



FEUP FACULDADE DE ENGENHARIA
UNIVERSIDADE DO PORTO

Previsão de produção hídrica para agregados regionais despacháveis

**Vasco Dennis Martins Fernandes Marques
Seifert**

Supervisor: Prof. Doutor Cláudio Monteiro

Co-Supervisor: Tiago Santos

Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores

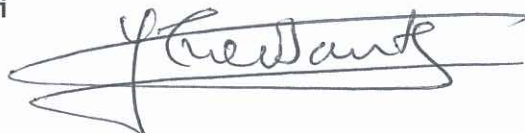
junho, 2014

A Dissertação intitulada

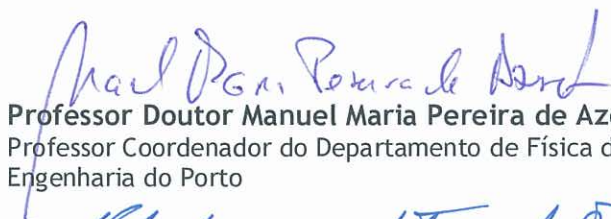
“Previsão de Produção Hídrica para Agregados Regionais Despacháveis.”

foi aprovada em provas realizadas em 23-07-2014

o júri



Presidente **Professor Doutor José Eduardo Roque Neves dos Santos**
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor Manuel Maria Pereira de Azevedo
Professor Coordenador do Departamento de Física do Instituto Superior de
Engenharia do Porto



Professor Doutor Cláudio Domingos Martins Monteiro
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

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



Autor - Vasco Dennis Martins Fernandes Marques Seifert

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

**Previsão de produção hídrica para agregados regionais
despacháveis**

Vasco Dennis Martins Fernandes Marques Seifert

Dissertação submetida para obtenção de grau de Mestre em

Engenharia Electrotécnica e de Computadores

junho, 2014

Abstract

Energy is vital for humans, as well as a continuous and secure access to energy is crucial for the sustainability of modern society, and renewable energy represent a solution to the growing obstacles and challenges found in the energy sector.

Usually, hydropower is considered a dispatchable electricity source, however due to the current situation of the electricity market and real situations of operation of the electric system, there are instances in which the system operators can not make decisions for the electricity production. Thus, it is necessary to forecast hydropower production in a short term for the next days, in order to make the planning of power system operations and to make decisions for the electrical market. At the moment, there several models available in the market.

In this dissertation, five short term forecasting hydroelectric models, with the regional clusters based hydro plants will be presented. The input information for the models are collected by SmartWatt, which provide past hydroelectric values from regional clusters of hydroelectric plants, and forecasted precipitation data obtained through a NWP tool. Further statistical data was collected, as the national electricity consumption, market price and production values from other renewable energy plants. Then, using neural networks, the hourly forecast values were obtained for each power plant.

The processing, analysis and evaluation of the variables is a key step in the creation of the models. The identification of the most relevant and appropriate information, make the models more robust and provide consistent forecasts. The methodology is explained and described, and at the end the best models are presented for each case study. Finally, an error analysis is performed, resorting some statistical indicators, which provide accurate information about the error obtained.

Keywords: Forecasting Models, Forecasting Production, Small Hydropower Plants

Resumo

Energia é vital para o ser humano, assim como um acesso contínuo e seguro de energia elétrica é crucial para a sustentabilidade da sociedade moderna, sendo que as energias renováveis representam a solução para os crescentes obstáculos e desafios encontrados no sector energético.

Por norma a energia hidroelétrica é considerada uma energia elétrica despachável, contudo devido à situação atual do mercado elétrico e em situações reais de operação do sistema elétrico, existe ocorrências em que as entidades reguladoras do sistema não conseguem tomar decisões relativamente à produção de energia elétrica. Deste modo, é necessário recorrer a previsões de produção de energia hidroelétrica a curto prazo para o dia seguinte, de modo a realizar o planeamento das operações do sistema de energia e efetuar decisões para o mercado elétrico. No entanto, não existe um conjunto elevado de modelos disponíveis no mercado.

Na presente dissertação, serão apresentados 5 modelos de previsão de produção hidroelétrica a curto prazo, tendo como base agregados regionais de centrais hídricas. Como entradas dos modelos, utilizou-se valores passados de energia hidroelétricas recolhidos pela *SmartWatt*, registados de hora em hora provenientes de agregados regionais de centrais hidroelétricas e valores da previsão de precipitação obtidos através de uma ferramenta de NWP. Adicionalmente recolheram-se dados estatísticos como o consumo nacional de energia, preço da eletricidade e os valores de produção das outras centrais de energia renovável. Em seguida, através de redes neuronais, realizou previsões horárias para as diversas centrais e agregados.

O processamento, análise e avaliação das diversas variáveis representa uma etapa fulcral na criação dos modelos. A identificação da informação mais relevante e apropriada, torna os modelos robustos e as previsões consistentes. A metodologia aplicada é justificada e descrita, sendo que no final são apresentados os melhores modelos para cada caso de estudo. Por último, é realizada uma análise do erro, recorrendo-se a certos indicadores estatísticos, que fornecem informação precisa sobre o erro presente.

Keywords: Modelos de Previsão, Previsão de Produção, Centrais Mini Hídricas, Centrais Fio de Água, Centrais Albufeira

Agradecimentos

Gostaria de agradecer à minha família por todo o apoio que me deram ao longo destes últimos cinco anos. Sem o suporte deles não teria concluído o curso.

Ao longo da minha dissertação, o auxílio e o apoio da Marta Rolo, Jorge Pessoa e Diana Lima foram essenciais para a minha progressão, para além de todos os bons momentos que me proporcionaram.

À minha namorada Rita Santos por toda a paciência, compreensão e carinho demonstrado nestes últimos anos.

Ao meu orientador, Professor Doutor Cláudio Monteiro, pela sua orientação, disponibilidade e visão fornecida. Adicionalmente, a toda a equipa da *SmartWatt*, por todas as horas que perderam comigo, que foram essenciais para o meu progresso.

Aos meus amigos, que estiveram sempre presentes ao longo destes cinco anos, em especial o Pedro Ferreira e o Vasco Pinto, que tanto fora como dentro da faculdade, me apoiaram nos momentos bons e nos maus.

Vasco Dennis Seifert

Índice

Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiii
1 Introdução	1
1.1 Enquadramento	1
1.2 Produção hidroelétrica em Portugal	5
1.3 Importância da previsão hidroelétrica	6
1.4 Motivação	7
1.5 Objetivos	8
1.6 Estrutura do documento	8
Lista de Abreviaturas	1
2 Estado de arte	9
2.1 Introdução	9
2.1.1 Aspetos técnicos	10
2.1.2 Centrais hidroelétricas com bombagem	10
2.1.3 Estratégias de operação de pequenas centrais hidroelétricas	12
2.1.4 Produção hidroelétrica em Espanha	13
2.1.5 Previsão - conceitos gerais	14
2.1.6 Modelos de previsão numérica - Numerical Weather Prediction (NWP)	15
2.1.7 Sistemas NWP baseados em <i>ensemble</i>	17
2.1.8 Modelo de previsão mini hídrica	18
2.1.9 Modelos de previsão hídrica	19
2.1.10 Redes neuronais	23
2.1.11 Avaliação dos modelos de previsão	23
2.2 Conclusão	26
3 Processamento da informação para os modelos	27
3.1 Pré-processamento da informação	27
3.2 Processamento das variáveis	28
3.2.1 Pluviosidade	28
3.2.2 Consumo	29
3.2.3 Produção dos vários tipos de centrais	30
3.2.4 Influência da pluviosidade	34
3.3 Conclusão	36

4	Construção dos modelos de previsão	39
4.1	Metodologia	39
4.2	Caso de estudo	41
4.3	Cálculo do potencial hidrológico	42
4.3.1	Influência do potencial hidrológico	43
4.3.2	Ajuste e modelização do potencial hidrológico	47
4.3.3	Previsão horária de produção mini hídrica	48
4.3.4	Previsão horária de produção fio de água	50
4.3.5	Previsão horária de produção albufeira	53
4.3.6	Previsão horária de produção para agregado português	54
4.3.7	Previsão horária de produção para agregado espanhol	57
4.4	Conclusões	58
5	Análise de Resultados	61
5.1	Modelos finais de previsão	61
5.1.1	Modelo de previsão média horária de produção para mini hídrica	61
5.1.2	Modelo de previsão média horária de produção para fio de água	64
5.1.3	Modelo de previsão média horária de produção para albufeira	66
5.1.4	Modelo de previsão média horária de produção para agregado português	69
5.1.5	Modelo de previsão média horária de produção para agregado espanhol	73
5.2	Conclusão	77
6	Conclusões e Trabalho Futuro	79
6.1	Satisfação dos Objectivos	81
6.2	Trabalho Futuro	81
	Referências	83
A	Gráficos produção mini hídrica	85
B	Gráficos produção fio de água	87
C	Gráficos produção albufeira	89
D	Gráficos produção agregado português	91
E	Gráficos produção agregado espanhol	93

Lista de Figuras

1.1	Produção de energia mundial por fonte em 2010 [1]	2
1.2	Potencial técnico mundial da produção hidroelétrica [1]	3
1.3	Repartição por tecnologia da energia comercializada pela EDP Serviço Universal em 2013 [2]	4
1.4	Diagrama de carga 18/06/2014, em Portugal [3]	4
1.5	Evolução da potência hidroelétrica em Portugal [4]	5
1.6	Potencial hídrico não aproveitado vs dependência energética externa[5]	5
2.1	Central <i>closed-loop</i> (a) central <i>pump-back</i> (b) de armazenamento de energia [6] .	11
2.2	Esquematização da perda de informação em função do horizonte temporal. A linha preta representa o limite teórico da previsão, a linha verde representa o modelo NWP e a linha azul representa o método de Nowcasting[7]	15
2.3	Produção horária real de energia e produção prevista [8]	18
2.4	Modelo STWIF aplicado no Rio Soca CHS[9]	20
2.5	Diagrama do modelo WIFFS [10]	21
2.6	Evolução da aplicação das redes neuronais	23
3.1	Origem dos dados que compõem os modelos de previsão	28
3.2	Precipitação mensal em 2013	29
3.3	Consumo de energia ao longo do dia	30
3.4	Consumo de energia ao longo da semana	30
3.5	Produção ao longo do dia numa central do tipo albufeira	31
3.6	Produção ao longo do dia numa central do tipo fio de água	31
3.7	Produção ao longo do dia numa central do tipo mini hídrica	32
3.8	Processo de bombagem ao longo do dia	32
3.9	Produção hídrica agregada ao longo do dia	33
3.10	Produção hídrica para o ano 2013	33
3.11	Produção média horária de energia e pluviosidade média horária	34
3.12	Bombagem média horária e pluviosidade média horária	35
3.13	Bombagem média horária e produção média horária de energia	35
3.14	Produção média horária de uma central mini Hídrica e pluviosidade média horária	36
4.1	Metodologia para a construção dos modelos de previsão	40
4.2	Evolução do erro para o processo de teste e treino do melhor modelo para o aproveitamento fio de água.	41
4.3	Produção média horária do agregado nacional e potencial hidrológico	43
4.4	Produção média horária de energia e potencial hidrológico	44
4.5	Produção média horária do agregado nacional e produção média horária estimada de energia	45

4.6	Produção média horária estimada do agregado nacional e pluviosidade média horária	46
4.7	Produção média horária de energia, produção média horária estimada e potencial hidrológico, de uma central mini hídrica	46
4.8	Produção média horária de energia e produção média horária ajustada de energia, para uma central do tipo mini hídrica	48
4.9	Correlação entre a produção horária real e produção horária estimada	49
4.10	Correlação entre o resíduo e a hora do dia	49
4.11	Estrutura do modelo final para a previsão de produção da central mini hídrica	50
4.12	Produção média horária de energia e produção média horária ajustada de energia, para uma central do tipo fio de água	51
4.13	Correlação entre o resíduo do modelo 7 e o preço para a hora h	52
4.14	Estrutura do modelo final para a previsão de produção da central de fio de água	52
4.15	Produção média horária real e o preço para a hora h	53
4.16	Estrutura do modelo final para a previsão de produção da central de albufeira	54
4.17	Produção mensal hidroelétrica em 2013, Portugal	55
4.18	Estrutura do primeiro procedimento para a previsão de produção para o agregado português	56
4.19	Estrutura do segundo procedimento para a previsão de produção para o agregado português	56
4.20	Correlação entre o resíduo do modelo 4 e a produção renovável do dia anterior	58
4.21	Estrutura do modelo final para a previsão de produção do agregado espanhol	58
5.1	Produção média real e previsão para o modelo 1 e 2	63
5.2	Histograma do erro percentual para o modelo 2	63
5.3	Produção média real e previsão para o modelo 1 e 7	64
5.4	Histograma do erro percentual para o modelo 7	66
5.5	Produção média real e previsão para o modelo 1 e 6	67
5.6	Histograma do erro percentual para o modelo 6	69
5.7	Regressão do resíduo com o consumo do dia anterior	71
5.8	Regressão do resíduo com a hora do dia	71
5.9	Histograma do modelo final	72
5.10	Histograma do modelo 6	72
5.11	Produção média real e previsão para o modelo 6 e o modelo final, para o mês de Fevereiro	73
5.12	Produção média real ao longo da semana, em Espanha.	73
5.13	Produção média real e previsão para o modelo 1 e o modelo 6.	74
5.14	Histograma do erro percentual para o modelo 6.	74
A.1	Correlação entre a produção real e a previsão relativo ao melhor modelo de mini hídrica	85
A.2	Produção média real de energia e previsão para o modelo 2, em 2013	86
A.3	Previsão para o modelo 2 e a pluviosidade, em 2013	86
A.4	Produção média real, previsão para o modelo 1 e previsão para o modelo 2, em julho	86
B.1	Correlação entre a produção real e a previsão relativo ao melhor modelo de fio de água	87
B.2	Produção média real de energia e previsão para o modelo 7, em 2013	87
B.3	Previsão para o modelo 7 e a pluviosidade, em 2013	88

C.1	Correlação entre a produção real e a previsão relativo ao melhor modelo de albufeira	89
C.2	Produção média real de energia e previsão para o modelo 6, em 2013	90
C.3	Previsão para o modelo 6 e a pluviosidade, em 2013	90
C.4	Previsão do modelo 6 ao longo do dia	90
D.1	Correlação entre a produção real e a previsão relativo ao melhor modelo do agregado nacional	91
D.2	Produção média real de energia e previsão para o modelo final do agregado nacional, em 2013	92
D.3	Previsão para o modelo final e a pluviosidade, em 2013	92
E.1	Correlação entre a produção real e a previsão relativo ao melhor modelo do agregado espanhol	93
E.2	Produção média real de energia e previsão para o modelo 6 do agregado espanhol, em 2013	94
E.3	Previsão para o modelo 6 e a pluviosidade, em 2013	94

Lista de Tabelas

1.1	Produção nacional de energia por aproveitamentos do tipo fio de água [11]	6
1.2	Produção nacional de energia por aproveitamentos do tipo albufeira [11]	6
2.1	Modelos globais	16
2.2	Modelos regionais	17
4.1	Dias de regressão aplicados à produção média real	47
5.1	Erro obtido para cada modelo de previsão de mini hídrica	62
5.2	Erro obtido para cada modelo de previsão de fio de água	65
5.3	Erro obtido para cada modelo de previsão para albufeira	68
5.4	Erro obtido para cada modelo de previsão para o agregado português, através do primeiro procedimento	70
5.5	Erro obtido para o modelo final de previsão para o agregado português, através do segundo procedimento	70
5.6	Erro obtido para cada modelo de previsão para o agregado espanhol	75
5.7	Regressão entre a produção real e o modelo final de previsão	77
5.8	MAPE final para cada modelo final de previsão de produção	77

Lista de Abreviaturas

LS-SV	<i>Least squares support vector</i>
NWP	<i>Numerical Weather Predictions</i>
EU	<i>European Union</i>
REN	<i>Redes Energéticas Nacionais</i>
RNT	<i>Redes Nacional de Transporte</i>
PHES	<i>Pumped Hydro Energy Storage</i>
PIB	<i>Produto Interno Bruto</i>
GFS	<i>Global Forecast System</i>
GEM	<i>Global Environmental Multiscale Model</i>
GSM	<i>Global Spectral Model</i>
IFS	<i>Integrated Forecast System</i>
UM	<i>Unified Model</i>
NCEP	<i>National Centers for Environmental Prediction</i>
MSC	<i>Meteorological Service of Canada</i>
JMA	<i>Japan Meteorological Agency</i>
ECMWF	<i>European Centre for Medium-Range Weather Forecasts</i>
METOF	<i>Meteorological Officer</i>
MM5	<i>Fifth Generation Penn State / NCAR Mesoscale Model MM5</i>
WRF	<i>Weather Research and Forecasting Model</i>
ARPS	<i>Advanced Regional Prediction System</i>
ALADIN	<i>Aire Limiteé Adaptation dynamique Développement InterNational</i>
HIRLAM	<i>High Resolution Limited Area Model</i>
EPS	<i>Ensemble Prediction System</i>
ANN	<i>Artificial Neural Network</i>
STWIF	<i>Short-Term Water-Inflow Forecasts</i>
RN	<i>Redes Neurais</i>
USA	<i>United State of America</i>
WIFFS	<i>Winnipeg Flow Forecasting System</i>
NMAPE	<i>Normalized Mean Absolute Percentage Error</i>
NRMSPE	<i>Normalized Root Mean Square Percentage Error</i>
MAE	<i>Mean Absolute Error</i>
MAPE	<i>Mean Absolute Percentage Error</i>
FEUP	<i>Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto</i>
RMSE	<i>Root Mean Square Error</i>
RMSPE	<i>Root Mean Square Percentage Error</i>
MSE	<i>Mean Square Error</i>
EP	<i>Erro Percentual</i>

Lista de Símbolos

R^2	Coeficiente de determinação
$P_{instalada}$	Potência instalada
G	Aceleração Gravítica
η	Eficiência
Q	Caudal
m	Metro
(m^3/s)	Metro Cúbico por Segundo
(m/s^2)	Metro por Segundo ao Quadrado
kW	Quilowatt
MW	Megawatt
W	Watt
TWh	Terawatts-hora
l	Litro
H	Queda Bruta
$P_{real,t}$	Produção média de energia para a hora t
$P_{previsto,t}$	Previsão de produção média de energia para a hora t
$e(t+k t)$	Erro do Sistema de Previsão no instante t
$P(t+k)$	Valor Previsto para o instante t+k
$P(t+k t)$	Previsão de Potência para o instante t+k, efetuada no instante t
μe	Erro Sistemático
ξe	Erro Aleatório
P_{med}	Potência média
P_{max}	Máximo valor de potência
P_{min}	Minimo valore de potência
$P_{agregado}$	Potência produzida pelo agregado
$P_{albufeira}$	Potência produzida pelo albufeira
$P_{fiodegua}$	Potência produzida pelo fio de água
$P_{minihidrica}$	Potência produzida pela mini hídrica
$P_{bombagem}$	Potência consumida pela bombagem
$R_{d,h}$	Previsão média diária de precipitação para o dia d, à hora h
$H_{d,h}$	Potencial hidrológico para a hora h no dia d
$H_{d-1,h}$	Potencial hidrológico para a hora h no dia d-1
$P_{estd,h}$	Prdoução estimada de energia elétrica para a hora h e o dia d
h_o	Valor máximo de saturação da curva sigmóide
h_m	Valor mínimo de saturação da curva sigmóide
$H_{aj_d,h}$	Potencial hidrológico para a hora h no dia d

Chapter 1

Introdução

A presente dissertação foi desenvolvida no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Universidade do Porto, na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP).

Nesta dissertação serão apresentados novos modelos de previsão de curto prazo de produção para agregados de centrais hídricas despacháveis e em ambiente de mercado. Os modelos serão constituídos por previsões meteorológicas NWP baseadas em *ensembles* pretendendo-se, com isso, obter previsões através de redes neuronais, modelizando o efeito do despacho nas produções das grandes hídricas.

Os modelos desenvolvidos incluirão sistemas de auto ajuste por assimilação da informação medida mais recente e serão utilizadas ferramentas computacionais desenvolvidas na Smartwatt.

Este capítulo contempla uma exposição do problema inicial, contextualizando-o na situação atual, apresentando as ideias principais que serão desenvolvidas ao longo da dissertação.

1.1 Enquadramento

A energia representa todo o movimento da Terra: tanto a vida como a sociedade necessitam dela. A energia utilizada na sociedade está fortemente relacionada, tanto com o bem económico como com o ambiental, sendo que a combustão de combustíveis fósseis e da biomassa tradicional fornecem uma grande contribuição no impacto ambiental, como é o caso do aumento do aquecimento global ou smog. Deste modo, existe a necessidade de mudar o foco de consumo de energia e investir no desenvolvimento de novas tecnologias sustentáveis e renováveis.

De acordo com a *International Energy Agency* [6], nos últimos anos, o consumo energético aumentou, significativamente, com uma quota que atingiu os 17,7% em 2010, prevendo-se mesmo que, até 2025, este valor duplique. O aumento das preocupações ambientais provocou um crescimento no desenvolvimento de energias renováveis com o objetivo de reduzir a dependência dos combustíveis fósseis. Neste contexto, a energia hidroelétrica surge como solução incontestável, com uma produção elétrica de, aproximadamente, 3500 TWh em 2010 (16,3% da produção mundial),

um valor superior comparativamente com as outras fontes renováveis combinadas, contudo muito inferior ao das centrais de combustíveis fósseis. [1]

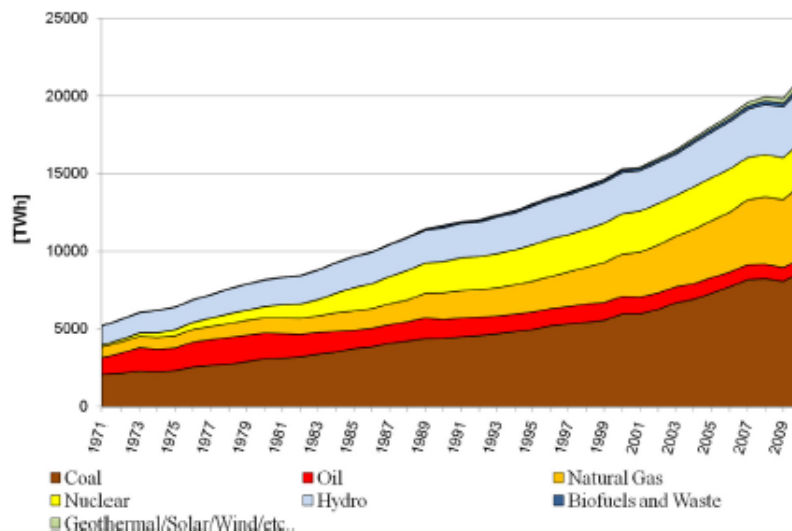


Figure 1.1: Produção de energia mundial por fonte em 2010 [1]

Nos 27 países da União Europeia, a produção de energia através de aproveitamentos hidroelétricos foi de 323 TWh em 2010 (9,8% da eletricidade europeia) e, aproximadamente, 60% da energia produzida proveniente de fontes renováveis. [12] Embora a produção hidroelétrica represente, na atualidade, um papel fundamental na produção sustentável de energia, e evite a combustão de, aproximadamente, 4,4 milhões de barris crude por dia, apenas 33 % do potencial hídrico mundial se encontra desenvolvido e o potencial técnico restante é estimado no valor bastante elevado (14,576 TWh/ano)(fig. 2). A maior percentagem de potencial por desenvolver encontra-se em África (92%), seguido pela Ásia (80 %) e América Latina (74%). A figura 1.2 expõe os potenciais produtores de energia através de aproveitamentos hidroelétricos.

Esta energia também fornece vantagens consideráveis: promove a estabilidade dos preços porque ao contrário dos combustíveis e do gás natural, não está sujeita às flutuações do mercado elétrico; reduz a vulnerabilidade ambiental a cheias; contribuiu para o armazenamento de água potável e para aproveitamentos de irrigação.[6]

Actualmente, a rede elétrica é altamente centralizada com um complexo sistema de produção-transmissão de energia caracterizada pela longa distância entre as centrais produtoras e os consumidores finais e por uma capacidade de armazenamento de energia limitada.

Para garantir a segurança do sistema de energia, é necessário assegurar-se um equilíbrio contínuo entre o consumo e a produção, porém, tal necessidade limita a penetração de energia de fontes renováveis na rede, cuja produção é oscilante, imprevisível e deslocalizada. Por exemplo, em [13], tendo em conta o potencial da energia eólica, a sua integração completa no sistema provocaria um aumento de 20% da produção de energia total, sem qualquer tipo de problemas

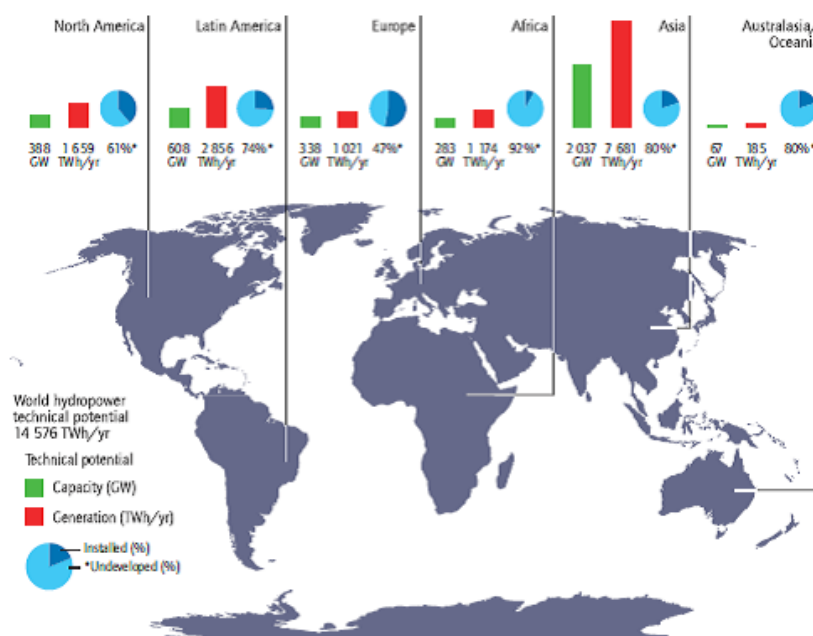


Figure 1.2: Potencial técnico mundial da produção hidroelétrica [1]

técnicos para a estabilidade da rede. Contudo, aumentos adicionais da produção de energia eólica (até 80%) é viável apenas em redes isoladas (menor que 10MW).

De acordo com [14], a energia proveniente de fontes renováveis obteve, em 2012, resultados mistos. Registou-se uma queda de -0,4% na produção de energia através de biocombustíveis, algo que não se verificava desde 2000. Por outro lado, a produção de energia através de fontes renováveis obteve um crescimento na ordem dos 15,2%, um crescimento mais lento comparado com os anos anteriores, contudo ainda relativamente acima da média histórica. A energia eólica foi responsável por mais de metade do crescimento global da produção de energia renovável, aproximadamente 18,1%, onde a China representou o maior aproveitamento eólico. Em suma, energias renováveis representaram em 2012, 2,4% do consumo global de energia enquanto 4,7% representou a produção de energia global.

Em 2010, a *Energy Information Administration* estimou que o uso de fontes renováveis para a produção de energia elétrica teria aproximadamente um crescimento anual de 3% entre 2007 e 2035. Para além disso, também projeta um rápido crescimento de combustíveis líquidos não-convencionais durante o mesmo período.

