a normalidade de uma amostra de dados. Existem duas hipóteses a testar, H_0 e H_1 , em que a hipótese nula tem como fundamento verificar se a amostra foi retirada de uma população com distribuição normal e a hipótese alternativa verificar a não normalidade da amostra. Para uma amostra de n valores utilizamos a equação 4.10 [43].

$$JB = \frac{n}{6} \left(W^2 + \frac{(K - 3)^2}{4} \right) \quad (4.10)$$

4.2. Processos estocásticos e séries temporais

4.2.1. Processos estocásticos

Um sistema real pode operar em ambientes onde existe incerteza, principalmente quando o sistema envolve ações humanas imprevisíveis ou de máquinas. Para a compreensão simplificada do comportamento de um sistema são utilizados modelos determinísticos. No entanto, como não lidam com incerteza, acabam por ser insuficientes em processos de tomada de decisão.

Os processos estocásticos (PE) têm a capacidade de tratar quantitativamente estes fenômenos, aproveitando certas características de regularidade que eles apresentam para serem descritos por modelos probabilísticos. Segundo *Muller* [44], um processo estocástico representa uma sucessão de variáveis aleatórias, $X_1, X_2, \dots, X_T, \dots$, indexadas por uma variável $t \in \mathcal{T}$ (que em geral, representa o tempo), e que se representa por $\{X(t): t \in \mathcal{T}\}$

Os PE podem classificar-se segundo a natureza do conjunto \mathcal{T} ou características estatísticas das variáveis aleatórias que definem o processo [45]. Se a variável temporal t tiver valores finitos ou numeráveis, então $X(t)$ representa um “processo em tempo discreto” sendo utilizada a notação $\{X(t), t = 0, 1, 2, 3, \dots\}$. Neste caso, \mathcal{T} é o conjunto dos inteiros não-negativos. Em caso contrário $X(t)$ é designado por “processo em tempo contínuo”, sendo usada a notação $\{X(t), t \geq 0\}$.

4.2.1.1. Processos estacionários

Uma importante categoria de PE são os chamados processos estacionários. Um PE designa-se de estacionário se o seu comportamento estocástico for independente do tempo, ou seja, se a função distribuição das variáveis aleatórias que o definem não alterar ao longo do tempo [45]. As propriedades da função de distribuição não estão dependentes do instante de origem, sendo que as n observações $x_{t_1}, x_{t_2}, \dots, x_{t_n}$ estão relacionadas entre si da mesma maneira que as n observações k seguintes $x_{t_1+k}, x_{t_2+k}, \dots, x_{t_n+k}$.

Um PE diz-se fortemente estacionário quando $F(X_{t_1}, X_{t_2}) = F(X_{t_1+k}, X_{t_2+k})$, ou seja, se a função distribuição das variáveis aleatórias que o definem não alterar ao longo do tempo.

Existe uma grande dificuldade de aplicação desta definição em casos práticos, sendo mais recorrente utilizar uma definição menos restritiva de estacionariedade.

É dito ser fracamente estacionário se para qualquer inteiro positivo n , para quaisquer inteiros t_1, t_2, t_n e k , os vetores n -dimensionais, $(X_{t_1}, X_{t_2}, \dots, X_{t_n})$ e $(X_{t_1+k}, X_{t_2+k}, \dots, X_{t_n+k})$, possuírem média e variância constantes, e a covariância não dependente de t [46].

4.2.2. Séries temporais

Uma série temporal corresponde a uma amostra de observações feitas ao longo do tempo, sendo de facto uma observação de um processo estocástico. A característica mais importante deste tipo de dados reflete-se na dependência das observações futuras e o interesse em estudar e modelizar essa dependência. Em certos modelos a ordem sequencial das observações é irrelevante, como por exemplo modelos de regressão, no entanto, em séries temporais a ordem dos dados é crucial, podendo ser o tempo pode ser substituído por outra variável como espaço, profundidade, etc.

As séries temporais surgem em várias áreas da sociedade, tais como economia (preços diários de ações, taxa mensal de desemprego, produção industrial), medicina (eletrocardiograma, eletroencefalograma), epidemiologia (número mensal de novos casos de meningite) e meteorologia (precipitação pluviométrica, temperatura diária, velocidade do vento).

Como a maior parte dos procedimentos estatísticos, o estudo de séries temporais foi desenvolvido para analisar observações independentes e requer o uso de técnicas específicas.

Este tipo de dados apresenta características particulares que dificultam o seu processo de estudo. Na sua análise há necessidade de considerar a ordem temporal das observações e os fatores intrínsecos, tais como, a existência de tendência ou variação sazonal, o que pode tornar o processo de modelação bastante complexo e de difícil interpretação.

4.2.2.1. Componentes de uma série temporal

Tendência

Pode-se interpretar a tendência como uma mudança a longo prazo do valor médio da série. A forma mais simples de tendência linear é obtida através da expressão indicada na equação 4.11,

$$X_t = \alpha + \beta_t + n_t, \quad (4.11)$$

onde α e β são constantes a serem estimadas e n_t corresponde ao ruído da série sem tendência.

Uma possível abordagem para lidar com dados não sazonais que contenham uma tendência, consiste em ajustar, por exemplo, uma função polinomial (linear, quadrática, etc.). Seja qual for a curva utilizada, a função ajustada fornece uma medida da tendência da série, enquanto os resíduos (diferença entre valores observados e valores ajustados) fornecem uma estimativa de flutuações locais [46].

Sazonalidade

A sazonalidade define-se como uma flutuação com periodicidade fixa ou uma semelhante variação periódica ao longo do tempo [47]. Na figura 4.8, referente à quantidade total de mercado, é possível notar a sazonalidade anual que corresponde às variações de inverno e verão.

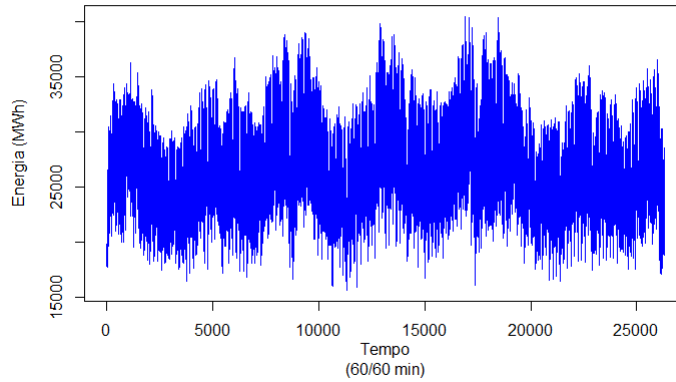


Figura 4.8 - Sazonalidade da quantidade total de mercado

4.2.3. Autocorrelação

As funções de autocorrelação têm um papel relevante nas sucessões cronológicas discretas no tempo. Uma técnica recorrente para se identificar as propriedades de uma série temporal trata-se do coeficiente de autocorrelação amostral. O conceito é similar ao coeficiente de correlação usual, obtido em (4.8), para n pares de observações das variáveis x e y , sendo essa medição de correlação feita entre as observações de uma amostra com desfasamento de vários períodos de tempo. Posto isto, sendo dadas n observações x_1, \dots, x_n de uma série temporal discreta pode-se formar os pares $(x_1, x_{1+k}), \dots, (x_{n-k}, x_n)$ e calcular a correlação entre observações defasadas de k períodos de tempo. A autocorrelação para k períodos é obtida através da fórmula indicada na equação 4.12.

$$r_k = \frac{\sum_{t=1}^{n-k} (x_t - \bar{x})(x_{t+k} - \bar{x})}{\sum_{t=1}^n (x_t - \bar{x})^2} \quad (4.12)$$

4.2.4. Ruído Branco

O ruído branco caracteriza-se pela ausência de autocorrelação. Considerando X_1, X_2, \dots, X_T , uma sequência de variáveis aleatórias distribuídas de forma independente e idêntica com variância finita, em que para T suficientemente

grande, $r_k \sim \text{Normal}(0, \frac{1}{\sqrt{T}})$. O ruído branco pode ser obtida através da equação 4.13.

$$z = \frac{r_k}{\frac{1}{\sqrt{T}}} \quad (4.13)$$

Podendo ser obtido um intervalo de confiança de 95% a para r_k cujos limites correspondem a $\pm 1,96 * \frac{1}{\sqrt{T}}$ [47].

No que se segue, o ruído branco será representado por épsilon (ε_t).

4.2.5. Teste de Ljung-Box

Este teste estatístico representa uma ferramenta precisa para testar o ajuste de um modelo de série temporal. São analisadas m autocorrelações dos resíduos em que se pretende verificar se existe ruído branco, ou seja, ausência de autocorrelação. A hipótese nula deste teste é a ausência de correlação até ao lag m .

A estatística de *Ljung-Box* tem uma distribuição qui-quadrado com $m - k$ graus de liberdade (gl) [48]. O teste de *Ljung-Box* baseia-se na estatística de teste apresentada na equação 4.14,

$$LB = n(n+2) \sum_{k=1}^m \frac{r_k^2}{n-k}, \quad (4.14)$$

onde n representa o número de observações na série e k indica o número de parâmetros do modelo.

4.3. Modelos ARIMA

4.3.1. Teoria dos modelos ARIMA

Os modelos ARIMA (*AutoRegressive Integrated Moving Average*), que serviram de base para modelar os dados, apresentam três componentes distintas: AR - modelo autorregressivo; MA - Modelo de médias móveis; e I – *Integrated*.

Na análise de séries temporais é necessário, em primeiro lugar, identificar o modelo ARIMA que melhor se ajusta aos dados em questão, recorrendo às autocorrelações e autocorrelações parciais estimadas para a escolha do modelo mais adequado.

4.3.1.1. Modelos autorregressivos (AR)

O processo linear $\{X_t, t \in \mathbb{Z}\}$ diz-se um processo AR de ordem p (AR (p)) quando,

$$X_t = \varphi_1 X_{t-1} + \varphi_2 X_{t-2} + \dots + \varphi_p X_{t-p} + \varepsilon_t, \quad (4.15)$$

onde φ_p representa o parâmetro autorregressivo de ordem p , X_{t-p} é a série desfasada p períodos de tempo e ε_t indica o termo do erro do modelo que admitimos ser ruído branco com distribuição normal com valor médio nulo e variância σ^2 .

Estes processos são estacionários quando as raízes do polinómio autorregressivo que são definidas pela expressão 4.16,

$$\varphi(B) = 1 - \varphi_1 B - \varphi_2 B^2 - \dots - \varphi_p B^p, \quad (4.16)$$

estão fora do círculo unitário e esta condição é designada por condição de estacionaridade de um modelo autorregressivo.

4.3.1.2. Modelos de média móvel (MA)

Diz-se que um processo linear $\{X_t, t \in \mathbb{Z}\}$ é um processo de média móvel de ordem q , e designa-se por $MA(q)$, em que a equação é definida por 4.17,

$$X_t = \varepsilon_t - \theta_1\varepsilon_{t-1} - \theta_2\varepsilon_{t-2} - \dots - \theta_q\varepsilon_{t-q}, \quad (4.17)$$

onde $\theta_1, \dots, \theta_q$ são constantes reais e ε_t é ruído branco com $\varepsilon_t \sim \text{Normal}(0, \sigma^2)$. Os processos de médias móveis são sempre estacionários.

4.3.1.3. Modelos autorregressivos e de médias móveis (ARMA)

Os modelos autorregressivos e de médias móveis designam-se por $ARMA(p,q)$ e são a junção dos modelos AR e MA e podem representar-se conforme a equação 4.18.

$$X_t = \varphi_1X_{t-1} + \varphi_2X_{t-2} + \dots + \varphi_pX_{t-p} + \varepsilon_t - \theta_1\varepsilon_{t-1} - \theta_2\varepsilon_{t-2} - \dots - \theta_q\varepsilon_{t-q} \quad (4.18)$$

Estando verificada a condição de estacionaridade da parte autorregressiva do modelo, os modelos ARMA representam processos estacionários. A parte autorregressiva (AR) do modelo ARMA indica que a variável em questão é comparada com os seus próprios valores defasados, isto é, valores anteriores. A parte de média móvel (MA) indica que o erro de regressão é na verdade uma combinação linear dos termos de erro, cujos valores ocorreram contemporaneamente e em vários momentos no passado.

Admitindo que o modelo é estacionário, as funções de autocorrelação (FAC) e funções de autocorrelação parcial (FACP) apresentam diferentes variações consoante o modelo em questão, por exemplo, para modelos $AR(p)$ a FAC tende a decrescer exponencialmente para 0 enquanto a FACP decai bruscamente a

partir do *lag* $p+1$. Na tabela 4.1 estão indicadas as variações das FAC e FACP conforme os modelos [49].

Tabela 4.1 - Variação de FAC e FACP conforme o modelo

Modelo	FAC	FACP
AR(p)	Decresce exponencialmente para zero, com ou sem oscilação	Decai bruscamente para zero partir do <i>lag</i> $p+1$
MA(q)	Decai bruscamente para zero partir do <i>lag</i> $q+1$	Decresce exponencialmente para zero, com ou sem oscilação
ARMA(p,q)	Decresce exponencialmente para zero, com ou sem oscilação	Decresce exponencialmente para zero, com ou sem oscilação

4.3.1.4. Modelos ARIMA

Os modelos ARIMA são aplicados em dados que mostram evidências de estacionariedade e, em casos que não seja estacionária, é aplicado um passo inicial de diferenciação (correspondente à parte "integrada" do modelo), que pode ser aplicado uma ou mais vezes, de modo a remover a não estacionariedade da série. A parte integrada (I) indica que os valores de dados foram substituídos com a diferença entre seus valores e os valores anteriores e este processo diferenciador pode ter sido realizado mais de uma vez.

Os modelos ARIMA não sazonais são denotados como ARIMA (p,d,q) em que os parâmetros, p,d e q, são números inteiros não negativos, p é a ordem (número de defasagens) do modelo autorregressivo, d é o grau de diferenciação (o número de vezes em que os dados tiveram valores passados subtraídos) e q é a ordem do modelo de média móvel.

Os modelos ARIMA também têm a capacidade de modelar séries com sazonalidade. Modelos ARIMA sazonais são denotados como $ARIMA(p,d,q)(P,D,Q)$, em que (P,D,Q) se referem aos termos de autorregressão, diferenciação e média móvel para a parte sazonal do modelo ARIMA.

4.3.2. Ajuste dos modelos ARIMA

Para avaliar o ajuste de um modelo é necessário analisar os seus resíduos e verificar se, de facto, se trata de ruído branco gaussiano. Nos casos em que os resíduos não são ruído branco, isto quer dizer que o modelo não é adequado e o processo de modelação não pode ser dado por concluído. Assim, é preciso verificar se os resíduos do modelo não estão autocorrelacionados. Para além da análise gráfica da FAC, pode-se também recorrer ao teste de Ljung-Box para aferir sobre a validade deste pressuposto. É ainda verificado se os resíduos têm distribuição normal. O recurso aos testes de Jarque-Bera e KS permite verificar se se pode considerar que os resíduos têm distribuição normal.

4.3.2.1. Indicadores AIC e AIC_c

Os resíduos obtidos do modelo têm por base a minimização dos parâmetros Critério de Informação de *Akaike* (AIC) e Critério de Informação de *Akaike* Corrigido (AIC_c), que são obtidos através do *R-Studio*. O AIC e AIC_c são obtidos pelas expressões 4.19 e 4.20,

$$AIC = -2Ln(L) + 2m, \quad (4.19)$$

onde L corresponde à função de verosimilhança, m ao número de parâmetros do modelo e T corresponde ao número de observações da série.

$$AIC_c = AIC + \frac{m(m+1)}{T-m-1} \quad (4.20)$$

4.3.3. Geração de dados de entrada

De acordo com o indicado nas secções anteriores, após a análise estatística da amostra de dados, é efetuado o ajuste do modelo ARIMA e a sua posterior validação. Nestas condições, podem ser gerados dados segundo o modelo ARIMA ajustado. No caso de os resíduos não terem distribuição normal, é utilizada a distribuição empírica para a geração dos resíduos do modelo.

4.4. Simulador

De modo a ser possível simular o MIBEL para diferentes cenários de comportamento competitivo das empresas, recorreu-se ao simulador SiMEC 3.0, que tem por base um modelo em variações conjeturais, desenvolvido em [4]. O seu funcionamento está descrito nos pontos seguintes.

4.4.1. Equilíbrio de mercado

O modelo assume que as empresas atuam de modo a maximizar o lucro, que se define pela diferença entre a receita e os custos. A quantidade produzida é escolhida pela empresa e representa o somatório das potências de cada uma das suas centrais. O equilíbrio de mercado é obtido pela computação de maximização do lucro, cujo modelo é representado pelas expressões 4.21 e 4.22,

$$\max_{\{q_{g,i}\}_{g \in G_i}} \pi_i = P(Q)q_i - \sum_{g \in G_i} C_{g,i}(q_{g,i}), \quad (4.21)$$

$$s. a \ q_{g,i}^{min} \leq q_{g,i} \leq q_{g,i}^{max}, \forall g \in G_i, \quad (4.22)$$

onde π_i corresponde ao lucro de cada empresa i , em €, $q_{g,i}$ representa a quantidade produzida em cada central g detida por cada empresa i , em MWh, $P(Q)$ é o preço de mercado, em €/MWh, Q é a quantidade total de mercado, em MWh, q_i corresponde à quantidade produzida por cada empresa i , em MWh, G_i corresponde ao conjunto de centrais de cada empresa i , $C_{g,i}(q_{g,i})$ corresponde

ao custo total de cada central g , em €, e $q_{g,i}^{max}$ e $q_{g,i}^{min}$ correspondem, respetivamente, à potência máxima e mínima de cada central g , em MW, detida por cada empresa i . Convém notar que como o intervalo de tempo considerado é uma hora, numericamente os valores de potência coincidem com os valores de quantidade de energia produzida.

No modelo descrito, as restrições das centrais, representadas na equação 4.22, correspondem à sua potência máxima e mínima. Não se consideraram outro tipo de restrições, tais como, variações de potência entre períodos consecutivos.

A quantidade produzida por cada empresa i é obtida pelo somatório da quantidade produzida em cada central g detida por cada empresa i ,

$$q_i = \sum_{g \in G_i} q_{g,i} \quad (4.23)$$

A quantidade de mercado é dada pelo somatório da quantidade produzida de todas as empresas i ,

$$Q = \sum_{i \in I} q_i, \quad (4.24)$$

onde I representa o conjunto de empresas i .

A função de *Lagrange* do problema de otimização pode ser escrita da seguinte forma,

$$\mathcal{L}(q_{g,i}, \lambda_{1,g,i}, \lambda_{2,g,i}) = P(Q)q_i - \sum_{g \in G_i} (c_{g,i}(q_{g,i}) - \lambda_{1,g,i}(q_{g,i} - q_{g,i}^{min}) - \lambda_{2,g,i}(q_{g,i}^{max} - q_{g,i})), \quad (4.25)$$

onde $\lambda_{1,g,i}$ e $\lambda_{2,g,i}$ correspondem aos multiplicadores de *Lagrange* associados às restrições de potência mínima e máxima, respetivamente, de cada central g , em €/MWh, detida por cada empresa i .

A solução do problema de maximização de lucro pode ser obtida através das condições de *Karush-Kuhn-Tucker* (KKT),

$$\text{KKT1:} \quad q_{g,i} - q_{g,i}^{\min} \geq 0, \quad (4.26)$$

$$q_{g,i}^{\max} - q_{g,i} \geq 0, \quad (4.27)$$

$$\text{KKT2:} \quad \exists \lambda_{1,g,i}, \lambda_{2,g,i} \geq 0:$$

$$\lambda_{1,g,i}(q_{g,i} - q_{g,i}^{\min}) = 0, \quad (4.28)$$

$$\lambda_{2,g,i}(q_{g,i}^{\max} - q_{g,i}) = 0, \quad (4.29)$$

$$\text{KKT3:} \quad P(Q) \frac{dq_i}{dq_{g,i}} + \frac{\partial P(Q)}{\partial q_{g,i}} q_i - C'_{g,i}(q_{g,i}) + \lambda_{1,g,i} - \lambda_{2,g,i} = 0, \quad (4.30)$$

em que $C'_{g,i}(q_{g,i})$ corresponde ao custo marginal de cada central g , em €/MWh, detida por cada empresa i .

Em 4.30, a primeira derivada da quantidade produzida por cada empresa i em ordem à quantidade produzida pelas suas centrais g é igual a 1. Isso ocorre porque uma variação numa unidade na quantidade cada central g detida por cada empresa i implica uma variação numa unidade de quantidade de cada empresa i . A derivada parcial do preço em relação à quantidade produzida por cada central g detida pela empresa i pode ser escrita como,

$$\frac{\partial P(Q)}{\partial q_{g,i}} = \frac{dP(Q)}{dQ} \frac{dQ}{dq_i} \frac{dq_i}{dq_{g,i}} + \frac{dP(Q)}{dQ} \frac{dQ}{dq_{-i}} \frac{dq_{-i}}{dq_i} \frac{dq_i}{dq_{g,i}}, \quad (4.31)$$

onde q_{-i} representa a quantidade produzida pelas empresas $-i$, que corresponde à concorrência da empresa i .

O primeiro termo em 4.31 corresponde ao impacto direto no preço de mercado devido à variação de quantidade de uma dada central g detida pela empresa i . Quando a central g da empresa i varia a quantidade produzida $q_{g,i}$, esta induz uma variação de igual valor na quantidade produzida pela empresa i , q_i . Por sua vez, a variação da quantidade produzida pela empresa i , q_i , induz uma variação

de igual valor na quantidade de mercado Q . Assim, o primeiro termo pode ser escrito da seguinte maneira.

$$\frac{\partial P(Q)}{\partial Q} \frac{dQ}{dq_i} \frac{dq_i}{dq_{g,i}} = \frac{\partial P(Q)}{\partial Q} \quad (4.32)$$

O segundo termo de 4.31 pode ser considerado como o efeito indireto no preço de mercado devido à alteração da produção das empresas $-i$, como resposta à variação da quantidade produzida pela central g detida pela empresa i . A conjectura que a empresa i faz relativamente à forma como as empresas concorrentes $-i$ variam a sua quantidade em resposta a variações da sua própria quantidade denomina-se de variação conjectural (VC). A VC está representada no segundo termo de 4.31 pela relação $\frac{dq_{-i}}{dq_i}$. Reformulando a equação 4.31 obtém-se o seguinte,

$$\frac{\partial P(Q)}{\partial q_{g,i}} = \frac{dP(Q)}{\partial Q} + \frac{dP(Q)}{dQ} \theta_i = \frac{dP(Q)}{\partial Q} (1 + \theta_i), \quad (4.33)$$

onde θ_i representa a VC da empresa i . Substituindo 4.33 em 4.30 é obtido o ponto ótimo de cada empresa de produção i .

$$P(Q) + \frac{dP(Q)}{dQ} (1 + \theta_i) q_i - C'_{g,i}(q_{g,i}) + \lambda_{1,g,i} - \lambda_{2,g,i} = 0 \quad (4.34)$$

Uma das vantagens de usar modelos em VC é a possibilidade de representar vários comportamentos competitivos das empresas. Quando se coloca o $\theta_i = -1$ obtém-se a seguinte expressão.

$$P(Q) - C'_{g,i}(q_{g,i}) + \lambda_{1,g,i} - \lambda_{2,g,i} = 0 \quad (4.35)$$

Observa-se que o preço de mercado fica igual ao custo marginal, sendo o cenário mais competitivo e representando a concorrência perfeita.

Quando se coloca o $\theta_i = 0$ obtém-se a seguinte expressão.

$$P(Q) + \frac{dP(Q)}{dQ} q_i - C'_{g,i}(q_{g,i}) + \lambda_{1,g,i} - \lambda_{2,g,i} = 0 \quad (4.36)$$

Este cenário representa a concorrência à *Cournot*, onde a empresa acredita que as outras empresas não vão reagir a variações na sua quantidade, em que os primeiros dois termos indicam a receita marginal. Comportamentos competitivos intermédios da concorrência perfeita e da concorrência à *Cournot* podem ser representados com valores de VC entre -1 e 0.

Outra vantagem de usar modelos de VC é o facto de conseguir filtrar a influência do comportamento estratégico das empresas no preço de mercado, da influência de outros fatores, tais como variações da procura, do preço de combustíveis, da produção hídrica e da PRE.

4.4.2. Custo marginal das centrais

Para as centrais que usam combustíveis fósseis, é considerado o custo marginal de utilização dos combustíveis e o custo marginal correspondente à aquisição de licenças de emissão de CO_2 . Os custos são representados pela seguinte expressão,

$$C'_{g,i}(q_{g,i}) = C'^{fuel}_{g,i}(q_{g,i}) + C'^{CO_2}_{g,i}(q_{g,i}), \quad (4.37)$$

onde $C'^{fuel}_{g,i}$ representa o custo marginal de utilização dos combustíveis da central g detida pela empresa i , em €/MWh, e $C'^{CO_2}_{g,i}$ representa o custo das emissões de CO_2 da central g detida pela empresa i , em €/MWh. Nas equações 4.38 e 4.39 estão indicadas, respetivamente, as expressões destes custos,

$$C'^{fuel}_{g,i} = \frac{f}{\eta_{g,i}}, \quad (4.38)$$

onde f é o preço do combustível, em €/MWh, e $\eta_{g,i}$ representa o rendimento da central da central g detida pela empresa i .

$$C'^{CO_2}_{g,i} = ee_{g,i} P_{CO_2}, \quad (4.39)$$

onde $ee_{g,i}$ representa as emissões de CO_2 , em $kgCO_2/MWh$, da central g detida pela empresa i e P_{CO_2} corresponde ao preço das licenças de emissão de CO_2 , em €/kg CO_2 . Através da expressão 4.40 é possível obter as emissões específicas de CO_2 por central,

$$ee_{g,i} = \frac{e_f}{\eta_{g,i}}, \quad (4.40)$$

onde e_f corresponde à emissão específica do combustível, em $kgCO_2/MWh$.

4.4.3. Função de Procura

No modelo representado por 4.21 e 4.22, a função de procura é representada por uma função sigmoide.

$$P(Q) = \frac{k_0}{1 + k_1 e^{Q-k_2}} \quad (4.41)$$

Para ajustar esta função à procura real, os parâmetros k_0 , k_1 e k_2 assumem os seguintes valores,

$$k_0 = P_{max}, \quad (4.42)$$

onde P_{max} representa o preço máximo, em €/MWh, permitido pelas regras de mercado.

$$k_1 = \frac{P(Q) - P_{max}}{P_{max} e^{-Q} - P(Q)} \quad (4.43)$$

$$k_2 = Q \quad (4.44)$$

4.4.4. O simulador SiMEC 3.0

O modelo previamente apresentado está implementado no simulador SiMEC 3.0, recorrendo ao software *General Algebraic Modeling System (GAMS)*.

O software GAMS tem a capacidade de modelar problemas de otimização e sistemas de equações complexos, o que é determinante para conseguir obter os resultados de modelos tais como o apresentado nas secções anteriores.

O SiMEC 3.0 engloba todos os detalhes operacionais e económicos relacionados com o mercado elétrico. Existem dois modos de funcionamento do simulador, o modo de estimação e o de simulação do mercado. Nesta dissertação, será utilizado apenas o modo de simulação de mercado.

Todos os dados de entrada foram exportados para um ficheiro de texto com a indentação adequada, de maneira que o GAMS consiga ler estes dados. Os resultados são também exportados para um ficheiro de texto.

No modo de simulação de mercado, as variáveis de decisão consideradas para este modelo são as quantidades produzidas por cada central.

O simulador requer variáveis de entrada relativas a:

- Centrais térmicas;
- Combustíveis;
- Produção de PRE e Hídrica;
- Preço das licenças de emissão de CO₂;
- VC de cada empresa;

Os resultados do simulador são os preços do mercado diário, quantidade produzida por cada empresa e por cada tecnologia. O funcionamento em modo de simulação tem como objetivo estudar o impacto nos preços e nas quantidades de mercado de diferentes comportamentos estratégicos das empresas, de variações de preços dos combustíveis ou de diferentes quantidades produzidas pelas centrais hídricas ou pela PRE.

4.5. R-Studio

A análise estatística foi feita utilizando a linguagem *R* disponível no programa *R-Studio*. Este software é gratuito e reúne um conjunto de ferramentas estatísticas simples e complexas que permitem o armazenamento, processamento, cálculo, análise e visualização de dados.

A linguagem *R* foi criada por *Ross Ihaka* e *Robert Gentleman* no departamento de Estatística da Universidade de *Auckland*, na Nova Zelândia, sendo uma linguagem derivado da linguagem *S* criada por *AT&T Bell Laboratories* [50].

Capítulo 5

Aplicação ao Mercado Ibérico

O presente capítulo apresenta a análise e interpretação da amostra de dados utilizada no estudo, incluindo a modelação das séries temporais utilizando modelos ARIMA, a simulação de resultados com recurso ao modelo de VC e, ainda, a análise dos resultados obtidos.

5. Aplicação ao Mercado Ibérico

Os dados disponíveis para este estudo compreendem séries temporais de dados de produção do MIBEL, dos preços dos combustíveis e das licenças de emissão de CO₂, entre 2016 e 2018. Com o objetivo de gerar novos valores de entrada, ajustaram-se os modelos ARIMA às séries temporais. O ajuste compreendeu diferentes etapas, nomeadamente: a análise estatística dos dados, o ajuste dos modelos ARIMA com recurso a diferentes métodos, entre os quais, o procedimento automático e o ajuste manual, e, por fim, a validação do modelo através da análise dos resíduos.

Nos seguintes pontos estão descritas detalhadamente as etapas, utilizando a Produção em Regime Especial, como exemplo de aplicação.