Relativamente a Portugal, de acordo com a REN, no primeiro trimestre de 2013, 70% do consumo nacional proveio de fontes renováveis de energia, onde as favoráveis condições meteorológicas provocaram um aumento da produção hídrica e da produção eólica relativamente ao ano de 2012. Estas duas fontes de energia representam as fontes com maior produção a nível nacional.

A figura 1.3, apresenta a repartição das tecnologias usadas para a produção de energia em Portugal. Como pode ser observado, a produção eólica apresenta a maior contribuição na pro-

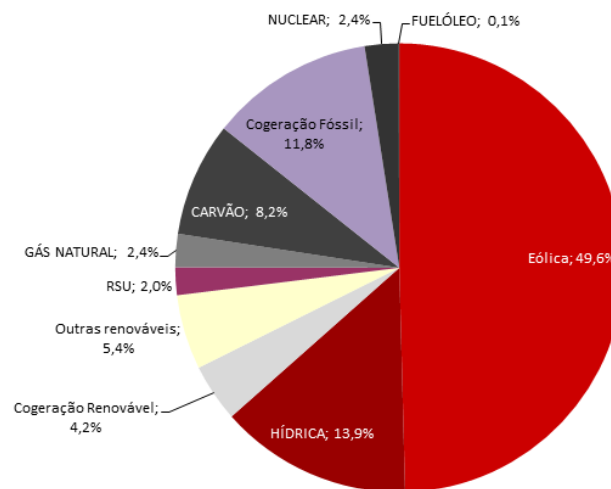


Figure 1.3: Repartição por tecnologia da energia comercializada pela EDP Serviço Universal em 2013 [2]

dução nacional, seguida pela produção hídrica. Contudo, verifica-se que ainda existe uma certa dependência dos combustíveis fósseis devido à sua propriedade regularizadora.

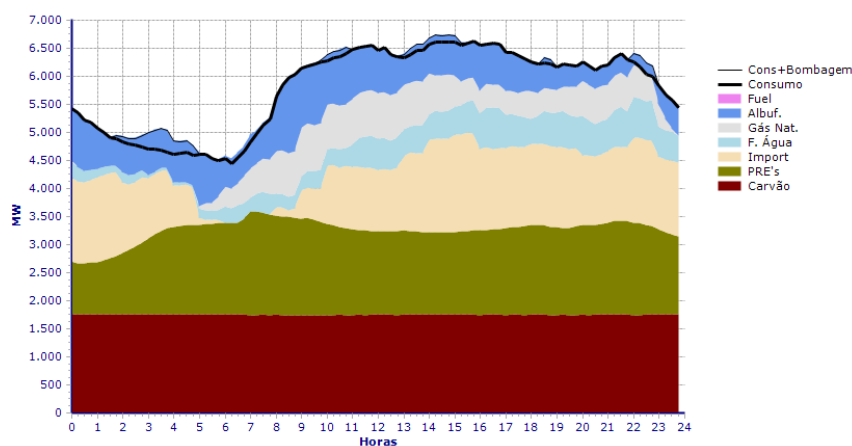


Figure 1.4: Diagrama de carga 18/06/2014, em Portugal [3]

O gráfico 1.4, demonstra o consumo num dia de Verão, mais propriamente no mês de Junho. Facilmente se comprova que o consumo não possui um comportamento linear e que vai sofrer variações ao longo do dia, existindo períodos de vazio e períodos de ponta. No caso de ocorrerem situações de variação extrema, as centrais hidroelétricas terão um papel importante na correspondência a essa procura significativa, uma vez que possuem a propriedade de ativar os grupos rapidamente e fornecendo a potência requisitada à rede rapidamente.

1.2 Produção hidroelétrica em Portugal

De acordo com [4], a produção de energia elétrica através da cinética da água em Portugal iniciou-se, aproximadamente, na última década do século XIX. No entanto, o seu desenvolvimento cresceu por volta de 1930 com o aumento dos consumos e as necessidades locais de iluminação. O início da industrialização do país levou à produção de energia elétrica através de aproveitamentos hidroelétricos, o que provocou, no decorrer, dos anos a criação de uma rede elétrica nacional. Até 1965, já se tinham construído grandes centrais hidroelétricas denominados albufeira, com propriedades de armazenamento. Começaram a surgir as primeiras albufeiras com capacidade de bombagem, permitindo a regularização do sistema hidroelétrico. A figura 1.5 demonstra a evolução da potência instalada nas centrais hidroelétricas até 2005, em Portugal.

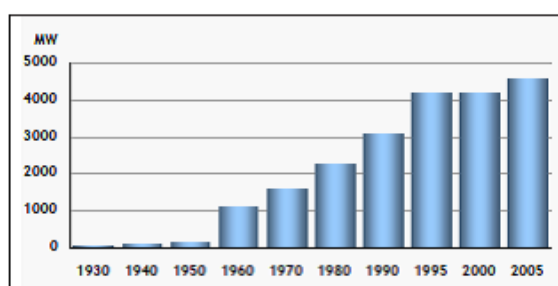


Figure 1.5: Evolução da potência hidroelétrica em Portugal [4]

Relativamente ao potencial hídrico, Portugal é, atualmente, um dos países com maior potencial, contudo a sua dependência energética ainda se encontra com valores elevados. De acordo com a figura 1.6, em 2007, aproximadamente 54 % do recurso hídrico nacional ainda se encontrava por explorar.

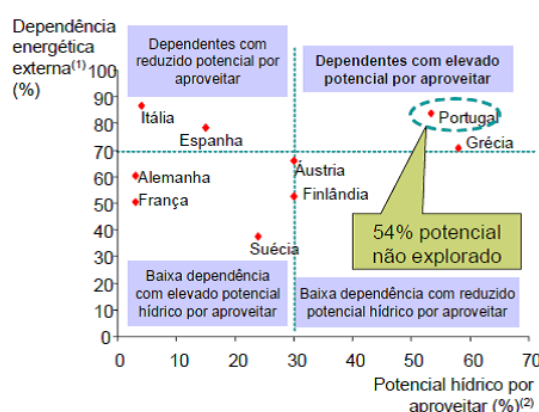


Figure 1.6: Potencial hídrico não aproveitado vs dependência energética externa[5]

Em julho de 2011, a REN apresentou o Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT 2012-2017 (2022), onde se que pretendia aumentar os aproveitamentos hidroelétricos, bem como

reforçar a potência das centrais já existentes, de modo a que, em 2022, a potência instalada total fosse de, aproximadamente, 4992 MW. As tabelas 1.1 e 1.2 espelham as principais centrais produtoras em Portugal, assim como a sua produção associada.

Table 1.1: Produção nacional de energia por aproveitamentos do tipo fio de água [11]

Localização	Ponta[MWh]	Prod. Líquida[MWh]	Utiliz. [%]	Bomb.[MWh]	Armaz. [%]
Miranda	183	1,887	44		
MirandaII	186	993	22		
Picote	184	1,762	38		
PicoteII	217	514	9		
Bemposta	28	4	0		
BempostaII	187	1,608	35		
Pocinho	57	249	6		
Valeira	75	311	6		
Regua	57	440	10		
Carrapatelo	68	461	10		
Crestuma	36	107	4		
Torrao	54	95	3	0	61.5
Fratel	96	576	18		
TOTAL	733	9,647	16	0	57.6

Table 1.2: Produção nacional de energia por aproveitamentos do tipo albufeira [11]

Localização	Ponta[MWh]	Prod. Líquida[MWh]	Utiliz. [%]	Bomb.[MWh]	Armaz. [%]
A.Lindoso	499	3,055	20		72.0
Touvedo	21	326	63		58.3
A.Rabagao	70	1,244	78	0	90.0
Paradela					66.0
Vila/Venda.Nova	0	-2	0		45.3
V.NovaII(Frades)	182	2,958	65	0	
Salamonde	30	715	73		21.1
Vilarinho	118	426	14	0	76.4
Canicada	59	899	61		68.3
Tabuaco	59	901	66		62.3
Agueira	90	220	3	518	90.5
Raiva	11	40	7		73.3
Cabril	108	1,664	67		50.3
Bouca	50	844	81		96.6
Castelo.Bode	154	1,153	30		92.9
Pracana	37	185	19		70.2
Alqueva	0	-15	0	780	87.9
AlquevaII	220	670	11	0	
TOTAL	1,381	16,183	26	1,299	76.3

1.3 Importância da previsão hidroelétrica

O conhecimento sobre a progressão da produção relativamente às fontes renováveis representa, para o sistema elétrico nacional, uma ferramenta de elevada importância. A utilização deste tipo de fontes auto sustentáveis na integração de unidades de geração, levou a que os sistemas de distribuição e transmissão elaborassem novos princípios associados com a monitorização, controlo

e gestão de unidades de produção, tendo em conta as limitações da rede e o desempenho do mercado nacional. No entanto, devido à variabilidade e volatilidade das variáveis intrínsecas a este tipo de fonte, existe a necessidade de se desenvolverem ferramentas de previsão, de modo a facilitar a sua participação na rede elétrica.

Os modelos atualmente desenvolvidos requerem um vasto número de dados para aumentar a sua *performance*. Quanto maior for a dimensão do conjunto de treino, melhor serão as previsões obtidas. Relativamente ao horizonte temporal, os modelos de previsão poderão ser divididos em três categorias: muito curto prazo, curto prazo, longo prazo. A previsão de produção para aproveitamentos hidroelétricos irá depender de vários fatores: meteorologia, as estratégias de operação do sistema, a hora do dia, consumo existente, entre outras. Estes fatores irão ter um peso diferente consoante o tipo de central envolvida no estudo.

Deste modo, a previsão hidroelétrica facilitará a segurança no abastecimento à rede e na integração nos mercados de eletricidade, e irá fornecer auxílio no planeamento e nas estratégias de operação do sistema.

1.4 Motivação

Apesar de Portugal apresentar fortes avanços na exploração dos recursos renováveis, ainda se encontra dependente de recursos energéticos importados, como por exemplo o petróleo bruto, carvão e o gás, representando 20% da energia primária consumida. Esta situação expõe o país às políticas e variações dos mercados internacionais, onde as oscilações dos preços dos combustíveis fósseis afetam diretamente os mercados nacionais.

O consumidor doméstico ou final tem sido, ao longo dos anos, afetado pelo crescimento dos custos energéticos, devido ao aumento dos combustíveis importados. Por outro lado, em períodos de elevada seca a produção hidroelétrica é muito inferior, o que provoca um agravamento da dependência das fontes não renováveis.

Nestas circunstâncias, os recursos endógenos simbolizam uma forma de reduzir a dependência relativamente aos combustíveis fósseis e à disposição internacional. A energia proveniente de aproveitamentos hídricos desempenha um papel fundamental no mercado nacional, uma vez que reduz a dependência energética do exterior e fornece estabilidade ao mercado consumidor nacional.

Até à data, já existem vários desenvolvimentos nesta área, onde, nos últimos anos, a previsão de pequenas centrais hidroelétricas tem merecido um maior destaque. Foram desenvolvidos modelos de afluências, algoritmos para melhorar as estratégias de operação e foi conjugada a produção hídrica com a térmica, entre outros desenvolvimentos.

Pelas razões acima mencionadas, a elaboração da presente dissertação levou ao interesse no conhecimento dos fatores que afetam quer os níveis de produção quer as decisões tomadas pelo operador da central. Neste contexto, a previsão desempenha um papel fulcral no mercado energético, fornecendo energia e estabilidade para as diversas horas do dia.

1.5 Objetivos

O presente documento tem como objetivo central o desenvolvimento de modelos de previsão a curto prazo para agregados regionais despacháveis e em ambiente de mercado. Para tal, elencam-se as necessidades:

- Analisar o estado atual dos aproveitamentos hidroelétricos em Portugal e explorar os seus comportamentos;
- Conhecer e identificar todas as variáveis que possam conter informação relevante para a criação dos modelos de previsão;
- Processar as variáveis, realizando uma análise exaustiva do seu comportamento e a influência que poderá ter para o estudo em causa;
- Modelizar o potencial hidrológico para cada tipo de agregado;
- Desenvolver os modelos de previsão, com discretização horária, para um horizonte temporal de curto prazo;
- Executar o processo de treino e teste dos modelos desenvolvidos para cada central em estudo através de ferramentas computacionais de inteligência artificial, onde os modelos incluem sistemas de auto ajuste por assimilação da informação recolhida.

1.6 Estrutura do documento

A presente dissertação é composta por um total de seis capítulos, em que se apresenta a introdução como o primeiro capítulo.

O capítulo 2, refere o estado de arte relativamente aos modelos de previsão desenvolvidos até à presente data. O capítulo, descreve o tipo de centrais existente e as suas estratégias de operação. Adicionalmente, são descritas as metodologias aplicadas na previsão, as ferramentas desenvolvidas, os métodos de avaliação dos modelos e os horizontes temporais existentes.

No capítulo 3 é descrita a origem das variáveis utilizadas no estudo e justifica-se a sua aplicação nos modelos de previsão de produção. Por outro lado, as melhores variáveis são identificadas e é demonstrada a sua relação com a produção. Ainda, e através de determinados algoritmos, é desenvolvida uma nova variável que avalia o potencial hidrológico existente.

O capítulo 4 descreve os vários modelos desenvolvidos, justificando a sua composição e estruturação.

Os resultados obtidos dos modelos em apreço são expostos no capítulo 5. São identificados os melhores modelos obtidos em teste para cada central e os conjuntos agregados, e realiza-se uma análise detalhada do erro obtido.

No capítulo final, a título conclusivo, faz-se referência a algumas considerações que se afiguram pertinentes no âmbito da temática do presente trabalho.

Chapter 2

Estado de arte

Neste capítulo é descrita a situação atual dos métodos de previsão de potência elétrica proveniente de aproveitamentos hidroelétricos. Por conseguinte, são caracterizados os vários horizontes temporais existentes e os modelos de previsão meteorológica. Para além disso, são expostos os vários métodos de avaliação de performance dos modelos e os procedimentos de avaliação de desempenho das previsões.

2.1 Introdução

O consumo de energia tem verificado um forte crescimento ao longo dos anos e, devido às constantes mudanças no setor energético, a eletricidade tornou-se um produto que está sujeito a vários mecanismos de operação. Um dos fatores que distingue a eletricidade dos outros produtos existentes é o facto de a energia elétrica não poder ser, no geral, armazenada, o que leva a variações do preço ao longo do ano.[9] Deste modo, o conhecimento da evolução temporal das cargas e das produções elétricas, serão fatores fulcrais na gestão e manutenção do sistema elétrico, de modo a corresponder às necessidades e desafios existentes no quotidiano.[8]

Relativamente aos tipos de energia alternativas existentes, pode-se referir que já possuem um papel vital no fornecimento de energia, onde o aproveitamento do fluxo hídrico representa um dos métodos mais eficientes e rentáveis para a produção da mesma.[15] Adicionalmente, os recursos hídricos permitem uma resposta rápida às necessidades do sistema e possuem a capacidade de “armazenamento” natural, o que conduz a um aumento da estabilidade e controlo do sistema. Contudo, a integração das energias renováveis nos mercados energéticos requer considerações especiais e leva a novos métodos de cálculos das potências resultantes.[16]

As metodologias de previsão têm sido, com o decorrer do tempo, aplicadas na coordenação dos sistemas elétricos, destacando-se a previsão de carga. Deste modo, o sistema eletroprodutor recebe assistência no despacho e auxílio no planeamento da rede elétrica, sendo que este processo está dependente do horizonte temporal da previsão.

A integração de energias renováveis na rede elétrica tem tido um grande impacto nos sistemas elétricos nacionais. De acordo com [8], a previsão de produção a curto prazo para cada uma das

energias alternativas, representa um fator chave para o sistema elétrico, onde a previsão a curto prazo é uma ferramenta fundamental na regulação, fornecimento e no planejamento do sistema. Para além disso, a previsão possibilita aos produtores a integração no mercado e o planejamento de tarefas de manutenção. Ao longo dos anos, têm sido realizados vários estudos com o objetivo de aumentar a eficiência da previsão e otimizar os resultados obtidos. Contudo, os produtores confrontam-se com as variações do fluxo da água o que provoca variações nos preços e restrições no sistema.[17]

2.1.1 Aspetos técnicos

De modo a compreender os valores de produção obtidos por cada central, é necessário alinhar-se, de um ponto de vista técnico, o processo de produção de energia hídrica. Nesse sentido é preciso conhecer-se o tipo de central em estudo. Tradicionalmente, a energia hídrica é originada por turbinas hidráulicas que aproveitam a energia cinética da água e a transforma em energia elétrica.

Existem alguns fatores que vão determinar a quantidade de energia produzida, isto é, para além da quantidade e da velocidade da água em causa, o tipo de turbina e a altura da queda da água vão influenciar a quantidade de energia produzida pela central. Deste modo, a potência produzida poderá ser expressa pela seguinte equação:

$$P_{instalada} = G * H * \eta * Q \quad (2.1)$$

Onde:

- $P_{instalada}$ – representa a potência instalada na central, (kW)
- H – Queda Bruta (m)
- G – aceleração gravítica, $9.81 \text{ (m/s}^2\text{)}$
- η – Eficiência do sistema (%)
- Q – Caudal instalado (m^3/s)

De modo a aumentar a eficiência de todo o processo, cria-se uma diferença de alturas por forma a aumentar a energia cinética da água e forçar o movimento das pás da turbina. Esta turbina estará ligada a um veio que por sua vez se encontra conetado a um gerador elétrico. Deste modo, a energia mecânica produzida pelo movimento das pás é transformada em energia elétrica através do gerador.

2.1.2 Centrais hidroelétricas com bombagem

Atualmente as centrais hidroelétricas com a capacidade de bombagem, mais conhecidas por Pumped Hydro Energy Storage (PHES), representam a tecnologia de armazenamento em larga escala com a melhor relação de custo-eficiência disponível, com uma eficiência 75-85% e custos competitivos

(1500-4300 \$/kWh)[18]]. Na Europa, esta tecnologia representa 99% da energia armazenada na rede com mais de 7400 MW novas centrais PHES propostas e um investimento total superior a 6 bilhões euros. [19]

Este tipo de central converte energia proveniente da rede em potencial hidroelétrico (mais conhecido por *charging*), através do bombeamento de água de um reservatório inferior para um reservatório superior, durante os períodos de vazio, e convertendo de volta durante as horas de ponta. Centrais com bombeamento poderão ser divididas em dois grupos: centrais de *closed-loop*, isto é, quando a fase de descarga de água depende, inteiramente, da água previamente carregada para o reservatório superior, e centrais "pump-back" onde a sua fase de descarga depende da combinação da água bombeada e do fluxo de água existente. (fig. 2.1)

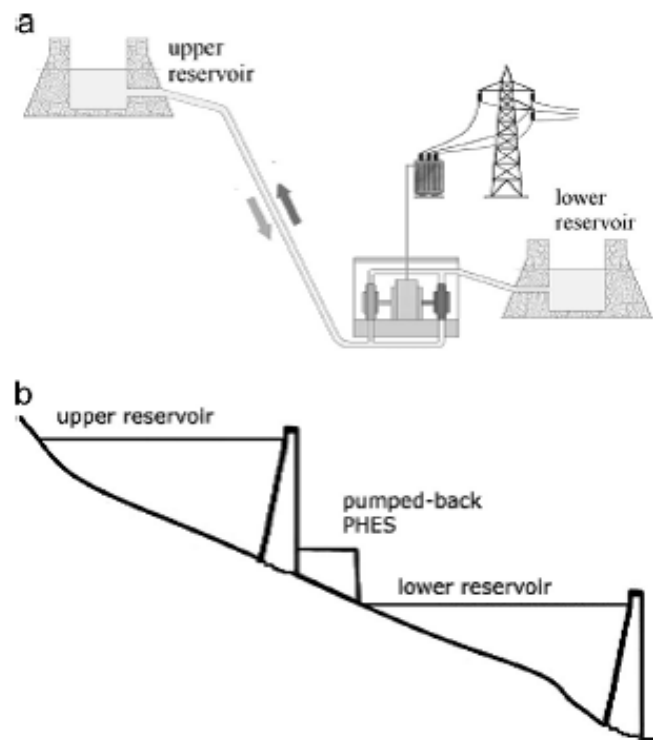


Figure 2.1: Central *closed-loop* (a) central *pump-back* (b) de armazenamento de energia [6]

Do ponto de vista de implementação, este tipo de centrais necessitam de condições muito específicas para a sua construção ser viável e rentável. [6] Relativamente ao mercado elétrico, o lucro obtido por este tipo de central está diretamente relacionado com as variações do preço, onde irá produzir energia quando o preço de eletricidade se encontra no seu valor mais elevado e irá recorrer ao bombeamento quando o preço estiver o mais baixo. No entanto, uma vez que o processo de conversão (eletricidade-energia-mecânica-eletricidade) está, inevitavelmente, associado a perdas energéticas, para se obter lucro, é necessário que o preço de compra seja inferior ao preço de venda. Deste modo, o lucro final da central PHES operando tanto no mercado diário como no

mercado auxiliar pode ser obtido através da seguinte equação:

$$R = R_{producao} + R_{auxiliar} - C_{bombagem} - C_{O\&M} \quad (2.2)$$

Onde:

- R - é o lucro da central
- $R_{producao}$ - é a receita obtida pela energia produzida no mercado diário
- $R_{auxiliar}$ - é a receita obtida pela operação no mercado auxiliar
- $C_{bombagem}$ - é o custo da bombagem
- $C_{O\&M}$ - são os custos de operação e manutenção

Em [20], tomando como foco principal uma central PHES com a capacidade de armazenamento de mais que 10hs, foi desenvolvido um algoritmo de optimização baseado num horizonte semanal. Este algoritmo pretendia maximizar o lucro da central ao considerar a receita derivada tanto do mercado diário bem como do mercado auxiliar. De acordo com o modelo proposto, o preço do mercado diário é previsto numa base horária num período semanal, onde os preços do mercado auxiliar são supostamente constantes.

Para avaliar corretamente o capacidade de interação das PHES com os mercados elétricos, os modelos económicos do mercado deverão estar interligados com os modelos de operação da central. No entanto, deverão ser considerados vários fatores: o tipo de turbina, o fluxo de água, a variação da velocidade de operação, os limites das turbinas de bombeamento, a capacidade de armazenamento, o tempo de resposta às variações do consumo por parte da fase de produção-bombagem, o tempo de resposta da troca de fases (bombagem para produção e vice-versa) e os aspetos dinâmicos.[6]

2.1.3 Estratégias de operação de pequenas centrais hidroelétricas

A produção hidroelétrica em pequena escala ainda não possui uma definição internacional fixada e o seu limite superior pode variar desde 2,5 a 30 MW, no entanto o valor mais aceite é 10 MW. Ao contrário das grandes centrais que possuem capacidade de armazenamento, este tipo de central possui pouco armazenamento ou nenhum.[6] Nesta nomenclatura podem ser incorporadas as centrais do tipo fio de água e mini hídricas.

De acordo com o mesmo estudo, a escolha do melhor *design* de operação é, sem dúvida, um objetivo fundamental para maximizar tanto o investimento realizado como a exploração hídrica do recurso em causa. Contudo, no momento em que a central entra em operação, para manter a eficiência da unidade e maximizar o seu lucro, as condições de *performance* dos componentes eletro-mecânicos deverão ser preservados e a estratégia de operação deverá ser optimizada em relação à variação das afluências e as flutuações do mercado. Em 2003, Liu et al[21], desenvolveu uma metodologia de monitorização e variou a *performance* económica de uma central hidroelétrica

em funcionamento, usando novos índices de operação baseados na eficiência alcançável e na eficiência operacional associada aos níveis de manutenção, e com o nível de gestão de operação da respetiva central. Este novo conceito forneceu ferramentas de apoio à decisão, tanto para o planeamento de reformulações, atividades de manutenção como para o desenvolvimento de novas estratégias de operação. Em [22], Catalao et al. otimizaram a produção a curto prazo, onde a sua avaliação se baseou numa abordagem de programação não linear de integração mista, considerando a dependência não linear entre a produção, a descarga de água e a turbina. Apesar desta abordagem ter apresentado o aumento do custo computacional da análise, foi possível definir as condições de operação hidroelétricas com precisão.

2.1.4 Produção hidroelétrica em Espanha

A importância do setor de energia renovável para a economia espanhola tem vindo a crescer, e a sua contribuição irá aumentar nos próximos anos. De acordo com os dados de 2010, a contribuição direta do sector das energias renováveis no produto interno bruto (PIB) denota um aumento significativo, com uma acumulação de aproximadamente 56,7% durante o período de 2005-2009. [23]

De acordo com [23], o potencial espanhol para energias renováveis é amplo, e muito superior ao consumo de energia doméstica e às fontes não renováveis baseadas em combustíveis fósseis. Relativamente ao potencial hidroelétrico do país, estima-se em aproximadamente 33 GW, um valor bastante elevado. No entanto, a sua maior parte já se encontra desenvolvida.

Espanha possui um sistema de produção hidroelétrica relevante e consolidado, resultante dos desenvolvimentos efetuados ao longo da história. Relativamente à capacidade instalada para centrais inferiores a 10 MW, Espanha encontra-se no terceiro lugar comparada com os restantes países da União Europeia. Em 2011, a sua capacidade total instalada foi de aproximadamente 18,682 MW, do qual 1974 MW (10,6%) resultavam de mini hídricas. De acordo com a lei espanhola, centrais com capacidade inferior a 10 MW são integradas em regime especial, tais como são outras renováveis. [23]

De acordo com [24], a remuneração da produção de energia proveniente de fontes renováveis baseia-se num sistema de tarifas *feed-in*. O sistema opera através do pagamento de uma tarifa no preço de mercado para tecnologias de grau superior. O financiamento adicional é gerado pela cobrança de uma tarifa de eletricidade a utilizadores individuais. Em vez de um sistema ordinário que subsidia diretamente os produtores, os custos são divididos entre produtores de energia convencional e consumidores, de modo a que o preço de mercado da energia elétrica produzida seja reduzido devido à priorização de fontes renováveis que integram o sistema elétrico. Portanto, desta forma, os consumidores só irão financiar os produtores de energias renováveis nos sectores que não se encontram abrangidos por este efeito.

2.1.5 Previsão - conceitos gerais

Segundo [25], a previsão de sistemas complexos representa uma aplicação extremamente exaustiva, onde se lida com sistemas que recebem um vasto número de entradas, que interagem de uma forma não-linear. Tipicamente possuem um pequeno subconjunto de entradas ou medidas disponíveis, onde o seu comportamento é previsto e aplicado para o futuro.

Muitas atividades relacionadas com planeamento e gestão de recursos hídricos exigem o uso de previsão de eventos futuros. [7] As ferramentas de previsão têm sido utilizadas em diversas áreas, como a gestão de cargas na rede elétrica ou a previsão de consumos, tornando-se numa aplicação fulcral no planeamento de variadas atividades. Relativamente à evolução dos sistemas de previsão, pode-se destacar o aumento dos níveis de precisão e de fiabilidade dos métodos, sendo que estes podem ser divididos consoante o horizonte temporal pretendido [26]. Esta divisão, tipicamente, pode ser representada por 3 itens:

- **Previsão de Longo Prazo:** Previsão para um horizonte temporal que se encontra entre as 72 horas até 7 dias. Este tipo de previsão permite o planeamento e a programação de ações de manutenção. Por outro lado, tendo em conta o desfasamento temporal, os sistemas de previsão podem fornecer auxílio no despacho do sistema elétrico[27];
- **Previsão de Curto Prazo:** Representam sistemas de previsão para horizontes temporais entre os 30 minutos e as 72 horas. Este tipo de previsão é aplicado essencialmente no mercado de eletricidade diário, contudo o desfasamento temporal é definido de acordo com os requisitos do operador do mercado[27];
- **Previsão de Muito Curto Prazo:** O horizonte temporal dos sistemas de previsão vai desde alguns segundos até 6 horas. Assume importância na garantia de abastecimento por parte do operador da rede elétrica e na gestão de unidades convencionais que interagem com os serviços de sistema. Em complemento, este tipo de previsão assume um papel importante nos mercados intradiários e no controlo de aerogeradores [27].

Para além dos três tipos apresentados anteriormente, existe em simultâneo uma aplicação denominada *Nowcasting* que realiza previsões para horizontes temporais de poucos segundos até três horas. Esta metodologia pode recorrer a modelos de previsão numérica (NWP), contudo, para alguns casos, os resultados para as primeiras horas podem ser poucos precisos. Por exemplo, para situações de possíveis inundações ou gestão de eventos sociais, utiliza-se o *Nowcasting* de pluviosidade como método de previsão. [10]

Tendo em conta a variabilidade dos recursos hídricos, a previsão tanto a curto como a longo prazo possuiu um papel importante na otimização do sistema e no planeamento de futuras expansões ou reduções. No entanto existe a necessidade de melhorar as técnicas de previsão utilizadas, pois a relação não linear entre as variáveis de entrada e saída dificultam as tentativas de previsão de eventos futuros. [[10]] O gráfico 2.2 comprova o aumento da perda de informação com o aumento do tempo da previsão:

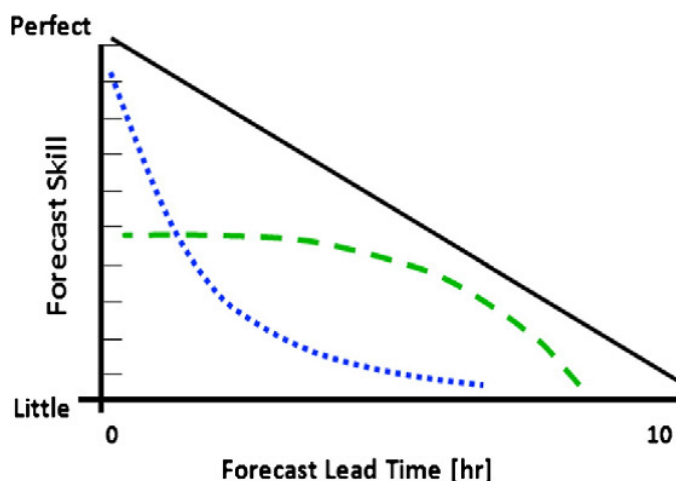


Figure 2.2: Esquematização da perda de informação em função do horizonte temporal. A linha preta representa o limite teórico da previsão, a linha verde representa o modelo NWP e a linha azul representa o método de Nowcasting[7]

Por outro lado, a comunidade científica tem publicado ao longo dos anos vários trabalhos sobre modelos de previsão a curto prazo relacionados com a produção hídrica e comportamentos de gestão, utilizando como base modelos de afluências, produção e de precipitação. Para além disso, os modelos de previsão têm sido aplicados na estimativa da capacidade de centrais mini-hídricas ou na produção mensal ideal de centrais hídricas. [8]

2.1.6 Modelos de previsão numérica - Numerical Weather Prediction (NWP)

O conhecimento da evolução temporal das variáveis meteorológicas tem despertado bastante interesse de um ponto vista socio-económico. O funcionamento de grande parte dos sistemas depende das previsões atmosféricas efetuadas previamente, uma vez que as condições e as variáveis meteorológicas os influenciam diretamente.

Em relação à previsão da produção hídrica, o conhecimento das condicionantes atmosféricas, tais como a temperatura ou a pluviosidade, possui uma elevada importância, no sentido em que, o futuro comportamento das condições atmosféricas irá definir a produção hídrica. Deste modo, criaram-se modelos de previsão numérica baseados em conjuntos de condições iniciais, com o intuito de, dado um certo horizonte temporal, informar acerca do comportamento da atmosfera.

De acordo com [28], os modelos NWP têm sido utilizados desde 1950. Estes modelos computacionais possuem a capacidade de simular o comportamento da atmosfera, integrando determinados sistemas de equações matemáticas baseadas em leis físicas. Estas leis são compostas por equações diferenciais que associam as derivadas totais das variáveis físicas em função da variável tempo. No entanto, para determinadas equações que estão relacionadas com recursos físicos (temperatura, pluviosidade e radiação) a sua estruturação recorre a métodos de parametrização. Estes tipos de equações chamam-se equações primitivas. Dado que estas equações são não lineares, pequenos desvios nas condições iniciais aumentam o erro ao longo da simulação. [29]

De acordo com [29], os modelos NWP possuem três fases distintas:

- **Pré-processamento** - Esta etapa inicial define todos os dados físicos que serão estudados e simulados. É definido o estado inicial do sistema e interpola-se os pontos das malhas das variáveis meteorológicas disponíveis.
- **Processamento** – Esta fase consiste num processo iterativo, com intervalo de tempo definido, onde se processam as equações diferenciais.
- **Pós-processamento** - Nesta última etapa, as variáveis são expostas graficamente e determina-se o seu interesse para o estudo em causa.

Segundo [30], os modelos de previsão numérica são divididos em duas categorias:

- **Globais** – estes modelos identificam fenómenos meteorológicos de larga escala, até 200 km. Este tipo possui a capacidade de fornecer previsões com um horizonte temporal de 7 dias;
- **Regional/Local** - Realizam previsões mais específicas para uma determinada área, por norma até aos 50 metros, e tem como principal objetivo detalhar o comportamento atmosférico de uma região exclusiva. As suas previsões possuem um horizonte temporal de 3 a 72 horas.

2.1.6.1 Modelos globais

Os modelos globais realizam previsões meteorológicas à escala mundial, em regra só para um determinado hemisfério. Estes modelos possuem um resolução de elevado alcance, na ordem dos 200 km, e têm como objetivo primordial identificar o comportamento da atmosfera para uma determinada área ou zona. A identificação das ocorrências meteorológicas de larga escala é realizada através destes modelos. A tabela 2.1 identifica alguns modelos e os seus criadores.

Table 2.1: Modelos globais

Modelo	Designação	Instituição
GFS	Global Forecast System	NCEP
GEM	Global Environmental Multiscale Model	MSC
GSM	Global Spectral Model	JMA
IFS	Integrated Forecast System	ECMWF
UM	Unified Model	METOF

Como os modelos globais apresentam uma complexidade elevada e possuem um elevado peso computacional, a sua aplicação principal reside em previsões a longo prazo, com um horizonte temporal de 6 a 12 horas.

2.1.6.2 Modelos regionais/locais

Os modelos locais ou regionais abrangem áreas mais reduzidas, comparativamente à secção anterior. Exibem um resolução espacial de 2 km até aproximadamente 50 km, onde pretendem identificar e analisar, em pormenor, o comportamento atmosférico de uma determinada região.

Table 2.2: Modelos regionais

Modelo	Designação	Instituição
MM5	Fifth Generation Penn State / NCAR Mesoscale Model MM5	National Center for Atmospheric Research
WRF	Weather Research and Forecasting Model	National Centers of Environmental Prediction
ARPS	Advanced Regional Prediction System	University of Oklahoma
ALADIN	Aire Limitée Adaptation Développement InterNational	Météo-France
HIRLAM	High Resolution Limited Area Model	The International HIRLAM Programme

Os modelos regionais de maior relevância em Portugal são: WRF, ALADIN e o MM5. O modelo ALADIN possui uma resolução operacional de, aproximadamente, 9 km. Por outro lado, o modelo MM5 e o WRF são os mais utilizados a nível mundial.

2.1.7 Sistemas NWP baseados em *ensemble*

A previsão das condições meteorológicas envolve o uso de metodologias que refletem uma profunda preocupação com a incerteza. Estes métodos, conhecidos como métodos de previsão por *ensemble* (EPS-*Ensemble Prediction System*), produzem várias simulações para determinados períodos de interesse, recorrendo a certas condições iniciais, valores de parametrização e a determinadas estruturas de modelos, para realizar as suas previsões.

A previsão baseada em *ensembles* representa um tópico de investigação tanto para a meteorologia como para a hidrologia, sendo esta a que é melhor ferramenta para a lidar com a incerteza da previsão. De acordo com [31], em dezembro de 1992, o *National Centers for Environmental Prediction* (NCEP) nos Estados Unidos e o *European Center for Medium-Range Weather Forecasting* (ECMWF) no Reino Unido foram os primeiros centros de previsão a implementar métodos *ensemble* como uma parte regular de previsão diária de meteorologia. Desde então, vários centros de previsão pelo mundo têm vindo a implementar os métodos de *ensemble*. Em Portugal, o sistema NWP baseado em *ensemble* operacional designa-se ECMWF, onde as previsões são realizadas para um horizonte temporal de 15 dias. [31]

2.1.8 Modelo de previsão mini hídrica

Em 2013, [8] apresenta um modelo de previsão a curto prazo relativamente à produção média horária de energia elétrica para centrais mini-hídricas. O modelo destina-se a prever a produção para as próximas 168 horas, onde os dados são compostos por valores históricos de produção de energia em centrais mini-hídricas e valores previstos de precipitação provenientes de NWP. O modelo desenvolvido, tem em consideração as estratégias de controlo das centrais relacionadas com os preços das tarifas imposta pelo sistema elétrico. De forma mais detalhada, o modelo denominado por *H4C*, é composto por três módulos:

- O primeiro é aplicado para estimar a produção média diária de potência (kW) de centrais mini-hídricas, usando dados previstos de pluviosidade provenientes de NWP.
- O segundo módulo considera as estratégias de operação das centrais em estudo. Para além disso, é estimado o padrão horário da produção horária, apresentando, para cada hora do dia, a produção média horária.
- Por último existe um módulo de assimilação, que complementa os dois módulos anteriores, ajustando o erro *BIAS* da produção média diária de potência com a produção real.

Esta metodologia de previsão foi implementada num novo sistema de previsão pertencente a uma empresa europeia especializada em previsão, e foi aplicada a um conjunto de 130 mini-hídricas em Portugal com um total de capacidade de 350 MW. Como foi referido anteriormente, no terceiro módulo era realizado um ajuste do erro *BIAS*, assim que os dados reais de produção elétrica estiverem disponíveis. O *BIAS* representa o desvio médio e pode ser determinado da seguinte forma:

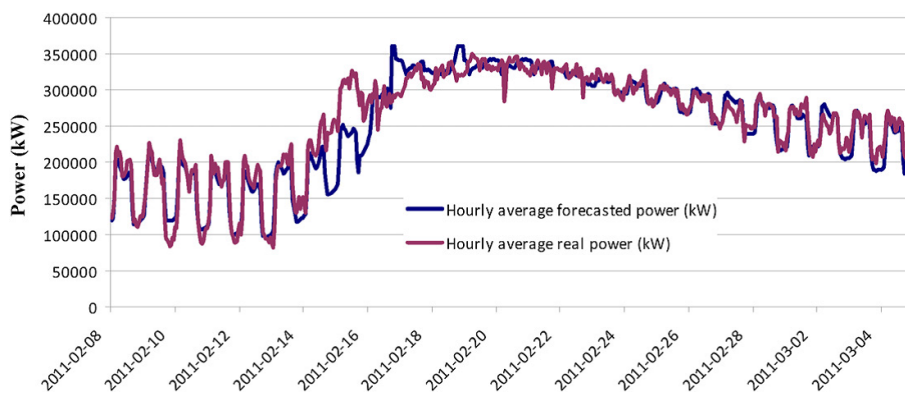


Figure 2.3: Produção horária real de energia e produção prevista [8]

$$BIAS = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N \frac{P_{real,t} - P_{previsto,t}}{P_{real,t}} \quad (2.3)$$

A figura 2.3 demonstra a produção média horária de energia no conjunto das centrais e os valores horários previstos pelo modelo *H4C*, que correspondem a valores de previsão para o dia seguinte.

2.1.9 Modelos de previsão hídrica

A previsão de produção de potência das centrais hidroelétricas é necessária para a correta operação da rede elétrica, com a finalidade de preparar propostas de preços no mercado elétrico, e para a manutenção das centrais. O operador do sistema necessita saber antecipadamente a variabilidade da produção hidroelétrica, especialmente se esta produção está sujeita a rampas, isto é, quando se verifica um aumento ou decréscimo da produção maior que 40%, num curto período de tempo. Estas rampas de produção estão relacionadas com o esquema de tarifas aplicado no setor elétrico.

Como já mencionado, uma das desvantagens da energia elétrica é o facto de não poder ser armazenada, o que provoca variações sazonais nos preços. As grandes centrais hidroelétricas possuem a capacidade de armazenar água em reservatórios de modo a adaptar a produção ao consumo. Deste modo, é importante uma eficiente gestão da água existente no reservatório para colmatar as constantes necessidades do sistema elétrico. Além disso, as ferramentas de previsão podem ser modeladas através de dois tipos de formulações matemáticas: modelos de pluviosidade ou de aflúências, que usam dados meteorológicos e hidrológicos, ou apenas valores hidrológicos.[32]

Assim, devido à complexidade dos fenómenos hídricos, existe a necessidade dos modelos serem capazes de representar, de forma precisa, o comportamento do nível da água, e assegurar os níveis de produção da carga elétrica e de energia. [8] Contudo, alguns fatores podem afetar a resposta hídrica, introduzindo incerteza nos sistemas de energia elétrica: fatores ambientais (longos períodos de seca ou cheias), fatores geológicos (topografia, vegetação e tipo de solo) e as condições meteorológicas (temperatura, humidade e vento).

Ao longo dos anos têm sido realizados vários estudos nesta área, onde o problema do fluxo da água do rio tem sido analisado em maior detalhe. Deste forma diferentes metodologias têm sido estudadas e apresentadas, tendo-se obtido diferentes níveis de sucesso, sendo que grande parte delas se baseiam em arquiteturas ANN, modelos de incertezas, modelos hídricos e *black-box*[33].

No [9], o modelo denominado por *Short-Term Water-Inflow Forecasts* (STWIF) é apresentado como um tipo de modelo de previsão de aflúências. Os algoritmos utilizados no STWIF vão diferir de caso para caso, uma vez que depende das características do rio e da capacidade do reservatório da central hidroelétrica em causa. Contudo a metodologia apresentada foi aplicada ao Rio Soca CHS e de acordo com os dados disponíveis, foram desenvolvidos dois módulos baseados em redes neurais:

- **Módulo de muito curto prazo**, baseado em valores de precipitação medidos na bacia hidrográfica.
- **Módulo de curto prazo**, baseado em dados de previsão de precipitação, obtidos pelo Aire Limitée Adaptation Dynamique Développement International (ALADIN).[9]

Deste modo, o modelo STWIF aplicado no Rio Soca CHS, terá a estruturação apresentada na figura 2.4.

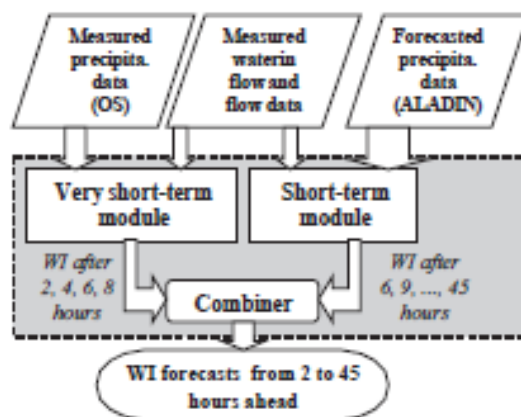


Figure 2.4: Modelo STWIF aplicado no Rio Soca CHS[9]

De forma semelhante, em [10] são realizadas duas experiências para a previsão a curto prazo do *Rio Winnipeg*. Ambas as experiências são compostas por dois modelos, um baseado em redes neurais e o outro representa um modelo convencional desenvolvido pela *ACRES International*, denominado por *Winnipeg Flow Forecasting System (WIFFS)*. Na primeira experiência, ambos os modelos possuem os mesmos valores de entrada, em que o objetivo é comparar a *performance* de cada um dos modelos. Na segunda experiência, o modelo baseado em RN possui um conjunto de entradas diferentes, por forma a avaliar a influência de determinadas variáveis no conjunto de treino. A estrutura do modelo de previsão é descrita na figura 2.5.

No ano 2000, em [34] é proposto uma metodologia para a previsão de afluências baseada numa interrupção precoce do processo de treino da rede neuronal. A metodologia em causa aproveita os algoritmos das redes neurais evitando situações de sub-adaptação e sobre-adaptação do treino, provocando um aumento da *performance*. Em complemento, a metodologia é avaliada por uma série temporal hidrológica multivariada e comparada com modelos estatísticos.

Em [32], uma metodologia baseada em previsão de séries temporais, usando dados mensais de afluências, é testada no *Colorado River*, USA. O processo resulta na combinação de ferramentas convencionais com quatro algoritmos de redes neurais e envolve a análise de séries temporais, excluindo o comportamento sazonal das variáveis.

Um simples modelo foi proposto em [35], que consistia num modelo de afluências e na previsão de tarifas de produção hídrica. Este modelo avaliava a possibilidade de melhores resultados de previsão de produção de energia poderem apoiar os produtores de energia a vender a sua produção a preços mais elevados. Para tal, utilizava uma metodologia numérica para otimizar os problemas envolvidos com o tipo de turbina e com a quantidade de caudal envolvido.

No ano de 2010, em [36] foi proposta uma metodologia de previsão para o dia seguinte de produção hídrica com base num modelo de tanque combinado com um filtro de Kalman com uma estimativa por etapas. A abordagem proposta tinha como objetivo modelizar a variação sazonal

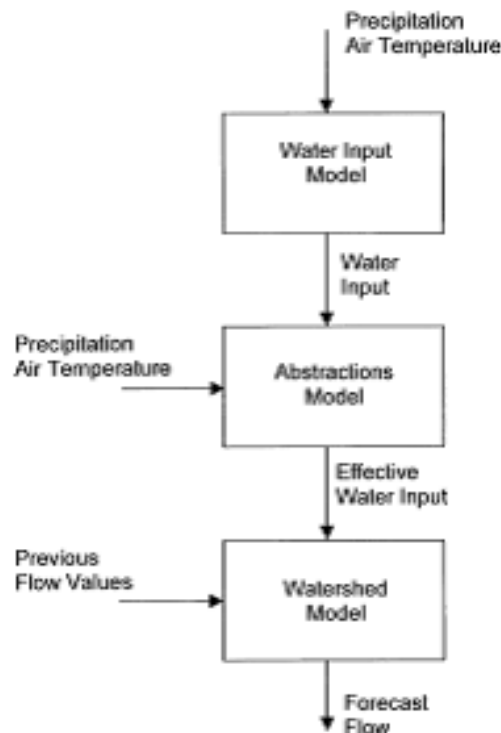


Figure 2.5: Diagrama do modelo WIFFS [10]

e a variação da precipitação anual. No estudo foram utilizados dados históricos provenientes da *Japan Meteorological Agency*, com um hiato temporal de cinco meses.

De modo a estudar o consumo de energia elétrica proveniente de aproveitamentos hidroelétricos, em 2011, pelo trabalho de [37], foi desenvolvida uma metodologia baseada em LS-SV e num modelo de aprendizagem conjunta para a previsão do consumo de energia hídrica na China. Inicialmente, os dados de consumo são decompostos em ciclo de tendência, sazonalidade e componente irregular. O estudo é composto por dados históricos de janeiro de 1989 até fevereiro de 2010.

Em [38], uma rede neuronal artificial baseada num algoritmo de propagação por multi camadas, é apresentado para definir as melhores variáveis na previsão de afluências no Brasil. A propagação por multi camadas é a estrutura mais comum em redes neuronais, onde n *input* neurónios, ligados com h camadas escondidas, estão igualmente conetadas com m *output* neurónios por um mecanismo de retro propagação, influenciados pelos pesos atribuídos.

De modo a prever, as afluências de uma central com um horizonte temporal de um dia ou uma hora seguinte, em [39] foi desenvolvida uma técnica de inteligência artificial baseada numa rede neuronal, num sistema *neuro-fuzzy* e em programação linear. A metodologia utilizava dados diários e horários de pluviosidade, e valores do caudal da água.

Em [40] é proposto uma inovadora metodologia de aprendizagem para reforçar a precisão da previsão para os dois dias seguintes. O algoritmo de aprendizagem em tempo real para redes

neuronais foi usado para modelar, de forma eficiente, a dinâmica do processo em causa. Este processo já foi utilizado, com bastante sucesso, nas previsões de séries temporais com horizonte de um dia. No estudo, foram utilizados dados entre 2001 e 2006, provenientes de períodos de cheias ocorridos no norte de Taiwan.

Uma metodologia de previsão para a barragem do Dez, no Irão, é proposto. O modelo usa uma média móvel autoregressiva e um algoritmo autoregressivo integrado de média móvel, para aumentar o número de parâmetros e aumentar a precisão da previsão. Os resultados foram comparados com redes neuronais estáticas e dinâmicas. No processo de treino foram utilizados dados históricos de 42 anos e os dados de 5 anos foram usados para a previsão.

No trabalho [33], foi desenvolvido uma metodologia de estimação hidrológica para a previsão do fluxo do rio Cacua, sem usar o conhecimento prévio dos especialistas na área. Para tal, aplicaram-se técnicas de inteligência estatística e artificial em várias etapas do processo, com o objetivo de calcular a previsão média diária do volume de água do reservatório. Os resultados obtidos utilizaram dados reais de 1950-2006. Além disso, o trabalho proposto baseou-se em diferentes técnicas de prospecção de dados juntamente com algoritmos de inteligência artificial para construir o modelo híbrido final.

Em [41] é proposto um modelo de regressão limiar de previsão de energia a curto prazo, para uma central hidroelétrica de pequena escala com base em algoritmos de projeção. As centrais foram dispostas por distribuição agregada. Contudo, os dados históricos utilizados para melhorar os resultados de previsão, resultaram de previsões futuras de meteorologia e de dados medidos. A metodologia proposta foi testada num agregado de centrais hidroelétricas localizado na China.

Através de dados históricos de afluências, em [42] é desenvolvido um método de calendarizar a produção de uma micro-central hidroelétrica para um determinado período de um mês. O método recorre às RN, elaborando uma previsão de produção para o mês seguinte. Deste modo, a previsão é composta por dois modelos: modelos de inteligência artificial e modelos estatísticos. Através da informação proveniente do caudal turbinado na central, determina-se a potência produzida na micro-central hidroelétrica através da seguinte fórmula:

$$P = 7,13 * Q * H \quad (2.4)$$

Onde:

- P – potência instalada (kW);
- Q – representa o caudal, expresso em (m^3/s);
- H – representa a queda bruta, expressa em (m).

Em suma, ao longo dos anos têm sido desenvolvidos e estudados um vasto conjunto de modelos de previsão para o aproveitamento hidroelétrico, contudo verificou-se que independentemente das capacidades do modelo, estes possuem uma forte dependência de modelos estatísticos. Estes modelos são compostos por valores históricos e integram dados resultantes de previsões meteorológicas.

2.1.10 Redes neuronais

Nos últimos anos, a aplicação das RN, mais conhecidas por *Neural Networks*, para previsão têm ganho relevância em várias áreas: economia, produção de energia, medicina, entre outras. O conceito em causa baseia-se nos princípios da biologia, os neurónios do sistema nervoso. [43]

As primeiras aplicações das redes neuronais ocorreram na década de 1930 na área da neurociência, posteriormente, por volta de 1950, surgem as primeiras aplicações na área da engenharia, como o reconhecimento de padrões ou controlo. Relativamente à área da previsão apenas surgiu no final de 1980, com a introdução do conceito de retropropagação em redes neuronais do tipo Feedforward. A figura 2.6 representa uma cronologia relativamente à evolução das aplicações de redes neuronais. [43]

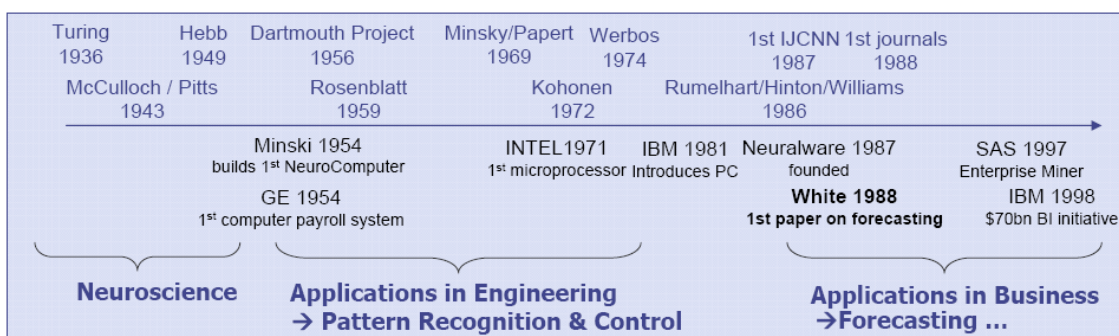


Figure 2.6: Evolução da aplicação das redes neuronais

Uma rede neuronal baseia-se num processo massivamente paralelo de efetuar computações numéricas. A composição base do sistema, resume-se no “neurónio”, que representa uma unidade de processamento elementar. As redes artificiais baseiam-se, igualmente, numa unidade elementar, possuindo um conjunto de entrada e saída, e um processamento interno não linear. Os neurónios estão organizados em camadas, com ligações unidirecionais sempre no sentido progressivo, da entrada para a saída da rede. As interligações existentes entre os neurónios estão associadas a pesos w , de modo a que um determinado sinal enviado, por neurónio, seja multiplicado pelo peso da conexão, antes de entrar no neurónio seguinte. [43]

Relativamente à aplicação desta metodologia na previsão, podem-se destacar alguns desenvolvimentos como: previsão de afluências da água nos reservatórios das centrais hidroelétricas [34], previsão de energia eólica e solar recorrendo a dados meteorológicos (radiação, velocidade e direção do vento), previsão a curto prazo de precipitação e previsão de cargas.

Tendo em conta as aplicações mencionadas previamente, concluiu-se que esta ferramenta apresenta uma vasta gama de aplicações.

2.1.11 Avaliação dos modelos de previsão

Um estudo relativamente a esta temática foi apresentado por [27]. Para se poder avaliar um determinado modelo de previsão é necessária a existência de determinadas metodologias, de modo

a verificar o desempenho de um modelo em estudo. Esta avaliação pode ser realizada através de indicadores estatísticos, os quais possuem várias vertentes para a análise de erro. De um modo geral, o erro que um modelo de previsão comete, para um determinado instante, resulta da diferença entre o valor previsto e valor real:

$$e(t+k|t) = P(t+k) - P(t+k|t) \quad (2.5)$$

No entanto, o valor obtido está influenciado por erros de medição provenientes dos aparelhos de medida e erros de arredondamentos, entre outros. Por outro lado, o valor do erro associado ao valor medido, por norma, apresenta valores muito inferiores, exceto quando o sistema de medida se encontra danificado. Assim, o erro pode ser decomposto em duas componentes:

- Erro Sistemático μe
- Erro Aleatório ξe

$$e = \mu e + \xi e \quad (2.6)$$

Para a avaliação do erro sistemático pode-se recorrer à análise modelo *BIAS*, através da seguinte expressão:

$$BIAS_k = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N (e_{t+k})_t \quad (2.7)$$

Relativamente ao erro aleatório, existem dois critérios que permitem a sua avaliação, nomeadamente:

- Mean Absolute Error: *MAE*

$$MAE_k = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N |e_{t+k_t}| \quad (2.8)$$

- Root Mean Square Error: *RMSE*

$$RMSE_k = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N (e(t+k|t))^2} \quad (2.9)$$

De modo a facilitar a compreensão e análise dos erros *MAE* e *RMSE*, os seus valores são transformados em valores percentuais. Deste modo, os critérios utilizados são:

- Mean Absolute Percentage Errors: *MAPE*

$$MAPE_k = \frac{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N |e_{t+k_t}|}{P_{med}} \times 100 \quad (2.10)$$

- Root Mean Square Percentage Error: *RMSPE*

$$RMSPE_k = \frac{\sqrt{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N (e_{t+k})^2}}{P_{med}} \times 100 \quad (2.11)$$

onde,

- P_{med} - representa a potência média

Contudo, também se podem definir as expressões anteriores como expressões normalizadas. Para tal é necessário trocar a P_{med} pela P_{inst} . Por norma, este procedimento permite obter valores de erro inferior, no entanto, em situações de sobre-equipamento, este pode apresentar algumas falhas na análise de erro. Deste modo, os erros *NMAPE* e *NRMSPE* podem ser representados pelas seguintes expressões:

- Normalized Mean Absolute Percentage Error, *NMAPE*:

$$NMAPE = \frac{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N (e(t+k|t))}{P_{inst}} \times 100 \quad (2.12)$$

- Normalized Root Mean Square Percentage Erros, *NRMSPE*:

$$NRMSPE = \frac{\sqrt{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N (e(t+k|t))^2}}{P_{inst}} \times 100 \quad (2.13)$$

onde,

- P_{inst} - representa a potência instalada.