5.1. Dados

Os dados analisados correspondem aos valores da PRE e da produção hídrica das quatro maiores empresas do MIBEL [51], quantidade total de mercado [51], quantidade total de outras empresas [51], preço das licenças de emissão de CO₂ [52] e preços de combustíveis. Para o gás natural recorreu-se ao índice TTF, para o carvão, o índice API2 e, para o fuelóleo, o índice CIF MED 3,5%S. Os dados dizem respeito aos anos 2016 a 2018 e têm uma discretização horária com exceção dos preços dos combustíveis e das licenças de emissão de CO₂, cuja discretização é diária. Os dados com discretização diária foram transformados em dados com discretização horária considerando que os preços se mantêm constantes durante as 24 horas do dia.

Numa primeira fase, prévia à introdução dos dados no *R-Studio*, procedeu-se à formatação dos dados com discretização diária e horária, através da substituição dos cabeçalhos por abreviaturas, de modo a facilitar a sua alocação no código. Na amostra inicial contabilizavam-se os dias em que ocorreu a mudança de hora, pelo que foi necessário remover a vigésima quinta hora e acrescentar a vigésima quarta hora, conforme o caso.

5.2. Análise exploratória dos dados

Nos seguintes pontos apresenta-se a análise estatística da amostra de dados correspondente à PRE.

Os resultados dos restantes dados, nomeadamente da produção hídrica, quantidade total de mercado, quantidade total outras empresas, preços de combustíveis e de licenças de emissão de CO₂ podem ser consultados nos anexos A, B, C, D, E e F, respetivamente.

5.2.1. Análise de dados de PRE

5.2.1.1. Análise genérica

Para a análise exploratória dos dados de cada empresa recorreu-se a diversas ferramentas estatísticas, entre as quais aquelas descritas na secção 4.1. A análise passou pela avaliação das principais estatísticas, tais como a média, desvio padrão, quartis (Q₁, Q₂, Q₃), CV, CVR e a pesquisa de *outliers*. Com estes resultados foi possível perceber, por exemplo, qual é o maior produtor de PRE, qual o que apresenta maior variação em relação a essa média e, com recurso ao CV, obter uma perceção relativa desta análise de variabilidade. Na tabela 5.1 apresenta-se a média e o desvio padrão de cada empresa. Obtiveram-se estes resultados com recurso ao *package fBasics*.

Tabela 5.1 – Principais variáveis estatísticas da produção de PRE de cada empresa

Empresa	Média (MWh)	Desvio Padrão (MWh)	CV (%)	CVR (%)	Outliers Moderados	Outliers Severos	Assimetria	Exceso de Curtose
Endesa	36	45	123	8	8	0	1,003	-0,385
Iberdrola	1178	700	59	127	1336	197	1,571	2,859
Naturgy	282	137	49	138	633	0	1,021	0,723
EDP	2637	1133	43	157	530	0	0,999	0,674

Na tabela 5.1, verifica-se que a EDP apresenta a maior produção e também o maior desvio padrão. Estes valores são coerentes com o que já foi referido anteriormente, onde a EDP apresenta a maior potência instalada.

Observa-se, também, que a Iberdrola apresenta o maior número de *outliers* (superiores) moderados e severos, indicando múltiplas situações onde a produção é muito elevada.

Tendo em conta que a escala de produção de cada uma das empresas é diferente, a análise dos dados, através do nível de variação ou do seu desvio padrão, não se revela adequada. Neste sentido, consideram-se os valores do CVR, uma vez que representam uma medida de variabilidade relativa resistente à presença de *outliers*. Segundo os resultados deste indicador, constata-se que a Endesa apresenta uma menor variabilidade relativa, sendo a EDP a empresa que apresenta a maior variabilidade.

Por outro lado, todas as distribuições de frequência são enviesadas à direita, destacando-se a Iberdrola. Sendo a distribuição de frequências da Endesa platicúrtica, é aquela que apresenta um valor de excesso de curtose mais próximo do valor da distribuição normal. As restantes distribuições são leptocúrticas.

5.2.1.2. Localização temporal dos outliers

Da figura 5.1 à 5.4 observa-se a localização dos outliers superiores e inferiores.

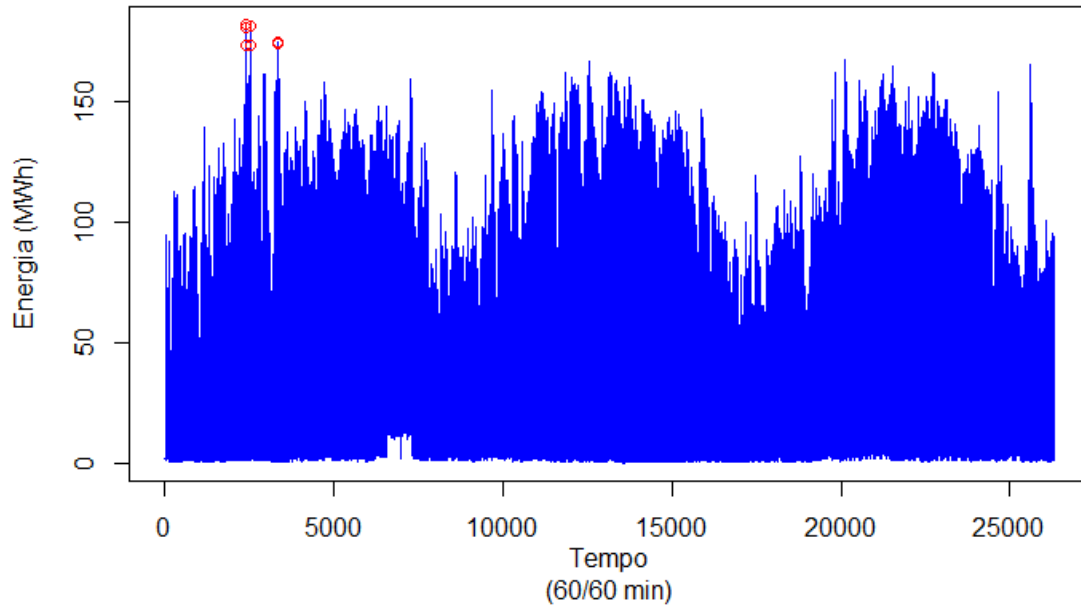


Figura 5.1 - Localização temporal outliers - Endesa - PRE

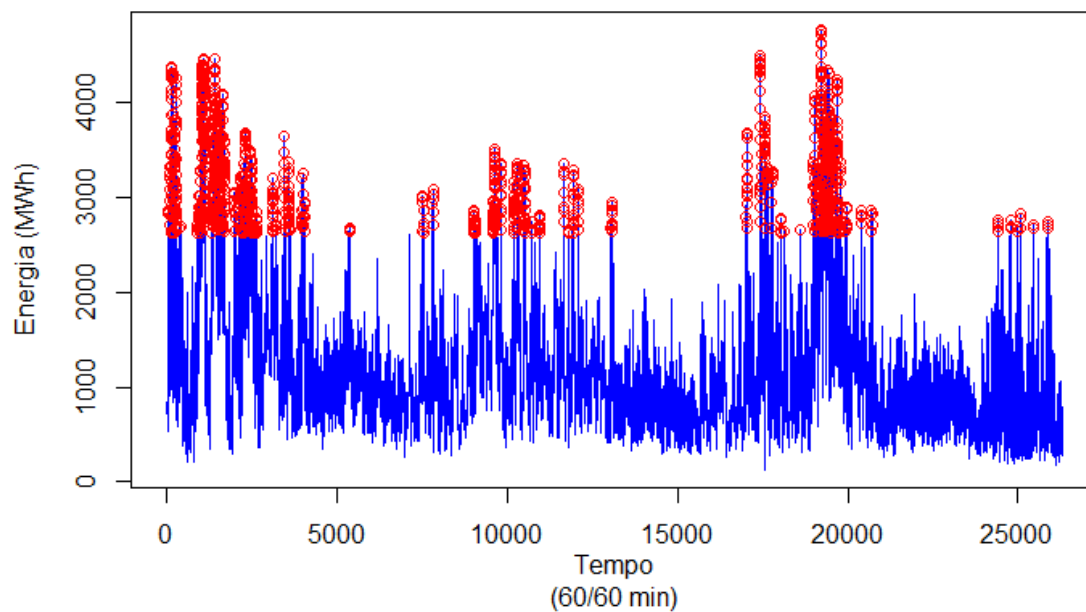


Figura 5.2 - Localização temporal outliers - Iberdrola - PRE

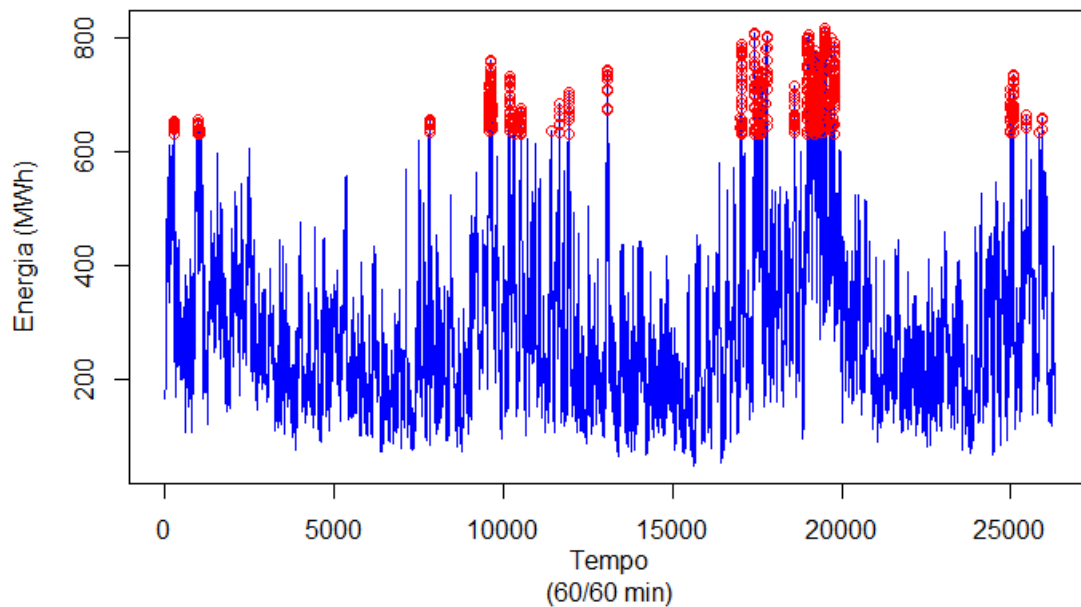


Figura 5.3 - Localização temporal outliers - Naturgy - PRE

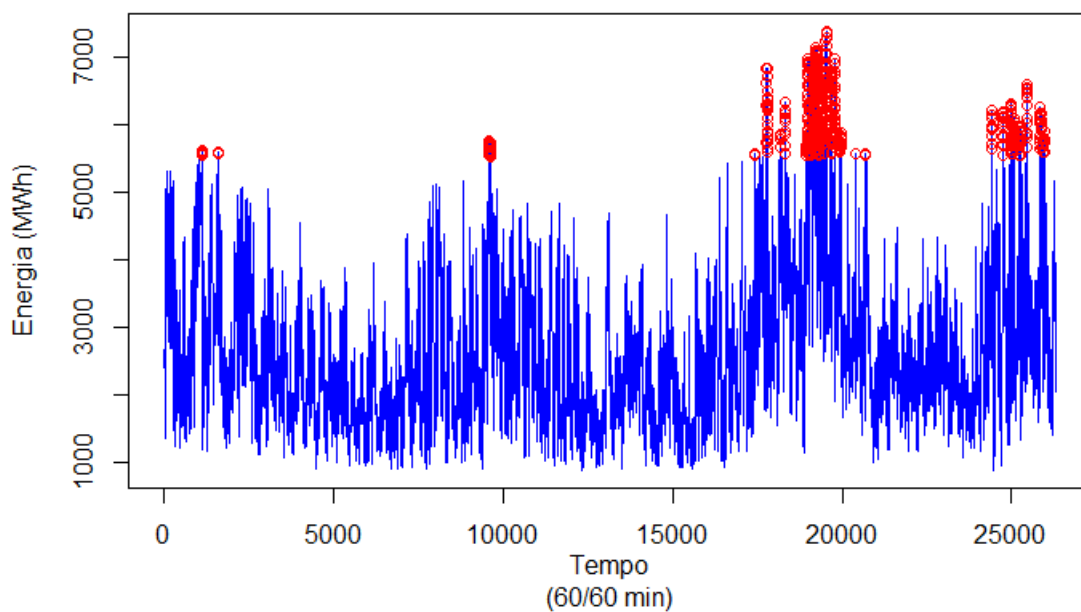


Figura 5.4 - Localização temporal outliers - EDP- PRE

A natureza da produção PRE é composta por duas principais vertentes: eólica e fotovoltaica. A sua natureza implica que a produção dependa das condições meteorológicas e apresente um carácter intermitente e variável, acabando por ser improvável o aparecimento de *outliers* inferiores, em qualquer tecnologia, pois

existem frequentemente produções próximas de 0 MWh (Figura 5.1), quando o recurso é inexistente. A nível dos outliers superiores, antecipa-se que surjam e que sejam maioritariamente provenientes de eólica, isto porque existe margem para atingir um máximo de produção. Na figura 5.2 e 5.4 verifica-se que existe maior número de outliers nas empresas em que o portfólio apresenta maior contribuição da produção eólica.

5.2.1.3. Variabilidade diária

Da figura 5.5 à 5.8 apresentam-se os diagramas de caixa referentes à produção ao longo de 24 horas.

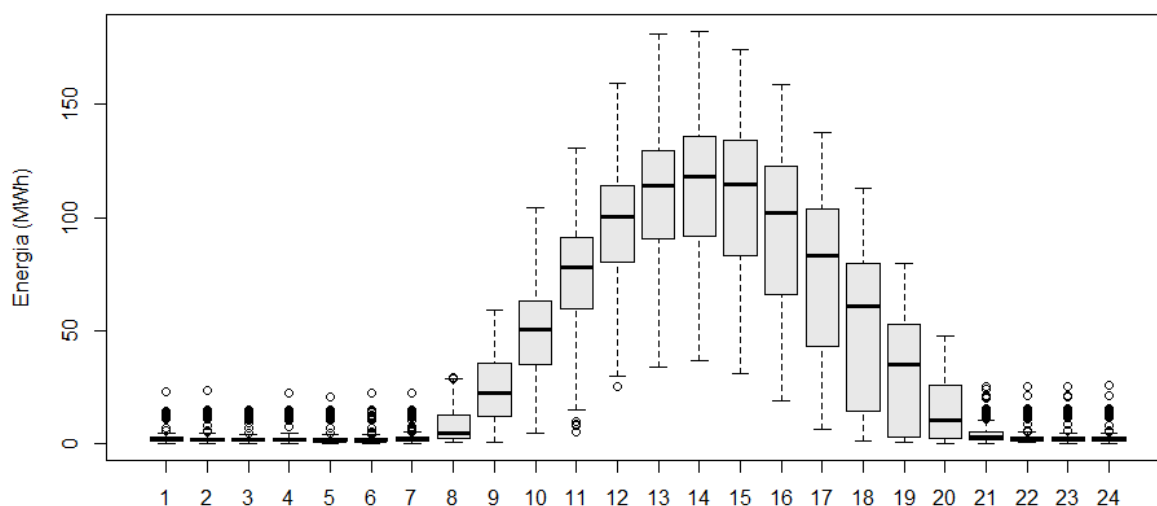


Figura 5.5 - Diagrama de caixa horário - Endesa- PRE

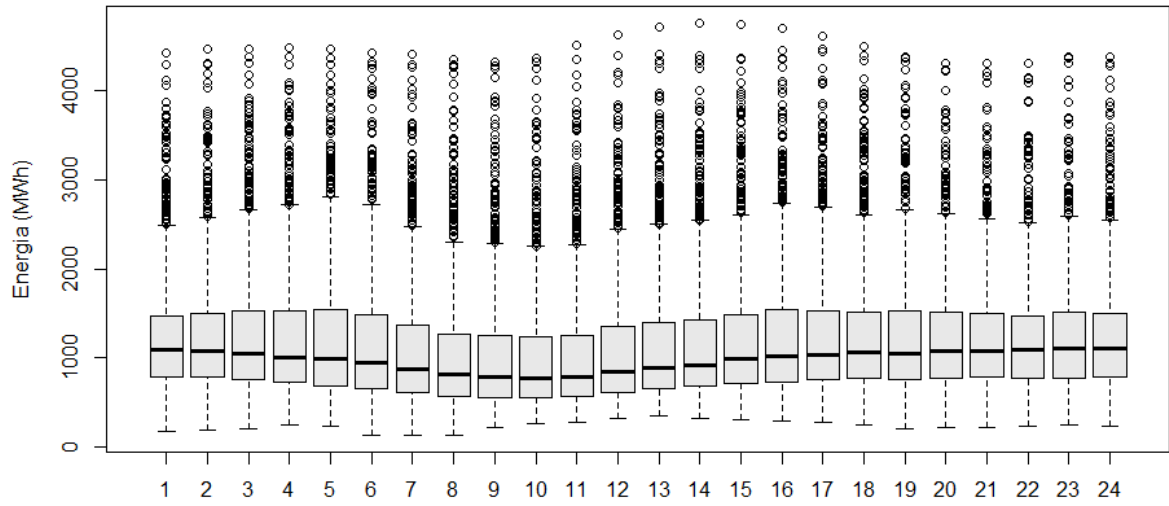


Figura 5.6 - Diagrama de caixa horário - Iberdrola- PRE

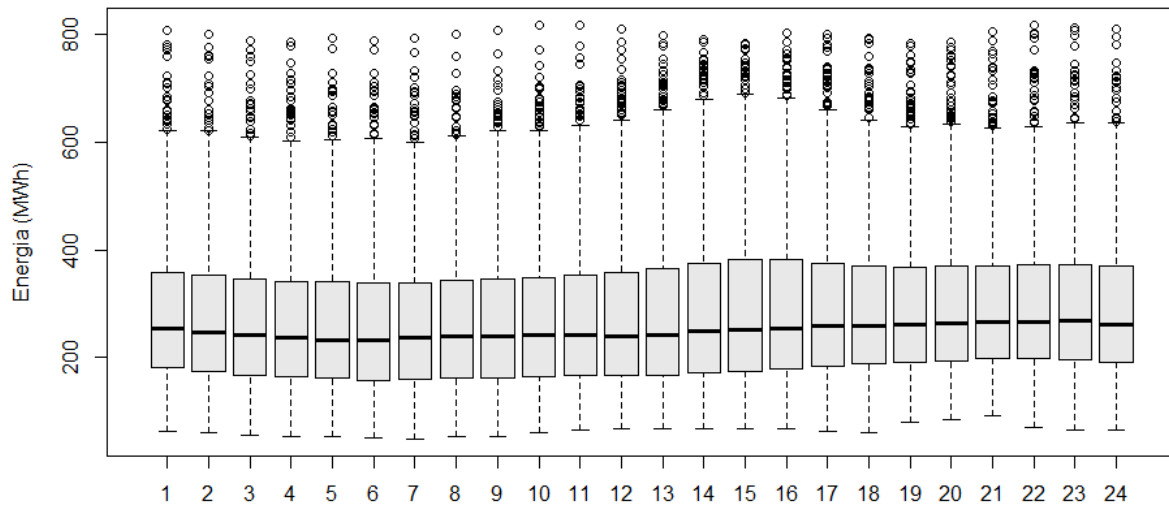


Figura 5.7 - Diagrama de caixa horário - Naturgy- PRE

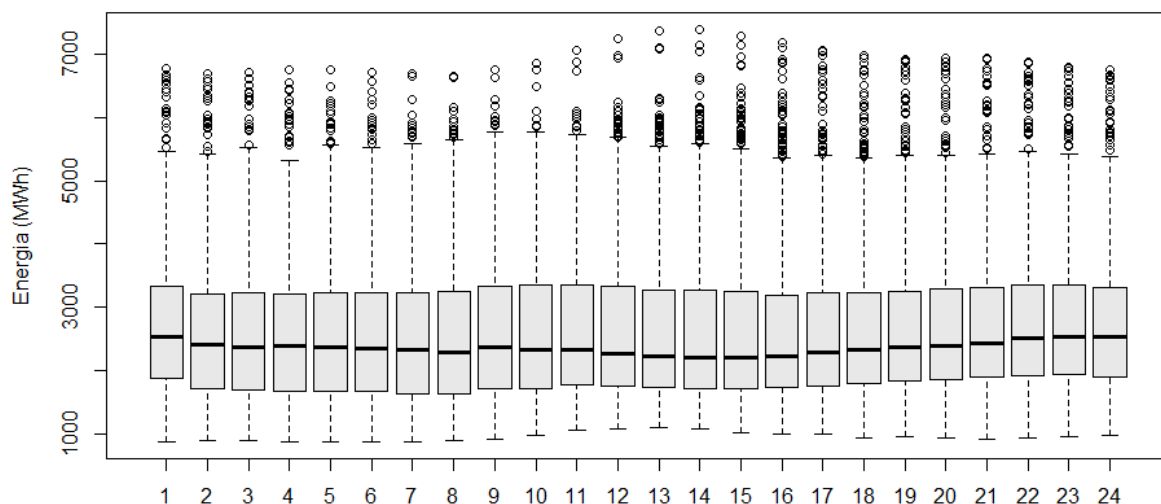


Figura 5.8 -Diagrama de caixa horário - EDP - PRE

Através dos diagramas de caixa horário verifica-se que a Endesa se destaca dos outros produtores, por ter uma produção de PRE maioritariamente fotovoltaica (devido à curva ligeira nas horas úteis de sol). As restantes empresas apresentam um portefólio mais abrangente de tecnologias, isto porque apresentam uma produção mais constante ao longo das 24 horas.

Da figura 5.9 à 5.12 representam-se os gráficos de autocorrelação (FAC) das várias empresas, onde se utilizaram dados diários com um *lag* máximo, *lag* = 2, de 48 horas.

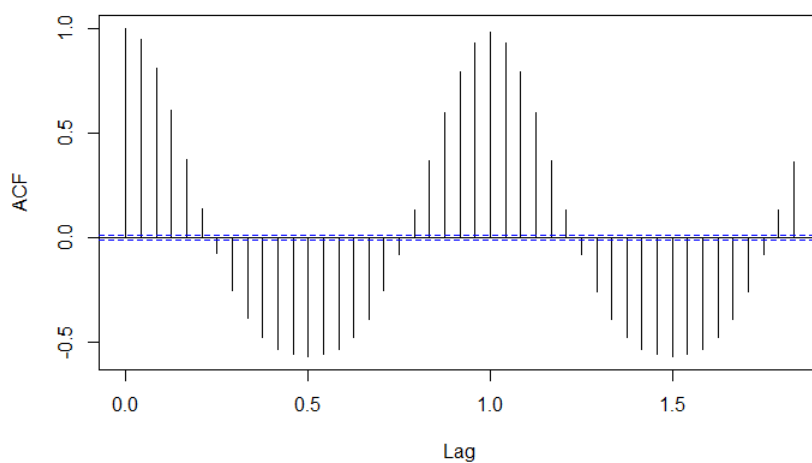


Figura 5.9 – Função de autocorrelação dos dados da PRE da Endesa

Na figura 5.9 observa-se que a Endesa apresenta uma autocorrelação elevada, sendo a empresa que regista o decaimento mais acentuado para as horas imediatamente anteriores. Observa-se, também, que nas 24 horas, no gráfico corresponde ao $lag = 1$, e 48 horas, a autocorrelação volta a aumentar, mostrando que a série apresenta uma dependência dos valores observados no dia anterior, revelando a existência de sazonalidade diária da série temporal.

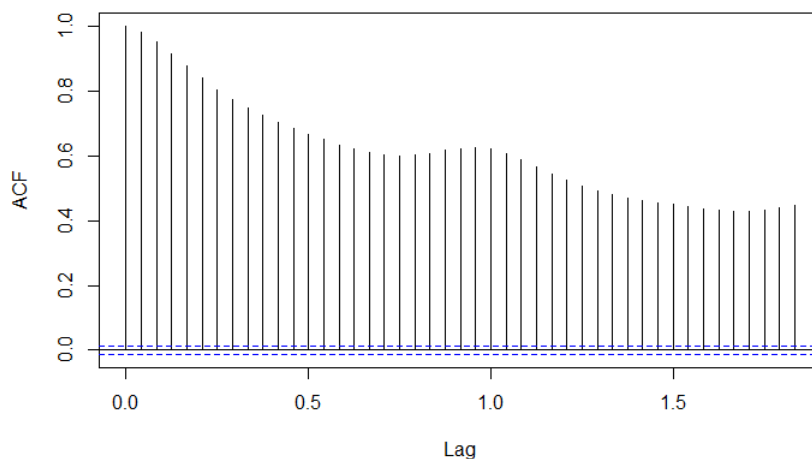


Figura 5.10 - Autocorrelação dos dados PRE da Iberdrola

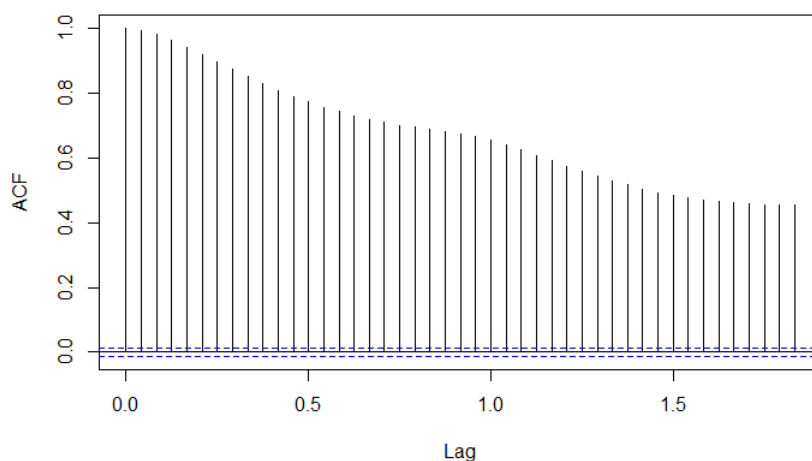


Figura 5.11 - Autocorrelação dos dados PRE da Naturgy

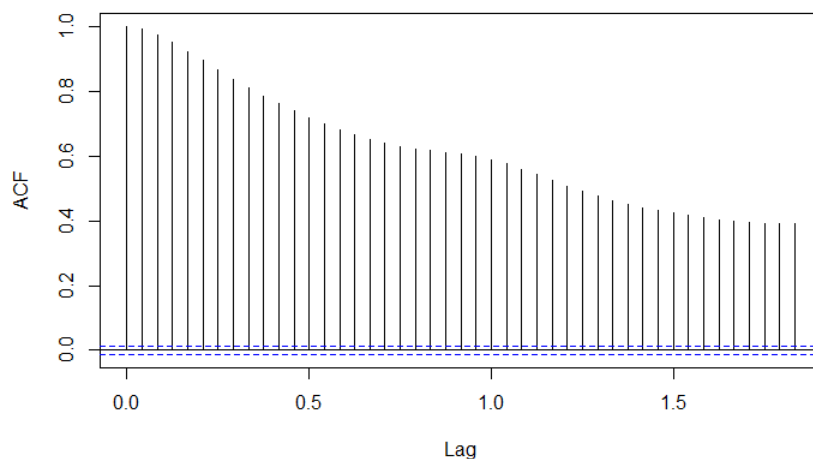


Figura 5.12 - Autocorrelação dos dados PRE da EDP

Verifica-se, ainda, que, da figura 5.9 à 5.12, todas as empresas apresentam de forma semelhante, uma sazonalidade em torno das 24 horas.

5.2.1.4. Variabilidade semanal

Com o objetivo de compreender melhor a variação da produção de cada empresa, produziram-se os diagramas de caixa para o período de uma semana. Os respectivos diagramas estão representados da figura 5.13 à 5.16.