Relativamente à comparação entre dois modelos de previsão, estes podem ser analisados através do coeficiente de determinação R^2 , cuja equação se encontra descrita de seguida:

$$R_k^2 = \frac{MSE_k^{Ref} - MSE_k^A}{MSE_k^{Ref}} \quad (2.14)$$

onde,

- MSE_k^{Ref} - é o erro médio quadrático da média global dos modelos.

Contudo, deve-se evitar a utilização deste indicador pois para horizontes temporais muito elevados, R^2 pode apresentar valores negativos. Deste modo, é necessário verificar-se a grandeza temporal da previsão em causa.

2.2 Conclusão

Em suma, o processo de previsão possui um especial interesse tanto para os agentes de mercado como para os operadores das respectivas centrais, uma vez que apoiam a estabilidade da rede elétrica e permite uma melhor gestão do aproveitamento. Os modelos poderão ter diferentes horizontes temporais consoante as suas aplicações e finalidades, e poderão ser influenciados por um conjunto variado de fatores externos.

Por outro lado, a pluviosidade é uma das variáveis mais significativas, sendo que a sua ocorrência poderá influenciar de diferente forma, os níveis de produção de cada central. Este elemento, poderá ser previsto através de modelos NWP, que poderão ser globais ou locais. Um fator que mereceu destaque, são as estratégias de operação aplicadas pelo operador da central. Consoante o preço do mercado, a central irá produzir ou não, sendo que quanto maior for o valor da remuneração, maior será o perfil de produção.

Até à data, já foram desenvolvidos vários projetos relacionados com o tema em causa. Desde de modelos para a previsão de afluências, assim como modelos a curto prazo de produção para pequenas e grandes centrais hidroelétricas.

Existe um conjunto de indicadores estatísticos, que avaliam o desempenho dos modelos de previsão desenvolvidos. No entanto, a sua escolha deverá ser ponderada para não induzir em erro os resultados obtidos.

Chapter 3

Processamento da informação para os modelos

Para serem criados os modelos de previsão, existe a necessidade de se avaliar a informação disponível e de pré-processar os dados recolhidos. De modo a que o modelo de previsão seja o mais robusto possível, é fundamental que seja utilizada, apenas, a informação mais relevante, sem a presença de coliniedades, e o mais fiavelmente possível. Por conseguinte, será relevante analisar e verificar todas as variáveis que possam conter informação importante para justificar os fatores determinantes na previsão hídrica.

Deste modo, este capítulo tem como objetivo identificar as variáveis mais relevantes para os vários modelos que serão estudados e desenvolvidos, assim como a sua modelização. Adicionalmente, há a necessidade de se verificar a correlação existente entre elas e a produção final, de forma a ser possível a formulação de hipóteses. Importa referir que, como se trata de dados tanto de Espanha como de Portugal, estes foram modelizados e analisados separadamente, para se verificar as várias correlações.

3.1 Pré-processamento da informação

Com a finalidade de criar modelos de previsão de produção de agregados de centrais hídricas, vão ser estudados os diferentes tipos de centrais hídricas existentes, com o intuito de se perceber o comportamento do conjunto geral. Por outras palavras, as grandes hídricas terão uma influência consideravelmente superior no que toca à produção global hídrica, comparativamente às mini-hídricas. No entanto, existe uma variável física que vai influenciar todos os tipos de centrais hídricas: a pluviosidade. Nos modelos de previsão é necessário utilizar-se de informação meteorológica (NWP), obtidos pela Smartwatt, uma vez que apresentam uma forte correlação com a produção. Por outro lado, também foram introduzidos dados históricos de produção dos vários tipos de centrais. Estes valores foram recolhidos ao longo dos anos pelas páginas da REN, para Portugal e REE para Espanha.

3.2 Processamento das variáveis

Tal como referido anteriormente, os dados utilizados como entradas nos modelos de previsão tiveram origem e caracterização diferentes. Deste modo, a origem da informação recolhida pode ser dividida em três grupos distintos:

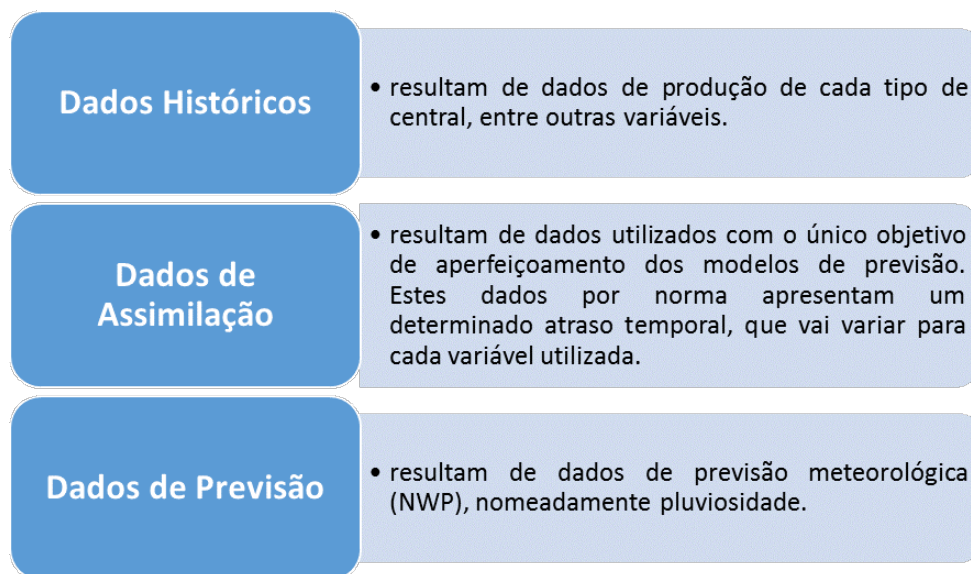


Figure 3.1: Origem dos dados que compõem os modelos de previsão

De seguida, serão analisadas as variáveis consideradas relevantes para o estudo em causa.

3.2.1 Pluviosidade

A produção de energia elétrica por uma central hidroelétrica tem como combustível primário a água. A existência deste recurso depende, fortemente, da ocorrência de precipitação, a qual tem como base o ciclo da água.

É expectável que exista uma forte dependência entre a pluviosidade e a produção. No entanto, para as grandes hídricas também outros fatores irão influenciar a previsão da produção. Por outro lado, no caso das mini-hídricas, como não existe capacidade de armazenamento, toda a água existente será turbinada e transformada em energia elétrica, o que faz com que, para este tipo de central, exista uma forte dependência com a pluviosidade.

Salienta-se que os dados de pluviosidade resultam de uma previsão meteorológica de 24 horas e que os valores se expressam em milímetros (mm), sendo que um milímetro de chuva é equivalente a um litro (l) de água por metro quadrado (m^2).

Pela análise do comportamento da pluviosidade na figura 3.2, é possível verificar que, em determinados meses do ano, a precipitação apresenta valores relativamente baixos. Como seria de esperar, a precipitação durante o verão apresenta os valores mais baixos e no mês 8 (agosto) a precipitação foi quase nula.

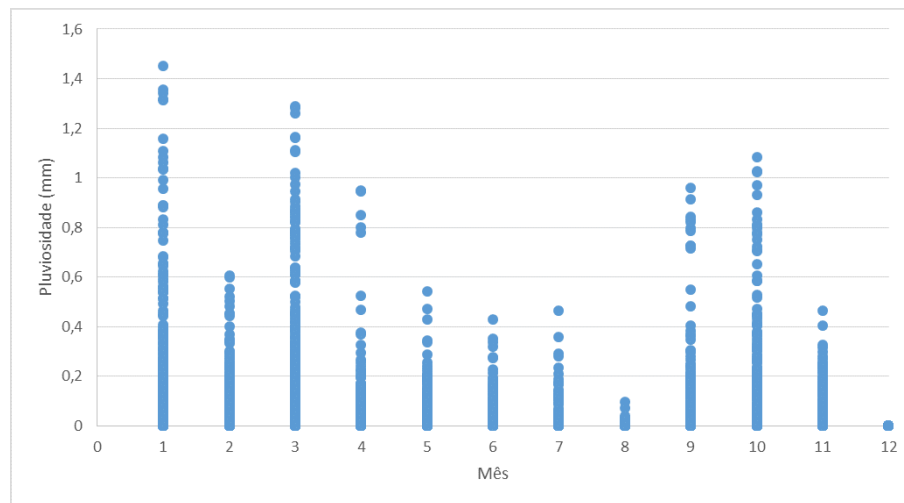


Figure 3.2: Precipitação mensal em 2013

Contudo, previa-se que nos meses 2, 4 e 11 (fevereiro, abril, novembro) a precipitação apresentasse valores muito superiores, o que não se verificou (possivelmente devido a períodos de seca). Estes períodos de irregularidade e a sazonalidade da precipitação serão um fator de bastante influência nas previsões realizadas, e poderão explicar o comportamento de algumas variáveis.

Outro aspeto verificado na figura 3.2 é o facto de no mês 12 (dezembro), o valor de pluviosidade ser zero. Tal acontece porque os valores de precipitação obtidos contêm, apenas, informação até 5 de dezembro de 2013. Deste modo, o estudo não apresenta dias suficientes para representar, de forma relevante, um mês, independentemente de este apresentar, por norma, bastante pluviosidade.

3.2.2 Consumo

O comportamento do consumo irá ter uma forte influência nos níveis de produção de energia hídrica, uma vez que a energia resultante de aproveitamentos hídricos terá uma maior utilidade nos períodos de maior carga. Esta relação será comprovada, adiante, pela figura 3.9. No entanto, é viável verificar pela figura 3.3 o comportamento do consumo ao longo do dia.

Por norma, o consumo de energia elétrica será superior ao longo do dia e ao início da noite, uma vez que as cargas industriais são maiores e o consumo doméstico é mais elevado. Por conseguinte, o consumo será muito menor durante a noite, já que grande parte da população se encontra inativa.

Outro detalhe que merece atenção é o comportamento do consumo ao longo da semana. A figura 3.4 demonstra o mesmo. Por norma, o consumo durante a semana varia, sendo que nos dias úteis os valores de energia consumidos são mais elevados que no fim de semana.

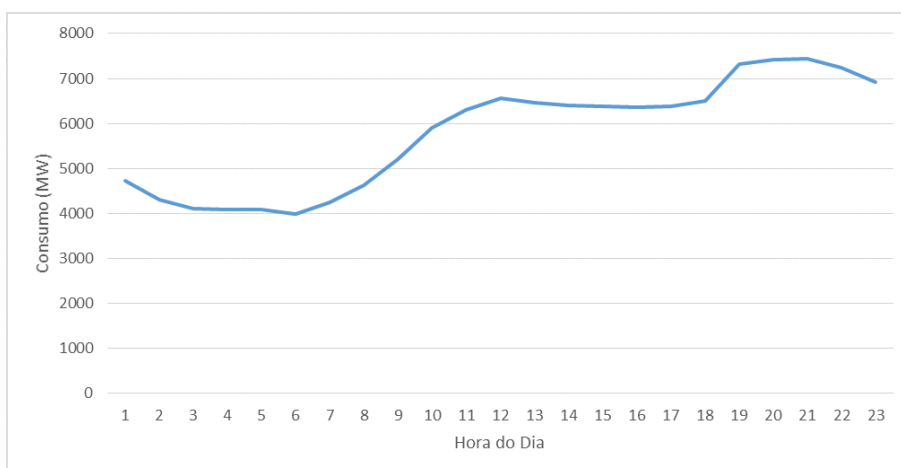


Figure 3.3: Consumo de energia ao longo do dia

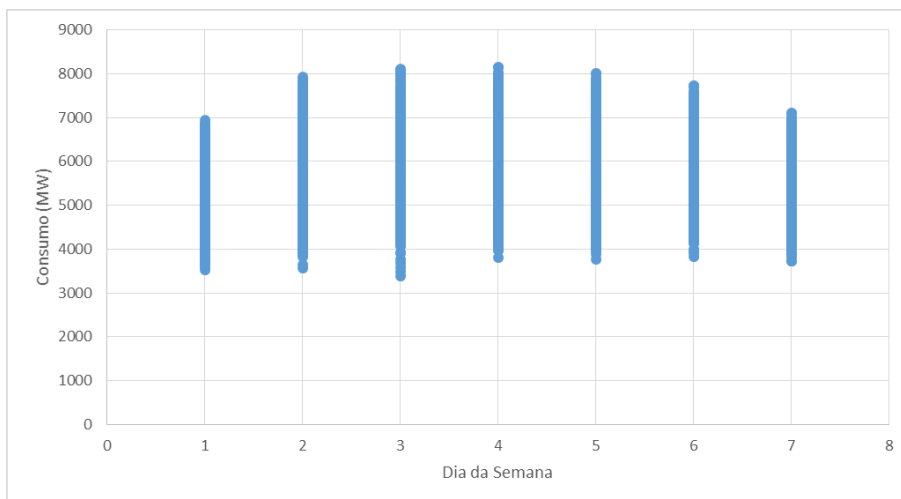


Figure 3.4: Consumo de energia ao longo da semana

3.2.3 Produção dos vários tipos de centrais

Como foi referido anteriormente, previamente à definição dos modelos de previsão é necessário, estudar e analisar os fatores que podem influenciar a variável que se pretende prever. Sendo a produção hídrica a variável a prever, é essencial compreender o seu comportamento. Esta variável irá resultar da soma de outras quatro variáveis:

$$P_{agregado} = P_{albufeira} + P_{fiodegua} + P_{minihidrica} - P_{bombagem} \quad (3.1)$$

Cada uma destas variáveis será analisada e o seu comportamento justificado.

As estratégias de operação realizadas pelo operador de mercado representam um dos fatores que definem os valores de produção das centrais. Por outras palavras, o consumo energético vai tendo variações ao longo do dia, passando por períodos de elevado consumo (horas de ponta) e por

períodos de baixo consumo (horas de vazio). De referir, também, que a remuneração pelo fornecimento de energia à rede irá variar, sendo este será maior nas horas de ponta. Este comportamento pode ser comprovado pelas figuras 3.5 e 3.6.

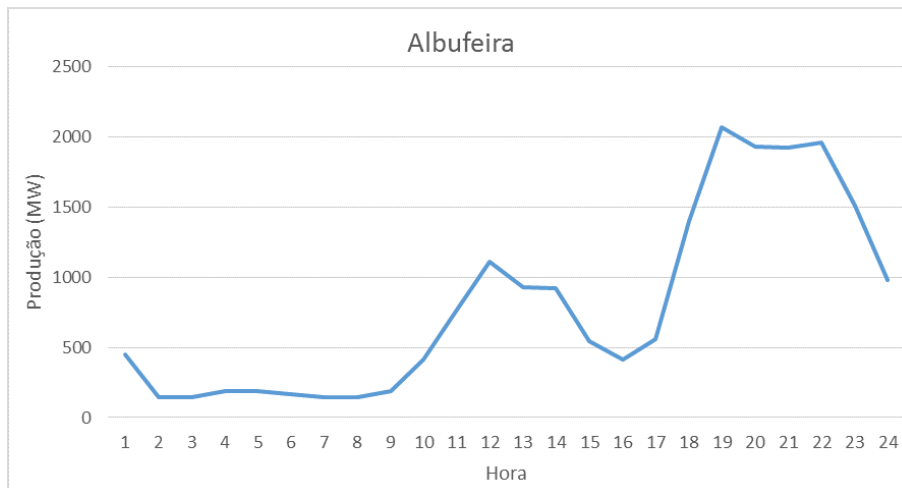


Figure 3.5: Produção ao longo do dia numa central do tipo albufeira

Comparando os dois gráficos, constatamos um aumento da produção de energia entre as 11h e as 14h, e entre as 17h e as 22h. Estas registos correspondem a horas de ponta e exigem uma maior produção por parte das centrais de forma a corresponder às exigências impostas pelo mercado consumidor.

Outro aspeto relevante são os vários picos existentes na figura 3.6. Estes picos de produção estão diretamente relacionados com a pluviosidade existente, ou seja, este tipo de centrais possui um armazenamento mínimo, logo, o fluxo de água existente é, praticamente, todo turbinado no momento. Por outro lado, uma central do tipo albufeira tem uma elevada capacidade de ar-

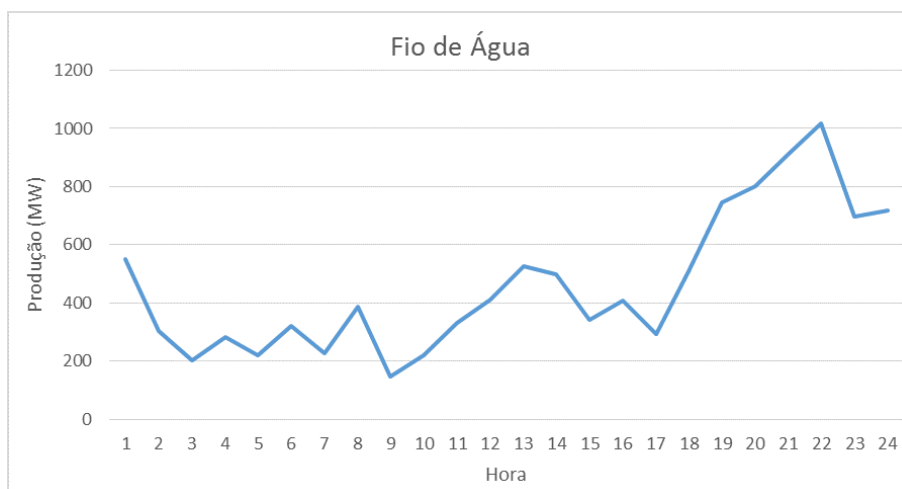


Figure 3.6: Produção ao longo do dia numa central do tipo fio de água

mazenamento, daí que o seu comportamento seja influenciado pelas estratégias do operador e pelas necessidades do mercado.

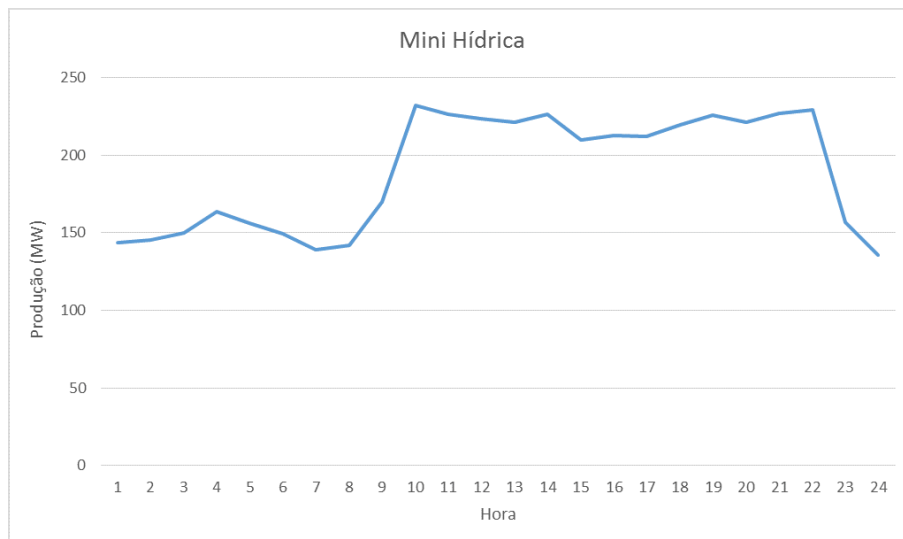


Figure 3.7: Produção ao longo do dia numa central do tipo mini hídrica

Pela análise da fig. 3.7 é possível obter uma conclusão semelhante à figura 3.6. Contudo, este tipo de central é, praticamente, dependente da pluviosidade nas horas anteriores, uma vez que a sua capacidade de armazenamento é inexistente. Deste modo, apenas se verifica uma queda na produção durante a noite, por não haver a necessidade de se produzir energia.

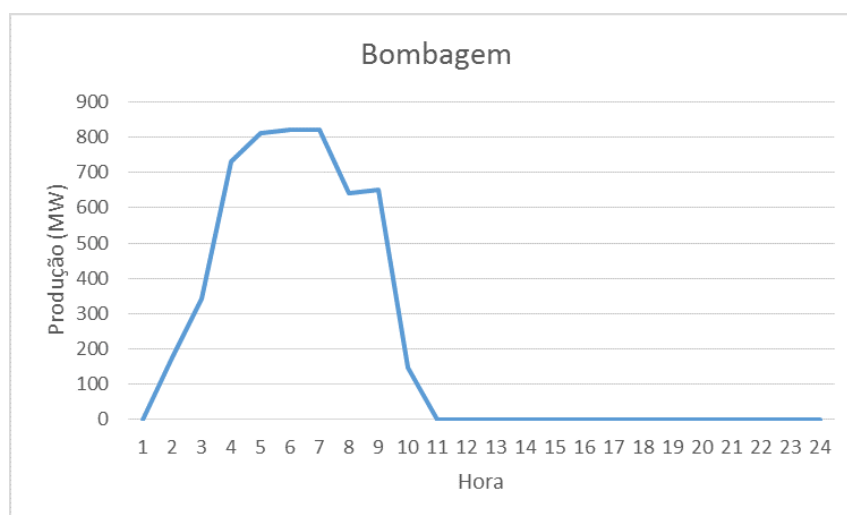


Figure 3.8: Processo de bombagem ao longo do dia

A bombagem terá um comportamento contrário ao das centrais, uma vez que este processo apenas é aplicado em situações em que não existe água suficiente para se produzir energia. Deste

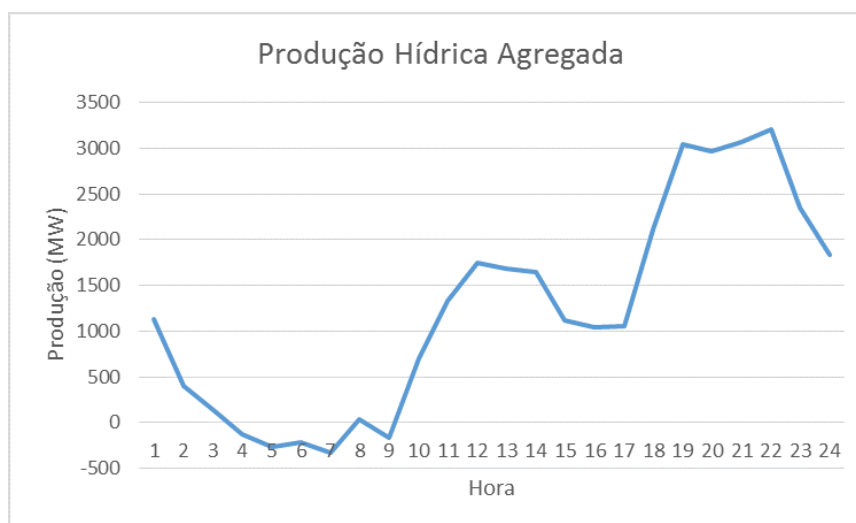


Figure 3.9: Produção hídrica agregada ao longo do dia

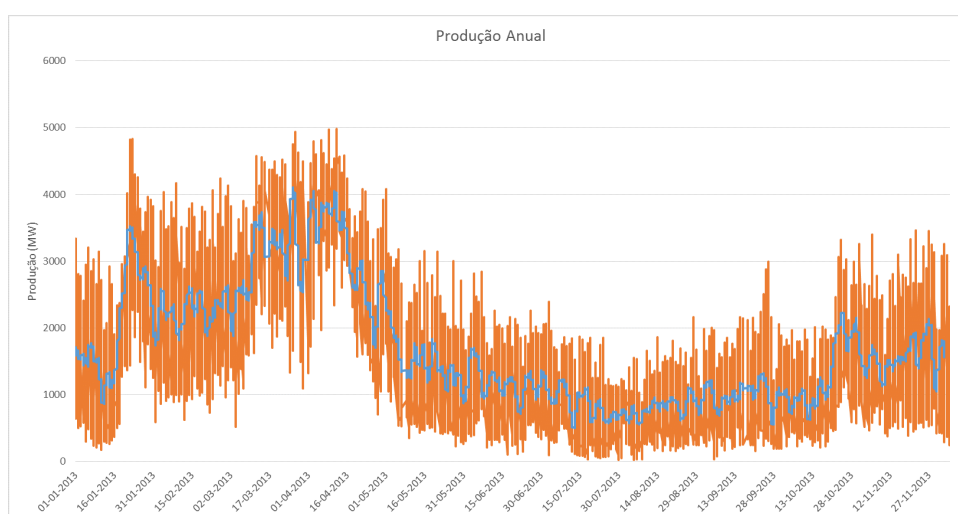


Figure 3.10: Produção hídrica para o ano 2013

modo, apenas irá apresentar valores consoante a pluviosidade e valores para a noite.(ver figura 3.8)

Este processo irá resultar das estratégias do operador do sistema e vai depender da pluviosidade dos dias anteriores. Por último, resta analisar o comportamento do agregado ao longo do dia.

Como já havia sido referido anteriormente, a produção hídrica proveniente de albufeiras vai ter um peso muito superior na produção hídrica global. Deste modo o seu comportamento será muito semelhante ao da figura 3.5. Por outro lado, os valores negativos encontrados resultam da influência da bombagem, uma vez que este processo não produz mas consome energia. (figura 3.9)

O gráfico 3.10 demonstra o comportamento da produção ao longo do ano e permite verificar

as variações consoante as estações do ano. O gráfico a laranja apresenta a produção real para o ano de 2013, enquanto o azul representa uma média móvel da mesma produção expressa de uma forma mais clara.

Concluindo, verifica-se que a principal componente que irá influenciar a produção em aproveitamentos hidroelétricos será a presença de água. No entanto, em centrais em que existe a possibilidade de armazenamento, certas variáveis poderão ter maior influência que a pluviosidade existente nos dias anteriores. Por outro lado, a temperatura também poderá ter uma certa influência no estudo em causa, uma vez que provoca alteração no ciclo de água. De seguida, será analisada a correlação entre a produção e as várias possíveis variáveis capazes de incorporar os modelos de previsão de produção.

3.2.4 Influência da pluviosidade

Dado que se trata de um aproveitamento hidroelétrico, a presença de água torna-se indispensável para a produção de energia elétrica. A presença de água irá depender por norma, da ocorrência de precipitação e, deste modo, a precipitação terá uma influência direta na produção de energia bem como nos modelos de previsão em causa. Outro aspeto que se pretende analisar será a influência do armazenamento das centrais, isto é, o comportamento do operador quando se verificaram períodos de seca ou excesso de precipitação. A figura seguinte compara a produção hídrica agregada ao longo do ano com a pluviosidade:

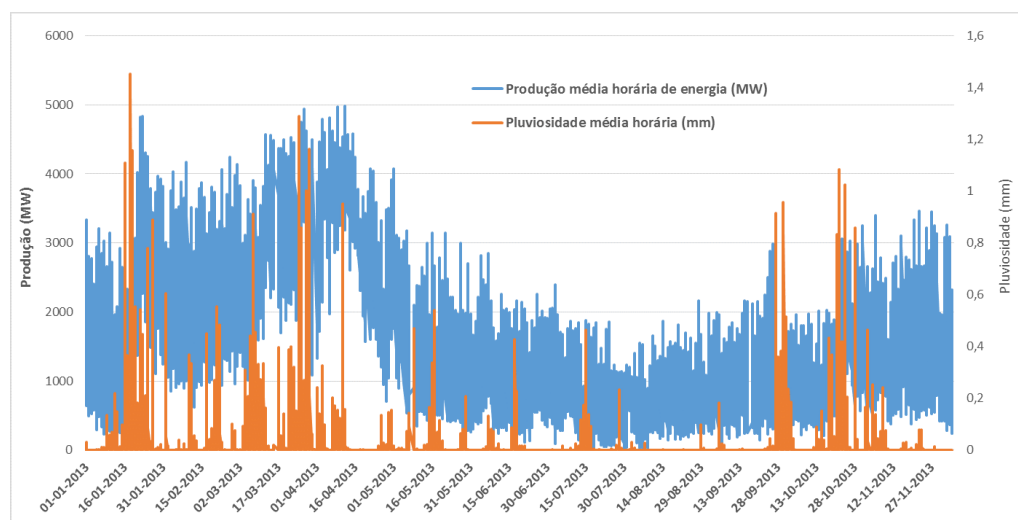


Figure 3.11: Produção média horária de energia e pluviosidade média horária

O gráfico 3.11 permite-nos tirar algumas conclusões sobre a influência da pluviosidade ao longo do ano. Os fortes períodos de chuva afetaram diretamente a produção para os primeiros meses do ano. Por outro lado concluiu-se igualmente que a produção não aumenta imediatamente, o que demonstra a capacidade de armazenamento das centrais envolvidas na agregação e as possíveis estratégias dos operadores envolvidos.

Durante o verão os valores de pluviosidade são mais reduzidos, o que provocará uma queda da produção. Contudo, devido à capacidade de armazenamento e ao processo de bombagem, a produção nunca atingirá o valor zero, durante um determinado período de seca. Esta correlação entre a pluviosidade e o processo de bombagem, pode ser comprovado graficamente:

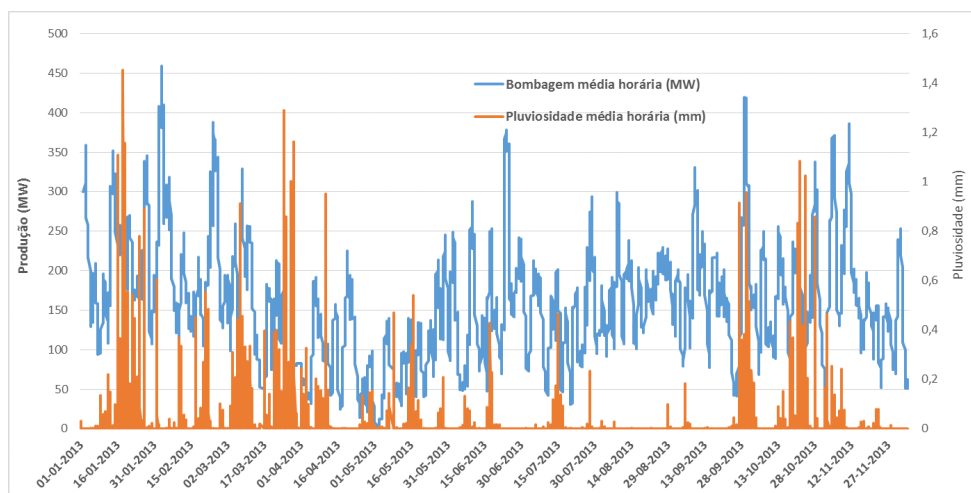


Figure 3.12: Bombagem média horária e pluviosidade média horária

Em períodos de reduzida precipitação, a aplicação da bombagem apresenta-se como solução para a produção de energia. Nas figuras 3.12 e 3.13 comprovamos o uso da bombagem durante o verão, uma vez que a pluviosidade é reduzida e existe a necessidade de produzir energia para fornecer à rede. Assim, conclui-se que a variável bombagem pode ter alguma influência no processo de previsão, uma vez que a produção para determinadas alturas do ano é dependente desta mesma.

Como foi referido anteriormente, a produção hídrica global resulta da agregação de vários

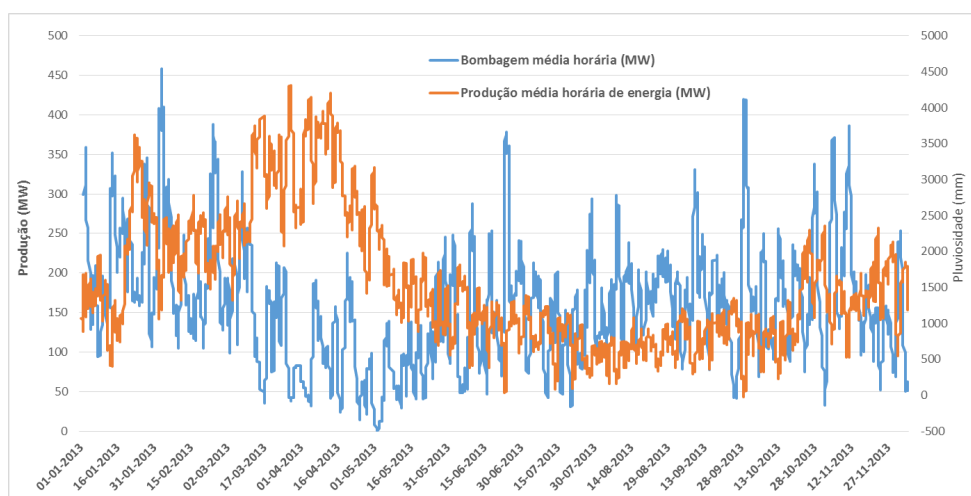


Figure 3.13: Bombagem média horária e produção média horária de energia

tipos de centrais, onde as grandes hídricas terão a maior contribuição no fornecimento energético, contudo considerou-se conveniente analisar o comportamento de uma mini hídrica perante períodos de grande ou pouco precipitação.

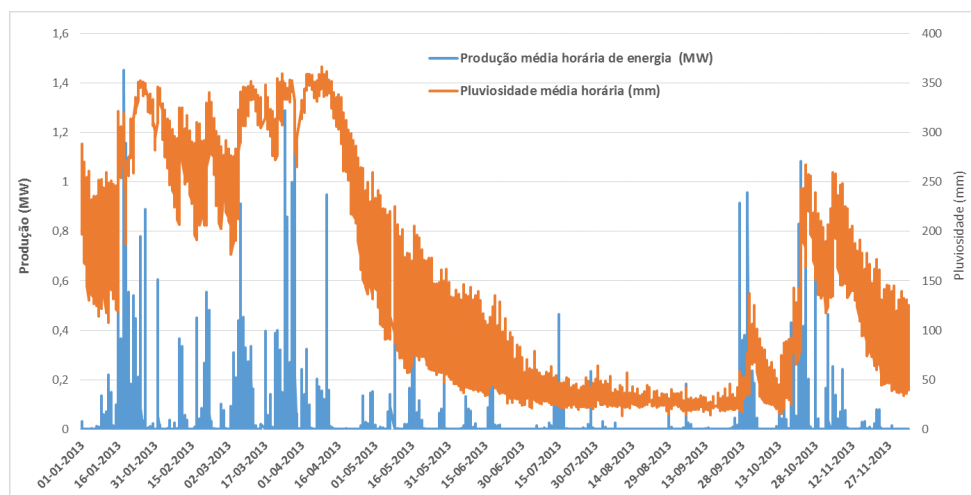


Figure 3.14: Produção média horária de uma central mini Hídrica e pluviosidade média horária

Sendo que, este tipo de central não possui qualquer tipo de armazenamento, a produção está diretamente relacionada com os níveis de pluviosidade. Tal facto pode ser comprovado pela figura 3.14, onde para determinados picos de precipitação, verifica-se um aumento considerável da produção.

Concluindo, a variável pluviosidade explica grande parte do comportamento da produção, no entanto, certas variáveis como o consumo ou a bombagem poderão apoiar os modelos de previsão de produção.

3.3 Conclusão

O processamento das variáveis e o estudo dos vários fatores que possam influenciar os modelos de previsão resultam numa das etapas mais relevantes de todo o processo de previsão. Como se pretende usar apenas a informação mais relevante é importante assinalar as variáveis que suportem informação significativa e que possam contribuir para o modelo em causa.

Relativamente à concessão dos modelos de previsão de produção agregada, considerou-se conveniente analisar se, inicialmente em separado, os vários tipos de centrais com o objetivo de justificar o comportamento do agregado. Os dados de pluviosidade disponíveis resultam de previsões horárias meteorológicas provenientes de modelos atmosféricos regionais. Adicionalmente são conhecidos as produções horárias dos vários tipos de centrais.

Concluiu-se que a produção regista uma variação ao longo do dia consoante as exigências do mercado consumidor, e que as horas de ponta possuem uma demanda maior, e assim a produção será muito superior. Por outro lado, comprovou-se a influência direta da pluviosidade nos níveis

de produção, no entanto o conjunto agregado e as albufeira irão também depender das estratégias do operador do mercado.

Chapter 4

Construção dos modelos de previsão

Para se compor modelos de previsão que operem em tempo real, é necessário um processamento inicial consistente e uma análise exaustiva da informação disponível. Os modelos deverão ser consistentes e robustos, sendo compostos apenas por informação relevante, sem colinearidades, e credível durante todo o processo de examinação.

O presente capítulo pretende caracterizar os modelos de previsão de produção desenvolvidos para um horizonte temporal de curto-prazo, tendo em conta todos os tipos de centrais e o conjunto agregado. Pretende-se demonstrar a variabilidade das variáveis para cada modelo e a sua metodologia, uma vez que, para cada tipo de central existe um modelo e uma estruturação um pouco diferente.

4.1 Metodologia

Considerando todo um conjunto de dados do sistema nacional de eletricidade relativos aos 3 últimos anos, desde produções de diversas fontes renováveis, passando pelos dados meteorológicos aos preços de mercado, entre outros dados. A metodologia aplicada a cada modelo de previsão para um período das 00h00 do dia D, pretende prever para cada hora do dia D+1.

Nos diversos modelos criados para as previsões, foram utilizados os valores reais para treino, sendo que correspondem a valores históricos nacionais de 2010 até 2012. Numa fase inicial, foram experimentados vários modelos para os vários tipos de centrais e o conjunto agregado, contudo apenas serão apresentados os modelos finais. Relativamente aos dados utilizados para teste, resultam de dados históricos nacionais de 2013.

No momento de avaliar a performance das RN, foram igualmente usados os valores reais, mas no momento da escolha do modelo final entre os modelos que expunham melhor *performance* no treino, foram utilizados valores resultantes da previsão, para uma avaliação do melhor modelo. Graficamente, a metodologia aplicada pode ser esquematizada conforme a figura 4.1.

Relativamente ao treino e teste das redes neuronais, recorreu-se a uma *toolbox* do *Matlab* bastante aplicada neste tipo de estudos: *nftool*. Para a criação e posterior treino da rede bastou a especificação das entradas, dos *targets* e do número de neurónios da camada escondida da rede.

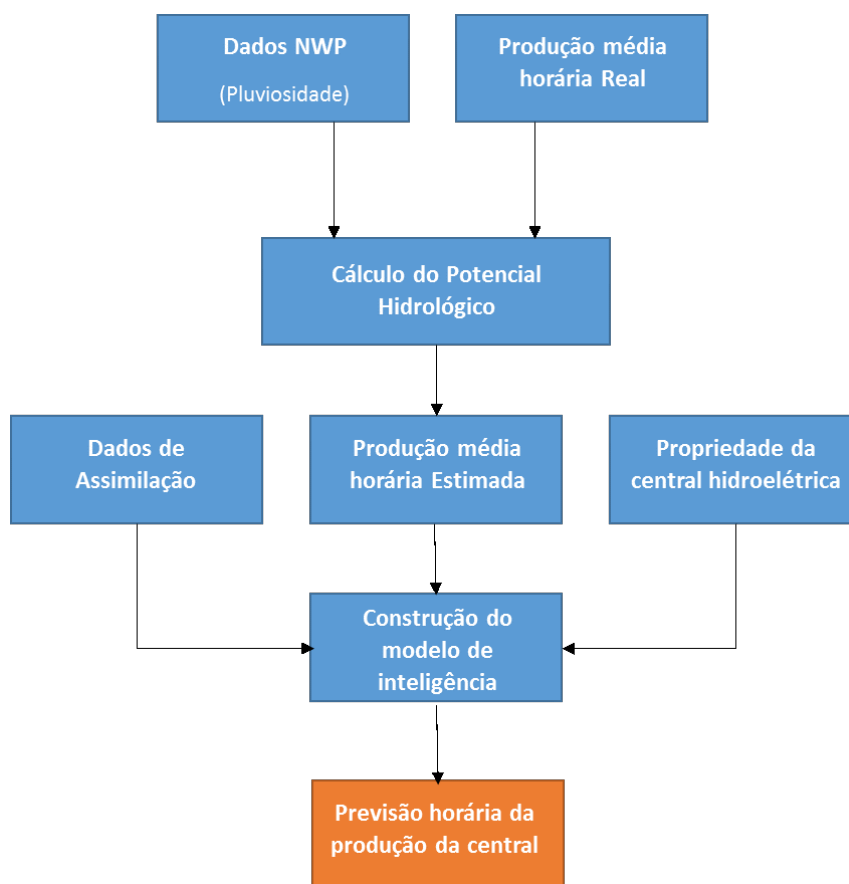


Figure 4.1: Metodologia para a construção dos modelos de previsão

Por outro lado, não existe nenhuma regra para o número ótimo de neurónios da camada escondida no treino das RN, deste modo, a escolha iniciou-se com um valor igual a $2n+1$, onde n representa o número de variáveis de entradas escolhidas. A figura 4.2 demonstra a evolução do erro entre treino e teste, consoante o numero de neurónios presentes na camada escondida. Como se pode verificar, o melhor número de neurónios seria 25, logo para cada modelo foi testado o número de neurónios consoante o número de variáveis de entrada.

Esta ferramenta *nftool* permitiu ainda que, antes de ser iniciado o treino da RN, fosse possível definirmos a percentagem da amostra de dados inserida para treino que irá ser utilizada para validação e teste do modelo.

Variou-se o conjunto de entradas e o número de neurónios da camada escondida, para que o parâmetro R (coeficiente de correlação) seja o mais próximo de 1 e o MSE_{treino} e MSE_{teste} seja o mais baixo possível. Deve-se ter em atenção que caso $MSE_{teste} \gg MSE_{treino}$, é aconselhável reduzir o número de neurónios da camada escondida. Contudo se a rede for demasiado pequena, não disporá de parâmetros livres suficientes para se adaptar em erros do conjunto de treino e de teste elevado. Por outro lado, se o número de neurónios for excessivo, é usual verificar-se sobre adaptação da rede. Deste modo, uma rede neuronal devesse possuir erros de treino e de teste semelhantes e pequenos no final do treino.

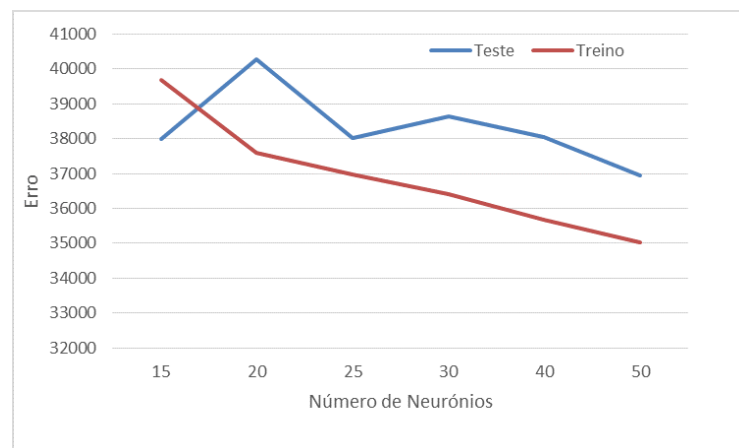


Figure 4.2: Evolução do erro para o processo de teste e treino do melhor modelo para o aproveitamento fio de água.

Para cada previsão foram traçados um conjunto de gráficos de modo a comparar as previsões com os valores reais. Se a rede estiver corretamente treinada, espera-se obter curvas semelhantes, apresentando um baixo erro. Para avaliação e comparação das performances dos diferentes modelos criados para cada previsão, foi necessário a aplicação de um indicador estatístico. Assim para uma noção mais concreta relativamente ao erro da previsão efetuada por cada modelo, foi utilizado o *MAPE* (Mean Absolute Percentage Error).

Em suma, a metodologia aplicada em todos os modelos foi semelhante e apenas serão apresentados os modelos finais para cada tipo de central e conjunto de agregação.

4.2 Caso de estudo

Para cada caso de estudo pretende-se estimar uma saída com o menor erro possível através de um conjunto de grandezas de entrada. As variáveis a prever são as seguintes:

- Previsão horária de produção Mini Hídrica.
- Previsão horária de produção Fio de Água.
- Previsão horária de produção Albufeira.
- Previsão horária de produção conjunto agregado Português.
- Previsão horária de produção conjunto agregado Espanhol.

Para cada variável a prever, experimentou-se vários modelos. De todos os dados de entrada possíveis, constatou-se que existiam variáveis que não tinham qualquer relação com a produção hidroelétrica, sendo excluídas nos modelos ao longo do estudo efetuado. No entanto, outras possuíam informação relevante e foram aplicadas nos modelos de previsão, nomeadamente:

1. Hora do dia (H);
2. Pluviosidade prevista para a hora h no dia d ($R_{d,h}$);
3. Dia da semana (D);
4. Produção Mini-Hídrica do dia anterior (DA Mini Hídrica);
5. Produção Fio de Água do dia anterior (DA Fio de Água);
6. Produção Albufeira do dia anterior (DA Albufeira);
7. Consumo do dia anterior (DA Consumo);
8. Produção Eólica do dia anterior (DA Eólica);
9. Produção Solar do dia anterior (DA Solar);
10. Cogeração do dia anterior (DA Cogeração);
11. Preço para hora h (Preço);
12. Produção média estimada ajustada (Pest)

No entanto, optou-se por agregar 3 variáveis numa, uma vez que conjunto poderá influenciar mais individualmente:

$$DA_{Renovaveis} = DA_{Eolica} + DA_{Solar} + DA_{Cogeracao} \quad (4.1)$$

De seguida serão apresentados os modelos desenvolvidos.

4.3 Cálculo do potencial hidrológico

Este subcapítulo é baseado no trabalho desenvolvido em [8] e pretende estabelecer uma relação matemática entre os valores diários de precipitação prevista com os valores de produção para cada tipo de central e o respetivo agregado. Por outro lado, o conhecimento de um determinado elemento que possui a capacidade de determinar a existência de um determinado recurso hídrico, será um fator relevante na previsão da produção de aproveitamentos hídricos.

Deste modo for criada uma variável denominada potencial hidrológico que indica o potencial hídrico existente para produzir energia, onde a porção de água existente para uma determinada área no instante t, é dada pela fração de água existente no instante t-1 mais a afluência resultante da pluviosidade que pode ter acontecido para aquela região no instante t. Porém, este recurso está suscetível a perdas que estão dependentes das características da bacia hidrográfica, isto é, vai depender das características do solo e do relevo, assim como da geologia existente e das infiltrações.

Em suma, o potencial hidrológico pode ser expresso pela seguinte equação:

$$H_{d,h} = B(H_{d-1,h} + A.R_{d,h}) \quad (4.2)$$

onde:

- $H_{d,h}$ representa o potencial hidrológico para a hora h no dia d , em MW.
- $H_{d-1,h}$ representa o potencial hidrológico para a hora h no dia $d-1$, em MW.
- A é o parametro relacionado com o aumento da produção de energia em resposta à precipitação, MW/mm.
- B é o parametro que está relacionado com a queda da produção em periodos de seca. O seu valor é menor que 1.
- $R_{d,h}$ é previsão média diária de precipitação por hora h no dia d , em mm.

Depois de se modelizar esta variável é fundamental estudar a sua correlação com a produção.

4.3.1 Influência do potencial hidrológico

De modo a comprovar a influência desta variável com a produção agregada, verificou-se graficamente a evolução temporal da produção real agregada diária com o respetivo potencial hidrológico:

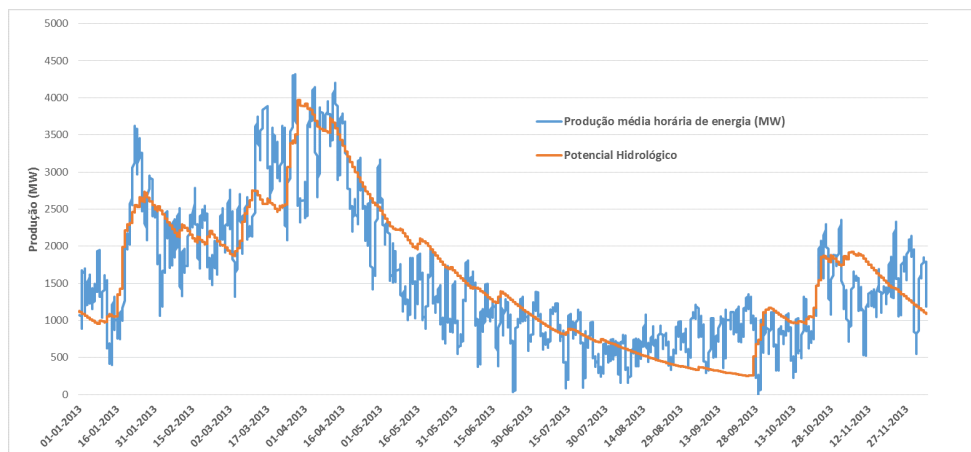


Figure 4.3: Produção média horária do agregado nacional e potencial hidrológico

Como podemos verificar pela figura 4.3, o potencial acompanha o comportamento da produção diária, contudo, existem algumas variações associadas a dias com elevada precipitação, onde a produção aumenta. Esta diferença existente entre estas duas variáveis é caracterizada pelo parâmetro A , enquanto o parâmetro B modeliza a queda da produção para dias de baixa precipitação. Ambos os parâmetros são obtidos pelo erro do método dos quadrados mínimos, onde o erro resulta da diferença das duas variáveis em estudo. O ajuste da variável A pode ser comprovado pela figura 4.3, uma vez que os períodos de elevada produção coincidem com períodos de chuva intensa.

Uma das razões pelas quais o potencial hidrológico não acompanha a evolução da produção real de uma forma perfeita resulta da presença de certas não-linearidades, que estão relacionadas

com o mínimo e o máximo de produção da central em causa. Deste modo, existe a necessidade de se basear numa curva sigmóide para converter a $H_{d,h}$ em produção de energia. A relação existente entre a função sigmóide e as duas variáveis em causa pode ser avaliada na seguinte figura:

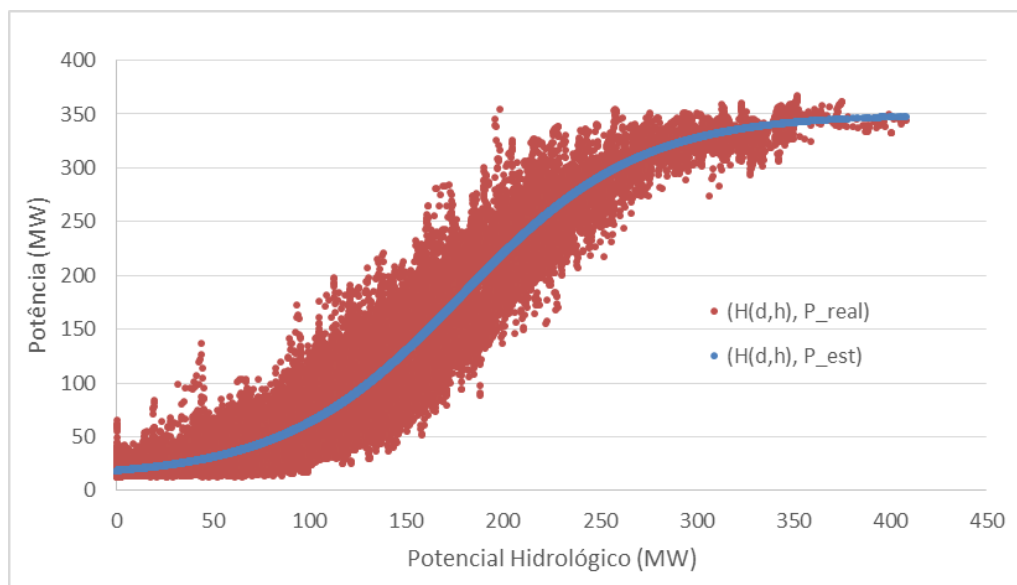


Figure 4.4: Produção média horária de energia e potencial hidrológico

A figura 4.4 apresenta um gráfico de dispersão entre o potencial hidrológico e a produção. A sigmóide permite obter um valor estimado de produção diária de energia elétrica, $P_{estd,h}$ em função de $H_{d,h}$. Adicionalmente, a sigmóide tem em conta os limites operacionais da central em causa, uma vez que o limite mínimo de saturação de $P_{estd,h}$ corresponde ao mínimo de $H_{d,h}$, e o máximo de saturação de $P_{estd,h}$ corresponde ao máximo valor de $H_{d,h}$. Por último, o valor estimado de produção de energia pode ser calculado através da seguinte fórmula, onde todos os parâmetros e variáveis são expressos em MW:

$$P_{estd,h} = P_{min} + \frac{P_{max} - P_{min}}{(1 + e^{(-8 \frac{H_{d,h} - h_c}{h_s})})} \quad (4.3)$$

onde:

- $P_{estd,h}$ - valor estimado da produção de energia elétrica para a hora h e o dia d;
- P_{max} - máximo valor de produção de energia para a central em estudo;
- P_{min} - mínimo valor de produção de energia para a central em estudo;

Os parâmetros h_c e h_s são necessários para o ajuste da função e são determinados da seguinte forma:

$$\begin{cases} h_c = \frac{h_0 + h_m}{2} \\ h_s = h_m - h_0 \end{cases} \quad (4.4)$$

- h_0 – representa o valor máximo de saturação da curva sigmóide
- h_m – representa o valor mínimo de saturação da curva sigmóide

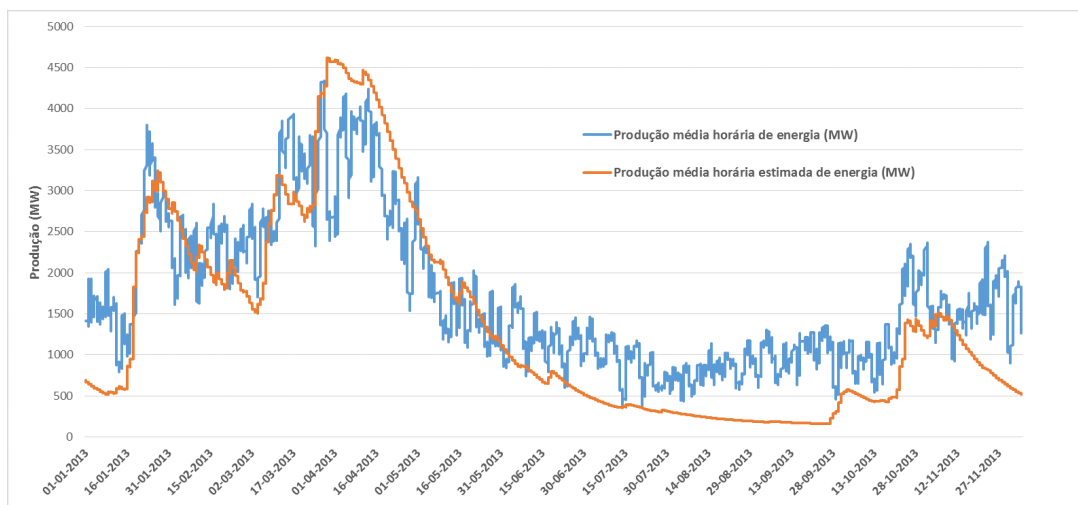


Figure 4.5: Produção média horária do agregado nacional e produção média horária estimada de energia

A figura 4.5 compara a evolução temporal da produção média diária com a produção média estimada. Comparativamente à figura 4.3 podemos observar um ligeiro ajuste da produção estimada, relativamente à produção real. Adicionalmente, podemos também, comparar o comportamento desta variável com a pluviosidade.(figura4.6)

Outro fator relevante será analisar o comportamento de uma central do tipo mini hídrica comparativamente a um agregado. Como foi referido anteriormente, uma central mini hídrica é fortemente dependente da pluviosidade, o que leva a um comportamento ligeiramente diferente do agregado de centrais. Pela análise da figura 4.7, verificamos que o potencial consegue modelizar melhor os máximos e mínimos da produção de uma central mini hídrica do que a produção agregada. Deste modo, concluímos que o potencial hidrológico pode variar consoante o tipo de central em estudo.