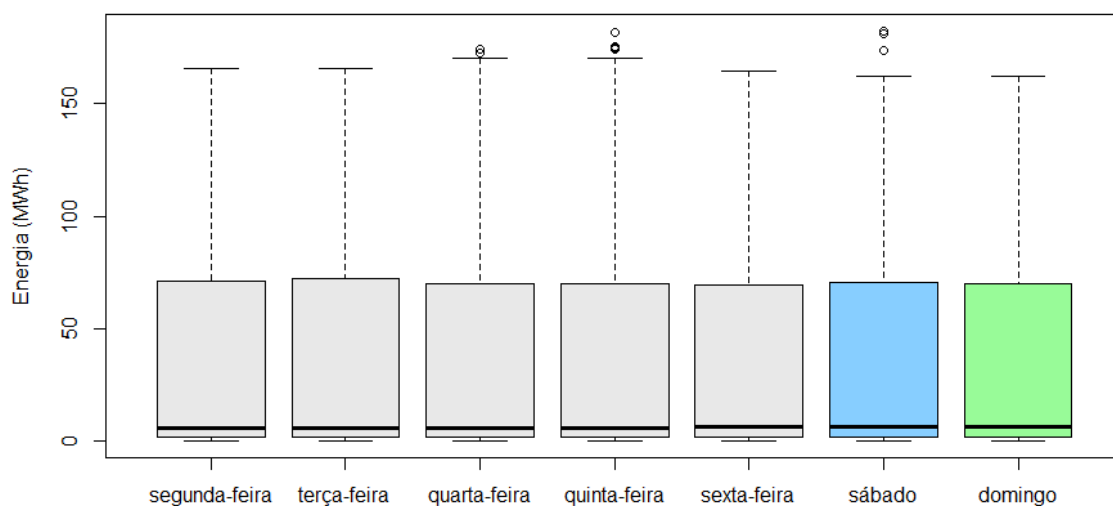


Figura 5.13 - Diagrama de caixa diário - Endesa- PRE

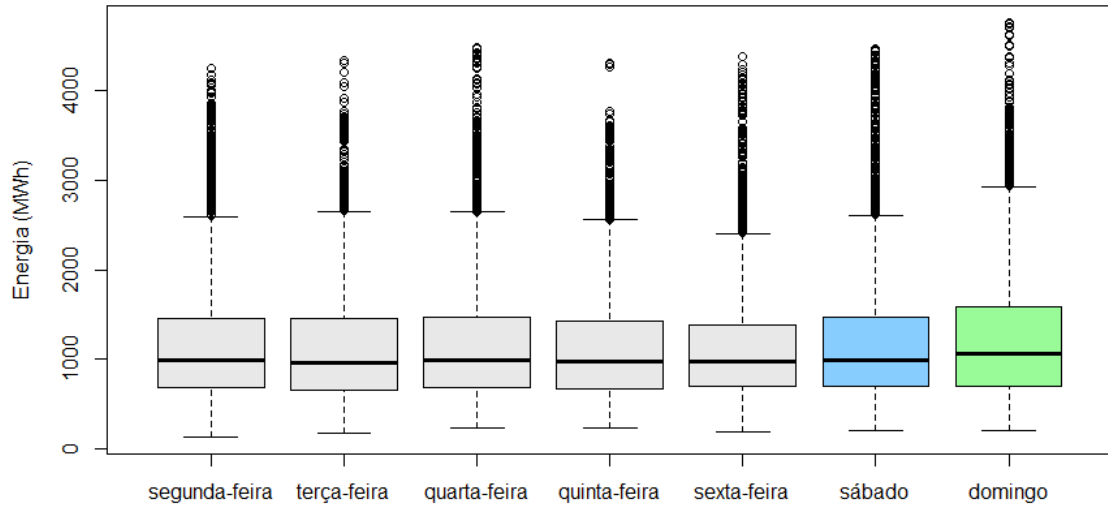


Figura 5.14 - Diagrama de caixa diário - Iberdrola- PRE

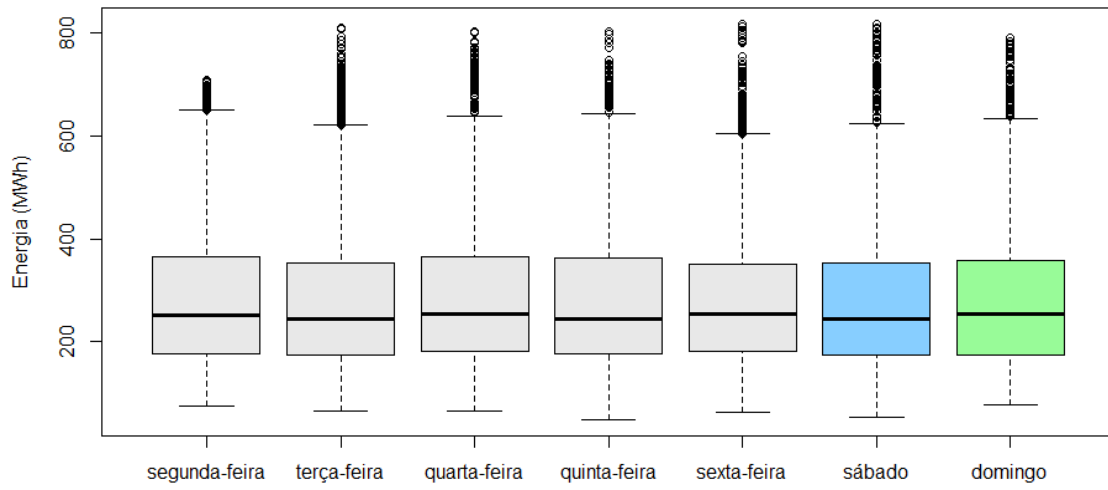


Figura 5.15 - Diagrama de caixa diário - Naturgy- PRE

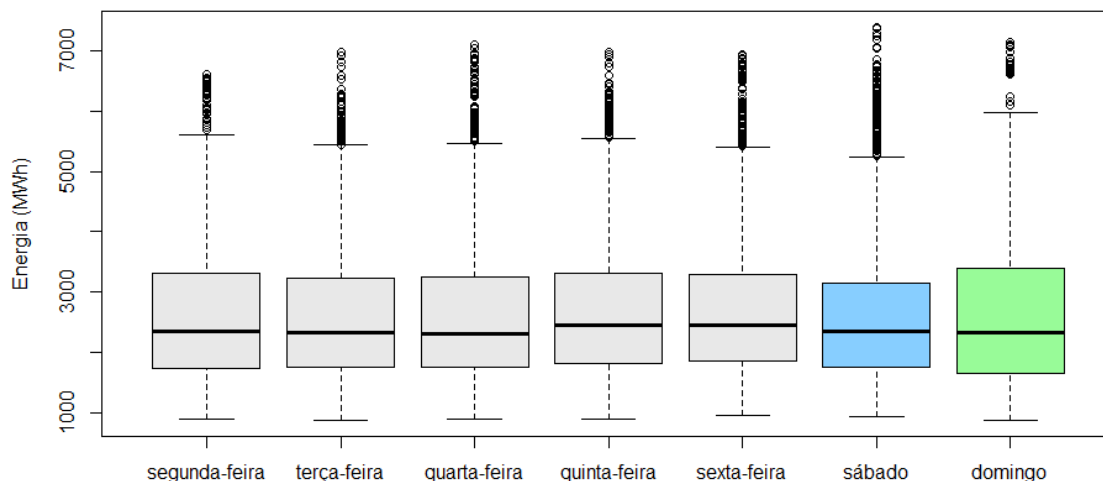


Figura 5.16 - Diagrama de caixa diário - EDP- PRE

Observa-se que os diagramas de caixa diários não apresentam variações ao longo da semana, uma vez que durante o período analisado da amostra, a distribuição das frequências dos valores de produção ao longo do dia, não difere ao longo da semana. Este comportamento é expectável, pois existe uma dependência das condições climáticas por parte da PRE e limitações a nível do armazenamento de energia. Na figura 5.13 verifica-se que a mediana da produção está muito perto de 0 MWh devido à predominância de fotovoltaica, uma vez que a produção atinge valores nulos com muita frequência, algo que não acontece nas outras restantes empresas.

5.2.1.5. Análise de correlação

Com o objetivo de verificar a existência de associação linear nas produções de PRE de cada empresa, construiu-se uma tabela de correlações. Na tabela 5.2 pode-se observar que as maiores correlações ocorrem entre a Naturgy e a Iberdrola, e a Naturgy e a EDP.

Tabela 5.2 - Correlações entre PRE de cada empresa

	Endesa	Iberdrola	Naturgy	EDP
Endesa	1,00	-0,06	-0,06	-0,08
Iberdrola	-	1,00	0,71	0,60
Naturgy	-	-	1,00	0,77
EDP	-	-	-	1,00

5.3. Ajuste de modelos ARIMA

Uma vez que a amostra inclui dados de produção de energia de três anos, a existência de sazonalidade é expectável.

A sazonalidade está presente na carga e nas tecnologias de produção.

A sazonalidade da carga está dividida em:

- sazonalidade diária: corresponde à flutuação de carga ao longo do dia. A o maior consumo está entre o horário 08h00 – 21h00, que corresponde ao período mais ativo da população.
- sazonalidade semanal: corresponde à flutuação de carga ao longo da semana. O maior consumo está durante a semana, existindo uma redução durante o fim de semana.
- sazonalidade anual: corresponde à flutuação de carga ao longo do ano sobretudo entre inverno e verão, apresentando o inverno o maior consumo.

Na amostra é possível analisar todas as sazonalidades da carga simultaneamente, através de gráficos referentes a diferentes períodos. A figura 5.17 apresenta a sazonalidade anual, semanal e horária, relativa à amostra de dados.

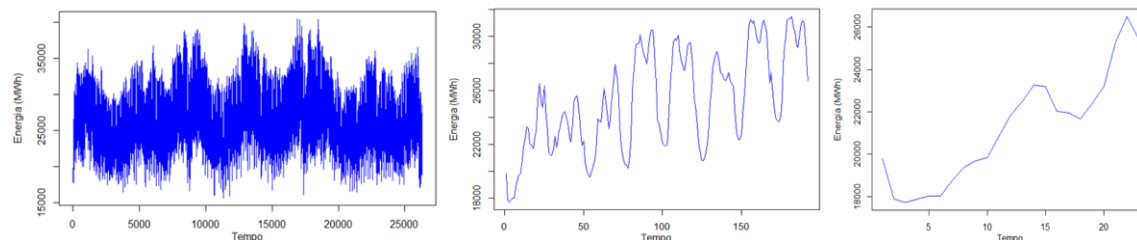


Figura 5.17 – Sazonalidade anual, semanal e horária da produção entre 2016 e 2018

Conforme indicado no ponto anterior, a sazonalidade das tecnologias corresponde à variação dos recursos disponíveis ao longo das estações do ano. A sazonalidade das produções de cada tecnologia está dividida em sazonalidade diária e anual. A sazonalidade diária corresponde à variação do recurso ao longo do dia, como apresenta, por exemplo, a fotovoltaica, que ao longo de 24 horas apenas produz durante o período diurno. A sazonalidade anual corresponde à variação do recurso ao longo do ano, como apresenta a produção hídrica, que tem uma maior produção durante o inverno, por ser um período mais chuvoso. Tendo em conta a sazonalidade anual da produção e da carga e para efeitos de geração de dados, considerou-se apenas o mês de janeiro dos três anos, de forma a filtrar parte da sazonalidade. A geração de valores de produção para o simulador processou-se através de um modelo ARIMA, que foi ajustado com recurso aos dados referentes aos meses de janeiro.

Nos pontos seguintes estão descritas detalhadamente as etapas de ajuste do modelo referente à PRE da empresa Naturgy, bem como um resumo dos restantes modelos, no final de cada secção.

5.3.1. Ajuste do modelo para a PRE da Naturgy

O modelo ARIMA foi ajustado aos dados com recurso a dois métodos: inicialmente, com o comando automático disponível no *R-Studio* e, posteriormente, através do ajuste manual do modelo. Após o ajuste de cada modelo procedeu-se à análise dos resíduos.

5.3.1.1. Procedimento automático

A função *auto.arima*, disponível no pacote *Forecast* do *R-Studio*, define automaticamente os valores caracterizadores do tipo de modelo $(p,q,d)(P,Q,D)$, através da minimização do Critério de Informação de *Akaike* Corrigido (AIC_c), no qual os modelos com o melhor ajuste apresentam valores mais baixos [48]. O modelo inicialmente definido pelo *auto.arima* para a PRE da Naturgy foi o modelo $(5,1,2)(2,0,0)$ _[24], cujos indicadores de ajuste se encontram na tabela 5.3.

Tabela 5.3 – *AIC*, *AICc* e *BIC* com a função *auto.arima*

AIC	AICc	BIC
203556.5	203556.5	203638.2

A figura 5.18 diz respeito aos gráficos dos resíduos (obtidos através do comando “*check.residuals*”), onde o cronograma, correspondente à figura superior central, sugere que não existe heterocedasticidade, querendo isto dizer que a variância é aproximadamente constante ao longo do tempo.

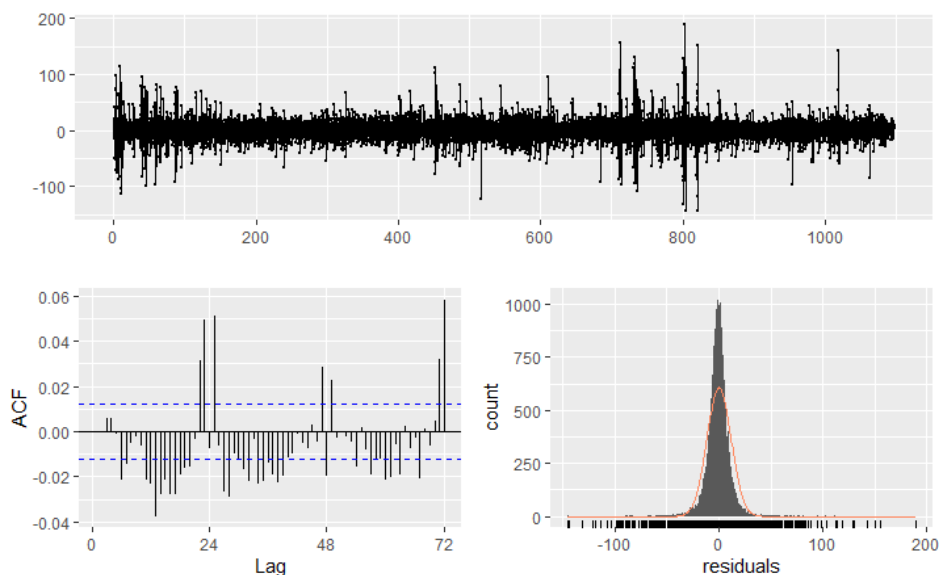


Figura 5.18 - Resíduos da série PRE da Naturgy

No canto inferior esquerdo está representado o gráfico de FAC dos resíduos, no qual se pode observar que existem autocorrelações relevantes, ou seja, linhas acima do tracejado, nomeadamente no *lag* 24 e *lags* seguintes. O teste de *Ljung-Box* indica um *p-value* inferior a 0,05 (obtido com o comando “*jb.norm.test*”) querendo isto dizer que se rejeita a hipótese nula de ausência de autocorrelação dos resíduos, logo, os resíduos são autocorrelacionados, o que significa que o modelo não é adequado.

5.3.1.2. Ajuste manual do modelo ARIMA

Em virtude de não ter sido possível, através da função *auto.arima*, alcançar um modelo válido, procedeu-se a um ajuste manual, através da variação dos parâmetros (p,d,q)(P,D,Q). Este processo de ajuste passou pela análise do comportamento da FAC e FACP das séries originais e das séries obtidas por diferenciação. A análise dos gráficos baseou-se na identificação de autocorrelações relevantes, ou seja, aquelas que se encontram acima (ou abaixo)

da linha tracejada. A linha tracejada na FAC representa os limites do intervalo de confiança obtido para ruído branco com distribuição normal. Assim, se de facto se tratasse de ruído branco, seria expectável que os valores estivessem, quase sempre, entre as linhas tracejadas.

Nas figuras 5.19 e 5.20 representam-se as FAC e FACP da série original para 72 horas e 48 horas, respetivamente, onde se pode observar picos nos *lags* de 24, 48 e 72 horas. Existe um ligeiro decaimento da FACP, no entanto os picos de *lags* encontram-se fora dos limites tracejados.

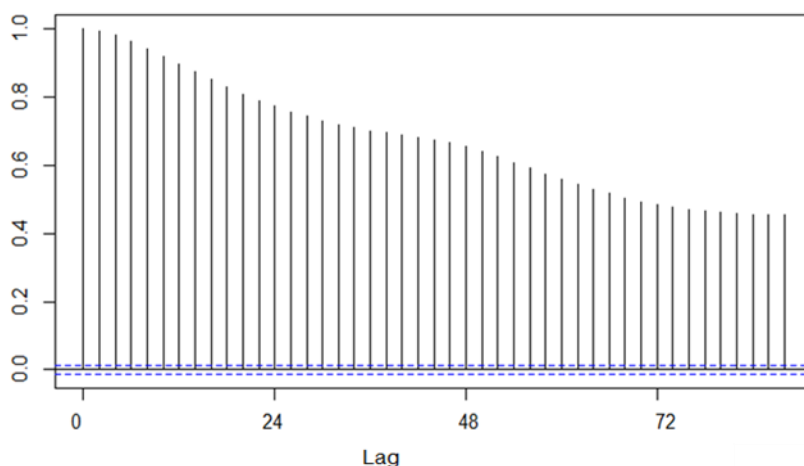


Figura 5.19 - Autocorrelação - Naturgy - PRE – Série Original

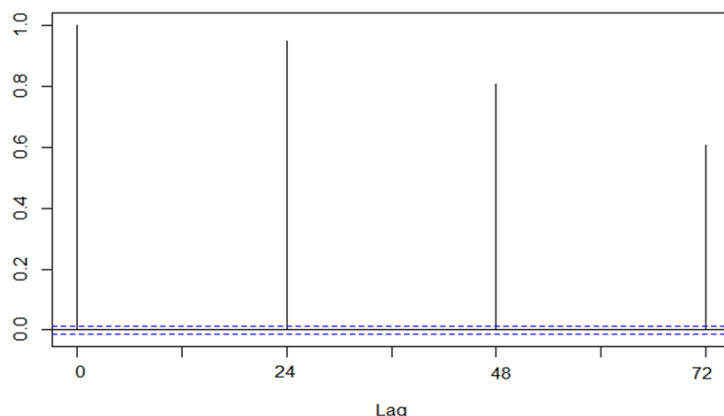


Figura 5.20 – Autocorrelação parcial - Naturgy - PRE – Série Original

Através da variação manual dos parâmetros $(p,d,q)(P,D,Q)$ e análise do comportamento da FAC e FACP das séries, obteve-se um modelo válido. Nas figuras 5.21 e 5.22 estão representadas as FAC e FACP da série diferenciada, referente às 72 horas e 48 horas, respetivamente, onde se pode observar que existem picos nos *lags* de 24 da FAC e um decaimento nesses *lags* da FACP.

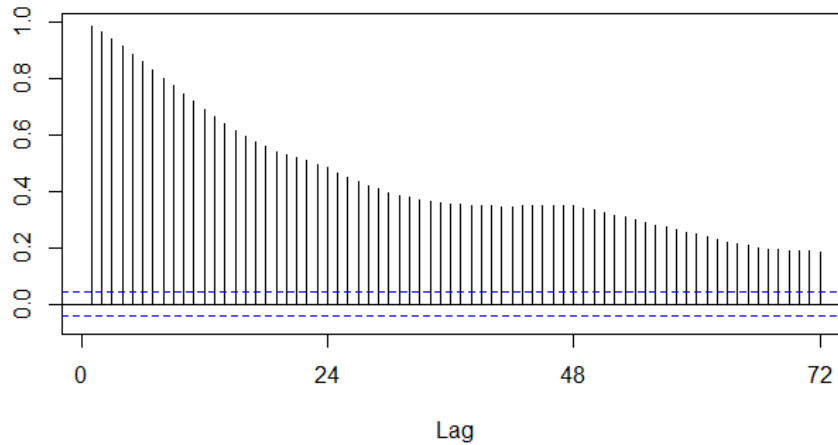


Figura 5.21 - Autocorrelação - Naturgy - PRE – janeiro – Série diferenciada

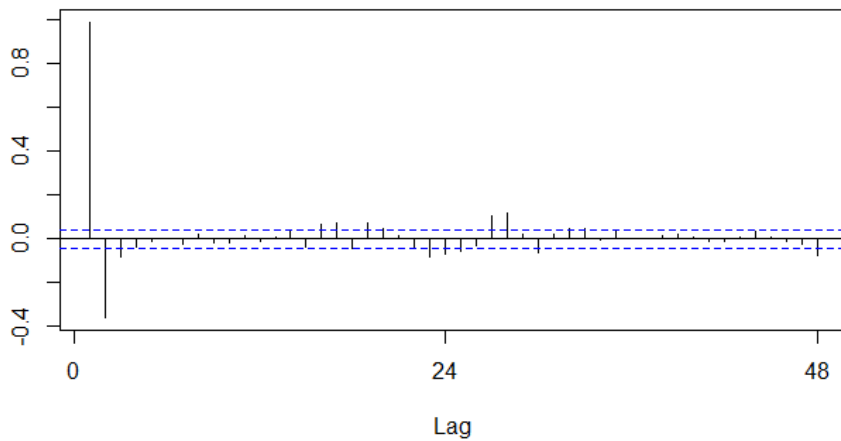


Figura 5.22 - Autocorrelação parcial - Naturgy - PRE – janeiro – Série diferenciada

O modelo obtido através do ajuste tinha como parâmetros $(1,0,8)(1,1,1)_{[24]}$. Conforme se pode verificar na tabela 5.4, comparativamente com os valores de AIC e BIC, na tabela 5.3, os critérios retirados deste modelo têm valores mais baixos que os retirados com o *auto.arima*.

Tabela 5.4 – AIC, AICc e BIC com ajuste manual

AIC	AICc	BIC
-7640.74	-7640.62	-7577.92

Na figura 5.23 estão representados os gráficos dos resíduos, onde se verifica que na FAC os valores se situam maioritariamente dentro das linhas tracejadas. Para o ajuste do modelo procedeu-se a uma análise dos resíduos para averiguar se se trata efetivamente de ruído branco.

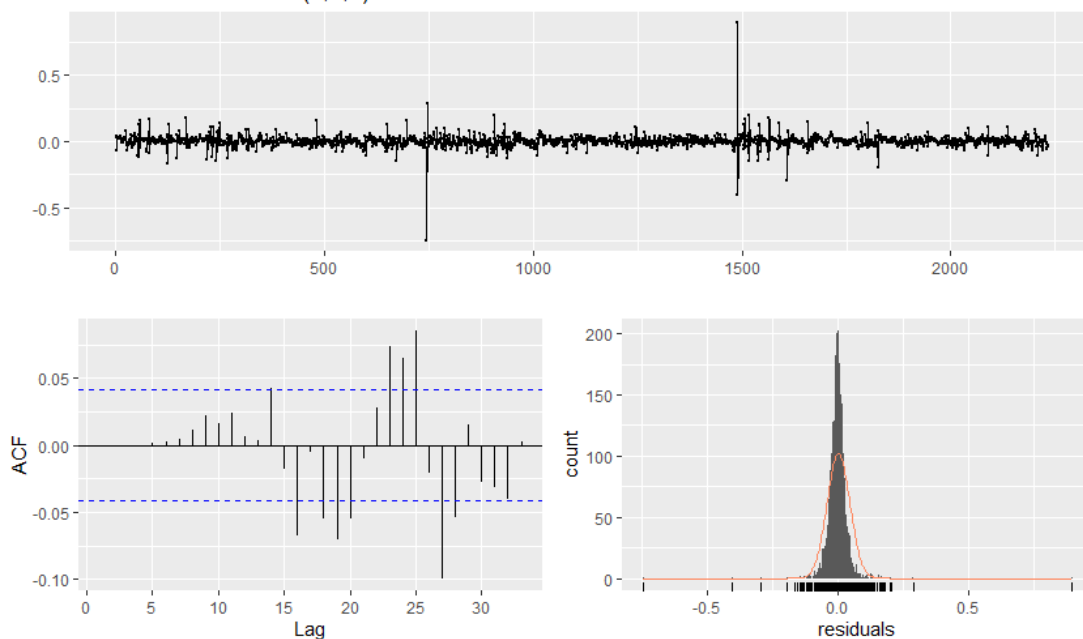


Figura 5.23 - Resíduos da série PRE da Naturgy

O cronograma sugere que não existe heterocedasticidade (variância não constante). No correlograma observa-se que a maioria das linhas verticais estão inseridas dentro do tracejado e as restantes estão significativamente perto do tracejado, indicando ausência de autocorrelação. Este resultado é corroborado pelo teste de *Ljung-Box*, no qual se obteve um *p-value* de 0,3274, que é superior a 0,05, não sendo rejeitada a hipótese nula de ausência de autocorrelação dos resíduos (para um *lag* máximo de 72 horas), o que significa que os resíduos não são autocorrelacionados, logo, considera-se o modelo validado.

No histograma verifica-se uma distribuição dos resíduos simétrica, o que sugere a possibilidade de os resíduos terem distribuição normal, no entanto, também se verifica que se trata de uma distribuição leptocúrtica muito acentuada, o que poderá ser explicado pelo elevado número de *outliers*, colocando em causa a hipótese dos resíduos terem distribuição normal. Neste caso, os testes de ajustamento rejeitaram a hipótese nula de normalidade dos resíduos, onde se

obteve um *p-value* inferior a $2,2^{-16}$ para o teste KS (com correção de *Lilliefors*) e de *Jarque-Bera*.

De modo a ter uma percepção gráfica do modelo ajustado, inseriu-se, no mesmo gráfico, a série dos valores observados e dos valores ajustados. Na figura 5.24 estão representadas as séries: a vermelho, os valores observados e, a azul, os valores ajustados.

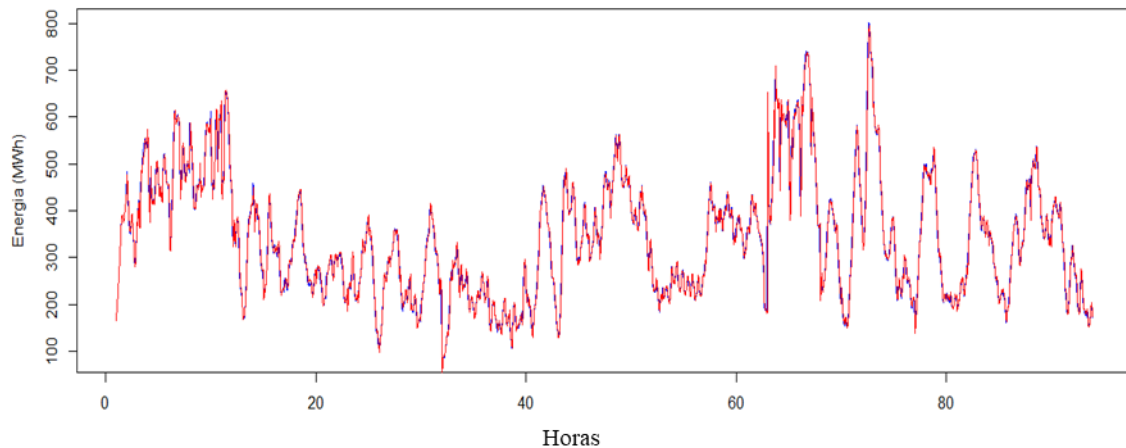


Figura 5.24 - Série dos valores observados e ajustados pelo modelo da PRE da Naturgy

Pode-se verificar que existem muito poucas zonas de divergências entre as séries, indicando um bom ajuste.

5.3.2. Restantes modelos ajustados

Na tabela 5.5 apresentam-se todos os modelos validados, obtidos através de ajuste manual.

Tabela 5.5 - Modelos ARIMA ajustados

Dado de entrada	Modelo (p,d,q) (P,D,Q)
PRE	
Endesa	(3,0,3) (3,1,1) ₂₄
Iberdrola	(4,0,5) (1,1,1) ₂₄
Naturgy	(1,0,8) (1,1,1) ₂₄
EDP	(2,0,4) (2,1,1) ₂₄
Hídrica	
Endesa	(1,0,1) (1,1,1) ₂₄
Iberdrola	(23,0,1) (1,1,1) ₂₄
Naturgy	(20,1,0) (2,1,1) ₂₄
EDP	(3,0,1) (1,1,1) ₂₄
Quantidade total de mercado	(0,1,0) (1,0,0) ₂₄
Quantidade total de outras empresas	(1,0,2) (1,1,1) ₂₄
CO₂	(1,0,1) (1,1,1)
Carvão	(1,0,1) (1,1,1)
Gás Natural	(1,0,1) (1,1,1)
Fuel	(1,0,1) (1,1,1)

5.4. Geração de valores das séries temporais

Após a conclusão do processo de modelação, iniciou-se o processo de geração dos dados de entrada. Para cada uma das 14 variáveis, correspondentes aos valores de PRE e produção hídrica das quatro empresas, quantidade total produzida no mercado, quantidade total de outras empresas, preços das licenças de CO₂ e preços de combustíveis (carvão, gás natural e fuel), geraram-se séries

com 24 observações, que correspondem às 24 horas do dia. Obtiveram-se estas simulações, segundo os modelos apresentados na Tabela 5.5. Para a geração dos valores dos resíduos, e como se verificou que os resíduos não eram gaussianos, recorreu-se às distribuições empíricas dos resíduos observados. Este processo realizou-se com recurso à função “*remp*”, incluída no pacote “*fishmethods*”, a qual, através dos resíduos observados no modelo previamente validado e da respetiva distribuição empírica, gera novos valores de resíduos, segundo esta distribuição empírica.

De modo a ser estatisticamente válido, geraram-se valores para 30 dias. Uma vez que os valores diários foram organizados num único ficheiro, contendo todas as observações das 14 variáveis, foi necessário constituir 30 ficheiros de dados de entrada.

5.5. Resultados da simulação

Os dados gerados são constituídos por um total de 14 variáveis, nomeadamente, produção em regime especial por empresa, produção hídrica por empresa, valores de produção total, preços de combustíveis e de licenças de CO₂.

Após a estruturação dos dados de entrada, e com o objetivo de avaliar o impacto no preço de mercado, quantidade total de mercado, quantidade total produzida por tecnologia e quantidade total produzida de cada empresa, realizaram-se simulações para seis cenários de concorrência: concorrência perfeita; concorrência à *Cournot*; e com quatro variações da competitividade da EDP.

A variação de concorrência teve como base a alteração dos valores de VC, representada pela letra θ , podendo tomar valores entre 0 e -1. Nos casos em que θ é igual a 0, significa que se está perante um cenário de concorrência à *Cournot*, ou seja, um cenário onde as empresas apresentam uma abordagem pouco competitiva. Nos casos em que θ é igual a -1, apresenta-se um cenário de concorrência perfeita, o que quer dizer que as empresas têm uma abordagem competitiva. Nos casos em que θ não está nos extremos deste intervalo, pode-se assumir que existe um acréscimo de competitividade, com a redução dos valores de θ , isto é, um $\theta = -0,25$ indica um cenário menos competitivo do que um $\theta = -0,75$. Em todos os cenários as empresas procuram maximizar os seus lucros.

A análise dos resultados divide-se em duas partes: a primeira trata da comparação entre dois cenários de concorrência, nomeadamente, um cenário em que todas as empresas têm um comportamento de concorrência perfeita e outro em que as empresas têm um comportamento à *Cournot*; a segunda inclui a comparação entre cinco cenários, constituídos pela variação do θ (-1, -0,75, -0,5, -0,25, 0) da EDP, sendo que o cenário de $\theta = -1$ coincide com o cenário de concorrência perfeita.