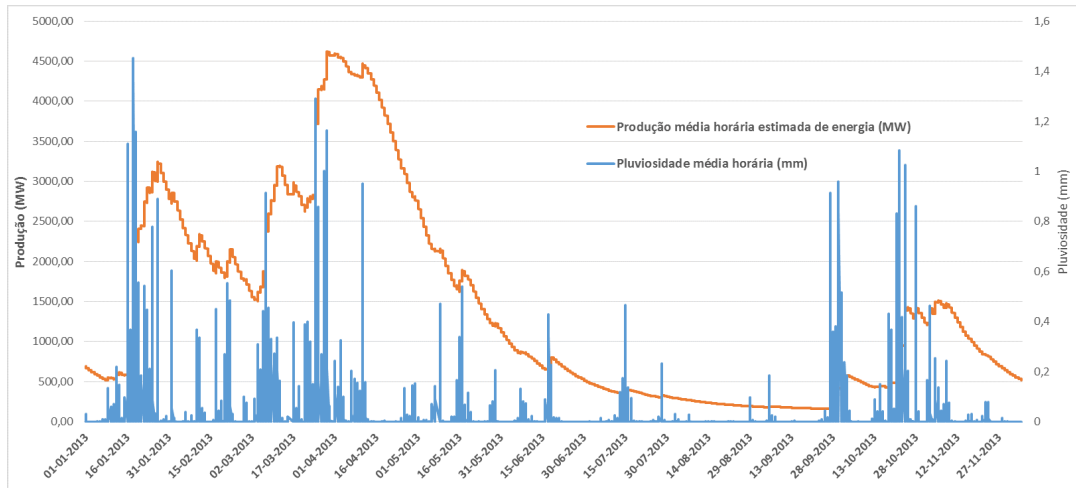


Figure 4.6: Produção média horária estimada do agregado nacional e pluviosidade média horária

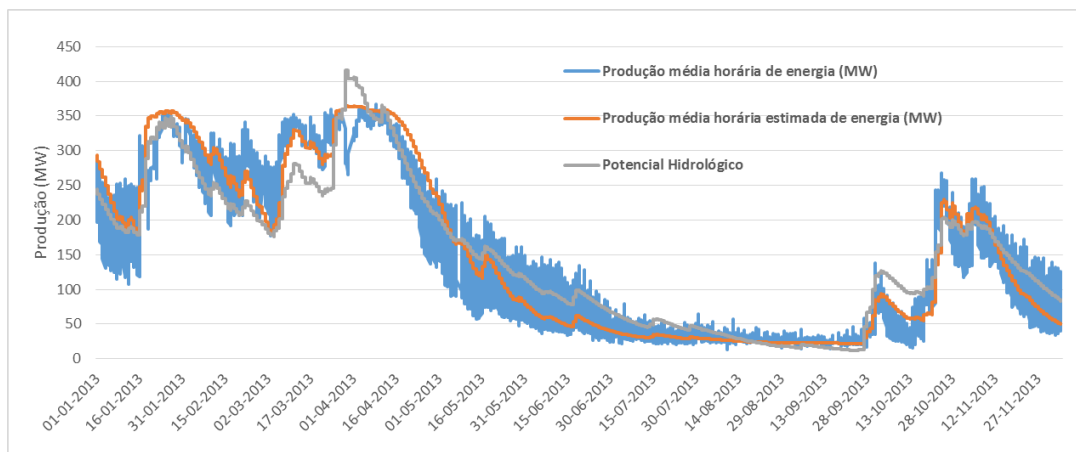


Figure 4.7: Produção média horária de energia, produção média horária estimada e potencial hidrológico, de uma central mini hídrica

4.3.2 Ajuste e modelização do potencial hidrológico

Outro fator que merece relevância é a propagação do erro ao longo da previsão. Os modelos descritos anteriormente podem ser afetados por um erro BIAS, uma vez que o erro da previsão média horária de pluviosidade pode apresentar desvios significativos nos valores de HPP. Estes desvios podem-se propagar ao longo do tempo, tornando o erro da previsão superior para os dias seguintes. A correção destes erros pode ser realizada para uma determinada frequência, isto é, a cada hora 00h00 pode-se realizar um ajuste da produção.

O ajuste do erro BIAS é efetuado nos valores do HPP, quando existe uma diferença significativa entre a previsão média horária de energia e a produção média horária real de energia. O ajuste deste erro pode ser efetuado através da seguinte equação:

$$H_{aj_d,h} = h_c - \frac{h_s}{8} \ln \left(\frac{1}{P_{real_d,h} - P_{min}} (P_{max} - P_{min}) - 1 \right) \quad (4.5)$$

Onde:

- $H_{aj_d,h}$ - representa o potencial hidrológico ajustado para a hora h e o dia d .
- $H_{record_d,h}$ - representa a produção real, para a hora h , no dia d .
- P_{max} - máximo valor de produção de energia para a central em estudo;
- P_{min} - mínimo valor de produção de energia para a central em estudo;

Por outro lado, para esta equação de ajuste, o valor de $P_{real_d,h}$ irá ter uma regressão temporal associada ao tipo de central em estudo. Por exemplo, para uma central do tipo mini hídrica este valor terá um atraso de um dia, enquanto que para uma albufeira irá recolher os valores de produção dos últimos quinze dias. A tabela 4.1 demonstra a regressão aplicada a cada tipo de central e agregado estudados.

Table 4.1: Dias de regressão aplicados à produção média real

	Mini Hídrica	Fio de água	Albufeira	Agregado português	Agregado espanhol
Dias de Regressão	1	3	15	22	22

Contudo, este processo de ajuste vai necessitar de uma otimização manual dos parâmetros e é necessário variar os valores, de modo a tornar a previsão eficiente. Com o auxílio da figura 4.4 podemos efetuar o correto ajuste. Por último, ajustamos o valor do HPP, aplicando a seguinte formulação:

$$H_{d,h} = \begin{cases} H_{aj_d,h} & \text{se } h = 0 \\ B(H_{d-1,h} + A.R_{d,h}) & \text{se } h \neq 0 \end{cases} \quad (4.6)$$

Após a aplicação da nova formulação podemos traçar a figura 4.8 para verificar a correlação entre a produção média real e a produção média estimada ajustada.

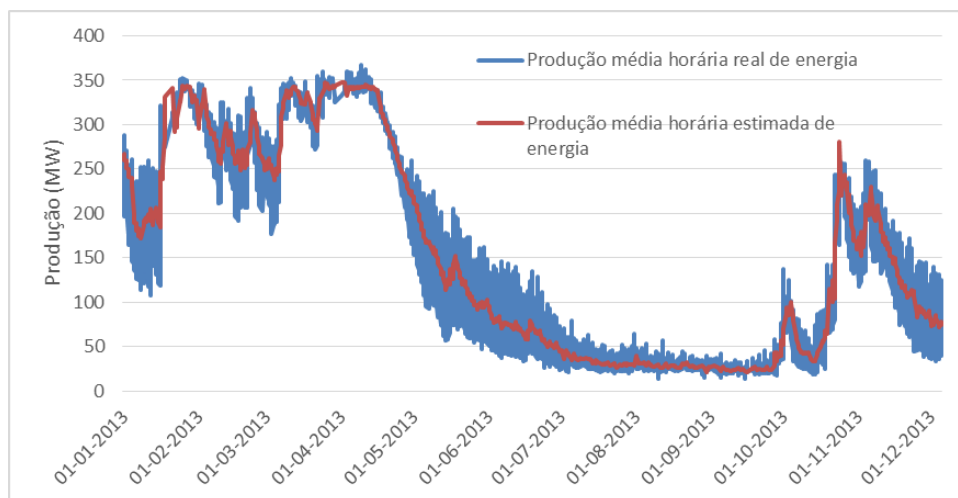


Figure 4.8: Produção média horária de energia e produção média horária ajustada de energia, para uma central do tipo mini hídrica

Esta nova variável irá incorporar todos os modelos de previsão, uma vez que considera a pluviosidade e a produção dos dias anteriores. Deste modo, representa uma influência direta para os modelos de previsão.

4.3.3 Previsão horária de produção mini hídrica

Como foi referido anteriormente, este tipo de central é diretamente dependente dos níveis de precipitação dos dias anteriores e do fluxo de água existente na bacia hidrográfica. Como esta central não possui qualquer tipo de capacidade de armazenamento, o operador de mercado não irá influenciar o perfil de produção da central. Deste modo, com base no processamento realizado anteriormente, foram desenvolvidos três modelos que relacionam as entradas com a saída (previsão de produção mini-hídrica), considerando-se a ordem de introdução de entradas na rede neuronal, nomeadamente:

- a. Modelo 1: Produção estimada;
- b. Modelo 2: Produção estimada + Hora do dia;
- c. Modelo 3: Pluviosidade + Hora do dia + Da Produção Mini Hídrica

Pela figura 4.9, observa-se que a produção estimada apresenta uma forte contribuição para o desempenho do modelo.

Com o modelo 3, pretendeu-se comparar a influência da pluviosidade e a produção mini hídrica com o produção estimada ajustada. Os resultados e as análises sobre este modelo serão expostos

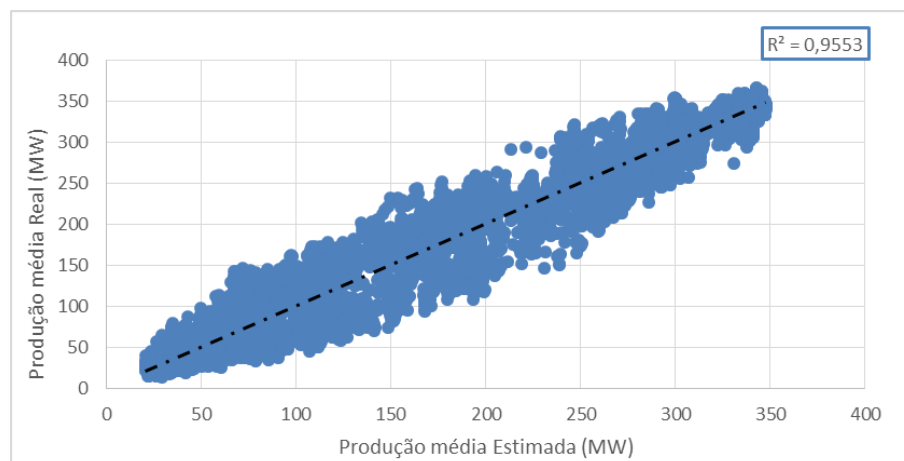


Figure 4.9: Correlação entre a produção horária real e produção horária estimada

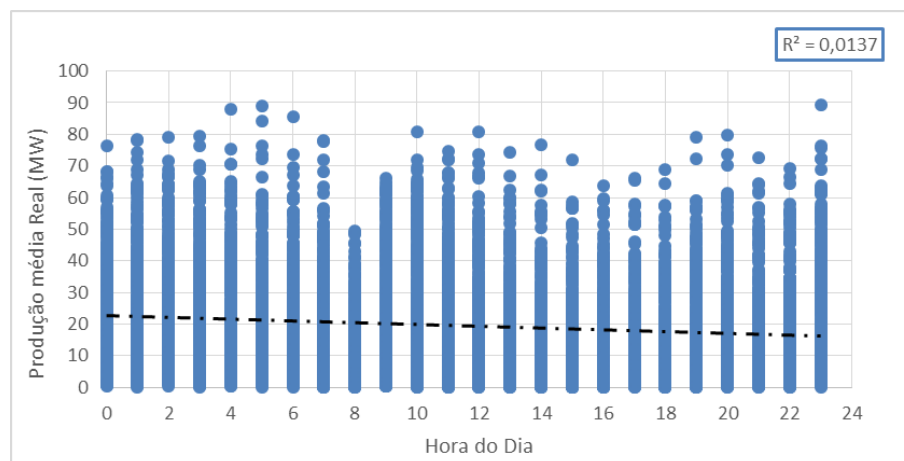


Figure 4.10: Correlação entre o resíduo e a hora do dia

no capítulo seguinte. Na figura 4.10 é apresentado o gráfico referente à relação existente entre o erro obtido no modelo 1 e a variável que se introduziu no modelo seguinte.

Como foi comprovado no capítulo anterior, a produção durante a noite decrescia ligeiramente, o que levou à introdução desta variável no modelo 2. Por outro lado, pela análise da figura, verificamos que o resíduo do modelo 1 ainda apresenta uma ligeira correlação com a nova variável.

Por último, o diagrama de blocos da rede neuronal criada para o melhor modelo de previsão de produção mini hídrica obteve a estruturação descrita na figura 4.11.

Posteriormente ao estudo das variáveis mais relevantes a integrar os modelos, explorou-se as redes neurais para se efetuar a previsão média horária de produção da central em causa. Esta ferramenta representa uma metodologia de previsão muito eficiente e muito empregue na atualidade. Um dos benefícios da aplicação de ferramentas de inteligência computacional em modelos de previsão é não ser essencial o conhecimento da origem das variáveis em estudo, visto que o método de aprendizagem capta as características fundamentais do conjunto de valores. Por

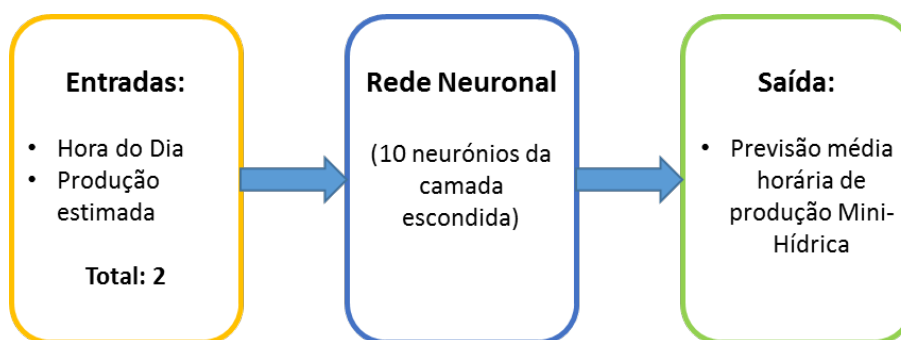


Figure 4.11: Estrutura do modelo final para a previsão de produção da central mini hídrica

outro lado, as RN possuem a competência de adaptação ao progresso do conjunto de dados, sendo possível diminuir o valor de erro, através do treino em qualquer momento.

Contudo, esta ferramenta apresenta um grande inconveniente no processo de treino, que consiste na necessidade de existir um elevado conjunto de dados para a operação deste processo. No entanto, os valores utilizados para o treino da rede incorporam valores nacionais desde 2010 até 2012. Deste modo, este inconveniente pode ser suprimido.

Por último, o modelo que apresentou melhores resultados em treino correspondeu ao modelo 2, onde a influência da hora do dia no conjunto de treino possibilitou uma melhor previsão relativamente ao modelo 1.

4.3.4 Previsão horária de produção fio de água

As centrais hidroelétricas do tipo fio de água encontram-se, atualmente, entre as tecnologias de armazenamento de energia em pequena escala mais eficientes a nível económico. Este facto deve-se às suas características energéticas previsíveis, à sua longa fiabilidade e aos baixos efeitos a nível ambiental. Ao contrário das grandes centrais hidroelétricas, onde o seu aproveitamento está associado com a presença de grandes reservatórios, estas pequenas centrais possuem um baixo armazenamento ou quase inexistente armazenamento

No entanto, como foi verificado no capítulo anterior através da figura 3.6, este tipo de central pode ser influenciado pelas estratégias de operação do operador, uma vez que a sua produção é superior nas horas de ponta e mais baixa durante a noite. Porém, esta central também é diretamente dependente dos níveis de pluviosidade ocorridos nos dias anteriores, o que permite facilmente modelizar e ajustar a sua produção estimada.(4.12)

Tendo em conta a influência do operador do sistema e o processamento efetuado previamente, foram analisados oito possíveis modelos, considerando-se a ordem de introdução das entradas na rede neuronal:

- a. Modelo 1: Produção estimada;
- b. Modelo 2: Produção estimada + Hora do dia;

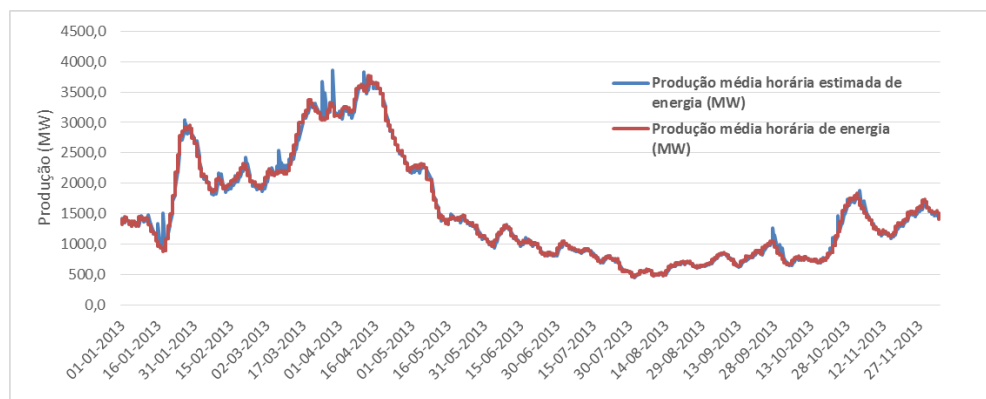


Figure 4.12: Produção média horária de energia e produção média horária ajustada de energia, para uma central do tipo fio de água

- c. Modelo 3: Produção estimada + Hora do dia + Dia da Semana + DA Consumo;
- d. Modelo 4: Produção estimada + Hora do dia + Dia da Semana + DA Consumo + DA Renováveis;
- e. Modelo 5: Produção estimada + Hora do dia + Dia da Semana + DA Consumo + Preço;
- f. Modelo 6: Produção estimada + Hora do dia + Dia da Semana + DA Consumo + DA Fio de Água;
- g. Modelo 7: Produção estimada + Hora do dia + Dia da Semana + DA Consumo + DA Fio de Água + DA Hídrica;
- h. Modelo 8: Produção estimada + Hora do dia + Dia da Semana + DA Consumo + DA Fio de Água + DA Hídrica + DA Renováveis + Preço;

A variável DA hídrica representa a soma das produções das centrais mini hídrica e albufeira. Por outro, verificou-se que certas variáveis como DA Renováveis e DA Preço aumentaram o erro percentual, o que provocou a sua exclusão no modelo final. Esta exclusão pode ser fundamentada pela figura 4.13, onde o declive da linha de tendência é, praticamente, zero.

No modelo 8, treinou-se uma rede com todas as variáveis disponíveis para estudo, contudo verificou-se uma sobreadaptação da rede, optando-se pelo modelo 7 para o processo de teste. No final, a estrutura do modelo escolhido pode ser visualizado no esquema da figura 4.14.

O número de neurónios escolhido foi relativamente arbitrário, uma vez que não existe uma metodologia específica para a escolha deste fator.

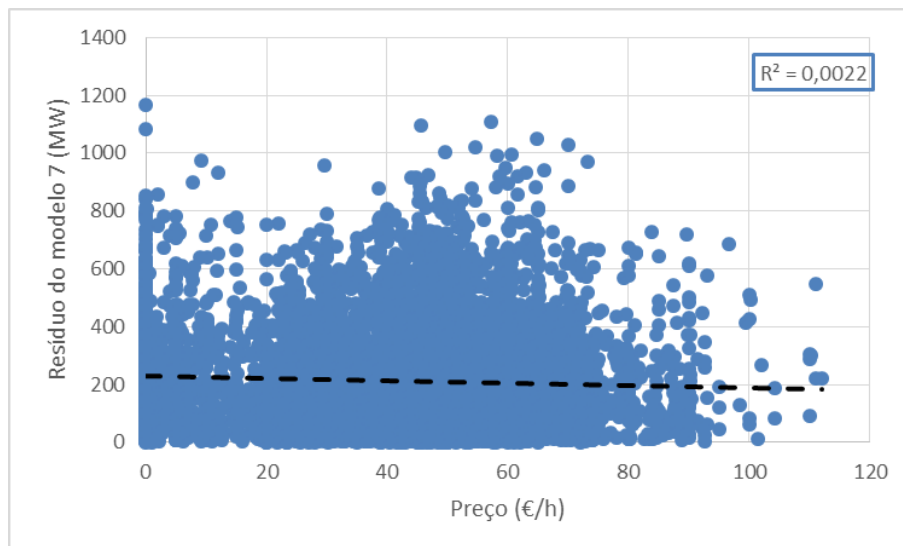


Figure 4.13: Correlação entre o resíduo do modelo 7 e o preço para a hora h

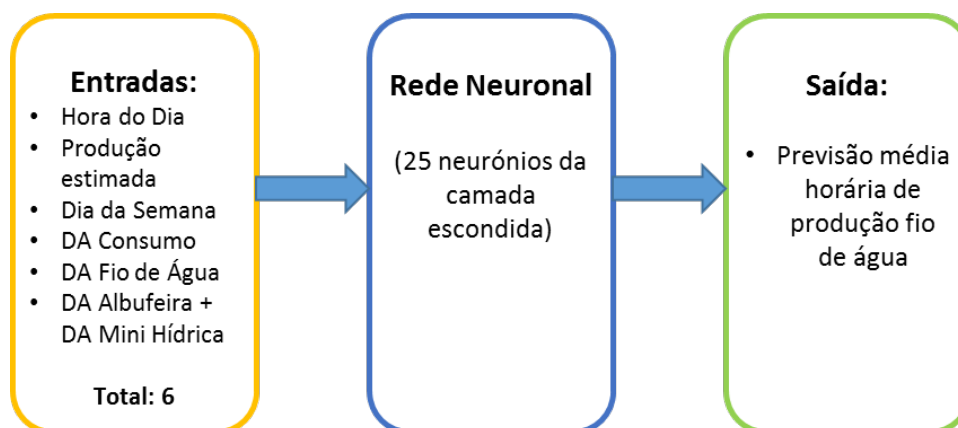


Figure 4.14: Estrutura do modelo final para a previsão de produção da central de fio de água

4.3.5 Previsão horária de produção albufeira

A produção de energia hídrica através de grandes centrais hidroelétricas fornece uma grande estabilidade ao sistema elétrico, devido à sua capacidade de armazenamento. No mercado elétrico liberalizado este tipo de centrais representam uma unidade de produção cuja principal receita provém não só *trading* de eletricidade no mercado do dia seguinte, como também da venda de serviços de regulação nos mercados de reservas auxiliares.

Por outro lado, como a volatilidade dos preços do mercado elétrico não acompanha necessariamente a tendência do consumo, é necessário definir-se estratégias apropriadas para maximizar as receitas da central. Neste contexto, é necessário desenvolver-se a melhor estratégia de licitação para cada central, tendo em conta diferentes horizontes temporais (hora, dia, mês) [6]. Pela figura 4.15, verifica-se que a relação entre o preço e a produção não é completamente linear, no entanto, quando o valor do preço baixa, a produção tende, igualmente, a decrescer.

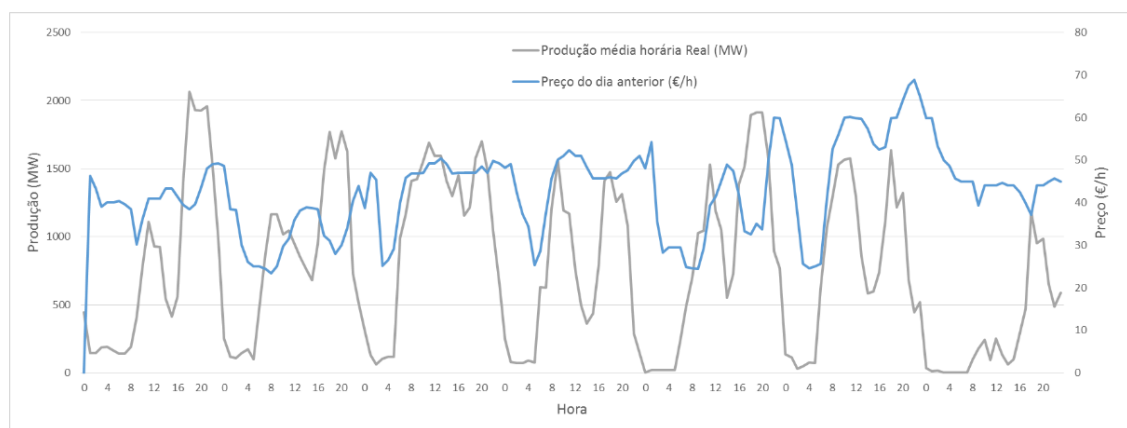


Figure 4.15: Produção média horária real e o preço para a hora h

Desta forma, a previsão para uma central do tipo albufeira torna-se uma tarefa complexa, visto que a estratégia estabelecida pelo operador para o dia seguinte irá definir se a central produz, ou não, energia. Por outro lado, a pluviosidade também irá influenciar a previsão, contudo, não irá ter um peso tão relevante como nos casos anteriores devido à característica de armazenamento presente neste aproveitamento.

Testou-se um total de sete modelos, onde se variou o conjunto de entrada. No entanto, concluiu-se que o operador do sistema poderá ter uma influência superior nos níveis de produção do que os modelos de previsão desenvolvidos.

- Modelo 1: Produção estimada + Preço;
- Modelo 2: Produção estimada + Hora do dia;
- Modelo 3: Produção estimada + Hora do dia + Preço;
- Modelo 4: Produção estimada + Hora do dia + Dia da Semana + DA Consumo;

e. Modelo 5: Produção estimada + Hora do dia + Dia da Semana + DA Consumo + DA Renováveis;

f. Modelo 6: Produção estimada + Hora do dia + Dia da Semana + DA Consumo + DA Albufeira;

g. Modelo 7: Produção estimada + Hora do dia + Dia da Semana + DA Consumo + DA Albufeira + DA Hídrica;

Onde a variável DA Hídrica resulta da soma das produções das centrais mini-hídricas com as de fio de água.

Através do modelo 1, pretendia-se verificar a influência direta destas duas variáveis ao longo do processo de previsão. Contudo, como a correlação do preço com a produção não é direta, verificou-se que os modelos apenas seriam prejudicados com a presença desta variável, uma vez que o erro na previsão apenas aumentava. No final, o melhor modelo obtido foi o modelo 6 e teve a seguinte esquematização:

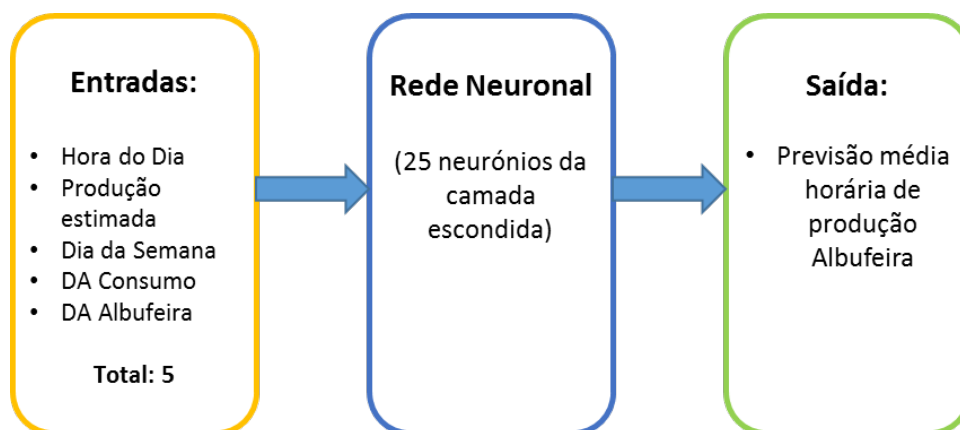


Figure 4.16: Estrutura do modelo final para a previsão de produção da central de albufeira

4.3.6 Previsão horária de produção para agregado português

O agregado português será composto pela soma dos três tipos de centrais existentes em Portugal. Deste modo, optou-se pela elaboração de dois tipos de procedimentos relativamente à construção do modelo para a previsão de hídrica nacional. O primeiro procedimento segue a mesma metodologia que os modelos anteriores, enquanto o segundo resulta da soma das previsões dos melhores modelos de cada central.

Por outro lado, apesar de a capacidade instalada ser maior numa albufeira, em Portugal, existem mais aproveitamentos do tipo fio de água. Assim, os seus valores terão uma influência superior no valor final da hídrica nacional. A figura 4.17 demonstra a contribuição mensal para cada tipo de central. É de notar que, no verão, a produção de albufeira é superior à de fio de água por

esta apresentar capacidade de armazenamento muito elevada, o que permite produzir consoante as necessidades do sistema.

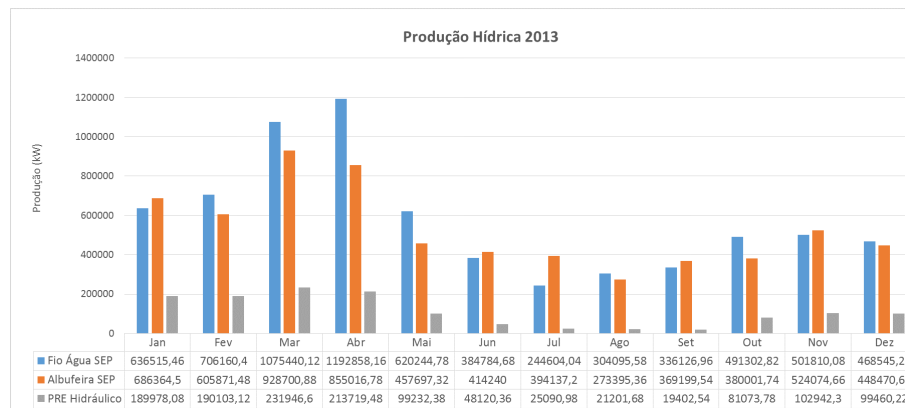


Figure 4.17: Produção mensal hidroelétrica em 2013, Portugal

Seguindo a mesma metodologia apresentada anteriormente, os modelos desenvolvidos foram os seguintes:

- a. Modelo 1: Produção estimada + Preço;
- b. Modelo 2: Produção estimada + Hora do dia;
- c. Modelo 3: Produção estimada + Hora do dia + Dia da Semana + Preço;
- d. Modelo 4: Produção estimada + Hora do dia + Dia da Semana;
- e. Modelo 4: Produção estimada + Hora do dia + DA Consumo;
- f. Modelo 5: Produção estimada + Hora do dia + DA Consumo + DA Renováveis;
- g. Modelo 6: Produção estimada + Hora do dia + DA Consumo + DA Hídrica;

Onde DA Hídrica resultou da soma das produções dos três tipos das centrais menos a bombagem. Por outro lado, como cada tipo de central possui as suas próprias características e requisitos, testou-se o segundo procedimento, que se encontra esquematizado no esquema 4.19. Como foi comprovado no gráfico 4.17, a produção de mini hídrica terá a menor influência no valor final do agregado. Desta forma, o erro existente, tanto no modelo final da previsão para fio de água como para albufeira, irá ter um peso superior no erro final do agregado.

A discussão sobre o melhor modelo será apresentado no capítulo seguinte.

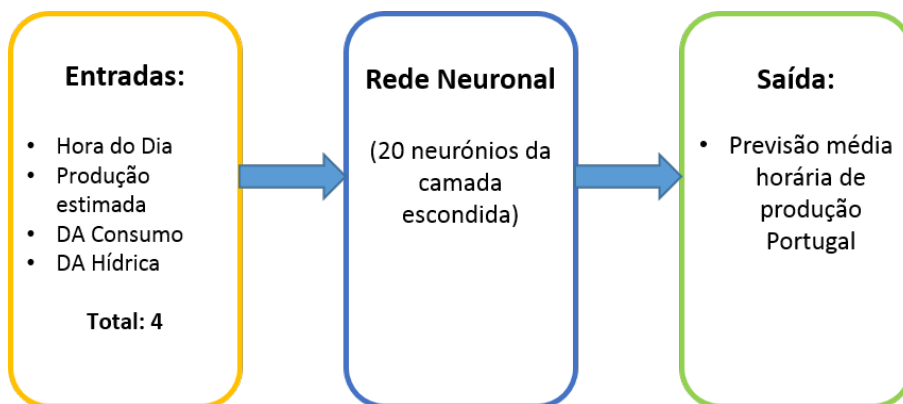


Figure 4.18: Estrutura do primeiro procedimento para a previsão de produção para o agregado português

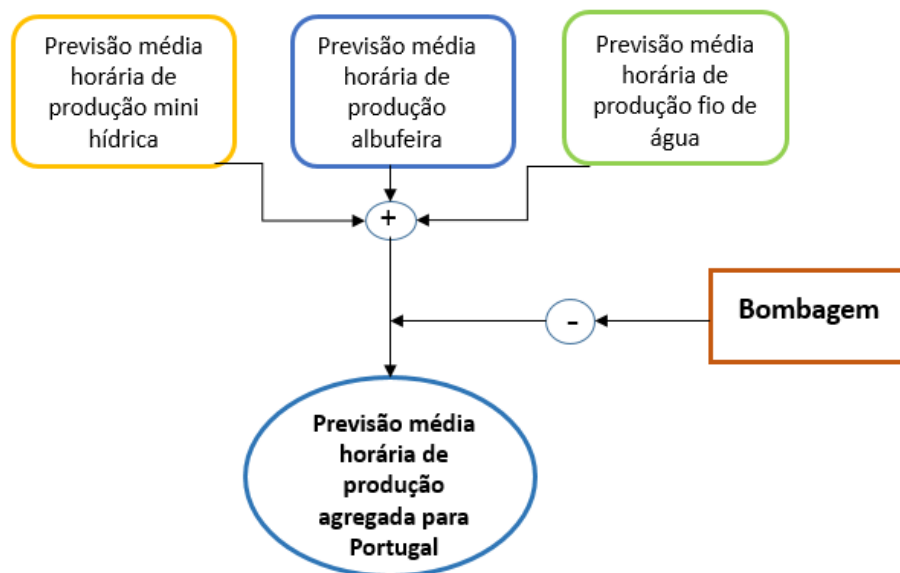


Figure 4.19: Estrutura do segundo procedimento para a previsão de produção para o agregado português

4.3.7 Previsão horária de produção para agregado espanhol

A previsão horária para Espanha não irá seguir uma metodologia diferente que a de Portugal, no entanto, para este caso, como a informação relativa aos dados de produção resultava de um conjunto agregado nacional, optou-se pela elaboração de vários modelos de previsão em vez de se realizar a soma das previsões separadas. Tal como aconteceu nos modelos anteriores, construiu-se vários modelos onde o conjunto de entrada foi alterado de modo a analisar a evolução da previsão. A dimensão do conjunto de treino foi a mesma (2010-2012), onde os dados de teste provinham de 2013. Uma variável excluída foi o preço, uma vez que os seus valores não se encontravam disponíveis para serem incorporados no conjunto de treino. Resumindo, as variáveis que apresentaram informação relevante e que foram incorporadas nos modelos de previsão foram as seguintes:

1. Hora do dia (H);
2. Dia da semana (D);
3. Consumo do dia anterior (DA Consumo);
4. Produção das energias renováveis do dia anterior (DA Renováveis)
5. Produção média estimada ajustada (Pest)
6. Produção hídrica do dia anterior (DA Hídrica)

A estrutura dos modelos foi semelhante aos desenvolvidos anteriormente, e poderão ser descritos da seguinte forma:

- a. Modelo 1: Produção estimada + Hora do dia;
- b. Modelo 2: Produção estimada + Hora do dia + DA Consumo;
- c. Modelo 3: Produção estimada + Hora do dia + Dia da Semana;
- d. Modelo 4: Produção estimada + Hora do dia + Dia da Semana + DA Consumo;
- e. Modelo 5: Produção estimada + Hora do dia + Dia da Semana + DA Consumo + DA Renováveis;
- f. Modelo 6: Produção estimada + Hora do dia + Dia da Semana + DA Consumo + DA Hídrica.

Apesar da fraca correlação existente entre o modelo 4 e a variável DA Renováveis (ver figura 4.20), optou-se por testar um quinto modelo, de modo a verificar a sua influência na *performance* da previsão. Os resultados obtidos não foram satisfatórios, e o erro aumentou, daí a sua remoção do modelo final, o modelo 6.

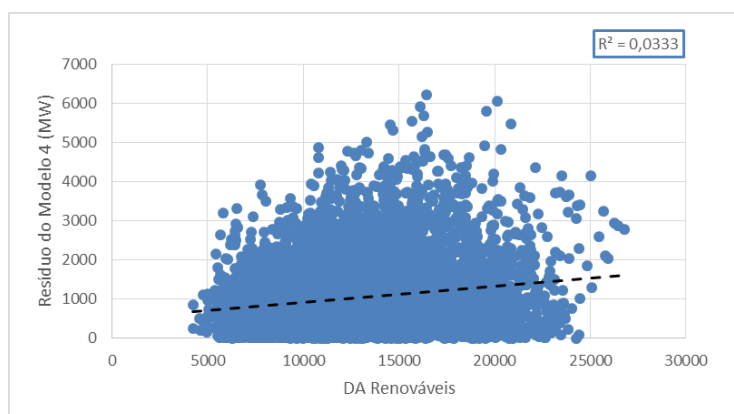


Figure 4.20: Correlação entre o resíduo do modelo 4 e a produção renovável do dia anterior

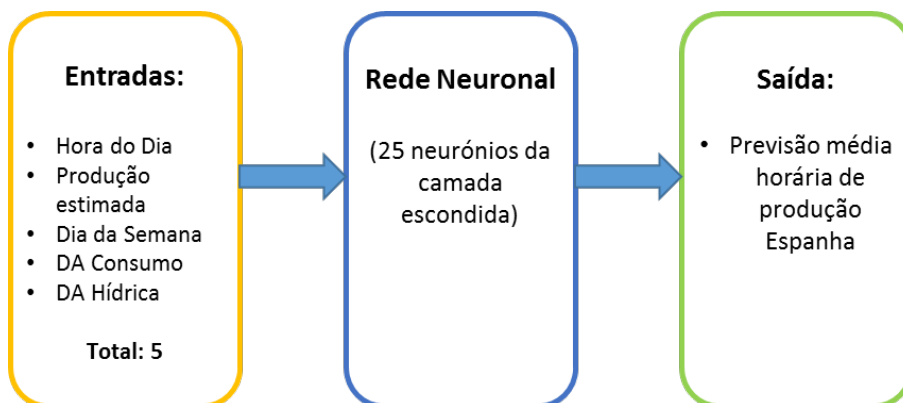


Figure 4.21: Estrutura do modelo final para a previsão de produção do agregado espanhol

Por outro lado, verificou-se que a presença do consumo do dia anterior no modelo, trouxe a maior redução no valor do *MAPE*, tornando-se uma variável relevante no estudo em causa. Por último, o modelo 6 tomou a esquematização demonstrada no esquema 4.21.

4.4 Conclusões

A construção dos modelos de previsão corresponde à etapa principal deste projeto. A metodologia desenvolvida fundamentou-se num conjunto de entrada com diferentes propriedades, onde o grau de informação representou o fator mais relevante neste processo.

A pluviosidade possui uma influência direta no perfil de produção, deste modo, juntamente com a produção real dos dias anteriores, calculou-se o potencial hidrológico existente na central ou agregado em causa. Posteriormente, otimizou-se os parâmetros desta variável, com um ajuste horário.

A elaboração dos modelos define-se como um processo puramente experimental, baseado em redes neurais, onde o número de neurónios na camada escondida poderá ser arbitrário. Contudo,

foi provado que consoante o número de variáveis presentes no conjunto de entrada, o número de neurónios a definir apresenta um valor ótimo para impedir uma sobre-adaptação da rede.

A estruturação seguida em cada modelo foi semelhante, excepto no modelo criado para o agregado nacional, onde foram desenvolvidos dois tipos de procedimentos. No primeiro procedimento tentou-se modelizar o agregado pela metodologia convencional, no entanto os resultados não foram os melhores. O segundo procedimento resultou da soma das previsões dos melhores modelos dos três tipos de aproveitamentos hidroelétricos estudados. Como este procedimento tem em conta as características individuais de cada central e, por apresentar um erro menor, foi considerado o melhor procedimento a seguir.

Chapter 5

Análise de Resultados

O presente capítulo pretende expor os melhores modelos desenvolvidos para cada tipo de central e agregado, tendo em conta a evolução do erro encontrado e a precisão das previsões obtidas.

O processo de previsão introduz um determinado erro e existem vários indicadores estatísticos que permitem a sua análise. Por outro lado, este capítulo pretende demonstrar quais as variáveis finais que irão ter um peso superior nos modelos desenvolvidos e analisar as várias metodologias seguidas ao longo dos dois capítulos anteriores.

5.1 Modelos finais de previsão

5.1.1 Modelo de previsão média horária de produção para mini hídrica

Os resultados obtidos para este tipo de central foram bastante satisfatórios. Conclui-se, facilmente, que existe uma forte dependência da precipitação nos níveis de produção, uma vez que este tipo de central não possui qualquer tipo de armazenamento. Por outro lado, decidiu-se testar um terceiro modelo onde se utiliza, diretamente, a pluviosidade e a produção de dois dias anteriores, de modo a comparar a precisão da previsão.

A metodologia aplicada para análise dos erros existentes resultou no cálculo do erro percentual (EP), do desvio médio da previsão (BIAS) e do erro absoluto percentual (MAPE). De facto, existem inúmeras metodologias para a análise do erro, no entanto, não existe uma em concreto que esteja estipulada como critério de aplicação. No entanto, do ponto vista geral, o erro desenvolvido por um determinado modelo de previsão para um determinado momento, pode ser descrito pela diferença entre o valor previsto e o valor real. Importa referir que o período de avaliação do erro equivale a um ano, com uma representação horária. Deste modo, a equação 5.1 define o erro percentual, a equação 5.2 define o BIAS, e a equação 5.3 representa o MAPE obtido.

$$PE_{,h} = \frac{P_{real,h} - P_{previsto,h}}{P_{real,h}} \times 100 \quad (5.1)$$

$$BIAS_k = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N (e_{t+k})_t \quad (5.2)$$

$$MAPE_k = \frac{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N |e_{t+k}|}{P_{med}} \times 100 \quad (5.3)$$

A tabela 5.1 demonstra a análise do erro efetuada para comparar a *performance* dos modelos criados.

Table 5.1: Erro obtido para cada modelo de previsão de mini hídrica

Modelos	Variáveis	BIAS	MAPE
Modelo 1	Produção estimada	-3,2%	13,26%
Modelo 2	Hora do dia Produção estimada	-1,54%	9,17%
Modelo 3	Pluviosidade Hora do dia Da Mini Hídrica	-2,75%	10,75%

O modelo 2 apresentou o menor erro entre a produção média horária real e a previsão média horária de produção e, comparando o modelo 1 com o 2, verificamos que a presença da hora do dia aumenta a precisão do modelo 2. Por outro lado, o modelo 3 apresenta um erro pior que o segundo, o que demonstra que a variável resultante da combinação da pluviosidade e da produção de dias anteriores possui informação mais relevante para a previsão comparada com as duas variáveis separadas, no entanto, a discrepância entre os dois modelos é de apenas 1,58%. A figura 5.1 compara os dois primeiros modelos para um determinado mês com a produção real, demonstrando um conjunto de 632 previsões (632 horas).

A previsão obtida pelo modelo 1 é bastante rudimentar, uma vez que o modelo apenas acompanha os níveis médios de produção, comparativamente com o modelo 2 que possui um melhor comportamento, mantendo os níveis de produção semelhantes à produção real. No entanto, apesar da variável de entrada (produção estimada) ser ajustada consoante o máximo e o mínimo da produção real, em ambos os modelos é notória alguma dificuldade em atingir os picos de produção real.

Em termos de regressão obteve-se um valor semelhante à figura 4.9, onde a figura demonstra o valor de R^2 bastante elevado e próximo do ideal (próximo de 1), logo é um indicador estatístico da elevada *performance* do modelo desenvolvido.

Outra forma de se analisar o erro do melhor modelo é através de um histograma. A vantagem deste tipo de análise reside no facto de se poder verificar, de uma forma generalizada, se a previsão se está a compor por excesso ou por defeito. Caso o histograma apresente erros (em termos

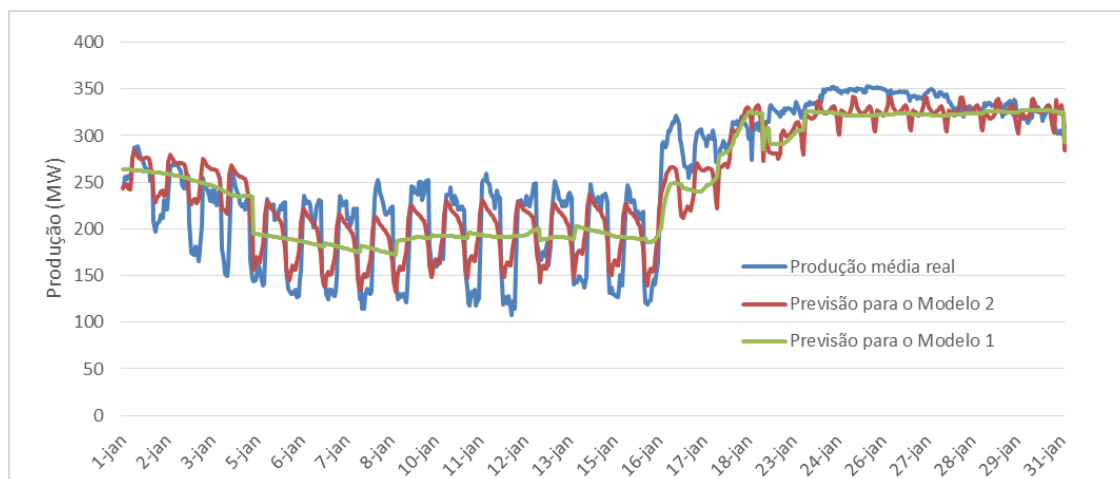


Figure 5.1: Produção média real e previsão para o modelo 1 e 2

percentuais) maioritariamente positivos, significa que a previsão se apresenta, principalmente, com valores abaixo do real. Caso a distribuição do erro seja maior para valores inferiores a 0, quer dizer que a previsão está a ser realizada por excesso e, deste modo, apresenta na sua maioria, valores superiores ao real.

Na figura 5.2, além de se verificar que a maioria da previsão se apresenta um pouco abaixo do real e, ao mesmo tempo, acima, pode ser constatado que para um intervalo de confiança de 95%, ou seja, para desvios (relativamente ao real) em termos absolutos, menores ou iguais a 5%, a previsão está correta.

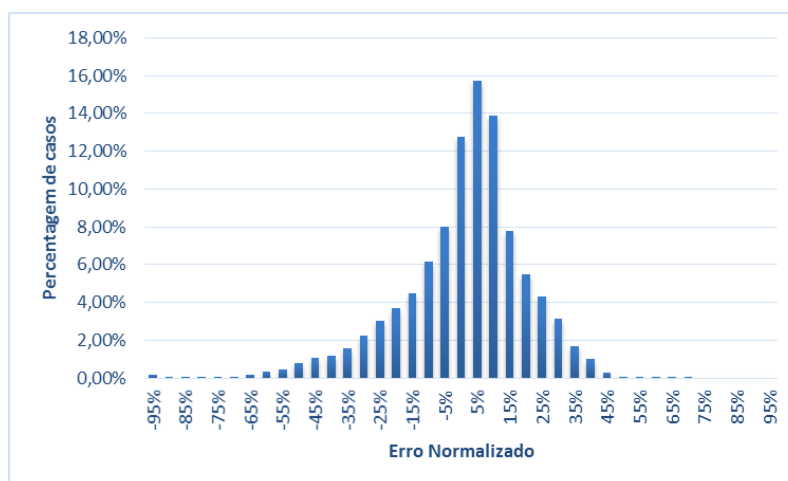


Figure 5.2: Histograma do erro percentual para o modelo 2

O resultado da produção anual para o modelo final (modelo 2) encontra-se em anexos, na figura A.2, assim como a relação entre a previsão obtido pelo modelo final com a pluviosidade (figura ??), e um gráfico semelhante à figura 5.1, mas relativa ao Verão. (figura A.4)

Outro aspeto a referir é a precisão dos resultados no verão visto que, devido à baixa pluviosidade, o modelo terá maior facilidade na modelização das variáveis e, deste modo, os resultados serão mais precisos.

5.1.2 Modelo de previsão média horária de produção para fio de água

Como existe um conjunto diversificado de variáveis que podem influenciar os modelos criados para a previsão de fio de água, foram testados um total de oito modelos de previsão. Atualmente em Portugal, a produção através de aproveitamentos hidroelétricos por fio de água representam a maior cota de produção hídrica no mercado, o que torna a sua previsão essencial, tanto para o mercado elétrico como para o operador do sistema.

Como foi referido anteriormente, este tipo de central tem uma pequena capacidade de armazenamento e, em muitos casos, esta capacidade é inexistente, o que levou à conclusão que o operador da central também irá ter um determinado peso nos níveis de produção. Todos os modelos desenvolvidos encontram-se estruturados na tabela 5.2, onde as variáveis pertencentes a cada modelo, e o respetivo MAPE e BIAS, são apresentados.

Verificou-se que o melhor modelo composto é o modelo 7, onde as variáveis como a produção estimada, o consumo do dia anterior e a produção do dia anterior por aproveitamentos do tipo fio de água, apresentaram-se com a informação mais relevante no estudo em causa. Por outro lado, o preço da eletricidade para a hora h e a produção do dia anterior das renováveis pouco acrescentaram aos modelos ou, no caso do modelo 5, prejudicaram o erro de MAPE.

Por último, comprovou-se que um modelo com a presença de todas as variáveis (modelo oito) só iria prejudicar a previsão, já que as variáveis descritas anteriormente não possuem informação relevante, podendo mesmo arriscar-se a uma sobre-adaptação da rede do modelo.

Outro fator a destacar é a diferença entre o pior modelo (modelo um) e o modelo final. A diferença percentual não é muita, contudo, convém analisar o seu comportamento graficamente, através da figura 5.3.

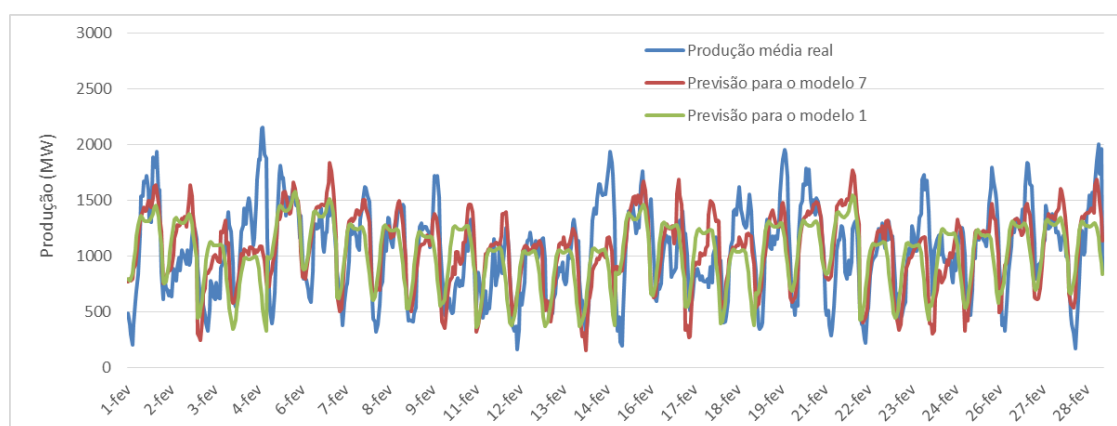


Figure 5.3: Produção média real e previsão para o modelo 1 e 7

Table 5.2: Erro obtido para cada modelo de previsão de fio de água

Modelos	Variáveis	BIAS	MAPE
Modelo 1	Produção estimada	0,62%	30,05%
Modelo 2	Hora do dia Produção estimada	1,34%	29,39%
Modelo 3	Hora do dia Produção estimada Da Consumo Dia da Semana	3,26%	27,68%
Modelo 4	Produção estimada Hora do dia Da Consumo Dia da Semana DA Renováveis	1,68%	27,75%
Modelo 5	Produção estimada Hora do dia Da Consumo Dia da Semana Preço	3,76%	29,02%
Modelo 6	Produção estimada Hora do dia Da Consumo Dia da Semana DA Fio de Água	1,38%	26,65%
Modelo 7	Produção estimada Hora do dia Da Consumo Dia da Semana DA Fio de Água DA Hídrica	-0,93%	26,18%
Modelo 8	Produção estimada Hora do dia Da Consumo Dia da Semana DA Fio de Água DA Hídrica DA Renováveis Preço	-3,29%	28,10%

Novamente, comprova-se que os respetivos modelos possuem alguma dificuldade em atingir certos picos de produção, no entanto, o modelo 7 consegue, de certa forma, acompanhar o comportamento da produção real, enquanto que o primeiro modelo testado apenas possuiu um comportamento linear ou médio.