O primeiro cenário corresponde à concorrência à *Cournot*, no qual todas as empresas apresentam o θ igual a 0. Neste cenário, as empresas apresentam uma abordagem menos competitiva, o que resulta numa menor quantidade total produzida e, conseqüentemente, num preço de mercado mais elevado.

No segundo cenário, em modo de concorrência perfeita, todas as empresas apresentam o θ igual a -1. Neste cenário, contrariamente ao anterior, as empresas são mais competitivas, pelo que aumentam as suas produções totais, o que resulta num preço de mercado inferior.

Os restantes quatro cenários correspondem à variação do θ da EDP entre 0 e -0,75, com incrementos de -0,25, enquanto o θ das restantes empresas está fixo em -1. Selecionou-se a EDP por ser a empresa com a maior cota de energia vendida no mercado diário e por ser a única empresa portuguesa. Através da alteração do valor do θ , é expectável uma maior ou menor variação das quantidades produzidas das empresas e do preço de mercado.

As análises dos resultados obtidos através do simulador organizam-se em diferentes variáveis, estando divididas em três grupos, nomeadamente: quantidade total de mercado, preço de mercado e produção por tecnologia por empresa.

Nos seguintes pontos apresenta-se a análise comparativa dos resultados entre o cenário à *Cournot* e o de concorrência perfeita, bem como a análise comparativa dos resultados com a alteração da VC da EDP.

5.5.1. Comparação entre comportamento perfeitamente concorrencial e em concorrência à *Cournot* de todas as empresas

5.5.1.1. Quantidade total de mercado e preço de mercado

Nas figuras 5.25 e 5.26 estão representados, respectivamente, os diagramas da quantidade total de mercado e preço de mercado, em concorrência perfeita e em concorrência à *Cournot*.

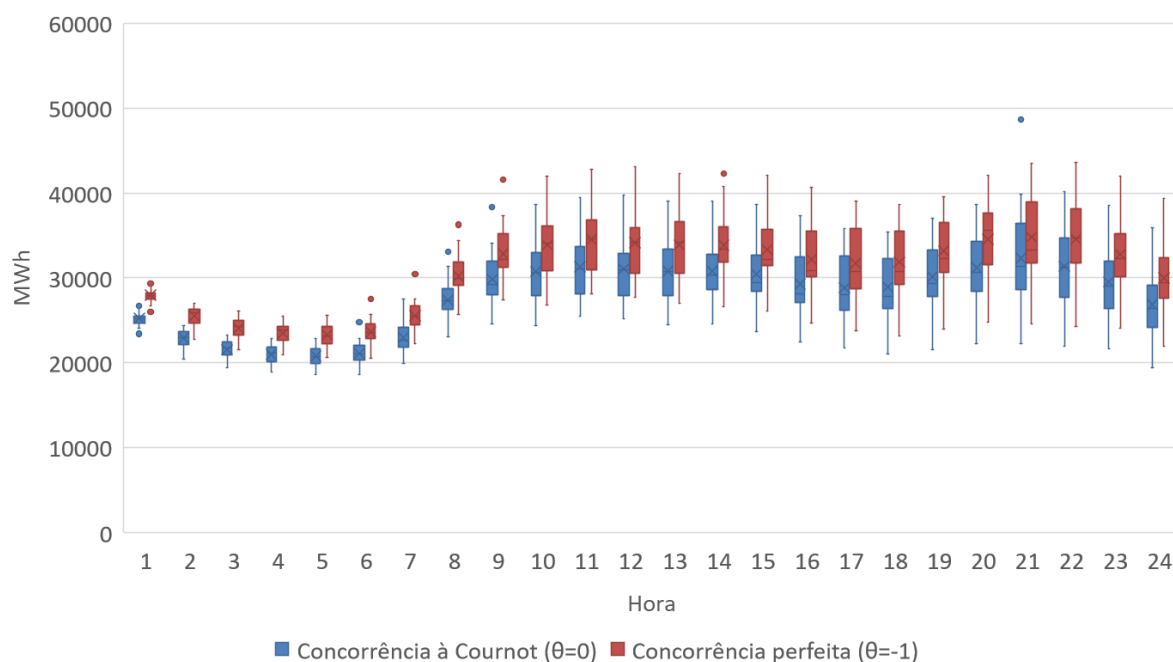


Figura 5.25 - Quantidade de total de mercado em concorrência perfeita e em concorrência à *Cournot*

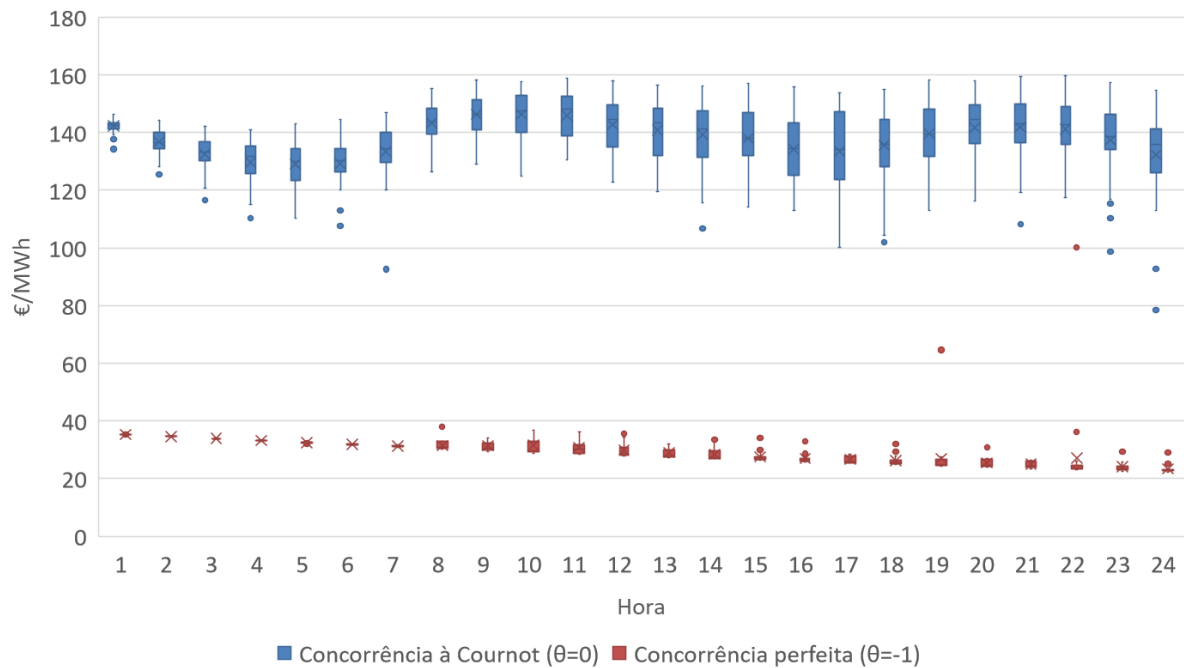


Figura 5.26 - Preço de mercado em concorrência perfeita e em concorrência à Cournot

Assim, verifica-se que tanto o preço de mercado como a quantidade total apresentam o comportamento esperado. No cenário de concorrência perfeita, observa-se que o comportamento das empresas é mais competitivo, onde se verifica o aumento das suas produções totais e um preço de mercado consequentemente inferior. No caso em concorrência à *Cournot*, verifica-se que as empresas têm uma produção mais baixa e um preço de mercado mais elevado. Na figura 5.26 observa-se, ainda, que no cenário de concorrência perfeita o preço de mercado assume valores semelhantes nas diferentes horas, quando comparados com a concorrência à *Cournot*, variando numa faixa entre os 20 €/MWh e os 40 €/MWh. Estes valores podem ser explicados pelo facto de, no cenário de concorrência perfeita, as empresas licitarem a produção das suas centrais ao custo marginal dessas mesmas centrais, resultando num preço de mercado igual ao custo marginal da última central necessária para satisfazer a procura. Os custos marginais das centrais a carvão e CCGT podem ser observados na figura 5.27.

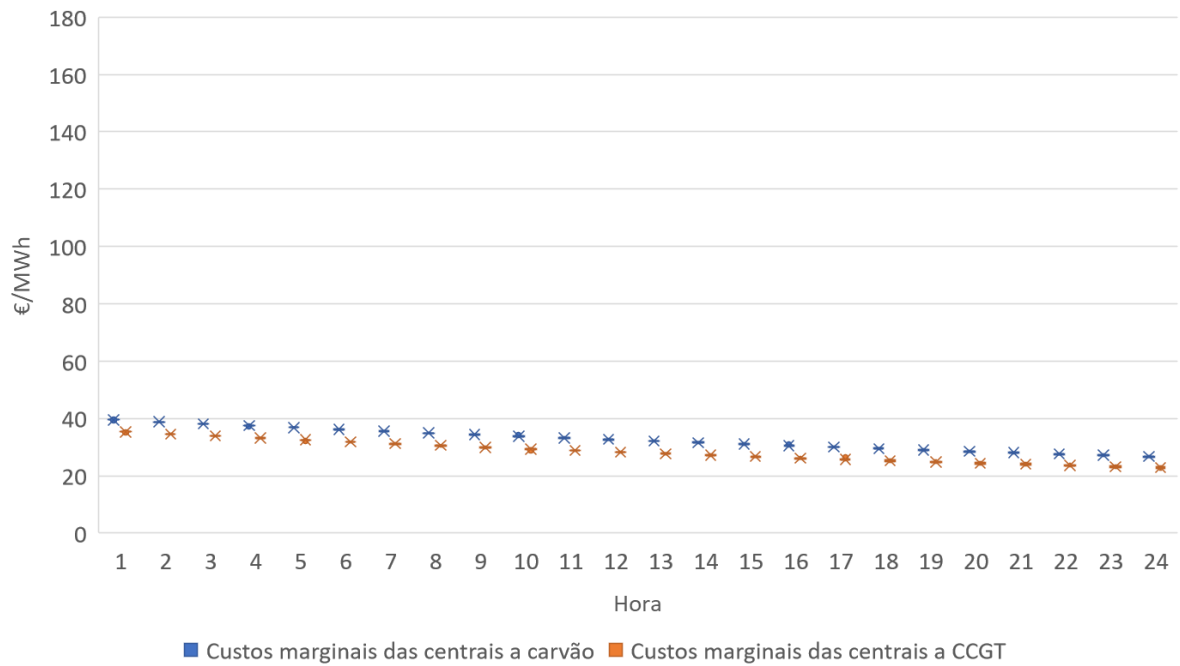


Figura 5.27 - Custos marginais das centrais a carvão e CCGT

Também pelo motivo apontado anteriormente, a variabilidade do preço de mercado em concorrência à *Cournot* é superior ao que se verifica em concorrência perfeita, uma vez que na concorrência à *Cournot* as empresas apresentam comportamentos menos competitivos, acabando por licitar preços acima do custo marginal, o que lhes permite licitar preços com maior diferença de valores.

5.5.1.2. Produção total por empresa

As figuras 5.28 a 5.31 representam as produções totais por empresa, em concorrência perfeita e concorrência à Cournot.

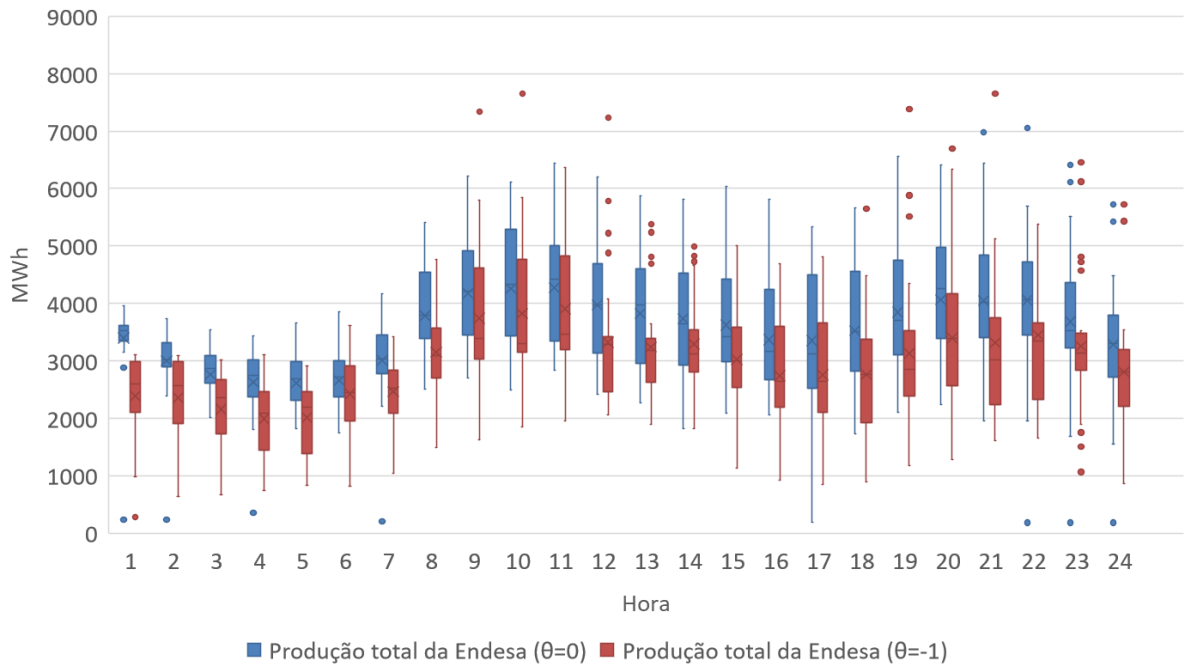


Figura 5.28 - Quantidade total da Endesa com $\theta = -1$ e $\theta = 0$

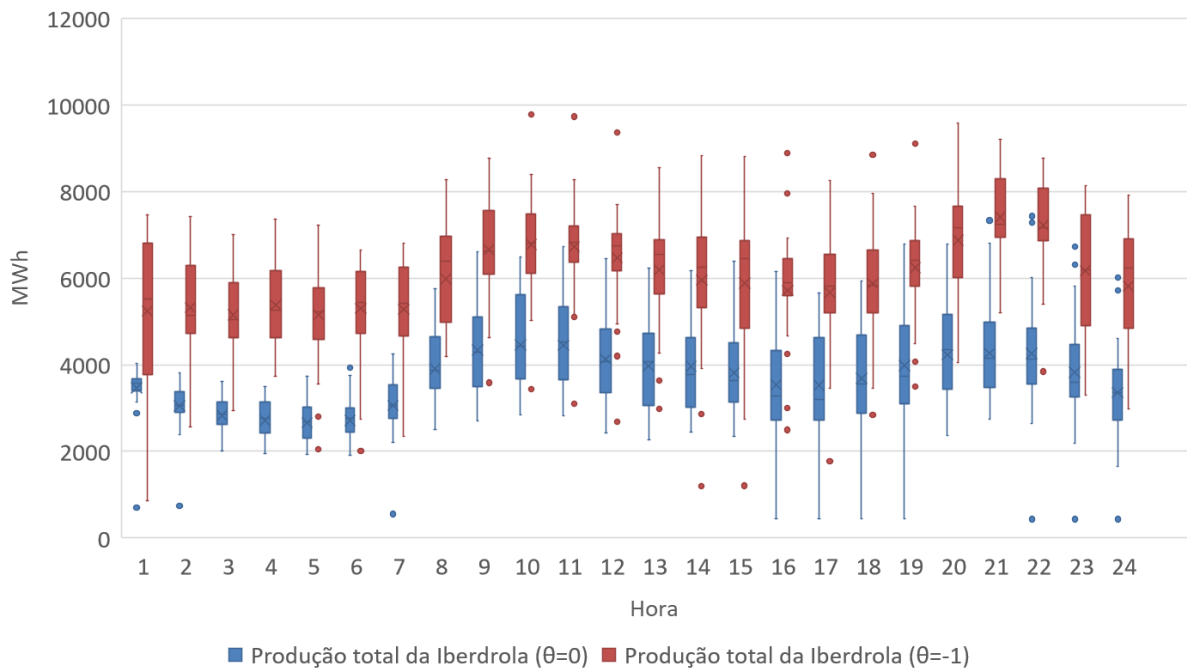


Figura 5.29- Produção total da Iberdrola com $\theta = -1$ e $\theta = 0$

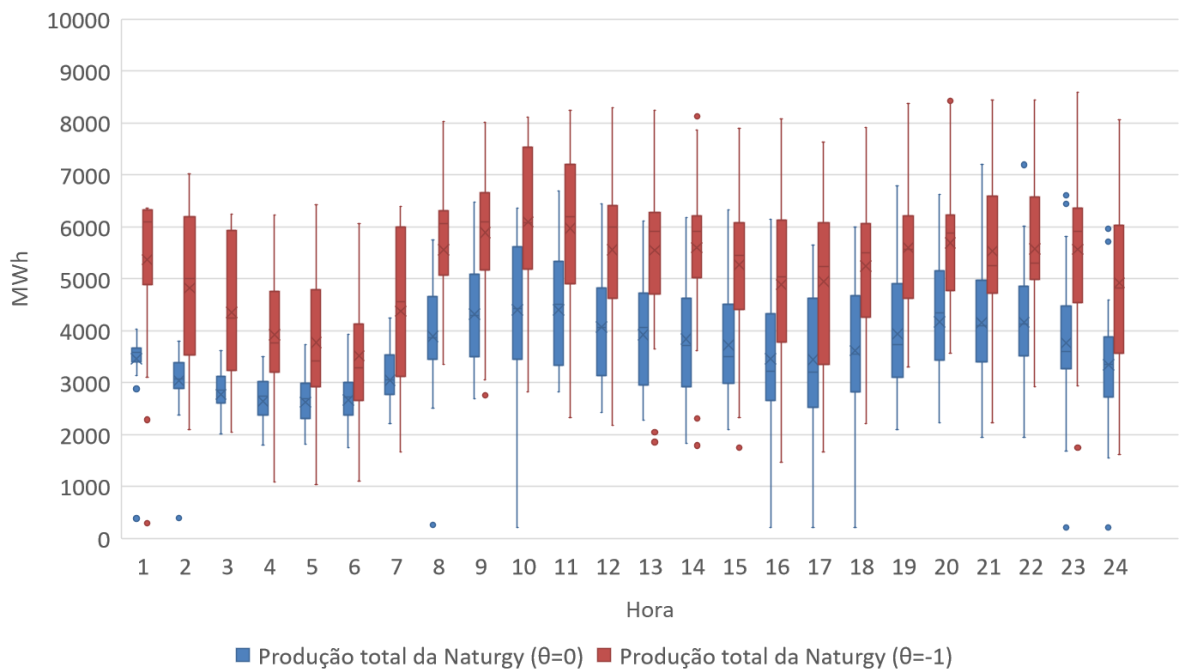


Figura 5.30- Produção total da Naturgy com $\theta = -1$ e $\theta=0$

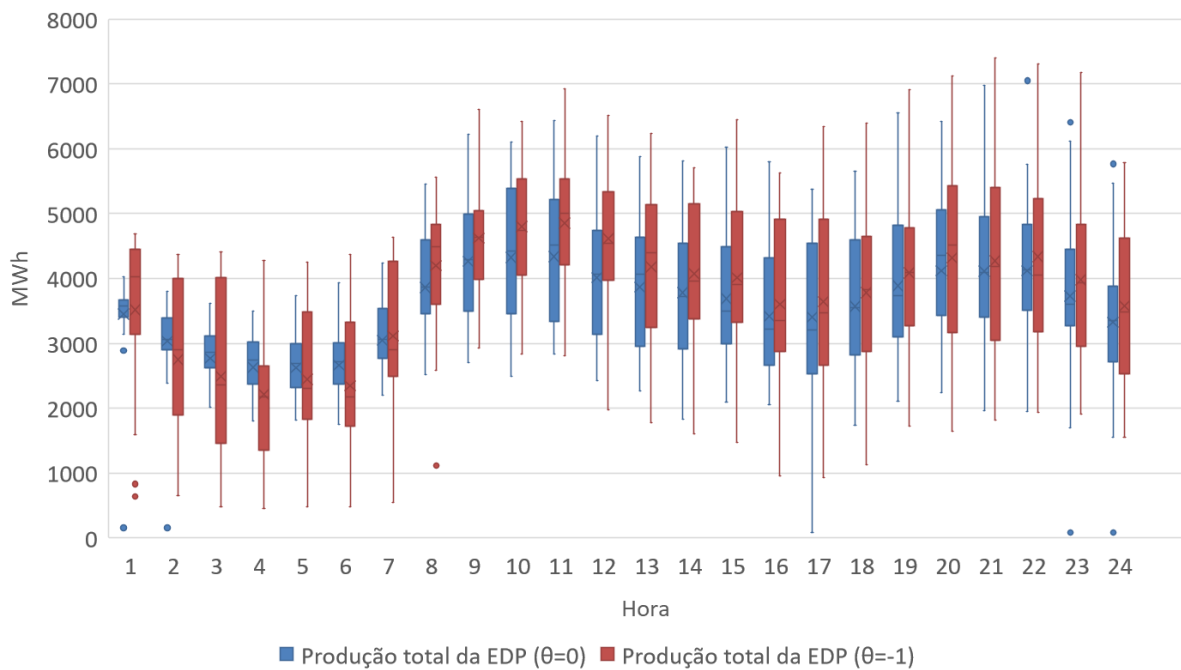


Figura 5.31- Produção total da EDP com $\theta = -1$ e $\theta=0$

A análise dos gráficos permite identificar, mais detalhadamente, a contribuição de cada empresa para a produção total de mercado face à variação do θ . Assim, como expectável, a Iberdrola, Naturgy e a EDP apresentam um aumento da sua

produção no cenário de concorrência perfeita. Por outro lado, e ao contrário do esperado, a Endesa apresenta um aumento de produção no cenário à *Cournot*. Com o intuito de compreender este comportamento, apresenta-se, de seguida, as figuras 5.32 a 5.35, onde se pode observar a produção das centrais CCGT e carvão da Endesa e da EDP. A escolha da EDP para a análise deste comportamento é apenas ilustrativa, sendo que este comportamento se repete com a Iberdrola e Naturgy.

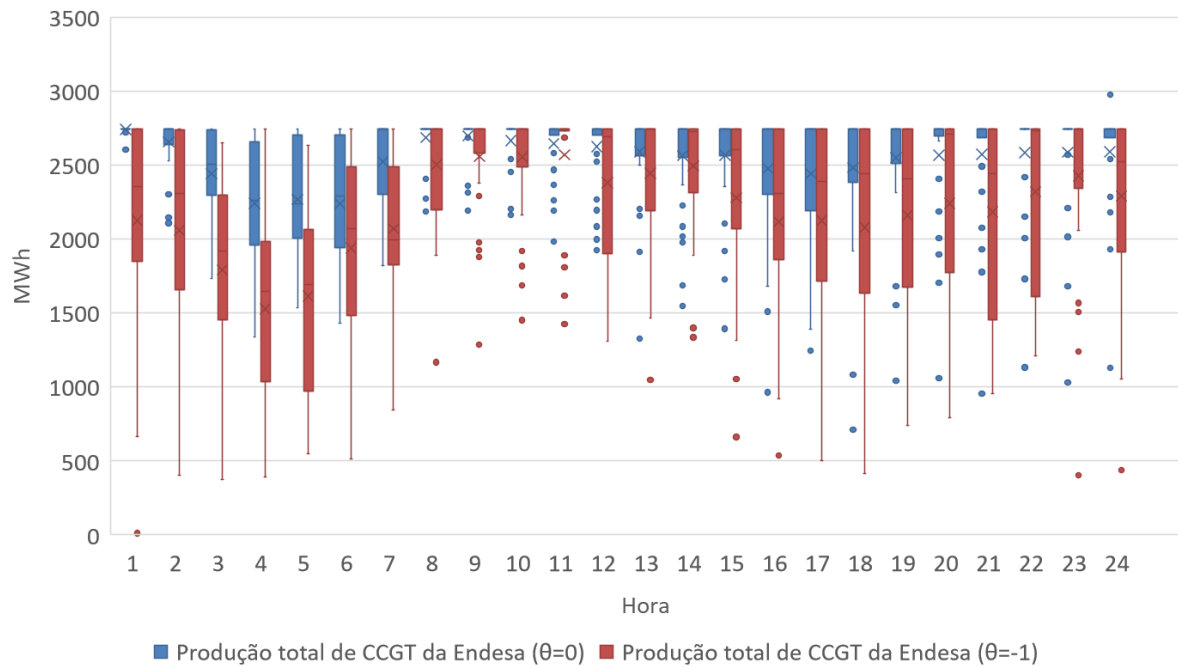


Figura 5.32 - Produção total de CCGT da Endesa com $\theta = -1$ e $\theta=0$

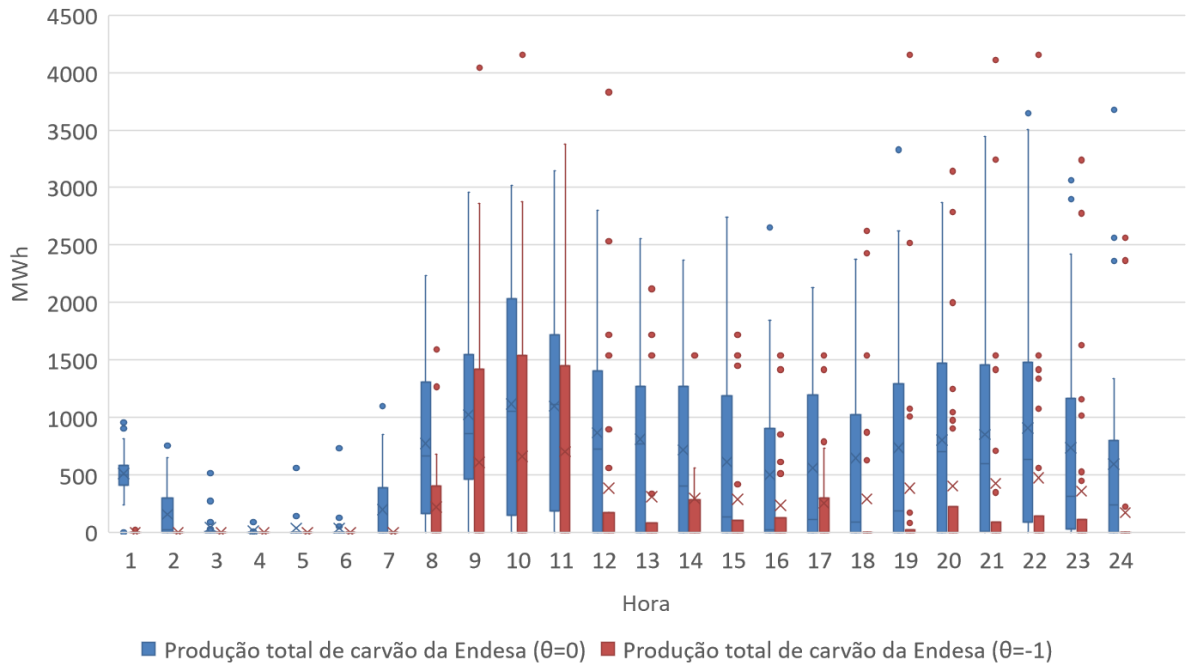


Figura 5.33-Produção total de carvão da Endesa com $\theta = -1$ e $\theta=0$

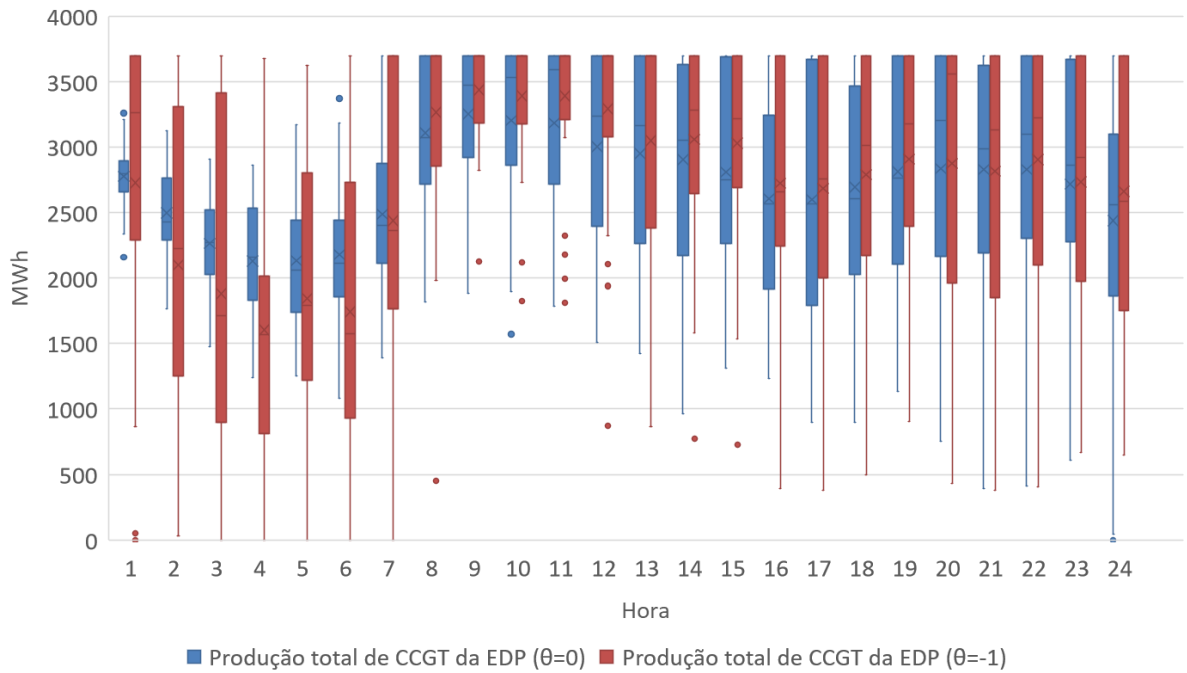


Figura 5.34-Produção total de CCGT da EDP com $\theta = -1$ e $\theta=0$

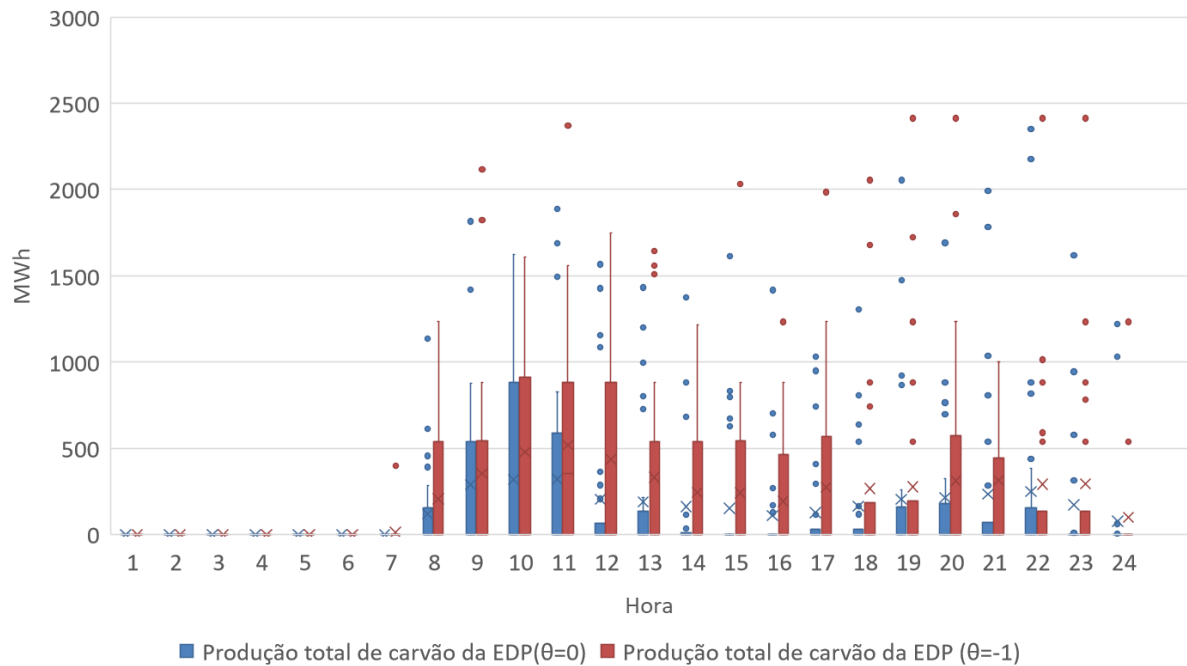


Figura 5.35-Produção total de carvão da EDP

Conforme se pode observar nas figuras 5.32 e 5.34, as centrais CCGT da Endesa e da EDP, respetivamente, atingem a máxima capacidade disponível sobretudo após a hora 8. É importante salientar que a capacidade máxima de uma central e, conseqüentemente, de uma tecnologia e de uma empresa, é obtida a partir da quantidade máxima licitada no mercado e não a partir da quantidade máxima reportada em fontes das empresas, como, por exemplo, em relatórios e contas. Também se pode observar nestas figuras que a produção CCGT da EDP (o mesmo acontece relativamente às outras empresas) é superior à da Endesa. Relativamente às centrais a carvão, as figuras 5.33 e 5.35 comprovam que o máximo da sua capacidade não é atingida. Verifica-se ainda, nas mesmas figuras, que a produção a carvão da Endesa é superior à EDP (o mesmo acontece relativamente às restantes empresas), mesmo num cenário de concorrência perfeita ($\theta = -1$). Quando se considera o cenário de concorrência à Cournot, as empresas retraem produção, começando pelas centrais mais caras, que neste caso são a carvão, e só depois retiram produção das centrais CCGT. No caso da Endesa, o seu comportamento é diferente das restantes empresas, uma vez que a sua produção, por ser maioritariamente proveniente do carvão, implica que quando se verifica um retraimento na sua produção, esta não tem impacto na

tecnologia de produção. As restantes empresas, por apresentarem um portfólio mais variado, nos casos de retraimento da produção, optam pelas centrais CCGT. Assim, a Endesa pode tirar partido do aumento de preços provocado pela menor produção das outras empresas, aumentando, desta forma, a sua produção.

5.5.1.3. Produção total por tecnologia

As figuras 5.36 a 5.38 representam as produções totais por tecnologia, em concorrência perfeita e em concorrência à Cournot.

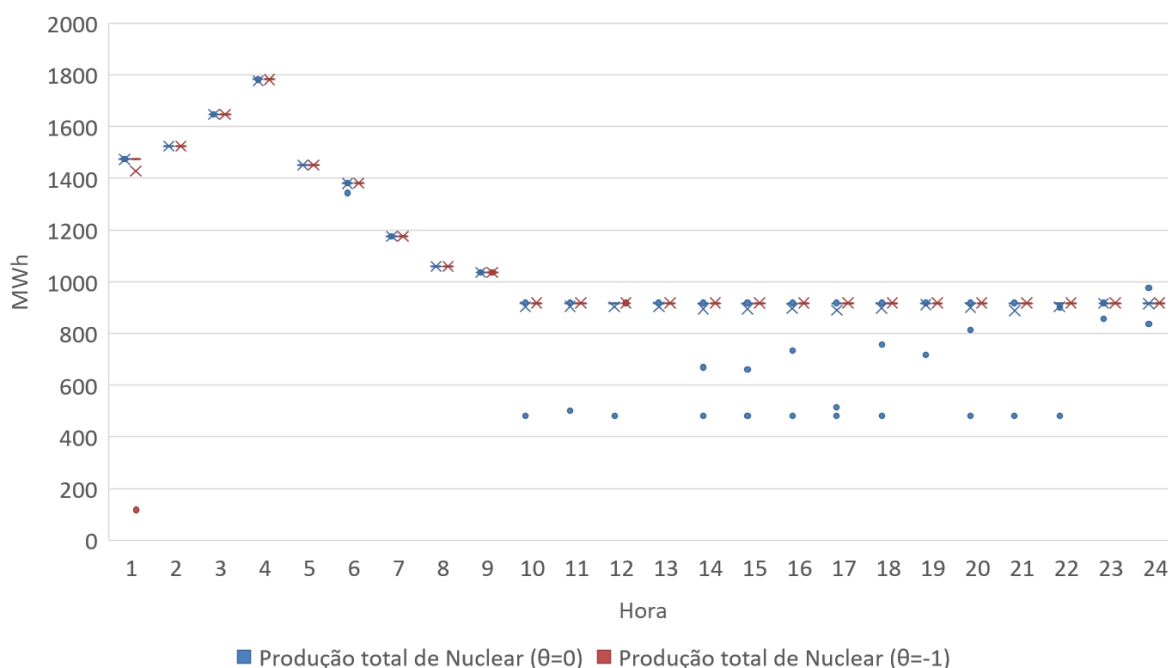


Figura 5.36-Produção total de nuclear com $\theta = -1$ e $\theta=0$

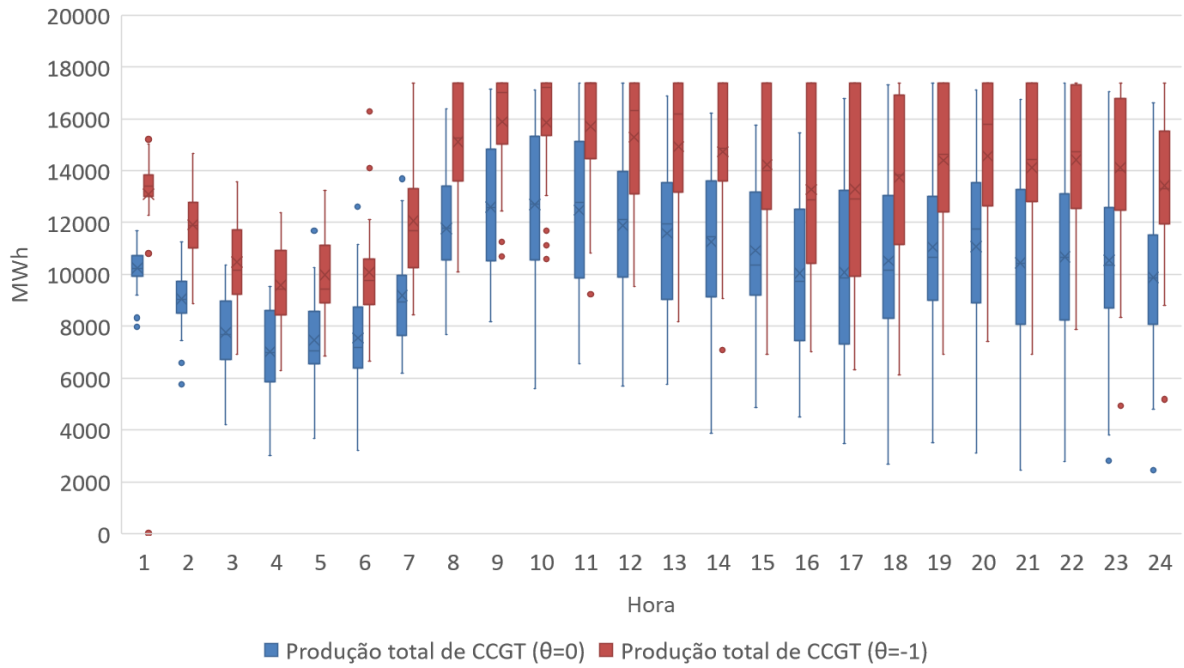


Figura 5.37- Produção total de CCGT com $\theta = -1$ e $\theta=0$

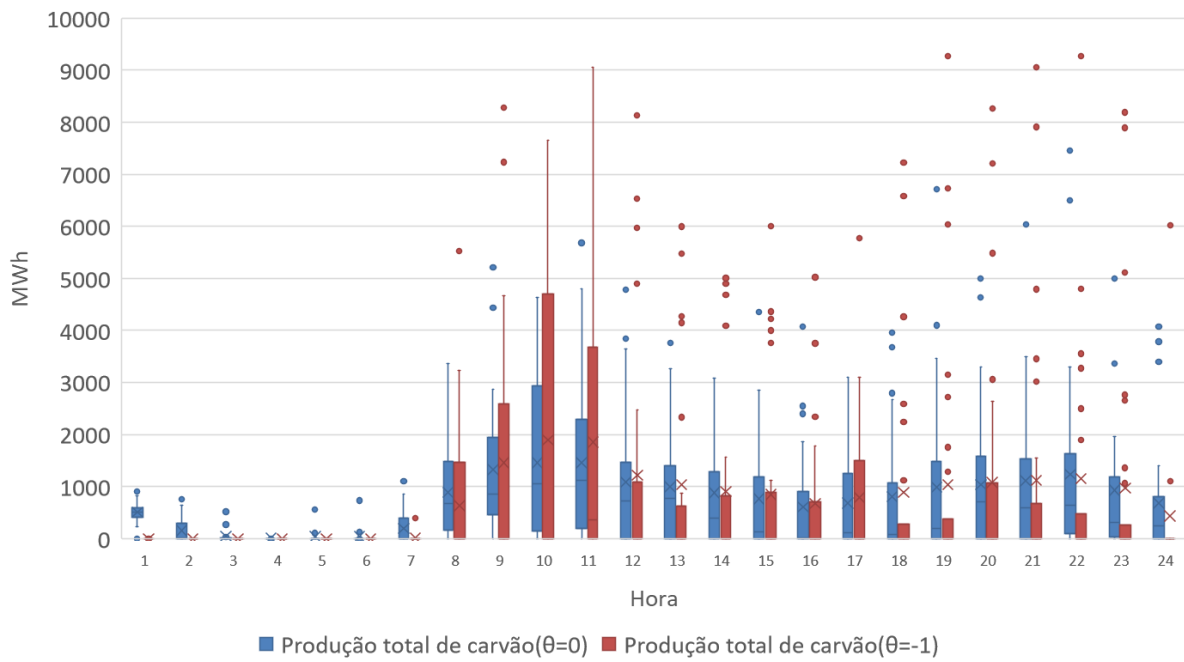


Figura 5.38- Produção total de carvão com $\theta = -1$ e $\theta=0$

Em concorrência perfeita, verifica-se um aumento de produção na CCGT e no carvão, enquanto os valores de produção nuclear se mantêm. O facto de não se verificar um aumento na produção nuclear pode-se explicar pela diferença significativa dos custos marginais das centrais nucleares, comparativamente com

outras tecnologias. Neste cenário, as empresas optam, em primeiro lugar, por esgotar a potência instalada disponível das centrais nucleares e, só depois, por alocar potência de centrais de CCGT e de carvão. Importa referir que, nas simulações efetuadas, considerou-se o custo marginal das centrais nucleares igual a zero, uma vez que os seus custos são muito baixos. Para além disso, o preço de licitação das centrais nucleares, por parte das empresas, é frequentemente nulo, devido à inflexibilidade de operação destas centrais, o que obriga a que estas centrais devam funcionar sempre. Também pelo motivo das centrais nucleares terem custos mais baixos e, por isso, serem as primeiras a produzir, se verifica que a variabilidade da produção neste tipo de centrais é praticamente nula.

De referir ainda que o facto de a tecnologia nuclear produzir mais em horas de vazio, do que em horas de ponta, se deve ao facto de no dia escolhido como referência, a potência máxima disponível (licitada) nas horas de vazio ser maior do que nas horas de ponta.

Em relação às centrais a carvão e CCGT, e conforme já constatado na figura 5.27, as centrais CCGT têm prioridade sobre as centrais a carvão, uma vez que possuem custos marginais inferiores às restantes. Este comportamento observa-se também nas figuras 5.37 e 5.38, onde se verifica que nas horas de ponta as centrais CCGT atingem o máximo da capacidade disponível (17370 MW), em várias ocasiões, enquanto as centrais a carvão apenas atingem o seu máximo (9268 MW), em três situações.

Relativamente à variabilidade da produção das centrais CCGT, constata-se que esta é menor na situação de concorrência perfeita, porque, como já referido anteriormente, as empresas, neste tipo de concorrência, são mais competitivas e produzem mais, o que leva a que seja mais frequente atingir-se a capacidade máxima disponível desta tecnologia. Pelo contrário, em concorrência à *Cournot*, como a produção CCGT é menor, existe uma maior margem de variação da produção.

Por fim, e em relação à variabilidade da produção das centrais a carvão, verifica-se que é maior na situação de concorrência à *Cournot* (exceto nas horas 9, 10 e 11), uma vez que, como mencionado anteriormente, nesta situação de concorrência, a Endesa produz mais recorrendo a centrais a carvão.

5.5.2. Variação do comportamento competitivo da EDP

Nesta secção apresenta-se a análise das quantidades totais de mercado, preço de mercado e produção total por tecnologia de cada empresa, com o θ da EDP igual a 0 e -1. Analisaram-se apenas os resultados referentes ao θ da EDP igual a 0 e -1, excluindo os cenários com θ igual a -0,25, -0,5 e -0,75, pelo facto de estes cenários intermédios não apresentarem impacto significativo nos resultados.

5.5.2.1. Quantidade total e preço de mercado

As figuras 5.39 e 5.40 representam a quantidade total de mercado e o preço de mercado, com a variação conjectural da EDP igual a 0 e -1.

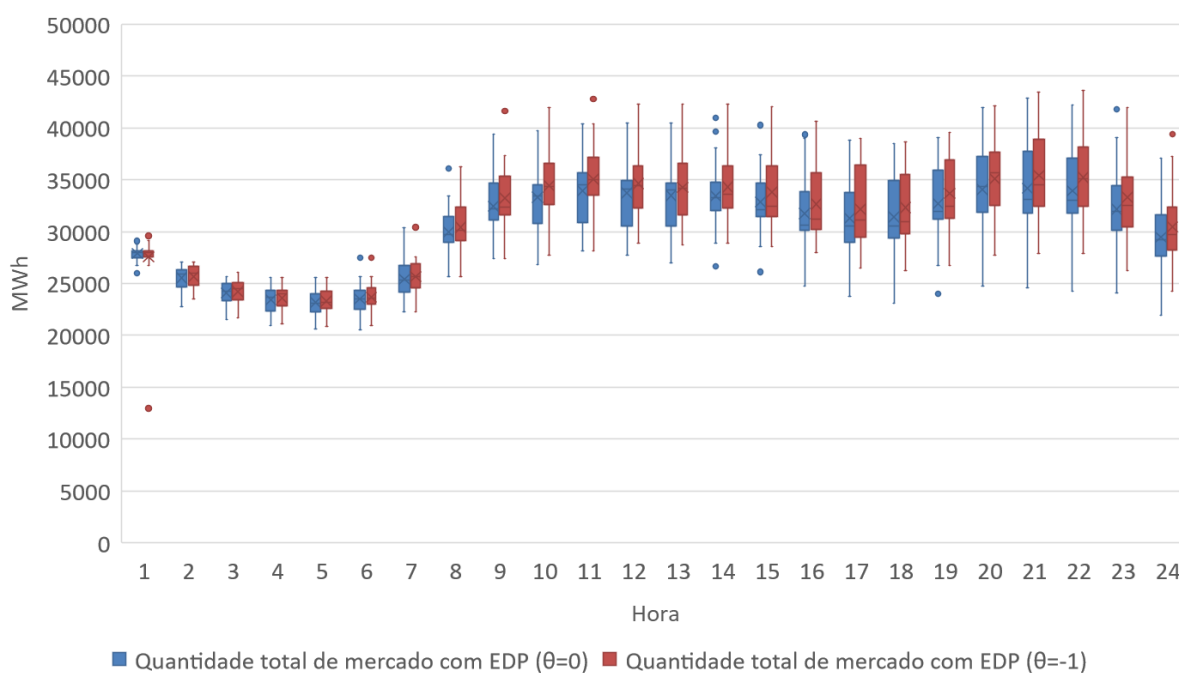


Figura 5.39- Comparação da quantidade total de mercado com o θ da EDP igual a 0 e -1 e as restantes empresas com θ igual a -1

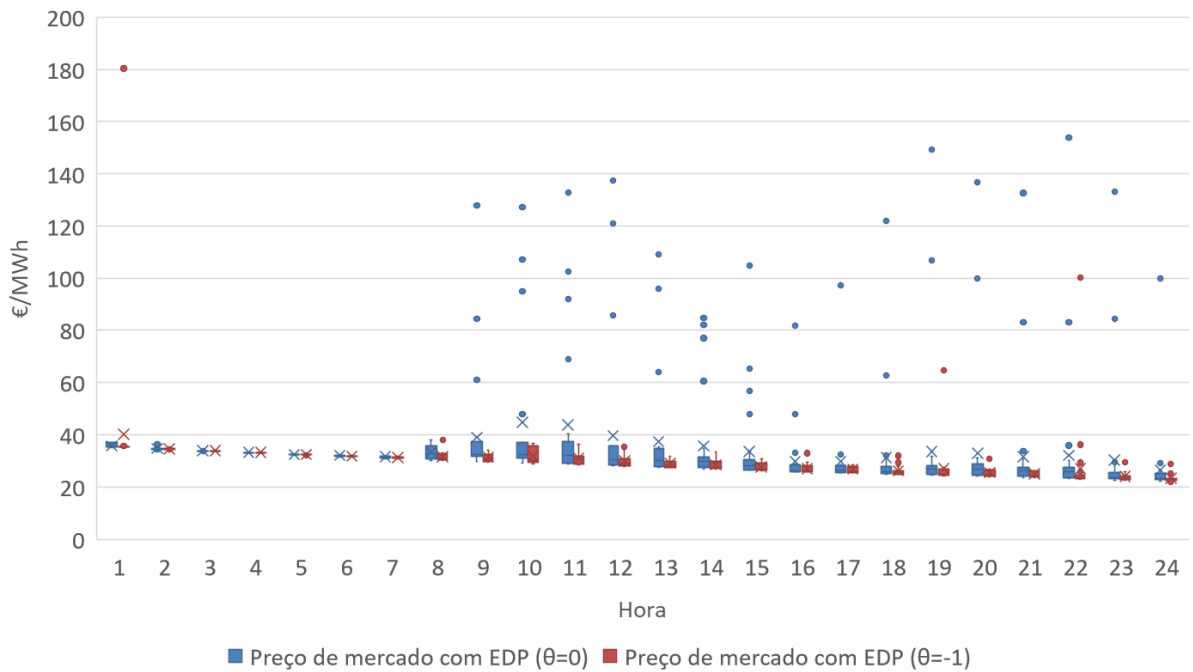


Figura 5.40 - Comparação do preço de mercado com o θ da EDP igual a 0 e -1 e as restantes empresas com θ igual a -1.

Observando os gráficos, constata-se que uma abordagem mais competitiva, por parte da EDP, reflete-se numa ligeira diminuição no preço de mercado e num pequeno aumento na produção total. No entanto, estas variações, quer no preço de mercado, quer na quantidade de mercado, não são muito significativas. Ou seja, uma diminuição da produção por parte da EDP que faça subir o preço, origina um aproveitamento por parte das restantes empresas face a esse aumento, através de um incremento na sua produção, o que implicará que o preço de mercado não suba tanto como subiria caso as empresas concorrentes da EDP não reagissem.

5.5.2.2. Tecnologia total por empresa

5.5.2.2.1. Endesa

Nas figuras 5.41 e 5.43 apresentam-se as produções totais por tecnologia da Endesa com a variação conjectural da EDP igual a 0 e -1.

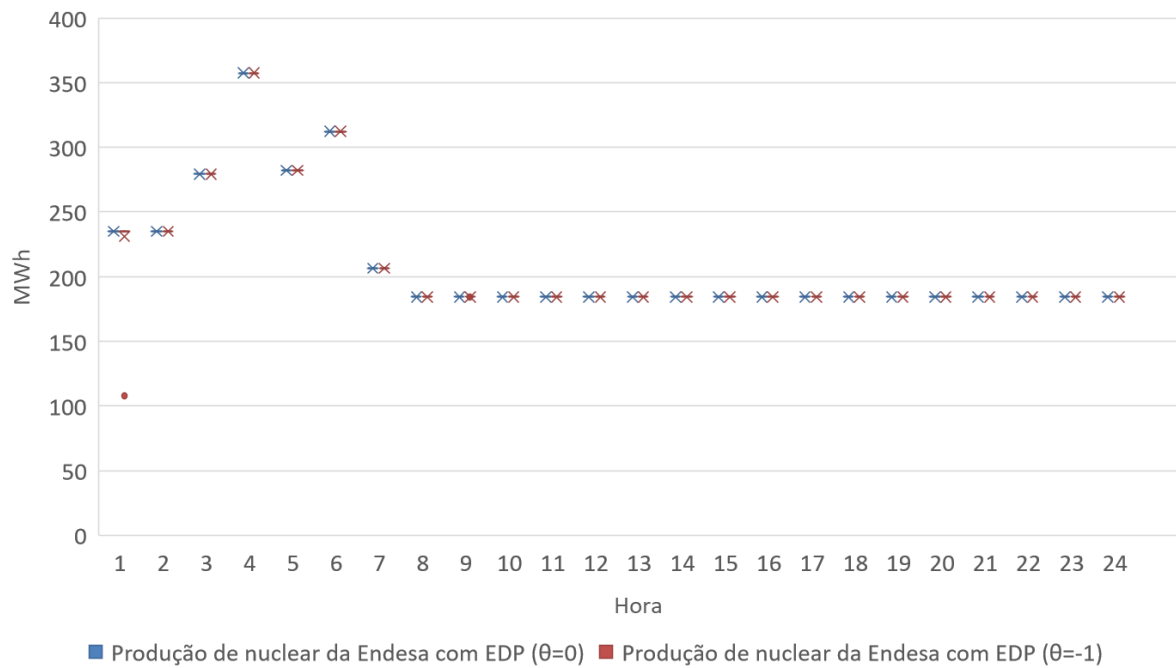


Figura 5.41-Comparação de quantidade total de nuclear da Endesa com o θ da EDP igual a 0 e -1

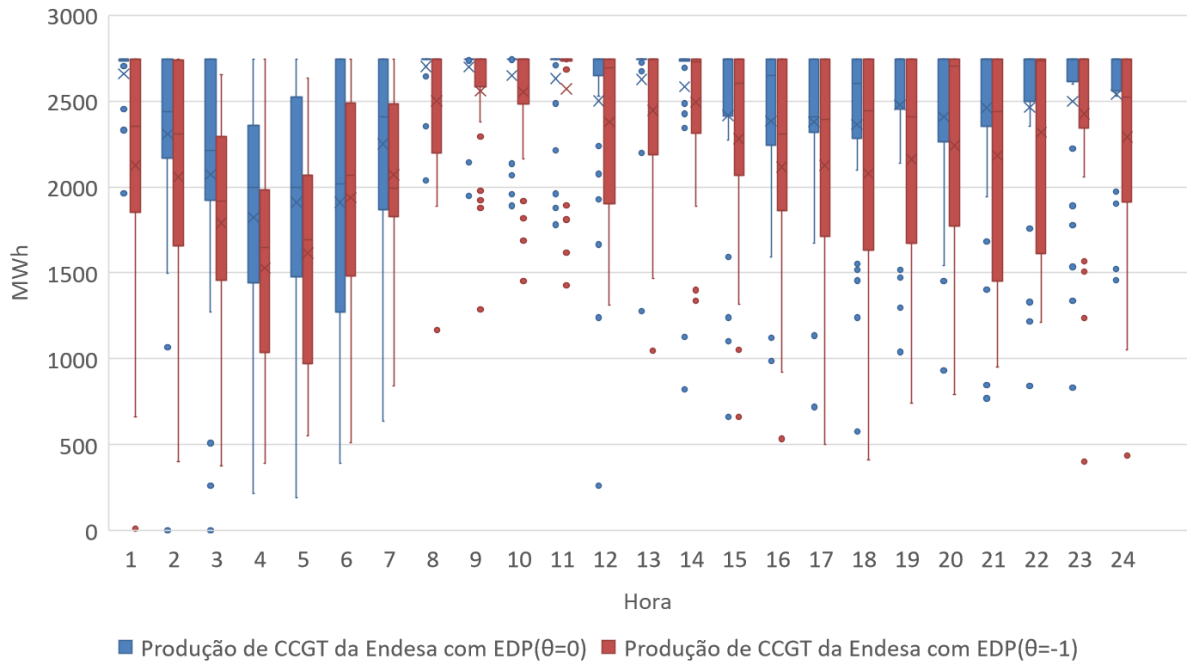


Figura 5.42-Comparação da produção de CCGT da Endesa com o θ da EDP igual a 0 e -1

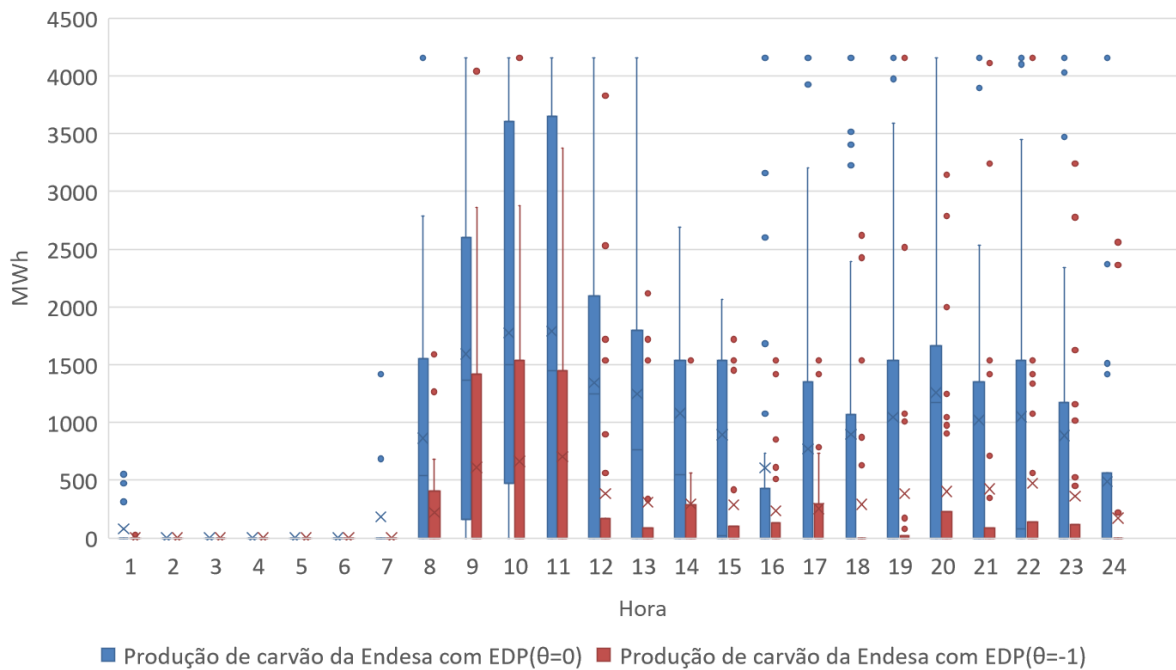


Figura 5.43-Comparação de produção de carvão da Endesa com o θ da EDP igual 0 e -1

Observa-se que, face à variação do θ da EDP, a Endesa optou, em primeiro lugar, por alocar potência máxima às centrais nucleares, por serem as mais económicas. De seguida, às centrais CCGT e, quando estas atingiam a máxima capacidade

disponível (2745 MW), às centrais a carvão, que chegaram também a atingir o seu máximo (4153 MW), em algumas ocasiões.

Quando se analisa a variabilidade da produção das centrais CCGT e carvão da Endesa, verifica-se que em algumas horas (9 a 14) a variabilidade das centrais CCGT, sempre que a EDP apresenta $\theta = 0$, é menor do que nas restantes horas, dado que nestas horas a Endesa já está a produzir com as centrais a carvão mesmo quando a EDP apresenta $\theta = -1$. Assim, quando a EDP apresenta um comportamento menos competitivo produzindo menos, por sua parte, a Endesa compensará aquela redução produzindo mais com as centrais a carvão. Também por este motivo, a variabilidade das centrais a carvão será maior quando a EDP apresentar um $\theta = 0$.

5.5.2.2.2. Iberdrola

Nas figuras 5.44 a 5.45 apresentam-se os valores de produções totais de tecnologia da Iberdrola, com a variação conjetural da EDP a igual a 0 e -1.

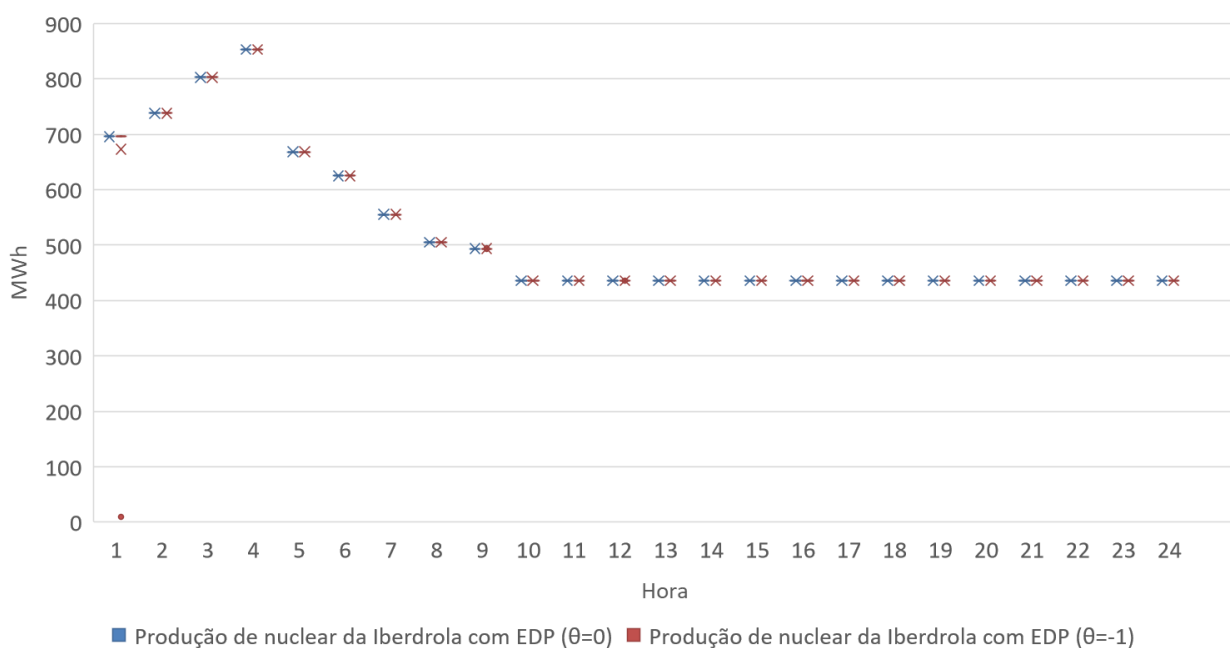


Figura 5.44-Comparação de produção de nuclear da Iberdrola com o θ da EDP igual 0 e -1

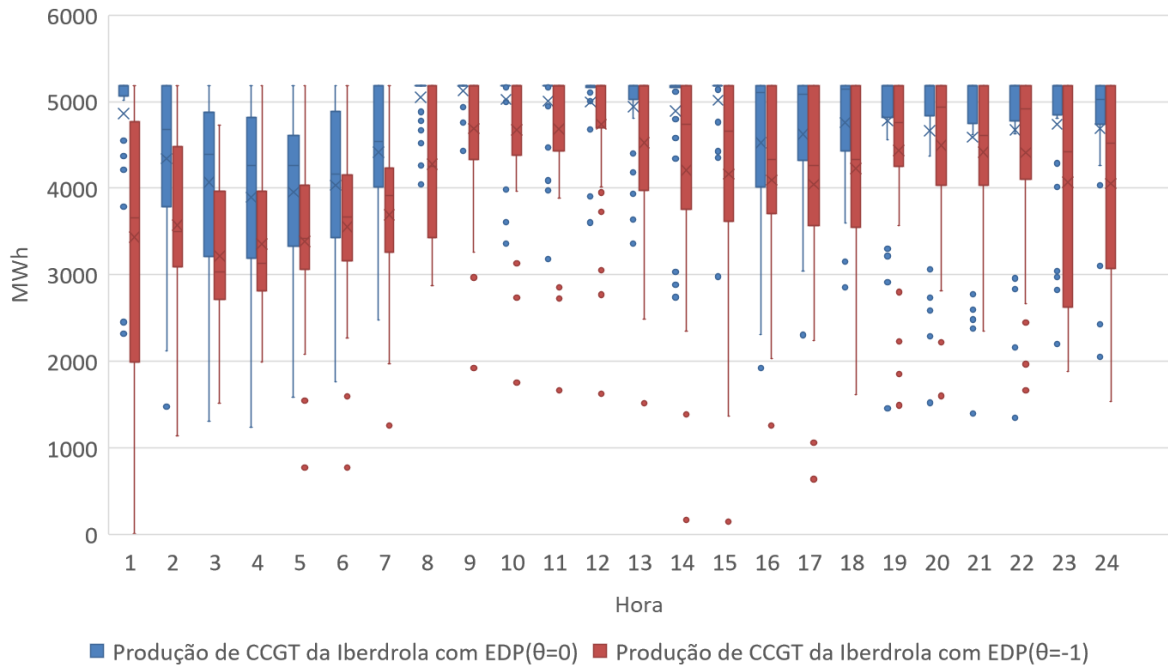


Figura 5.45-Comparação da produção de CCGT da Iberdrola com o θ da EDP igual a 0 e -1

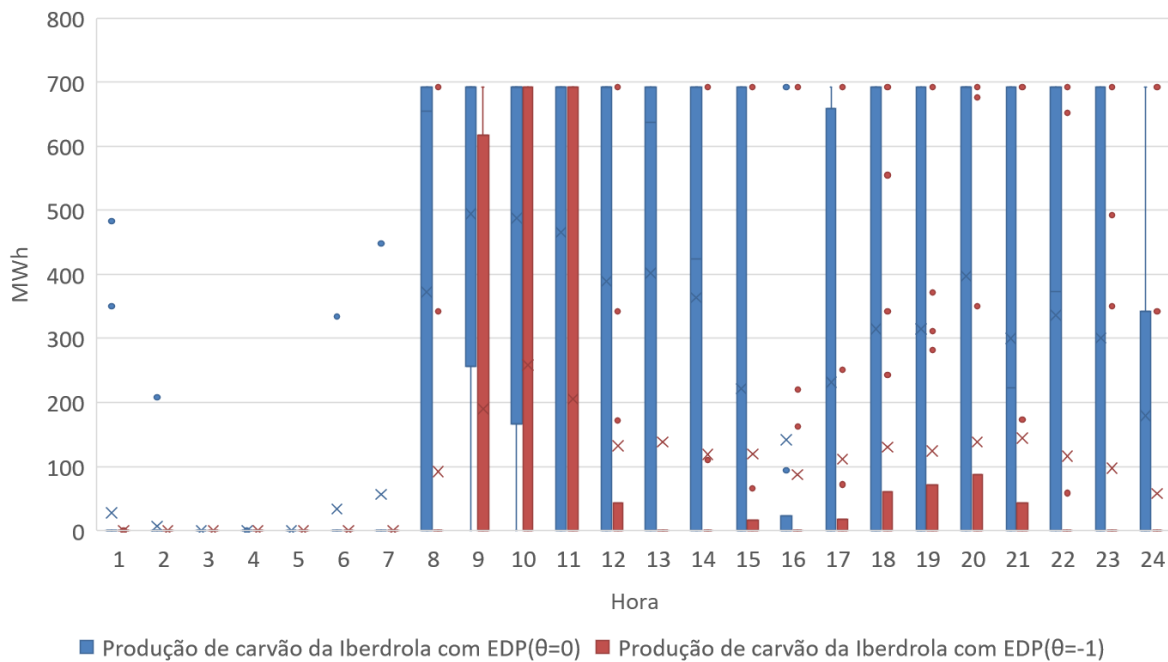


Figura 5.46-Comparação da produção de carvão da Iberdrola com o θ da EDP igual a 0 e -1

Constata-se que, tal como aconteceu na Endesa, a Iberdrola também optou por alocar potência às suas centrais nucleares em primeiro lugar, e só depois às centrais CCGT e, quando estas atingem a máxima capacidade disponível (5183

MW), às centrais a carvão, que atingem também, em muitas situações, a sua capacidade máxima (692 MW).

5.5.2.2.3. Naturgy

Nas figuras 5.47 a 5.49 apresentam-se as produções totais de tecnologia da Naturgy com a variação conjetural da EDP igual a 0 e -1.

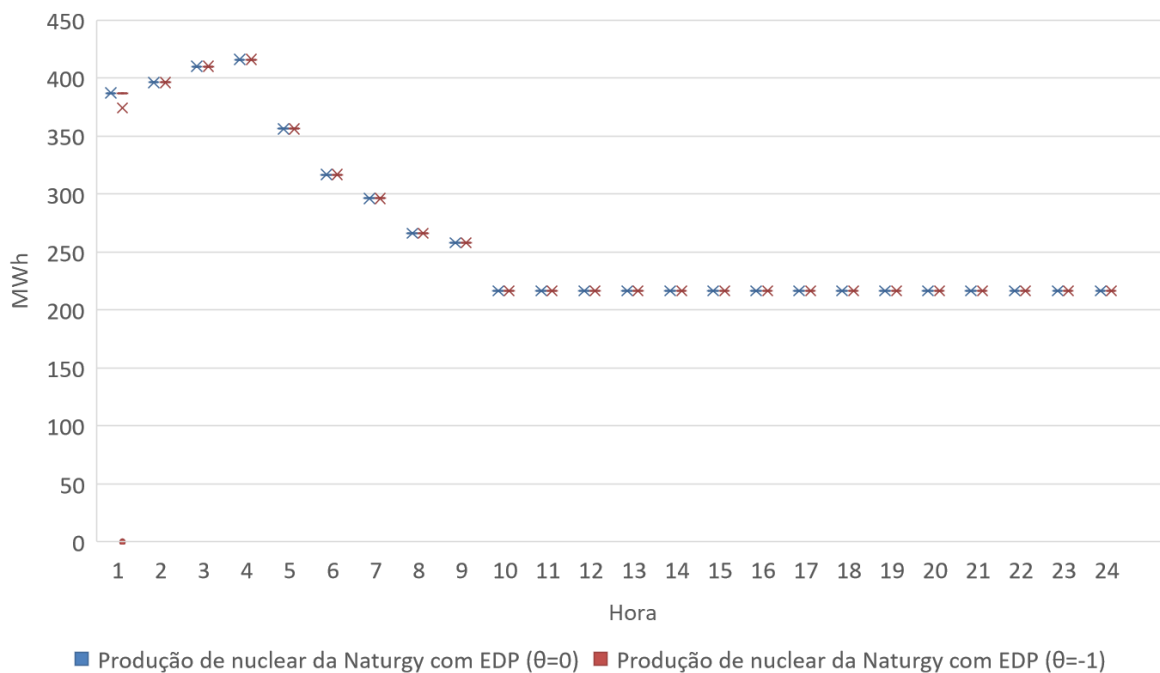


Figura 5.47-Comparação de produção de nuclear da Naturgy com o θ da EDP igual a 0 e -1

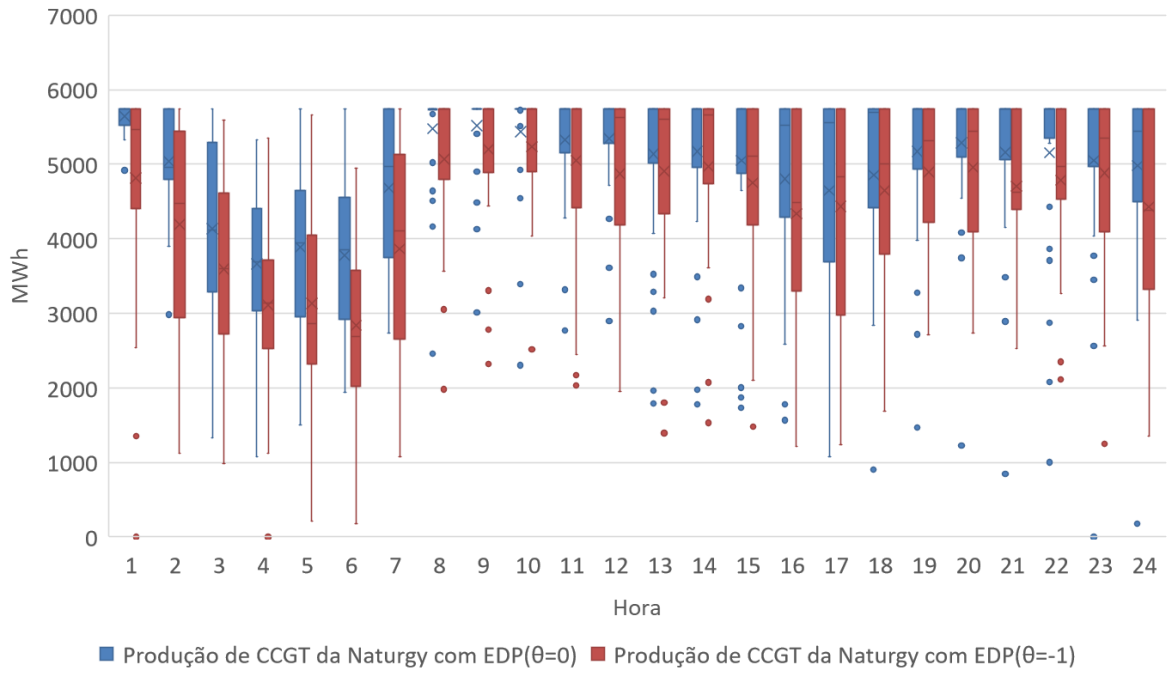


Figura 5.48-Comparação da produção de CCGT da Naturgy com o θ da EDP igual a 0 e -1

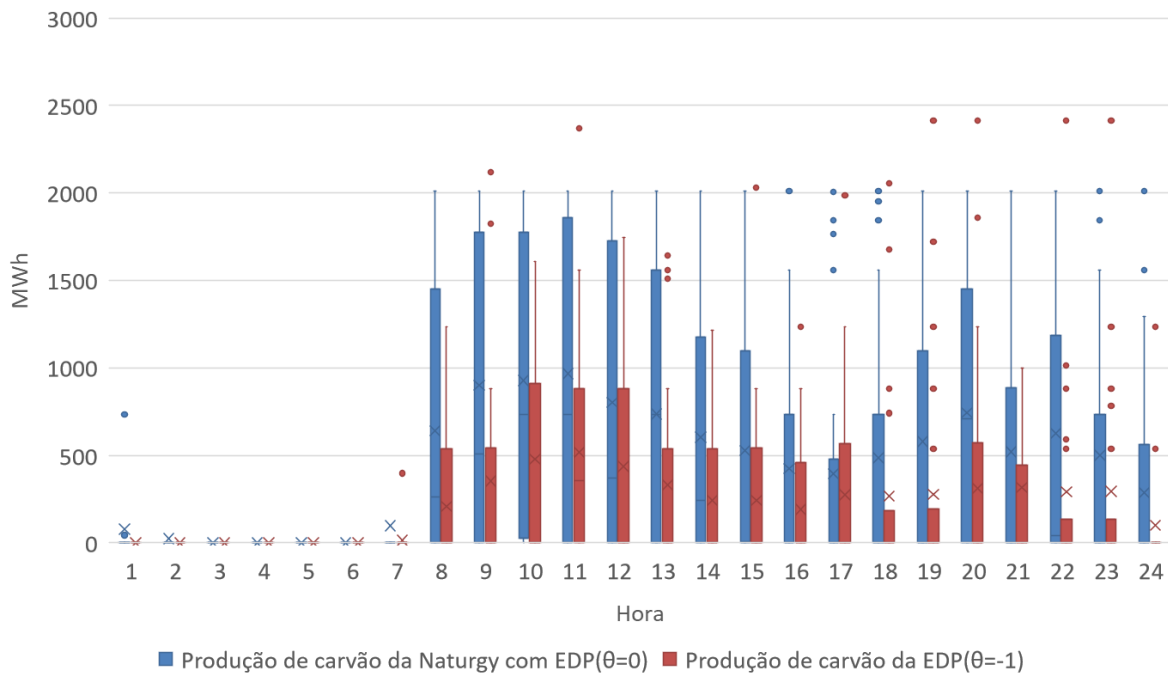


Figura 5.49-Comparação de produção de carvão da Naturgy com o θ da EDP igual a 0 e -1

Tal como esperado, verifica-se que a Naturgy teve o mesmo comportamento que as restantes empresas em relação à variação do θ da EDP.

Para a Naturgy, bem como para as restantes empresas, o seu comportamento é semelhante, ou seja, nos casos onde se verifica uma diminuição da produção da EDP, as restantes empresas compensam essa diminuição de produção, através do aumento da sua própria produção.

5.5.2.2.4. EDP

As figuras 5.50 a 5.52 dizem respeito às produções totais de tecnologia da EDP com a sua variação conjetural igual a 0 e -1.

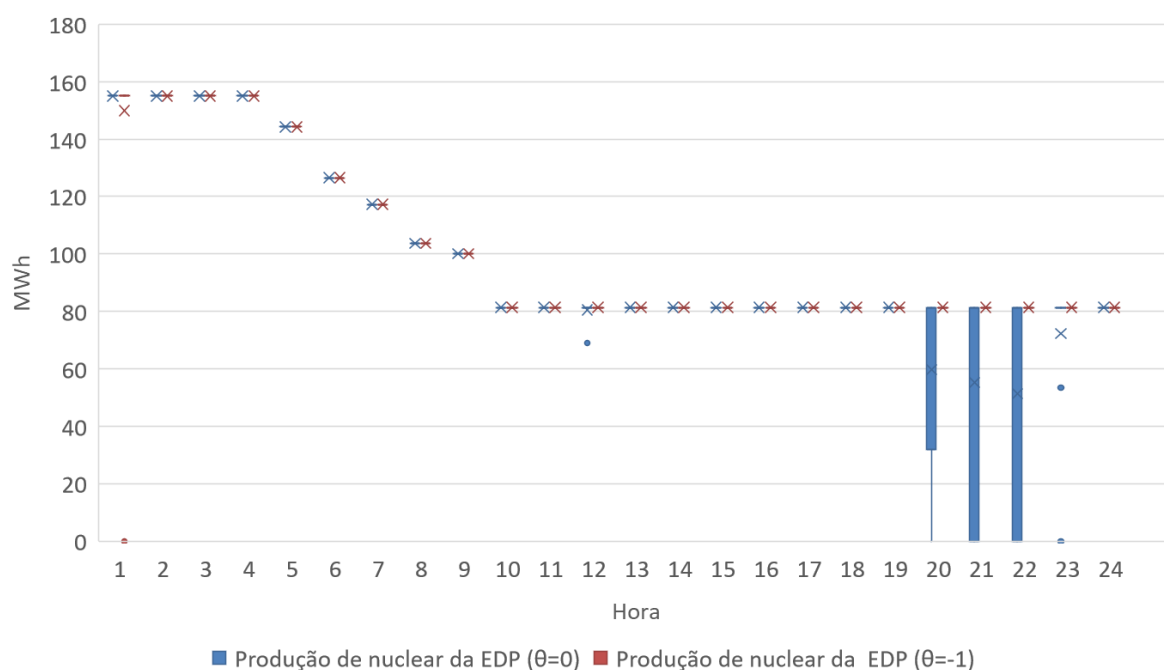


Figura 5.50-Comparação da produção de nuclear da EDP com o θ igual a 0 e -1

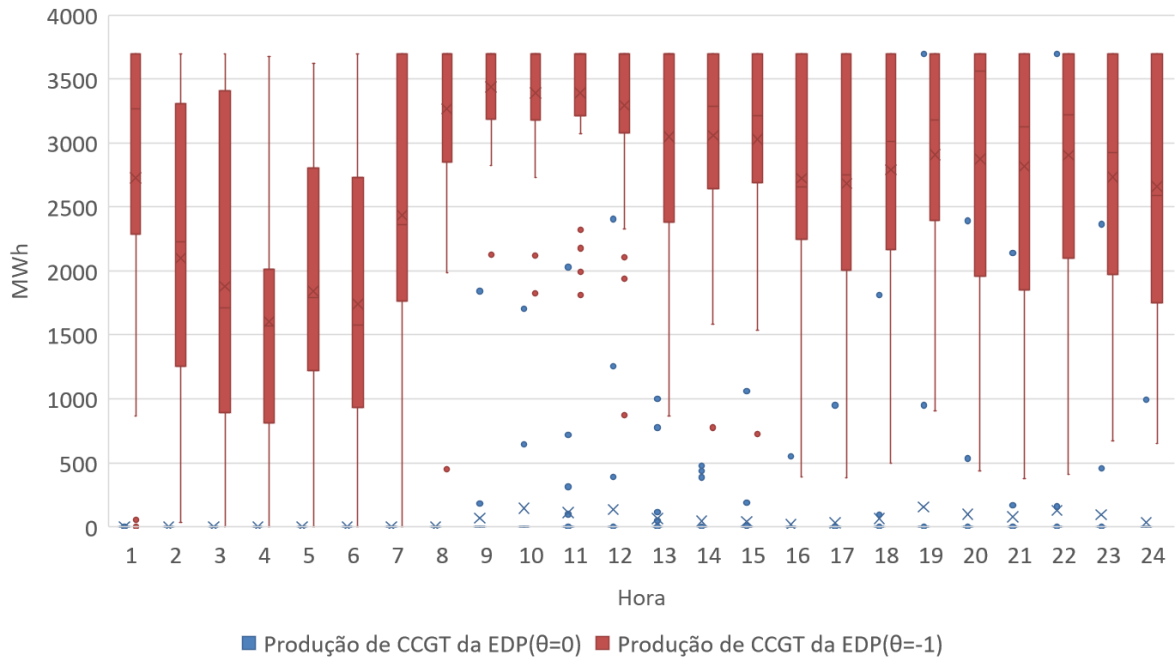


Figura 5.51-Comparação da produção de CCGT da EDP com o θ igual a 0 e -1

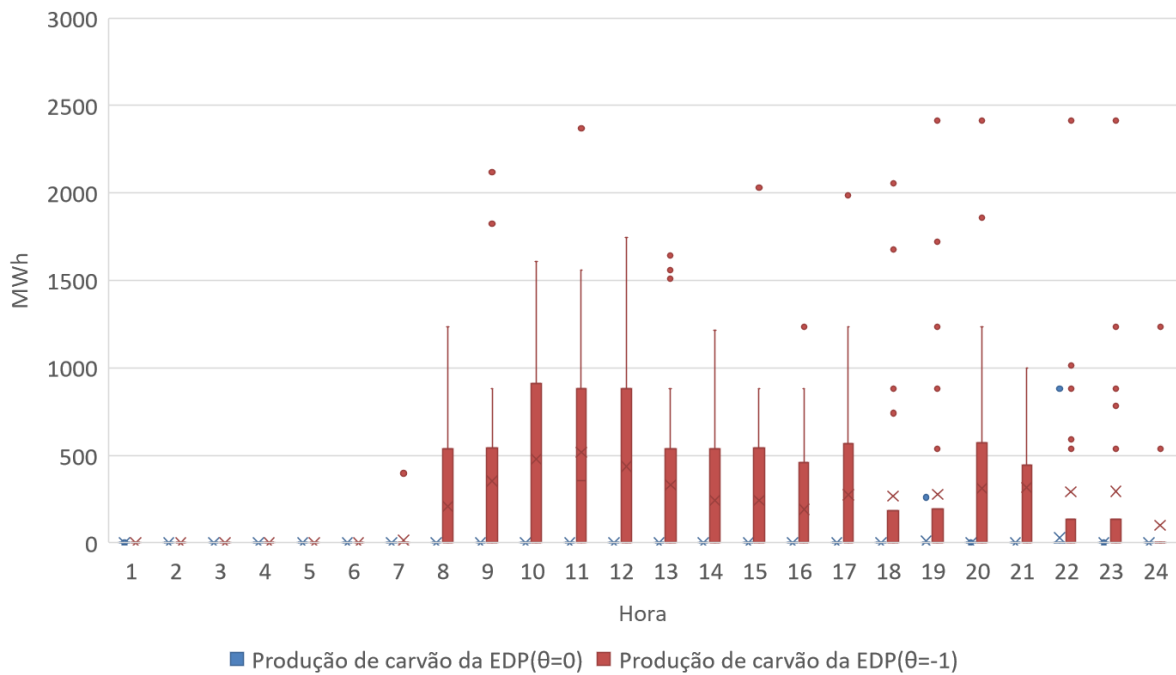


Figura 5.52-Comparação da produção de carvão da EDP com o θ da EDP igual a 0 e -1

Analisando os três gráficos de produção, verifica-se que a maioria da produção retirada, em cenário de concorrência à *Cournot*, diz respeito às centrais com produção CCGT e carvão. A nível de produção nuclear, não se verificam

alterações significativas, embora, no cenário menos competitivo a produção nuclear também diminua, sobretudo nas horas 20, 21 e 22. Conforme referido anteriormente, a quase ausência de variações na produção nuclear está relacionada com os baixos custos marginais das centrais nucleares (considerados iguais a zero), o que numa situação de redução da produção total resulta na preferência de redução de produção, em primeiro lugar, das centrais a carvão, e depois das centrais CCGT. Quando se analisa o comportamento da produção das empresas após esgotarem a sua produção nuclear, verifica-se que o padrão de escolha de alocação continua a basear-se nos custos marginais, uma vez que todas optam, primeiramente, pelas centrais de CCGT, com custos marginais mais baixos, e só depois pelas centrais a carvão.

Capítulo 6

Conclusões

No sexto e último capítulo apresentam-se as conclusões do estudo, as suas limitações e, ainda, as perspetivas futuras relativas ao tema.

6. Conclusões e trabalhos futuros

Os processos de liberalização iniciados há várias décadas, um pouco por todo o mundo, foram responsáveis por introduzir concorrência nos mercados de geração e comercialização de eletricidade e pela criação de organismos de coordenação e regulação, com vista a defender o papel do consumidor. Esperava-se assim o aumento da eficiência económica e a diminuição de preços para os consumidores. No entanto, a complexidade do setor tem colocado desafios aos processos decorrentes da liberalização. As empresas privadas, responsáveis pelas atividades de planeamento e de produção, procuram maximizar os seus lucros, o que se reflete na adoção de comportamentos estratégicos. Neste sentido, quando as empresas apresentam uma abordagem mais competitiva, verifica-se um aumento da quantidade produzida ou a diminuição do preço das licitações e, conseqüentemente, um preço de mercado mais baixo. Contrariamente, num cenário onde as empresas têm abordagens menos competitivas, a produção tende a diminuir, resultando em preços de mercado mais altos. Assim, a variação na concorrência das empresas está correlacionada com variações no preço de mercado.

O objetivo desta dissertação passou por simular o Mercado Ibérico de Eletricidade recorrendo a um modelo em variações conjeturais e analisar os resultados do mercado para os diferentes comportamentos competitivos das suas quatro maiores empresas, nomeadamente da Endesa, da Iberdrola, da Naturgy e da EDP. Para este efeito, utilizaram-se modelos ARIMA, que tiveram por base uma amostra de dados referentes à produção destas empresas, desde 2016 até 2018. Após a modelação de todas as variáveis de entrada, simularam-se diferentes cenários de concorrência e analisaram-se os resultados, nomeadamente o impacto do comportamento das empresas no preço de mercado, quantidade de mercado, quantidade produzida pela própria empresa e quantidade produzida por tecnologia.

A análise do comportamento competitivo por parte das empresas permitiu afirmar que em cenários de maior competitividade, ou seja, valores de θ mais próximos de -1, as empresas apresentam maiores produções e, conseqüentemente, preços de mercado mais baixos. Por outro lado, em cenários de menor competitividade, com valores de θ mais próximos de 0, as empresas apresentam menores valores de produção e maiores valores de preço de mercado.

Na análise do preço de mercado foi possível verificar que em cenários com maior concorrência, existe uma menor variabilidade do preço de mercado. Contrariamente, em cenários de menor concorrência, assiste-se a uma maior variabilidade do preço de mercado. Isto deve-se às diferentes abordagens das empresas face à variação da concorrência. Quando estão perante um cenário de concorrência perfeita são mais competitivas, acabando por igualar o preço de mercado ao custo marginal, enquanto quando apresentam comportamentos menos competitivos, acabam por licitar preços acima do custo marginal, criando uma maior diferença nos preços.

No que diz respeito à análise da tecnologia de produção, verificou-se que as empresas em concorrência perfeita, optam por licitar produção preferencialmente nas centrais nucleares e CCGT, devido aos seus baixos custos marginais e, só em último recurso, nas centrais a carvão.

A análise da variação da concorrência da EDP, através do seu θ , permitiu afirmar que variações na concorrência impactam ligeiramente a quantidade total de mercado e preço de mercado. Uma abordagem menos competitiva ($\theta = 0$) implicou uma redução da quantidade produzida pela EDP e uma compensação por parte das restantes empresas, onde estas optam por licitar, novamente, produção nas centrais nucleares e CCGT.

A metodologia utilizada no estudo apresenta algumas limitações ao nível da modelação, uma vez que os modelos ARIMA apresentam dificuldades em ajustar séries temporais com múltiplas sazonalidades. Importa referir, também, que na geração de dados, não foram consideradas as relações entre as variáveis.

Por fim, a análise aqui apresentada poderá ser aprofundada, também no MIBEL, através da aplicação em diferentes períodos, futuros ou passados, ou aplicada a diferentes mercados, que apresentem diferentes portfólios de tecnologias existentes.

Referências

- [1] T. de C. Baptista, “A « liberalização do mercado energético em Portugal » - verdadeira concorrência?,” Universidade do Porto - Faculdade de Direito, 2014.
- [2] A. Barbosa, “Política da Concorrência em Portugal,” Faculdade de Economia da Universidade do Porto, 2012.
- [3] S. Stoft, *Power System Economics. Designing Markets for Electricity*. IEEE Press, 2002.
- [4] J. Lagarto, “Market Power in Electricity Markets,” Instituto Superior Técnico - Universidade de Lisboa, 2014.
- [5] E. A. Kuzmin, E. E. Volkova, and A. V. Fomina, “Research on the concentration of companies in the electric power market of Russia,” *Int. J. Energy Econ. Policy*, vol. 9, no. 1, pp. 130–136, 2019, doi: 10.32479/ijeep.7169.
- [6] Y. Samochadin, A M; Pykhiteev, “To the question of the institutional causes of x-inefficiency russian power industry,” *Nizhny Novgorod State Univ.*, pp. 65–72, 2015.
- [7] M. Mulder and L. Schoonbeek, “Decomposing changes in competition in the Dutch electricity market through the residual supply index,” *Energy Econ.*, vol. 39, pp. 100–107, 2013, doi: 10.1016/j.eneco.2013.04.006.
- [8] J. Amador and A. Soares, “Concorrência Na Economia Portuguesa: Uma Visão Sobre Os Setores Transacionável E Não-Transacionável.” Banco de Portugal - Departamento de Estudos Económicos, 2012.
- [9] D. Newbery, “Predicting Market Power in Wholesale Electricity Markets,” University of Cambridge, 2009.
- [10] B. Sun, S. Cheng, J. Xie, and X. Sun, “Identification of Generators’ Economic Withholding Behavior Based on a SCAD-Logit Model in Electricity Spot Market,” *Energies*, vol. 15, no. 11, 2022, doi: 10.3390/en15114135.
- [11] W. Poland and M. Borgosz-koczwarra, “THE EQUILIBRIUM MODELS IN OLIGOPOLY ELECTRICITY MARKET,” *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, 2004.
- [12] S. Koschker and D. Möst, “Perfect competition vs. strategic behaviour models to derive electricity prices and the influence of renewables on market power,” *OR Spectr.*, vol. 38, no. 3, pp. 661–686, 2016, doi: 10.1007/s00291-015-0415-x.
- [13] C. Markets, S. Chen, A. J. Conejo, and Z. Wei, “Conjectural-Variations Equilibria in Electricity, Natural-Gas, and Carbon-Emission Markets,” vol. 36, no. 5, pp. 4161–4171, 2021.
- [14] K. Poplavskaya, J. Lago, and L. de Vries, “Effect of market design on strategic bidding behavior: Model-based analysis of European electricity balancing markets,” *Appl. Energy*, vol. 270, no. May, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115130.
- [15] P. Energia, “Setor Energético.” <https://www.portugalenergia.pt/setor-energetico/>
- [16] REN - Rede Elétrica Nacional, “Contexto Regulamentar.” http://www.ren.pt/pt-PT/quem_somos/contexto_regulamentar/
- [17] REN - Rede Elétrica Nacional, “Caracterização da rede nacional de transporte para efeitos de acesso à rede,” 2022. [Online]. Available:

- <https://mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/PressReleases/Paginas/InfAnual.aspx>
- [18] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “ERSE - Distribuição,” 2020. <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/distribuicao/>
- [19] Portugal Energia, “Agentes,” 2021. <https://www.portugalenergia.pt/agentes/>
- [20] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Tarifas e preços - eletricidade,” 2018. <https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-eletricidade/>
- [21] J. A. M. de Sousa, “Integração de mercados liberalizados de energia eléctrica com aplicações ao MIBEL,” Universidade Nova de Lisboa - Faculdade de Economia, 2005.
- [22] I. L. dos S. Martins, “Organização do setor elétrico em Portugal, o MIBEL e construção dos preços da energia eléctrica no mercado primário,” Instituto Politécnico de Setúbal - Escola Superior de Tecnologia de Setúbal, 2020.
- [23] J. P. S. Paiva, *Redes de energia eléctrica. Uma análise sistémica*, 4^a. 2015.
- [24] M. da I. e Energia, “Decreto-Lei n.º 182/95. reestruturação do sistema energético.” 1995.
- [25] J. M. N. C. F. Garcias, “Análise do comportamento competitivo das empresas produtoras no mercado diário do,” Instituto Superior de Engenharia de Lisboa - Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica Energia e Automação, 2021.
- [26] Comissão Europeia, “Directiva 96/92/CE,” vol. L 27, no. 4. 1996.
- [27] Comissão Europeia, “Directiva 2003/54/CE,” *Jornal Oficial da União Europeia*, vol. L 176. pp. 37–55, 2003. [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:caeb5f68-61fd-4ea8-b3b5-00e692b1013c.0010.02/DOC_1&format=PDF
- [28] Comissão Europeia, “DIRECTIVA 2003 / 73 / CE.” pp. 34–35, 2003. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:186:0034:0035:PT:PDF>
- [29] P. Silva, *O sector da energia eléctrica na União Europeia*. 2007. doi: <http://dx.doi.org/10.14195/978-989-26-0443-5>.
- [30] Comissão Europeia, “Directiva 2009/72/CE,” *Jornal Oficial da União Europeia*, vol. L211. 2009. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0072&from=pt>
- [31] Comissão Europeia, “Directiva 2009/73/CE,” *Jornal Oficial da União Europeia*, vol. 211. pp. 94–136, 2009. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0073&from=PT>
- [32] I. Feio, “O Mercado Livre de Eletricidade e a Estrutura Tarifária em Portugal – Uma Análise Pré e Pós MIBEL,” ISCTE - Instituto Universitário de Lisboa, 2014.
- [33] Conselho de Reguladores do MIBEL, “Descrição do Funcionamento do MIBEL,” 2009. [Online]. Available: https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2018/08/Descricao_Funcionamento_MIBEL_Marco_2009.pdf
- [34] B. A. P. S. Gomes, “Simulador dos Operadores de Mercado e de Sistema num Mercado de Energia Eléctrica considerando Restrições Intertemporais,”

- Universidade do Porto - Faculdade de Engenharia, 2005.
- [35] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA DO SETOR ELÉTRICO,” 2021. [Online]. Available: <https://mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/DocReg/BibSubregula/MPGG S SE - Maio 2020.pdf>
- [36] Endesa, “Statement of Non-Financial Information and Sustainability 2021.” p. 11, 2021. [Online]. Available: <https://www.endesa.com/content/dam/en-es/endesa-en/home/investors/financialinformation/financialresults/documents/2021/fy/s tatement-of-non-financial-information-and-sustainability-2021.pdf>
- [37] Iberdrola, “Statement of Non-Financial Information and Sustainability 2021.” p. 27, 2021. [Online]. Available: https://www.iberdrola.com/documents/20125/42388/IB_Sustainability_Report.pdf
- [38] Naturgy, “Statement of Non-Financial Information and Sustainability 2021.” p. 32, 2021. [Online]. Available: https://www.naturgy.com/en/shareholders_and_investors/the_company/annual_reports
- [39] EDP, “Statement of Non-Financial Information and Sustainability 2021.” p. 458, 2021. [Online]. Available: <https://www.edp.com/en/annual-report-2021>
- [40] N. P. Teixeira da Silva, Cyro; Behrsin, Rodolfo Fred; Perez Cardoso, Gilberto; Monteiro, “Evaluation of coeficient of variation of age in pleural effusion in Antonio Pedro Hospital, Niterói city, state of Rio de Janeiro, Brazil,” *Rev. Port. Pneumol.*, vol. 9, no. 5, pp. 389–393, 2003, doi: 10.1016/s0873-2159(15)30686-3.
- [41] A. Afonso and C. Nunes, *Estatística e Probabilidade, Aplicações e Soluções em SPSS*. Universidade de Évora, 2019.
- [42] A. Martins, “MODELAÇÃO DE SERIES ESTACIONÁRIAS.” p. 113, 2022.
- [43] K. Abdellatif, Dahmouni;Moutaouakil, Karim;Satori, “Clustering and Jarque-Bera Normality Test to Face Recognition,” *Procedia*, 2018.
- [44] D. T. Murteira, Bento;Muller, *Análise de sucessões cronológicas*. McGraw Hill, 1993.
- [45] C. D. Rui Alves, “Processos Estocásticos,” Universidade do Porto - Faculdade de Economia, 1997.
- [46] R. S. Ehlers, *Análise de Séries Temporais*. Universidade Federal do Paraná, 2007.
- [47] A. Martins, “SERIES TEMPORAIS E PROCESSOS ESTOCÁSTICOS.” p. 55, 2022.
- [48] J. M. N. Xavier, “Análise E Previsão De Séries Temporais Com Modelos Arima E Análise Espectral Singular,” Universidade Aberta, 2016.
- [49] A. Martins, “Modelos Lineares para Series Estacionárias.” 2022.
- [50] E. Paradis, *R for Beginners*, vol. 36, no. 7. Université Montpellier II, 2015.
- [51] OMIE, “OMIE.” <https://www.omie.es/>
- [52] SENDECO, “Precios CO2.” <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>

Anexos

Anexo-A – Gráficos relativos à produção Hídrica

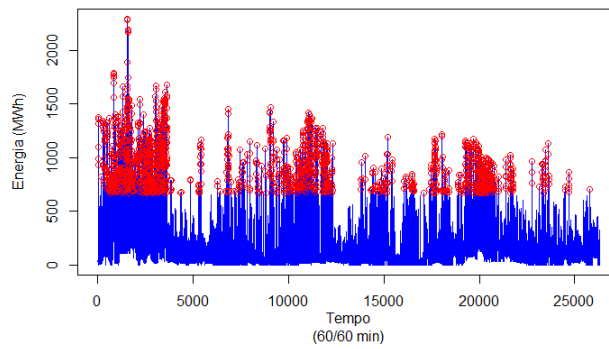


Figura - A-1 Localização temporal Outliers - Endesa - Hídrica

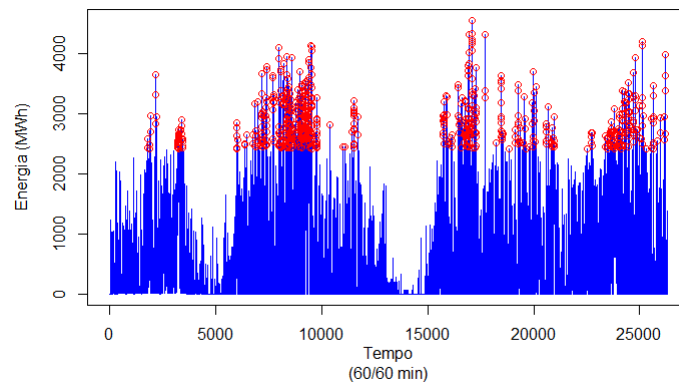


Figura - A-2 - Localização temporal Outliers - Iberdrola- Hídrica

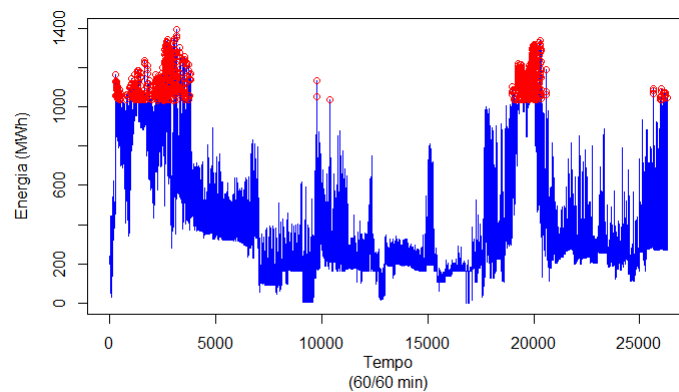


Figura - A-3 - Localização temporal Outliers - Naturgy - Hídrica

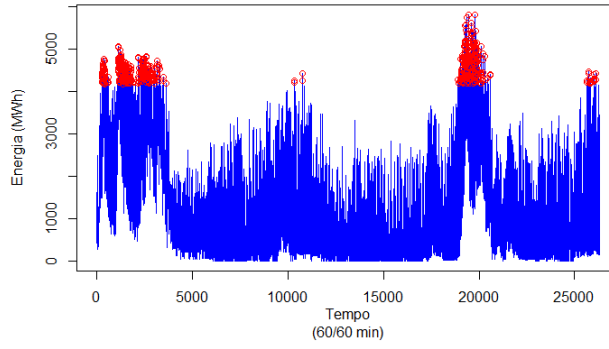


Figura - A-4 - Localização temporal Outliers - EDP- Hídrica.

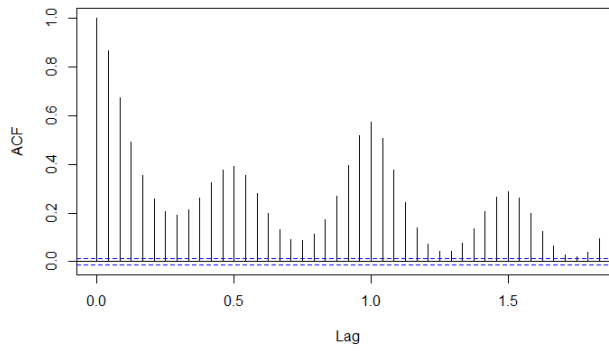


Figura - A-5- Auto correlação da produção hídrica da Endesa

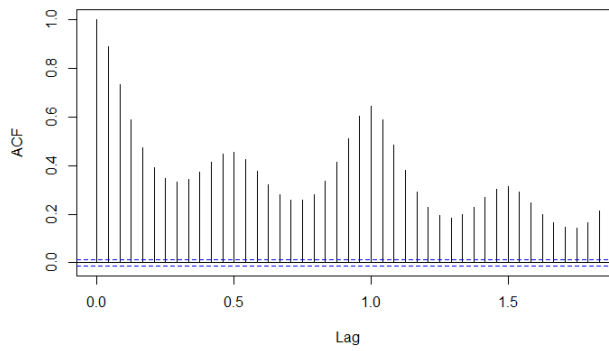


Figura - A-6- Auto correlação da produção hídrica da Iberdrola

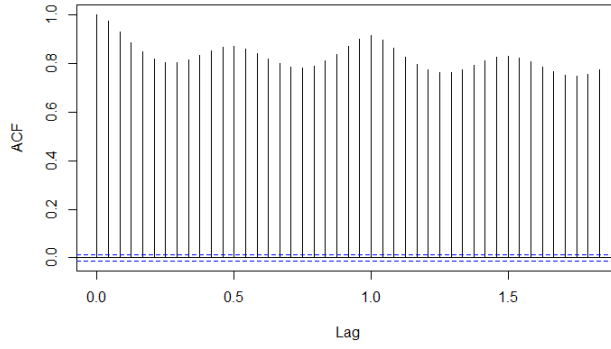


Figura - A-7 - Auto correlação da produção hídrica da Naturgy

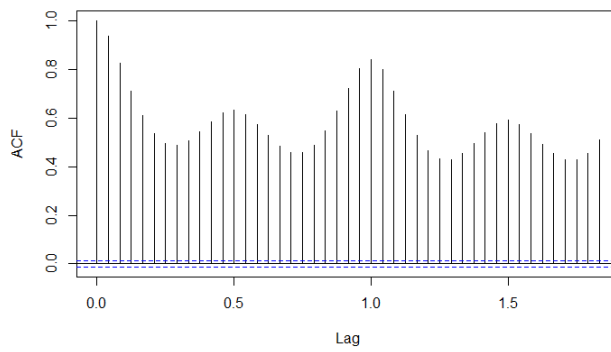


Figura - A-8- Auto correlação da produção hídrica da EDP

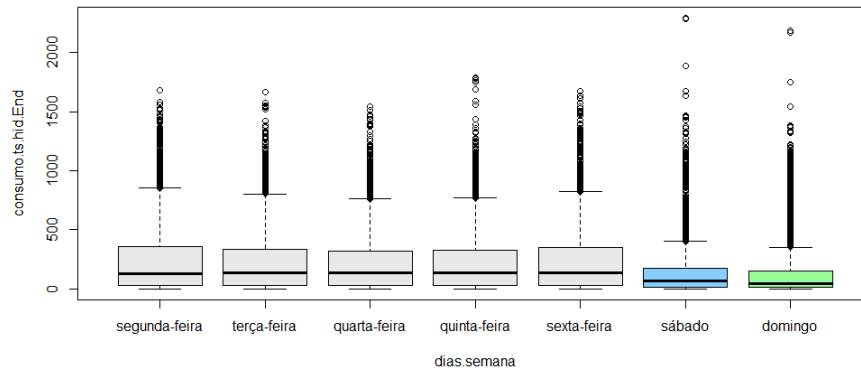


Figura - A-9- Diagrama de caixa diário - Endesa- Produção hídrica

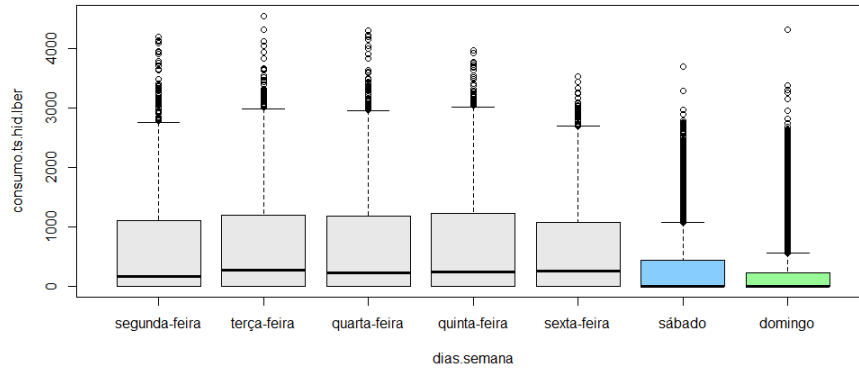


Figura - A-10 - Diagrama de caixa diário - Iberdrola- Produção hídrica

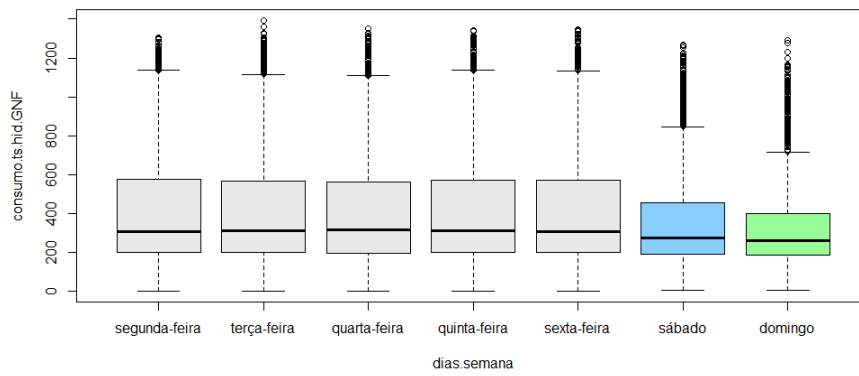


Figura - A-11 - Diagrama de caixa diário - NATURGY- Produção hídrica

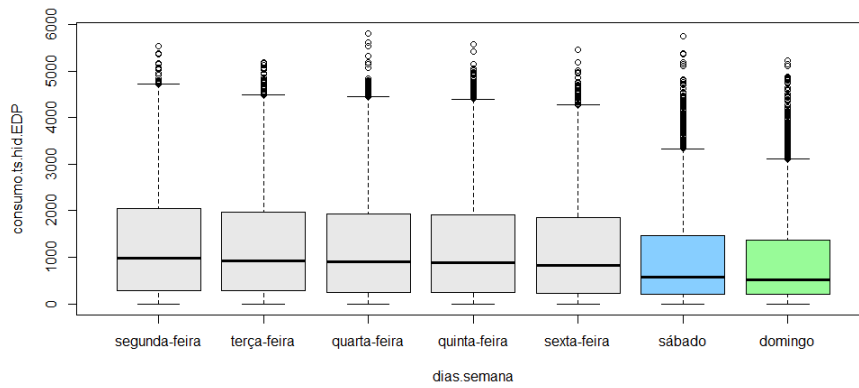


Figura - A-12 - Diagrama de caixa diário - EDP- Produção hídrica

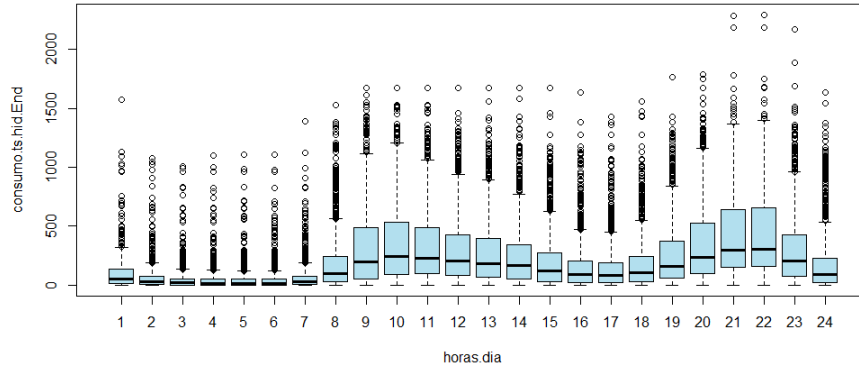


Figura - A-13 - Diagrama de caixa horário - Endesa- Hídrica

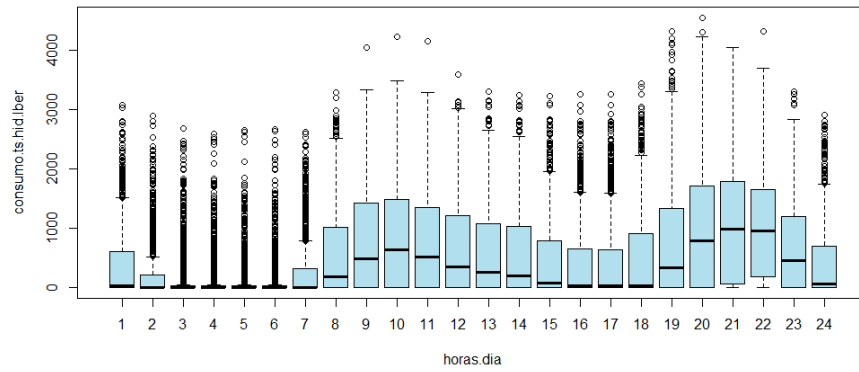


Figura - A-14 - Diagrama de caixa horário - Iberdrola- Hídrica.

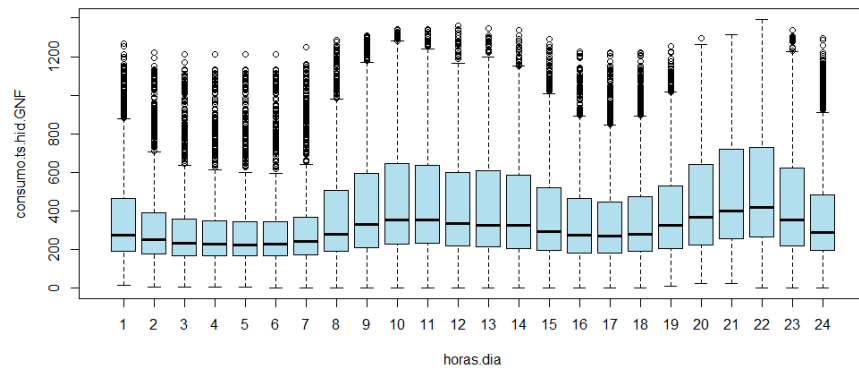


Figura - A-15 - Diagrama de caixa horário - Naturgy- Hídrica

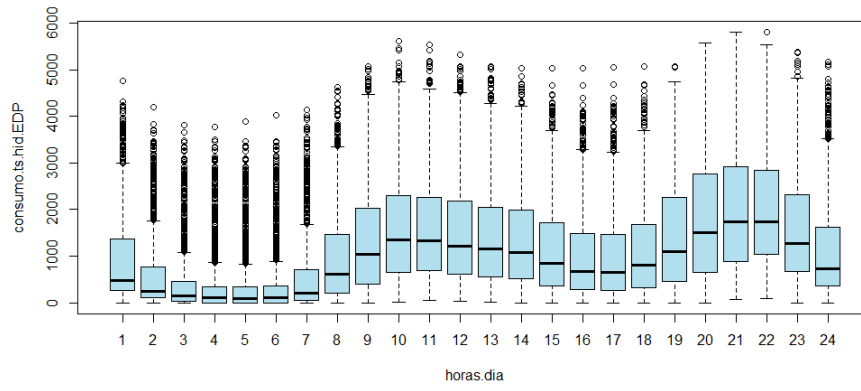


Figura - A-16 - Diagrama de caixa horário - EDP – Hídrica

Anexo-B Gráficos relativos à quantidade total de mercado

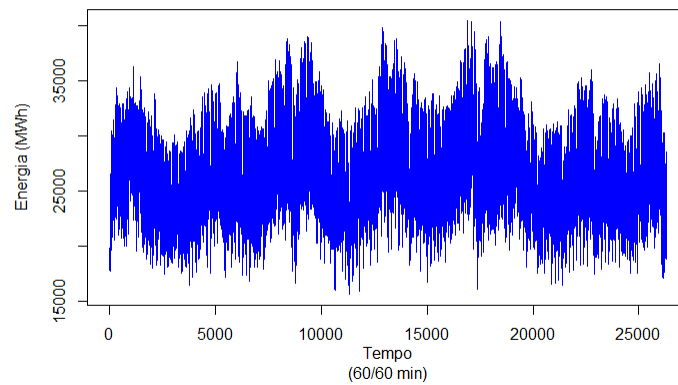


Figura - B-1 - Localização temporal Outliers da produção total de mercado

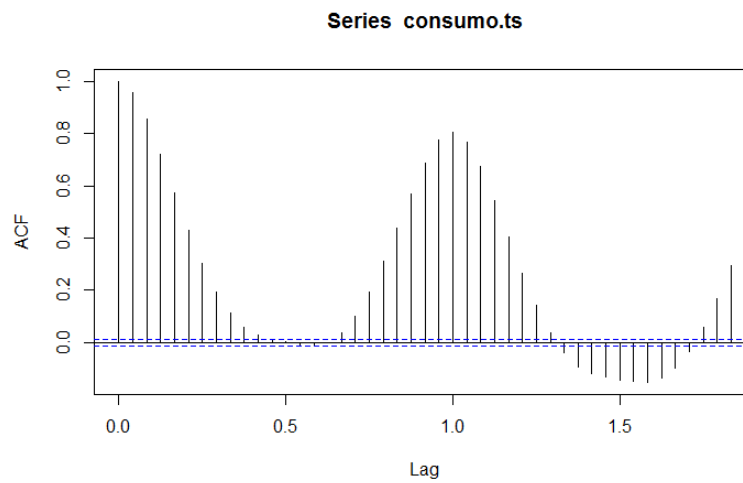


Figura - B-2 - Auto correlação da produção total de mercado

Anexo-C Gráficos relativos à produção total outras empresas

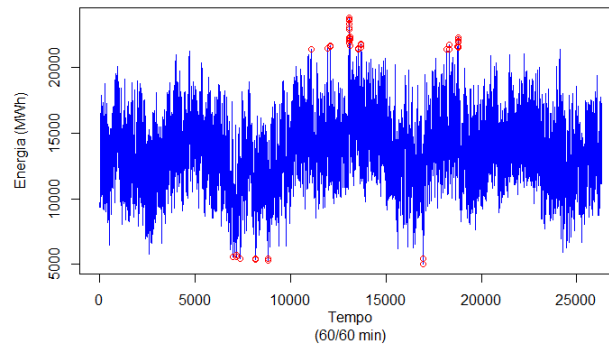


Figura - C-1 - Localização temporal Outliers da produção total de outras empresas

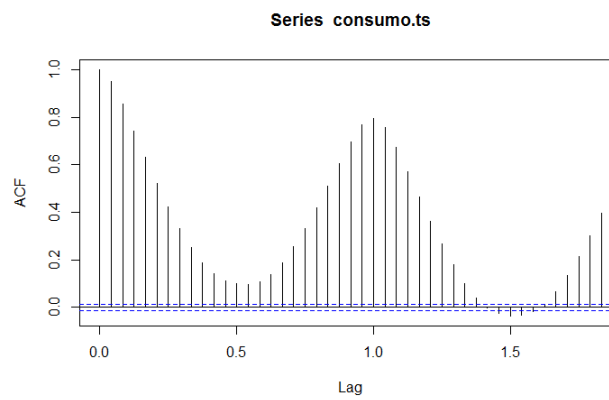


Figura - C-2 - Auto correlação da produção total de outras empresas

Anexo-D Graficos relativos ao preço do carvão

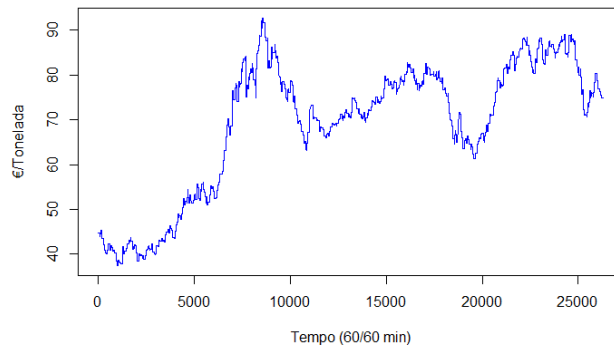


Figura - D-1 - Localização temporal Outliers do preço do carvão

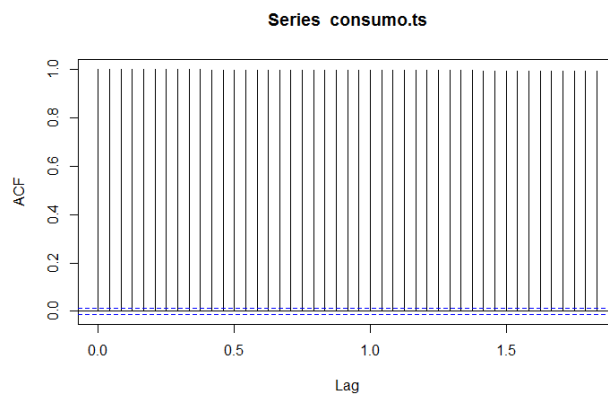


Figura - D-2 - Auto correlação do preço do carvão

Anexo-E Graficos relativos ao preço do gás natural

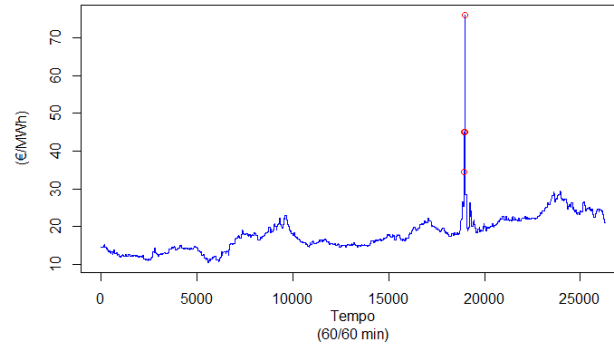


Figura - E-1 - Localização temporal Outliers do preço do gás natural

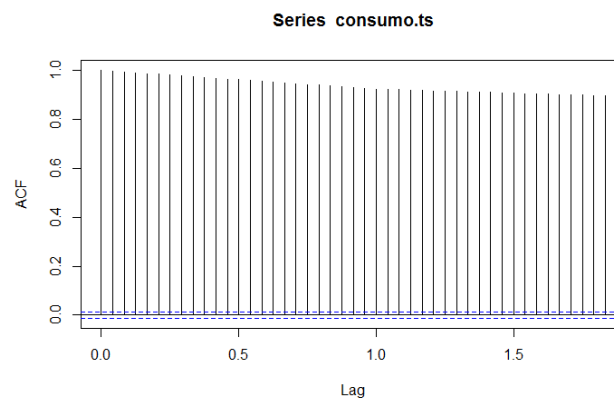


Figura - E-2 - Auto correlação do preço do gás natural

Anexo-F Graficos relativos ao preço das licenças de CO2

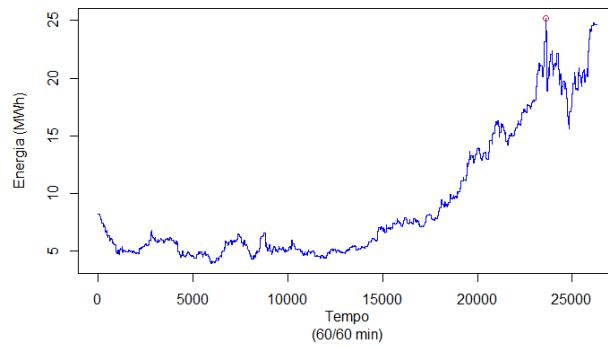


Figura - F-1 - Localização temporal Outliers do preço das licenças de CO2

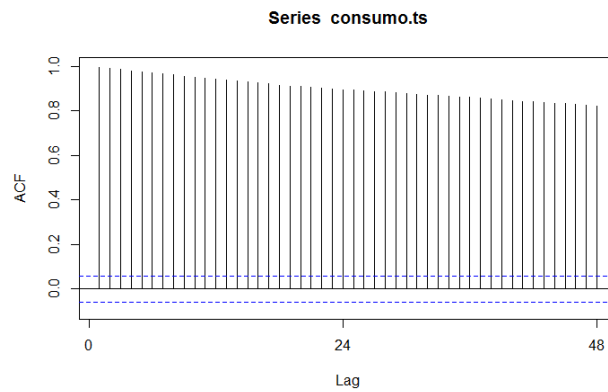


Figura - F-2 - Auto correlação do preço das licenças de CO2

Anexo-G Programação usada no R-Studio

1- Código utilizado para analisar as variáveis, PRE, hídrica, quantidade total de mercado, quantidade total de outras empresas e CO2

1.1 - Carregamento das funções disponíveis nas diferentes bibliotecas

```
library(readr)
library(ggplot2)
library(ggfortify)
library(forecast)
library(fracdiff)
library(fBasics)
library(car)
library(nortest)
library(fpp2)
library(tsoutliers)
library(lubridate)
library(nortest)
library(normtest)
library(fishmethods)
```

PRE

Carregamento de um ficheiro de excel com os dados de produção referentes à PRE.

```
Dados <- read_excel("C:/.../Dados_v2.1.xlsx",sheet = "PRE")
```

2 - Análise de dados – PRE

2.1- Dados estatísticos - obtenção das principais variáveis estatísticas - média, mediana, desvio padrão

```
basicStats(Dados_v2_1$End_PRE)
median(Dados_v2_1$End_PRE)
```

2.2) Boxplot consumo diario - obtenção dos boxplots de consumo diário

```
myColors<-ifelse(levels(dias.semana)=="sábado","skyblue1"
ifelse(levels(dias.semana)=="domingo", "palegreen","grey91" ) )
sim.1<-ts(Resultados_Cornout$Simulação,start=c(1,1),frequency=24)
dias.s <- weekdays(as.Date(Dados_v2_1$Dia))
dias.semana<-factor(dias.s,levels = c("segunda-feira","terça-feira","quarta-feira","quinta-
feira","sexta-feira","sábado","domingo"))
consumo<-cbind(consumo.ts.pre.End,dias.semana)
```

```
boxplot(consumo.ts.pre.End~dias.semana,range=1.5,main="Boxplot Diário-PRE-Endesa",col=myColors)
```

2.3 - Box plot consumo horário - obtenção dos boxplots de consumo horário

```
consumo.ts.pre.End<-ts(Dados_v2_1$End_PRE,start=c(1,1),frequency=24)
```

```
horas.dia<- Dados_v2_1$Hora
```

```
consumo<-cbind(consumo.ts.pre.End,horas.dia)
```

```
boxplot(consumo.ts.pre.End~horas.dia, range=1.5, main=" Boxplot Horário-Endesa",col="grey91")
```

2.4 - Obtenção dos boxplots dos dados de cada empresa

```
boxplot(Dados_v2_1$End_PRE,col="blue",range=1.5)
```

2.5 - Identificação dos outliers moderados e outliers severos

2.5.1 - Moderados

```
outliers.endesa.PRE<-boxplot.stats(Dados_v2_1$End_PRE,coef = 1.5)
```

```
outliers.endesa.PRE$out
```

```
length(outliers.endesa.PRE)
```

2.5.2 - Severos

```
boxplot(Dados_v2_1$End_PRE,col="red",range=3)
```

```
outliers.ext<-boxplot.stats(Dados_v2_1$End_PRE,coef = 3)
```

```
outliers.endesa.sev.PRE<-outliers.ext$out
```

```
length(outliers.endesa.sev.PRE)
```

2.6 - Localização Temporal dos outliers

```
aux<-Dados_v2_1$End_PRE %in% outliers.endesa.PRE$out
```

```
x<-which(aux==TRUE)
```

```
y<-outliers.endesa.PRE
```

```
x1<-c(1:length(Dados_v2_1$End_PRE))
```

```
plot(x1,Dados_v2_1$End_PRE[x1],type="l",col="blue",ylab = "Energia (MWh)",xlab = "Tempo (60/60 min)", main = "Localização Temporal dos outliers - Endesa")
```

```
points(x,Dados_v2_1$End_PRE[x],col="red")
```

2.7 - Definição da série temporal

```
consumo.ts<-ts(Dados_v2_1$End_PRE,start=c(1,1),frequency=24)
```

```

dias.semana<-weekdays(Dados_v2_1$Hora)
consumo<-cbind(consumo,dias.semana)
autoplot(consumo.ts) + ggtitle("Produção Endesa ") + xlab("Tempo (60/60 min)") +
ylab("Energia (MWh)")
# 2.7.1- Obtenção do gráfico de Season Plot
ggseasonplot(consumo.ts, season.labels=TRUE,year.labels = TRUE)+ xlab("") +
ggtitle("Produção Endesa")

# 2.8 - Cálculo da autocorrelação de cada empresa
Acf(Dados_v2_1$End_PRE, lag.max=72,plot=TRUE)
(Acf(Dados_v2_1$End_PRE, lag.max=72,plot=TRUE))
lag.plot(Dados_v2_1$End_PRE, lag=72, do.lines=TRUE)

# 3 - Modelo ARIMA
# 3.9.1 - Obtenção do modelo ARIMA através do comando automático - Auto - ARIMA
End_PRE.ts<-ts((Dados_v2_1$End_PRE),start=c(1,1),frequency=24)
End.PRE.mod<-auto.arima(End_PRE.ts)
checkresiduals(End.PRE.mod)
lillieTest(residuals(End.PRE.mod))
jb.norm.test(residuals(End.PRE.mod))
# 3.9.2 - Obtenção do modelo ARIMA através do ajuste manual.
End.mod.AR.JAN<-Arima(EN_PRE_JAN.ts,order=c(3,0,3),seasonal=c(3,1,1))
checkresiduals(End.mod.AR.JAN)
lillie.test(resid(End.mod.AR))
jb.norm.test(resid(End.mod.AR))

# 3.9.3 - Gráfico da série original e série obtida através do modelada.
plot(End.PRE.d)
plot(End_PRE.ts)
lines(EN.mod.AR$fitted, col= 'blue')

# 3.9.4 - Geração de dados para simulação, utilizando uma distribuição empírica
EN.PRE.JAN.Resid.sim<-remp(168,as.vector(End.mod.AR.JAN$residuals))
EN_PRE_JAN_SIM<-
simulate(End.mod.AR.JAN,nsim=168,future=TRUE,bootstrap=FALSE,innov=EN.PRE.JA
N.Resid.sim,lambda=EN.lambda.PRE.JAN)

```

Hidrica

```
# Carregamento de um ficheiro de excel com os dados de produção referentes à Hidrica
Dados <- read_excel("C:/.../Dados_v2.1.xlsx",sheet = "Hidrica")
```

```
# 4 - Análise de dados
```

```
# 4.1 - Dados estatísticos - obtenção das principais variáveis estatísticas - média,
mediana, desvio padrão.
```

```
basicStats(Dados_v2_1$End_Hid)
```

```
median(Dados_v2_1$End_Hid)
```

```
# 4.2 - Boxplot consumo diário - obtenção dos boxplots de consumo diário
```

```
myColors <- ifelse(levels(dias.semana)=="sábado" , "skyblue1" ,
ifelse(levels(dias.semana)=="domingo", "palegreen", "grey91" ) )
```

```
consumo.ts.hid.End<-ts(Dados_v2_1$End_Hid,start=c(1,1),frequency=24)
```

```
dias.s <- weekdays(as.Date(Dados_v2_1$Dia))
```

```
dias.semana<-factor(dias.s,levels = c("segunda-feira","terça-feira","quarta-feira","quinta-
feira","sexta-feira","sábado","domingo"))
```

```
consumo<-cbind(consumo.ts.hid.End,dias.semana)
```

```
boxplot(consumo.ts.hid.End~dias.semana, range=1.5, main=" Boxplot Diário - Hídrica -
Endesa",col=myColors)
```

```
# 4.3 - Boxplot consumo horário - obtenção dos boxplots de consumo horário
```

```
consumo.ts.hid.End<-ts(Dados_v2_1$End_Hid,start=c(1,1),frequency=24)
```

```
horas.dia<- Dados_v2_1$Hora
```

```
consumo<-cbind(consumo.ts.hid.End,horas.dia)
```

```
boxplot(consumo.ts.hid.End~horas.dia, range=1.5, main=" Boxplot Horário -
Endesa",col="lightblue2")
```

```
# 4.4 - Obtenção dos boxplots dos dados de cada empresa
```

```
boxplot(Dados_v2_1$End_Hid,col="blue",range=1.5)
```

```
# 4.5 - Identificação dos outliers moderados e outliers severos
```

```
# 4.5.1 - Moderados
```

```
outliers.endesa.Hid<-boxplot.stats(Dados_v2_1$End_Hid,coef = 1.5)
```

```
outliers.endesa.Hid$out
```

```
length(outliers.endesa.Hid)
```

4.5.2 - Severos

```
boxplot(Dados_v2_1$End_Hid,col="red",range=3)
outliers.ext<-boxplot.stats(Dados_v2_1$End_Hid,coef = 3)
outliers.endesa.sev.Hid<-outliers.ext$out
length(outliers.endesa.sev.Hid)
```

4.6 - Localização Temporal dos outliers

```
aux<-Dados_v2_1$End_Hid %in% outliers.EDP.Hid$out
x<-which(aux==TRUE)
y<-outliers.endesa.Hid
x1<-c(1:length(Dados_v2_1$End_Hid))
plot(x1,Dados_v2_1$End_Hid[x1],type="l",col="blue",ylab = "Energia (MWh)",xlab =
"Tempo (60/60 min)", main = "Localização Temporal dos outliers - Endesa")
points(x,Dados_v2_1$End_Hid[x],col="red")
```

4.7 - Definição da série temporal

```
consumo.ts<-ts(Dados_v2_1$End_Hid,start=c(1,1),frequency=24)
dias.semana<-weekdays(Dados_v2_1$Hora)
consumo<-cbind(consumo,dias.semana)
autoplot(consumo.ts) + ggtitle("Produção Endesa ") + xlab("Tempo (60/60 min)") +
ylab("Energia (MWh)")
```

4.7.1 - Obtenção do gráfico de Season Plot

```
ggseasonplot(consumo.ts, season.labels=TRUE,year.labels = TRUE)+ xlab("") +
ggtitle("Produção Endesa")
```

4.8 - Cálculo da autocorrelação de cada empresa

```
Acf(Dados_v2_1$End_Hid, lag.max=72,plot=TRUE)
(Acf(Dados_v2_1$End_Hid, lag.max=72,plot=TRUE))
lag.plot(Dados_v2_1$End_Hid, lag=72, do.lines=TRUE)
```

5 - Modelo ARIMA

5.1 - Obtenção do modelo ARIMA através do comando automático - Auto - ARIMA

```
End_HID.ts<-ts((Dados_v2_1$End_Hid),start=c(1,1),frequency=24)
End.HID.mod<-auto.arima(End_HID.ts)
checkresiduals(End.HID.mod)
lillieTest(residuals(End.HID.mod))
```

```
jb.norm.test(residuals(End.HID.mod))
```

```
# 5.2 - Obtenção do modelo ARIMA através do ajuste manual.
```

```
EN.mod.AR.HID.JAN<-Arima(EN_HID_JAN.ts,order=c(1,0,1),seasonal=c(1,1,1))
```

```
checkresiduals(EN.mod.AR.HID.JAN)
```

```
lillie.test(resid(EN.mod.AR.JAN))
```

```
jb.norm.test(resid(EN.mod.AR.JAN))
```

```
# 5.3 - Gráfico da série original e série obtida através do modelada.
```

```
plot(End.HID.d)
```

```
plot(End_HID.ts)
```

```
lines(EN.mod.AR$fitted, col= 'blue')
```

```
# 5.4 - Geração de dados para simulação, utilizando uma distribuição empírica
```

```
EN.HID.JAN.Resid.sim<-remp(168,as.vector(EN.mod.AR.HID.JAN$residuals))
```

```
EN_HID_JAN_SIM<-
```

```
simulate(EN.mod.AR.HID.JAN,nsim=168,future=TRUE,bootstrap=FALSE,innov=EN.HID.
```

```
JAN.Resid.sim,lambd=EN.lambda.HID.JAN)
```

Quantidade total de mercado

```
# Carregamento de um ficheiro de excel com os dados de produção referentes à  
quantidade total de mercado
```

```
Dados <- read_excel("C:/.../Dados_v2.1.xlsx",sheet = "Quantidade total mercado")
```

```
# 6 - Análise de dados
```

```
# 6.1 - Dados estatísticos - obtenção das principais variáveis estatísticas - média,  
mediana, desvio padrão.
```

```
basicStats(Dados_v2_1$Qtd_Tot_Merc)
```

```
# 6.2 - Obtenção dos boxplots dos dados referentes à quantidade total de mercado
```

```
boxplot(Dados_v2_1$Qtd_Tot_Merc,col="blue",range=1.5)
```

```
# 6.3 - Identificação dos outliers moderados e outliers severos
```

```
# 6.3.1 - Moderados
```

```
outliers<-boxplot.stats(Dados_v2_1$Qtd_Tot_Merc,coef = 1.5)
```

```
outliers.qtdtotmercado<-outliers$out
```

```
length(outliers.qtdtotmercado)
```

```
# 6.3.2 - Severos
```

```
boxplot(Dados_v2_1$Qtd_Tot_Merc,col="red",range=3)  
outliers.ext<-boxplot.stats(Dados_v2_1$Qtd_Tot_Merc,coef = 3)  
outliers.qtdtotmercado.sev<-outliers.ext$out  
length(outliers.qtdtotmercado.sev)
```

```
# 6.4 - Localização Temporal dos outliers
```

```
aux<-Dados_v2_1$Qtd_Tot_Merc %in% outliers$out  
x<-which(aux==TRUE)  
y<-outliers.qtdtotmercado  
x1<-c(1:length(Dados_v2_1$Qtd_Tot_Merc))  
plot(x1,Dados_v2_1$Qtd_Tot_Merc[x1],type="l",col="blue",ylab = "Energia (MWh)",xlab =  
"Tempo (60/60 min)")  
points(x,Dados_v2_1$Qtd_Tot_Merc[x],col="red")
```

```
# 6.5 - Definição da série temporal
```

```
consumo.ts<-ts(Dados_v2_1$Qtd_Tot_Merc,start=c(1,1),frequency=24)  
dias.semana<-weekdays(Dados_v2_1$Hora)  
consumo<-cbind(consumo,dias.semana)  
autoplot(consumo.ts) + ggtitle(" Quantidade total de Mercado ") + xlab("Tempo (60/60  
min)") + ylab("Energia (MWh)")
```

```
# 6.5.1 - Obtenção do gráfico de season Plot
```

```
ggseasonplot(consumo.ts, season.labels=TRUE,year.labels = TRUE)+ xlab("") +  
ggtitle("Quantidade Total de Mercado")
```

```
# 6.6 - Cálculo da autocorrelação
```

```
Acf(Dados_v2_1$Qtd_Tot_Merc, lag.max=72,plot=TRUE)  
(Acf(Dados_v2_1$Qtd_Tot_Merc, lag.max=72,plot=TRUE))  
lag.plot(Dados_v2_1$Qtd_Tot_Merc, lag=72, do.lines=TRUE)
```

```
# 7 Modelo ARIMA
```

```
# 7.1 - Obtenção do modelo ARIMA através do comando automático - Auto - ARIMA
```

```
QTD_TOT_MERC_JAN.ts<-ts(Dados_v2_1$Qtd_Tot_Merc,start=c(1,1),frequency=24)  
QTD_TOT_MERC_JAN.MOD<-auto.arima(QTD_TOT_MERC_JAN.ts)  
checkresiduals(QTD_TOT_MERC_JAN.MOD)
```

```
lillieTest(residuals(QTD_TOT_MERC_JAN.MOD))
jb.norm.test(residuals(QTD_TOT_MERC_JAN.MOD))
```

7.2 - Obtenção do modelo ARIMA através do ajuste manual.

```
QTD.TOT.MERC.mod.AR.JAN<-
Arima(QTD_TOT_MERC_JAN.ts,order=c(1,0,1),seasonal=c(1,1,1))
checkresiduals(QTD.TOT.MERC.mod.AR.JAN)
lillie.test(resid(EDP.mod.AR.JAN))
jb.norm.test(resid(EDP.mod.AR.JAN))
```

7.3 - Gráfico da série original e série obtida através do modelada.

```
plot(HC_HID_JAN.ts)
lines(HC.mod.AR.HID.JAN$fitted, col= 'blue')
```

7.4 - Geração de dados para simulação, utilizando uma distribuição empírica

```
QTD.TOT.MERC.Resid.sim<-
remp(168,as.vector(QTD.TOT.MERC.mod.AR.JAN$residuals))
QTD.TOT.MERC_JAN_SIM<-
simulate(QTD.TOT.MERC.mod.AR.JAN,nsim=10,future=TRUE,bootstrap=FALSE,innov=
QTD.TOT.MERC.Resid.sim,lambda=QTD.TOT.MERC.lambda.JAN)
```

Quantidade total de outras empresas

Carregamento de um ficheiro de excel com os dados de produção referentes à quantidade total de outras empresas

```
Dados <- read_excel("C:/.../Dados_v2.1.xlsx",sheet = "Quantidade total outras empresas")
```

8 - Análise de dados

8.1 - Dados estatísticos - obtenção das principais variáveis estatísticas - média, mediana, desvio padrão.

```
basicStats(Dados_v2_1$Qtd_Tot_Outras_Emp)
```

8.2 - Obtenção dos boxplots dos dados referentes à quantidade total de outras empresas

```
boxplot(Dados_v2_1$Qtd_Tot_Outras_Emp,col="blue",range=1.5)
```

```
# 8.3) Identificação dos outliers moderados e outliers severos
```

```
# 8.3.1 - Moderados
```

```
outliers<-boxplot.stats(Dados_v2_1$Qtd_Tot_Outras_Emp,coef = 1.5)
```

```
outliers.qtd_tot_outras_emp<-outliers$out
```

```
length(outliers.qtd_tot_outras_emp)
```

```
# 8.3.2 - Severos
```

```
boxplot(Dados_v2_1$Qtd_Tot_Merc,col="red",range=3)
```

```
outliers.ext<-boxplot.stats(Dados_v2_1$Qtd_Tot_Outras_Emp,coef = 3)
```

```
outliers.qtd_tot_outras_emp.sev<-outliers.ext$out
```

```
length(outliers.qtd_tot_outras_emp.sev)
```

```
# 8.4 - Localização Temporal dos outliers
```

```
aux<-Dados_v2_1$Qtd_Tot_Outras_Emp %in% outliers$out
```

```
x<-which(aux==TRUE)
```

```
y<-outliers.qtd_tot_outras_emp
```

```
x1<-c(1:length(Dados_v2_1$Qtd_Tot_Outras_Emp))
```

```
plot(x1,Dados_v2_1$Qtd_Tot_Outras_Emp[x1],type="l",col="blue",ylab = "Energia  
(MWh)",xlab = "Tempo (60/60 min)")
```

```
points(x,Dados_v2_1$Qtd_Tot_Outras_Emp[x],col="red")
```

```
# 8.5 - Definição da série temporal
```

```
consumo.ts<-ts(Dados_v2_1$Qtd_Tot_Outras_Emp,start=c(1,1),frequency=24)
```

```
dias.semana<-weekdays(Dados_v2_1$Hora)
```

```
consumo<-cbind(consumo,dias.semana)
```

```
autoplot(consumo.ts) + ggtitle(" Quantidade total de outras Empresas ") + xlab("Tempo  
(60/60 min)") + ylab("Energia (MWh)")
```

```
# 8.5.1 - Obtenção do gráfico de season Plot
```

```
ggseasonplot(consumo.ts, season.labels=TRUE,year.labels = TRUE)+ xlab("") +  
ggtitle("Quantidade Total de outras Empresas")
```

```
# 8.6 - Cálculo da autocorrelação
```

```
Acf(Dados_v2_1$Qtd_Tot_Outras_Emp, lag.max=72,plot=TRUE)
```

```
(Acf(Dados_v2_1$Qtd_Tot_Outras_Emp, lag.max=72,plot=TRUE))
```

```
lag.plot(Dados_v2_1$Qtd_Tot_Outras_Emp, lag=72, do.lines=TRUE)
```

```
# 9 - Modelo ARIMA
```

```
# 9.1 - Obtenção do modelo ARIMA através do comando automático - Auto - ARIMA
```

```

QTD_OUT_EMP_JAN.ts<-
ts(Dados_v2_1$Qtd_Tot_Outras_Emp,start=c(1,1),frequency=24)
QTD_OUT_EMP_JAN.MOD<-auto.arima(QTD_OUT_EMP_JAN.ts)
checkresiduals(QTD_TOT_MERC_JAN.MOD)
lillie.test(resid(QTD_TOT_MERC_JAN.MOD))
j.b.norm.test(resid(QTD_TOT_MERC_JAN.MOD))

```

9.2 - Obtenção do modelo ARIMA através do ajuste manual.

```

QTD.OUT.EMP.mod.AR.JAN<-
Arima(QTD_OUT_EMP_JAN.ts,order=c(1,0,2),seasonal=c(1,1,1))
checkresiduals(QTD.OUT.EMP.mod.AR.JAN)
lillie.test(resid(QTD.OUT.EMP.mod.AR.JAN))
j.b.norm.test(resid(QTD.OUT.EMP.mod.AR.JAN))

```

9.3 - Gráfico da série original e série obtida através do modelada.

```

plot(HC_HID_JAN.ts)
lines(HC.mod.AR.HID.JAN$fitted, col= 'blue')

```

9.4 - Geração de dados para simulação, utilizando uma distribuição empírica

```

QTD.OUT.EMP.JAN.Resid.sim<-
remp(168,as.vector(QTD.OUT.EMP.mod.AR.JAN$residuals))
QTD_OUT_EMP_JAN_SIM<-
simulate(QTD.OUT.EMP.mod.AR.JAN,nsim=168,future=TRUE,bootstrap=FALSE,innov=
QTD.OUT.EMP.JAN.Resid.sim,lambd=QTD.OUT.EMP.lambd.JAN)

```

CO₂

Carregamento de um ficheiro de excel com os dados de produção referentes ao CO₂

```
Dados <- read_excel("C:/.../Dados_v2.1.xlsx",sheet = "CO2")
```

10 - Análise de dados

10.1 - Dados estatísticos - obtenção das principais variáveis estatísticas - média, mediana, desvio padrão.

```
basicStats(Dados_v2_1$CO2)
```

```
# 10.2 - Obtenção dos boxplots dos dados referentes à quantidade total de outras empresas
```

```
boxplot(Dados_v2_1$CO2,col="blue",ylab = "Euros/ton CO2",range=1.5)
```

```
# 10.3 - Identificação dos outliers moderados e outliers severos
```

```
# 10.3.1 - Moderados
```

```
outliers<-boxplot.stats(Dados_v2_1$CO2,coef = 1.5)
```

```
outliers.CO2<-outliers$out
```

```
length(outliers.CO2)
```

```
# 10.3.2 - Severos
```

```
boxplot(Dados_v2_1$CO2,col="red",ylab = "Euros/ton CO2",range=3)
```

```
outliers.ext<-boxplot.stats(Dados_v2_1$CO2,coef = 3)
```

```
outliers.CO2.sev<-outliers.ext$out
```

```
length(outliers.CO2.sev)
```

```
# 10.4 - Localização Temporal dos outliers
```

```
aux<-Dados_v2_1$CO2 %in% outliers$out
```

```
x<-which(aux==TRUE)
```

```
y<-outliers.CO2
```

```
x1<-c(1:length(Dados_v2_1$CO2))
```

```
plot(x1,Dados_v2_1$CO2[x1],type="l",col="blue",ylab = "Euros/ton CO2",xlab = "Tempo (60/60 min)")
```

```
points(x,Dados_v2_1$CO2[x],col="red")
```

```
# 10.5 - Definição da série temporal
```

```
consumo.ts<-ts(Dados_v2_1$CO2,start=c(1,1),frequency=24)
```

```
dias.semana<-weekdays(Dados_v2_1$Dia)
```

```
consumo<-cbind(consumo,dias.semana)
```

```
autoplot(consumo.ts) + ggtitle(" Preço do CO2 ") + xlab("Tempo (60/60 min)") + ylab("Euros/ton CO2")
```

```
# 1.5.1) Obtenção do gráfico de season Plot
```

```
ggseasonplot(consumo.ts, season.labels=TRUE,year.labels = TRUE)+ xlab("Hora diária")
```

```
+ ggtitle(" Preço do CO2") + ylab("Energia(MWh)")
```

```
# 10.6 - Cálculo da autocorrelação
```

```
Acf(Dados_v2_1$CO2, lag.max=3,plot=TRUE)
```

```
(Acf(Dados_v2_1$CO2, lag.max=3,plot=TRUE))  
lag.plot(Dados_v2_1$CO2, lag=3, do.lines=TRUE)
```

```
# 11- Modelo ARIMA
```

```
# 11.1 - Obtenção do modelo ARIMA através do comando automático - Auto - ARIMA
```

```
CO2.ts<-ts((Dados_v2_1$CO2),start=c(1,1),frequency=1)
```

```
Acf(CO2.ts,lag.max = 336)
```

```
CO2.mod<-auto.arima(CO2.ts)
```

```
checkresiduals(CO2.mod)
```

```
lillieTest(residuals(CO2.mod))
```

```
jb.norm.test(residuals(CO2.mod))
```

```
# 11.2 - Obtenção do modelo ARIMA através do ajuste manual.
```

```
CO2.mod.AR.JAN<-Arima(CO2_JAN.ts,order=c(1,0,1))
```

```
checkresiduals(CO2.mod.AR.JAN)
```

```
lillie.test(resid(CO2.mod.AR.JAN))
```

```
jb.norm.test(resid(CO2.mod.AR.JAN))
```

```
# 11.3 - Gráfico da série original e série obtida através do modelada.
```

```
plot(HC_HID_JAN.ts)
```

```
lines(HC.mod.AR.HID.JAN$fitted, col= 'blue')
```

```
# 11.4 - Geração de dados para simulação, utilizando uma distribuição empírica
```

```
CO2.JAN.Resid.sim<-remp(168,as.vector(CO2.mod.AR.JAN$residuals))
```

```
CO2.JAN_SIM<-
```

```
simulate(CO2.mod.AR.JAN,nsim=168,future=TRUE,bootstrap=FALSE,innov=CO2.JAN.
```

```
Resid.sim,lambda=CO2.lambda.JAN)
```