Por outro lado, estes picos de produção estão diretamente associados aos níveis de pluviosidade existentes ao longo do ano, o que a leva à conclusão que os modelos não conseguem uma modelização direta com a pluviosidade. Esta relação com a pluviosidade pode ser encontrada nos anexos, assim como a previsão anual para o modelo 7, e a regressão entre a previsão e o valor real.

Como indicado anteriormente, outra maneira de ser analisado o erro da previsão efetuada com este modelo final é através de um histograma. Assim, pela análise da figura 5.4 é possível verificar que a maioria da previsão se apresenta um pouco abaixo e acima do real, uma vez que o desvio do valor real tanto apresenta incidências positivas como negativas.

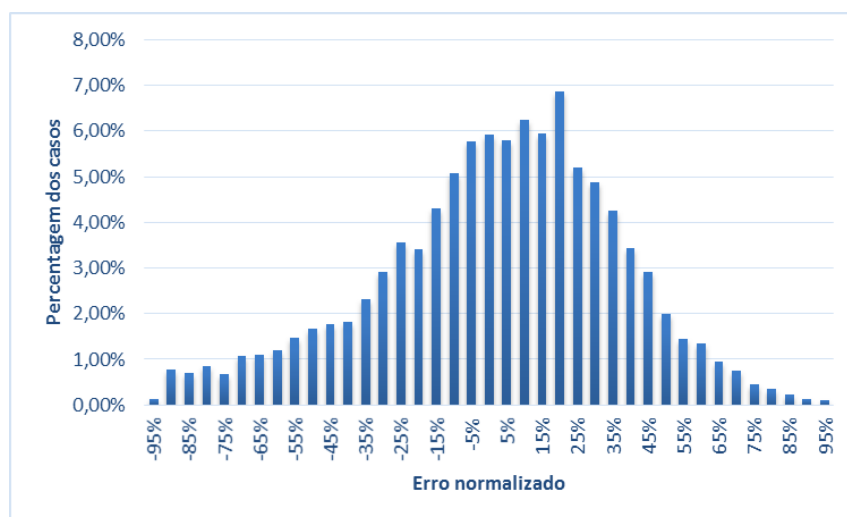


Figure 5.4: Histograma do erro percentual para o modelo 7

Em suma, o modelo final desenvolvido apresenta um comportamento gráfico bastante bom, contudo o valor de regressão (anexo figu B.1) entre a produção real e a produção prevista é relativamente baixo. Outro aspeto a realçar seria qual é a influência real do operador do sistema, uma vez que ele também influencia os níveis de produção. (figura B.2)

5.1.3 Modelo de previsão média horária de produção para albufeira

De acordo com o que foi descrito sobre este tipo de aproveitamento hidroelétrico, é de esperar que a construção de um modelo de previsão para este tipo de central se torne numa tarefa complexa. A sua elevada capacidade de armazenamento, fornece à produção uma possibilidade de regulação, visto que o operador pode regular a produção consoante o preço da eletricidade e o consumo existente.

Para além desta propriedade, este tipo de central também atua no mercado auxiliar e ainda, em alguns casos, possui a característica de bombagem. O processo de bombagem terá maior influência no verão, enquanto a capacidade de corresponder a picos de consumos extremos é um pouco imprevisível.

Até se conseguir saber qual o melhor modelo de previsão da albufeira, foram estudados diversos modelos e foram comparados os erros obtidos entre cada modelo efetuado, com os valores de produção. Para este tipo de aproveitamento foram criados um total de sete modelos, onde o procedimento seguido foi, exatamente, o mesmo que os anteriores aproveitamentos.

Pela tabela 5.3, verificamos que os piores modelos são os que apresentam o preço na sua constituição. Existe uma diferença notória entre o modelo 2 e o modelo 1, no entanto, como o preço possui uma correlação teórica com os níveis de produção deste tipo de aproveitamento, seria de esperar que o MAPE fosse inferior, contudo na prática essa correlação não se verifica. Adicionalmente, seria de esperar que a variável DA renováveis possuísse informação relevante no presente estudo, visto que a produção hídrica só entra em operação após o funcionamento das outras renováveis (energia solar e eólica). Ainda assim, o modelo 5 contraria essa especulação.

O melhor modelo obtido em teste foi o modelo 6, onde certas variáveis, como o consumo e a produção de albufeira do dia anterior, conseguiram reduzir o valor do MAPE. Todavia este valor continua muito alto, o que pode ser comprovado graficamente.

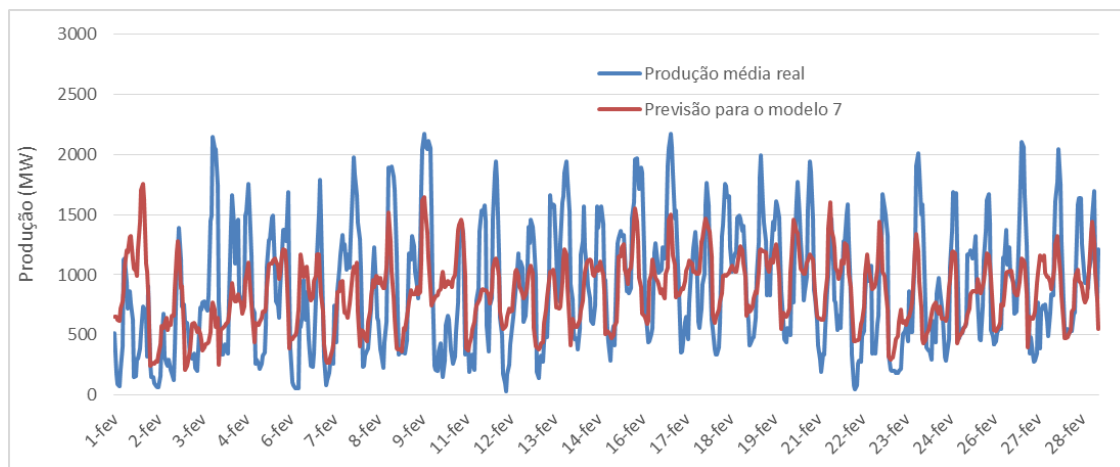


Figure 5.5: Produção média real e previsão para o modelo 1 e 6

A figura 5.5 compara a produção média real com a previsão obtida pelo o modelo 6. Graficamente verificamos que o modelo consegue acompanhar a produção real, no entanto, os desvios que a previsão apresenta, relativamente aos valores reais, podem ser em algumas horas, bastantes significativos, o que justifica o elevado valor obtido no MAPE. Por outro lado, optou-se por não comparar com outros modelos, uma vez que quase todos apresentavam um comportamento semelhante e a diferença percentual entre eles era relativamente baixa.

Relativamente ao histograma obtido, já era de esperar, pelo MAPE calculado no modelo 6, que o histograma não iria apresentar uma simetria e, deste modo, verificou-se que a maioria da

Table 5.3: Erro obtido para cada modelo de previsão para albufeira

Modelos	Variáveis	BIAS	MAPE
Modelo 1	Produção estimada Preço	4,17%	48,79%
Modelo 2	Produção estimada Hora do dia	4,97%	43,20%
Modelo 3	Produção estimada Hora do dia Preço	15,3%	45,35%
Modelo 4	Produção estimada Hora do dia Da Consumo Dia da Semana	7,61%	41,70%
Modelo 5	Produção estimada Hora do dia Da Consumo Dia da Semana DA Renováveis	14,79%	44,19%
Modelo 6	Produção estimada Hora do dia Da Consumo Dia da Semana DA Albufeira	6,27%	40,35%
Modelo 7	Produção estimada Hora do dia Da Consumo Dia da Semana DA Albufeira DA Hídrica DA Renováveis	4,22%	42,37%



Figure 5.6: Histograma do erro percentual para o modelo 6

previsão apresentava-se com resultados abaixo do valor real, uma vez que grande parte dos casos eram maiores que 0%. (fig.5.6)

Através da figura C.2 que se encontra em anexo, foi verificado que grande parte da previsão se encontra abaixo do valor real de produção, o que comprova o histograma obtido. Em anexo encontra-se graficamente, a relação entre a previsão para o modelo 6 e a precipitação (C.3), é demonstrado o comportamento da previsão ao longo do dia (C.4), e a regressão entre o modelo final e a produção (C.1).

5.1.4 Modelo de previsão média horária de produção para agregado português

Para a previsão do agregado nacional foram testados dois procedimentos distintos:

- **Procedimento 1:** Foram criados vários modelos, onde o conjunto de entrada resultou de um processo experimental. Após o treino das redes para cada modelo, os resultados dos testes provenientes das redes neuronais podem ser analisados na tabela 5.4.
- **Procedimento 2:** As previsões resultantes dos capítulos anteriores, foram somadas e adicionou-se a influência negativa da bombagem. O resultado final desta operação foi comparado com o valor do agregado real e pode ser visualizado na tabela 5.5.

Para o primeiro procedimento, o melhor modelo obtido em teste corresponde ao modelo 6 e mais uma vez as conclusões tiradas do processo de treino e teste nas redes RN são semelhantes às previsões anteriores. A hora do dia define se haverá maior ou menor nível de produção, logo esta componente irá influenciar diretamente a correlação entre a previsão e a produção. Por outro lado, como o objetivo da produção é corresponder com os valores de consumo, a presença desta variável torna-se fulcral no conjunto de entrada. Deste modo, observando o valor da regressão entre o resíduo da previsão com as respectivas variáveis, nos gráficos 5.7 e 5.8, comprovamos que toda a informação disponível foi explorada e justificada.

Table 5.4: Erro obtido para cada modelo de previsão para o agregado português, através do primeiro procedimento

Modelos	Variáveis	BIAS	MAPE
Modelo 1	Produção estimada Preço	-2,51%	40,19%
Modelo 2	Produção estimada Hora do dia	-1,4%	37,69%
Modelo 3	Produção estimada Hora do dia Preço Dia da Semana	-2,36%	39,60%
Modelo 4	Produção estimada Hora do dia Dia da Semana	-1,55%	37,80%
Modelo 5	Produção estimada Hora do dia Da Consumo DA Renováveis	0,37%	38,09%
Modelo 6	Produção estimada Hora do dia Da Consumo DA Hídrica	0,27%	35,76%

Table 5.5: Erro obtido para o modelo final de previsão para o agregado português, através do segundo procedimento

	MAPE	MAPE Final	BIAS Final
Previsão média Mini Hidrica	9,17%		
Previsão média Fio de água	26,18%		
Modelo Final		27,88%	6,66%
Previsão média Albufeira	40,35%		
Bombagem	-		

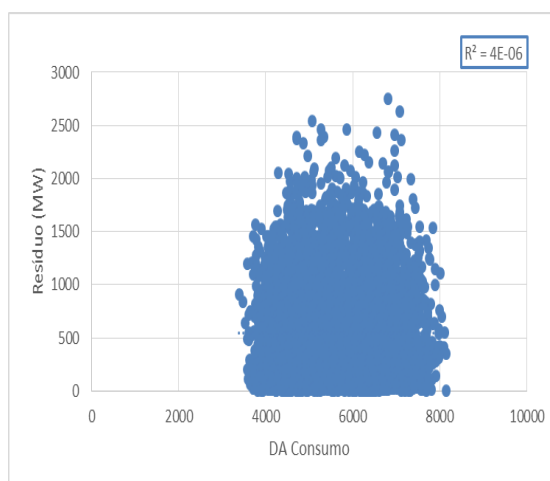


Figure 5.7: Regressão do resíduo com o consumo do dia anterior

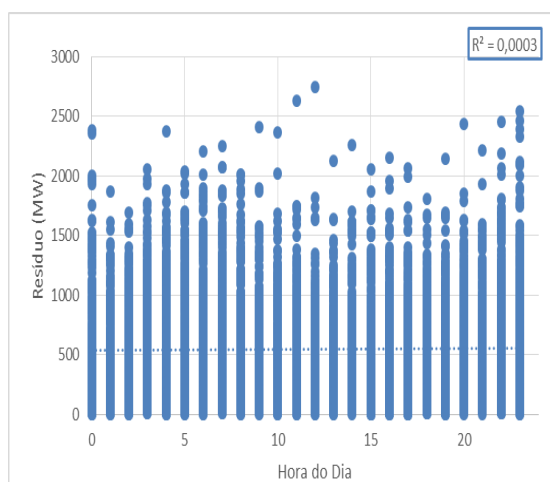


Figure 5.8: Regressão do resíduo com a hora do dia

Relativamente ao segundo procedimento, o erro obtido foi consideravelmente inferior ao erro do modelo final do primeiro procedimento. Como foi referido previamente, os aproveitamentos por fio de água e albufeira terão maior peso nos níveis de produção do agregado nacional (figura 4.17), logo o erro presente na previsão deste tipo de centrais, terá uma influência superior no conjunto final comparativamente ao erro desenvolvido pela previsão de produção por mini hídrica. Por outro lado, a adição da bombagem é necessária porque algumas albufeiras possuem esta propriedade. O seu valor será negativo, uma vez que necessita de energia da rede para bombear a água para o reservatório superior.

Dos dois procedimentos efetuados optou-se pelo segundo, visto que, nesta metodologia, a previsão agregada resulta da agregação dos três tipos de centrais, onde cada uma possui características de operação específicas. Adicionalmente, o MAPE calculado foi relativamente menor, apesar do elevado erro fornecido pela previsão de albufeiras. Por conseguinte, pode-se comparar,

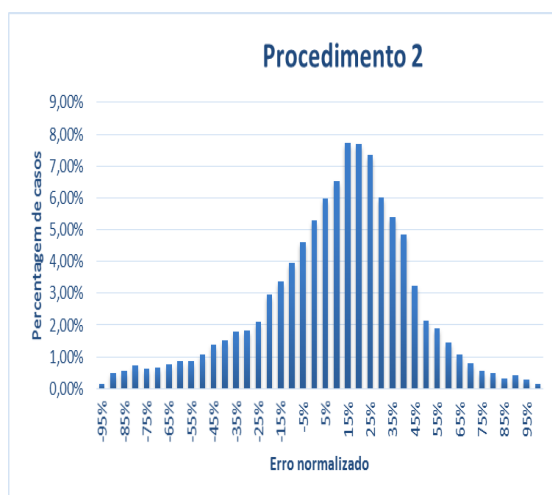


Figure 5.9: Histograma do modelo final

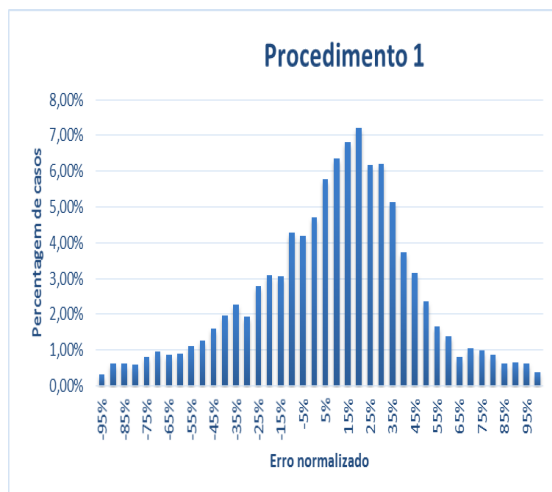


Figure 5.10: Histograma do modelo 6

graficamente, o comportamento do melhor modelo do primeiro e do segundo procedimento com a produção real. (figura 5.11)

Ambos os modelos conseguem acompanhar a produção real, contudo o modelo resultante da RN (modelo 6) não atinge nem os máximos nem os mínimos da produção real, enquanto que o modelo resultante do segundo procedimento, consegue corresponder, em certas horas, aos máximos e mínimos da produção. Os histogramas do erro percentual para os melhores modelos de cada respectivo procedimento, podem ser visualizado nos gráficos 5.9 e 5.10. O eixo do xx representa o erro percentual, calculado pela diferença entre a produção real e produção prevista, enquanto que o eixo dos yy define o número de casos, isto é, o número de ocorrência de um determinado erro a cada hora. Constatou-se que ambos os histogramas incorporavam valores abaixo do real, visto que apresentam mais casos acima dos 0%.

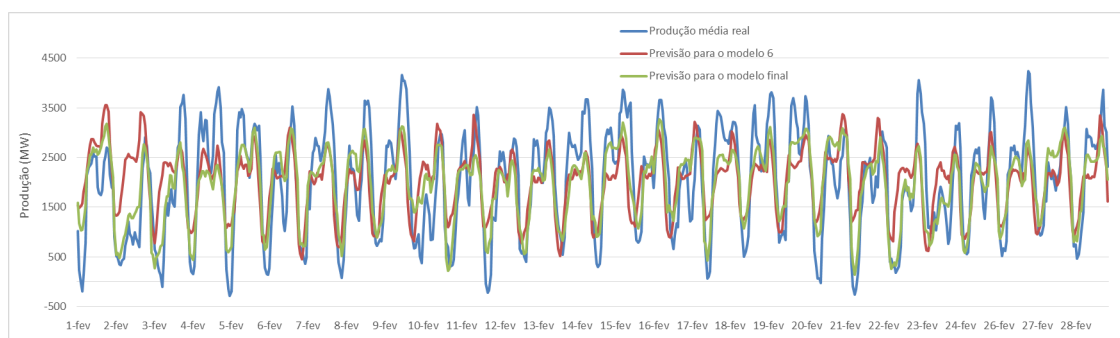


Figure 5.11: Produção média real e previsão para o modelo 6 e o modelo final, para o mês de Fevereiro

A produção anual do modelo e a relação do melhor modelo com a pluviosidade, podem ser visualizados graficamente nas figuras D.2 e D.3.

5.1.5 Modelo de previsão média horária de produção para agregado espanhol

O mercado espanhol demonstra uma forte integração das energias renováveis, no entanto ainda apresenta um elevado potencial hídrico por desenvolver. O seu sistema de remuneração é baseado em tarifas *feed-in*, onde as grandes centrais hidroelétricas fornecem uma forte contribuição para a produção espanhola de energia. Relativamente aos dados recolhidos para o conjunto de entrada, não houve acesso aos valores de produção para cada tipo de central, o que leva à generalização do agregado. Uma variável que apresentou informação para o modelo de previsão, foi o dia da semana.

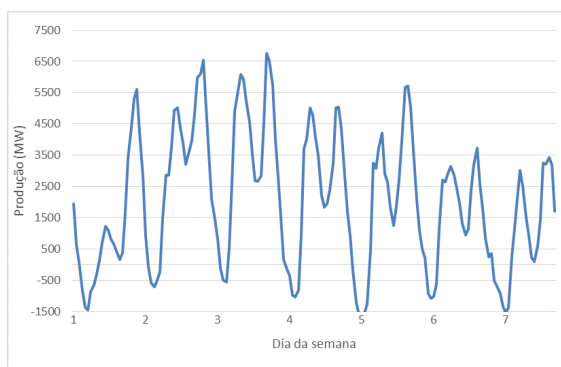


Figure 5.12: Produção média real ao longo da semana, em Espanha.

Esta entrada apresenta informação relevante para a melhoria dos modelos, dado que o consumo no mercado espanhol será superior durante a semana e inferior ao fim de semana. A figura (5.12) demonstra a oscilação da produção ao longo da semana. Neste contexto, o procedimento seguido para os modelos de previsão do agregado espanhol é igual ao procedimento 1 avaliado na previsão

do agregado português. Deste modo, os resultados obtidos pelas RN, após o processo de teste, resumem-se na tabela 5.6.

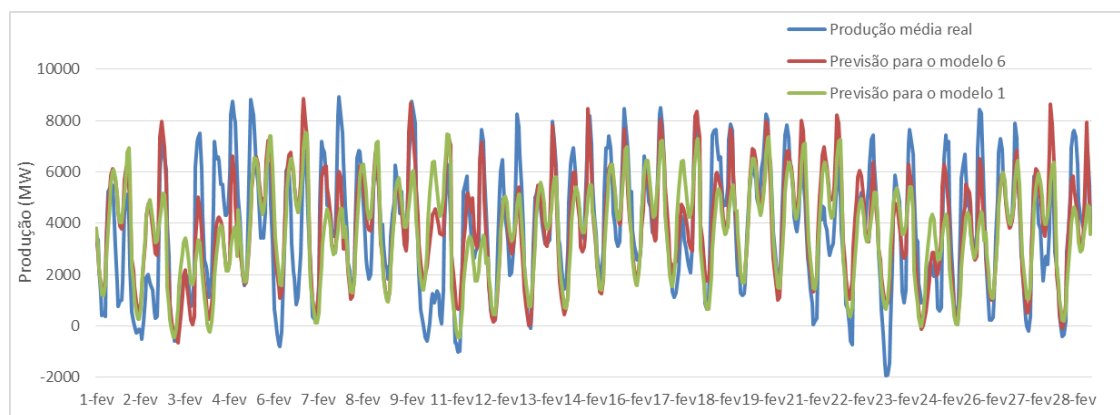


Figure 5.13: Produção média real e previsão para o modelo 1 e o modelo 6.

O melhor modelo obtido pela RN em teste foi o modelo 6. Examinando o modelo 5, concluiu-se que a presença das outras fontes renováveis prejudicou a arquitetura da rede. Teoricamente, a central hidroelétrica só entra em produção quando as outras fontes não conseguem corresponder com os níveis de consumo.

Pela análise gráfica da figura 5.13, verifica-se que a produção hidroelétrica do modelo 6, proveniente da rede neuronal é muito semelhante com a produção real, observando-se um resíduo superior para as restantes redes. A diferença entre os modelos reside essencialmente na inclusão do dia da semana e da produção dos dias anteriores. O presente histograma, demonstra uma distribuição dos casos superiores a 0%, o que leva à conclusão que grande parte dos valores se encontra abaixo do valor real. Até pela análise do indicador BIAS, verificamos que os desvios do erro são baixos.

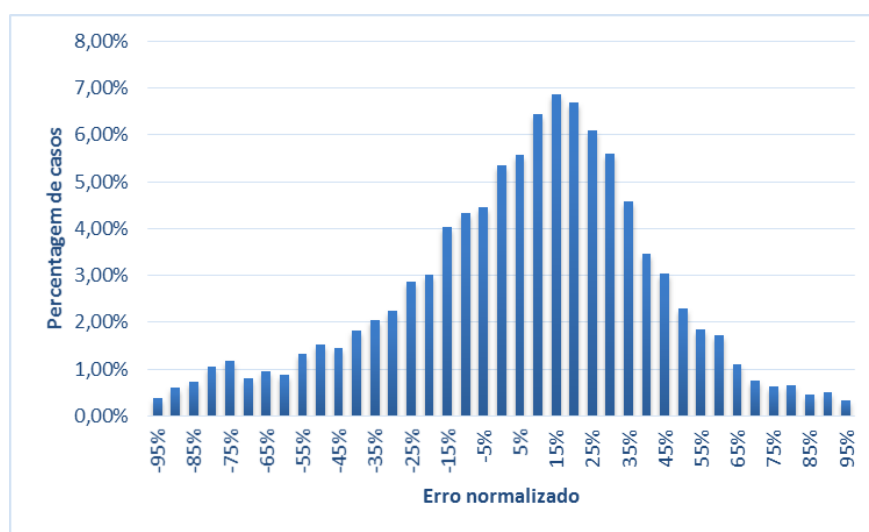


Figure 5.14: Histograma do erro percentual para o modelo 6.

Table 5.6: Erro obtido para cada modelo de previsão para o agregado espanhol

Modelos	Variáveis	BIAS	MAPE
Modelo 1	Produção estimada Hora do dia	2,69%	39,58%
Modelo 2	Produção estimada Hora do dia DA Consumo	3,41%	38,24%
Modelo 3	Produção estimada Hora do dia Dia da Semana	1,87%	34,45%
Modelo 4	Produção estimada Hora do dia Da Consumo Dia da Semana	3,48%	33,75%
Modelo 5	Produção estimada Hora do dia Da Consumo Dia da Semana DA Renováveis	10,75%	37,57%
Modelo 6	Produção estimada Hora do dia Da Consumo Dia da Semana DA Hídrica	0,41%	31,97%

Em anexo, encontram se alguns gráficos relativos ao comportamento do modelo final para a previsão de produção do agregado espanhol. (figura [E.2](#))

5.2 Conclusão

A finalidade deste documento reside em elaborar modelos de previsão de produção para agregados regionais, com uma média horária, e um horizonte temporal a curto prazo. Analisou-se cada tipo de central em causa e o agregado nacional e espanhol, onde se identificaram as variações com a maior quantidade de informação.

Table 5.7: Regressão entre a produção real e o modelo final de previsão

	Previsão Mini Hídrica	Previsão Fio de água	Previsão Albufeira	Previsão agregado português	Previsão agregado espanhol
Correlação com a Produção Real	0,9757	0,7461	0,5009	0,8011	0,7022

A arquitetura desenvolvida e aplicada para os modelos foi semelhante, exceto para o agregado nacional, onde se testou dois tipos de procedimentos. Os resultados obtidos pelas RN para a previsão da produção da mini hídrica apresentaram a melhor correlação, visto que a pluviosidade possui uma influência direta nos níveis de produção. Por outro lado, os resultados retirados para fio de água foram mistos. Por um lado, verifica-se que este tipo de central, apresenta uma certa dependência da pluviosidade, no entanto, outros fatores, tais como o consumo ou a produção do dia anterior, poderão influenciar o perfil de produção.

Constatou-se que a produção de energia hidroelétrica através de centrais do tipo albufeira vai ser fortemente dependente das estratégias de operação, sendo pouco dependente da existência de pluviosidade, dado que o seu objetivo é entrar em funcionamento quando não existe produção das outras principais energias renováveis (energia eólica e energia solar). No entanto, apesar de a sua previsão representar uma tarefa complexa, devendo ser considerados fatores como a bombagem ou as perdas, os resultados obtidos foram consistentes e, quando existe produção, o respetivo modelo de previsão criado consegue moldar o seu comportamento.

Relativamente ao agregado nacional, o segundo procedimento apresentou-se como a melhor opção para a previsão do conjunto, dado que tem em conta as características individuais de cada central. Por outro lado, no modelo espanhol, como os dados recolhidos já se encontravam agregados, não foi possível testar o segundo procedimento no referido conjunto. Os histogramas obtidos

Table 5.8: MAPE final para cada modelo final de previsão de produção

	Previsão Mini Hídrica	Previsão Fio de água	Previsão Albufeira	Previsão agregado português	Previsão agregado espanhol
MAPE do Modelo Final	9,17%	26,18%	40,35%	27,88%	31,97%

demonstram que grande parte da previsão apresenta valores abaixo dos valores reais. A tabela 5.8 e 5.7 ilustram um resumo final de cada modelo de previsão.

Chapter 6

Conclusões e Trabalho Futuro

Introduzimos agora algumas notas conclusivas no âmbito da presente dissertação.

Este documento apresenta novos modelos, que integram uma metodologia para a previsão a curto prazo para produção média horária de energia para centrais hidroelétricas. Os modelos dispõem de soluções práticas para alguns problemas técnicos e económicos, causados pelas oscilações de produção das centrais.

A previsão da produção de potência é necessária para o bom funcionamento do Sistema Elétrico, para a elaboração de propostas no mercado elétrico e para o planeamento de eventos de manutenção nas centrais. O operador do Sistema Elétrico precisa de saber, antecipadamente, a variabilidade na produção hidroelétrica, especialmente se a produção pode experienciar fenómenos de rampa (aumento ou queda da produção superior a 40 % da potencial nominal), num curto período de tempo. A origem destas rampas de produção reside nos esquemas das tarifas usadas na obtenção de energia elétrica. Por outro lado, as propostas feitas pelos produtores ao mercado elétrico podem depender da intermitência das centrais.

No decorrer deste projeto, verificou-se que a produção de energia através de aproveitamentos hídricos está, fortemente, relacionada com a regulação do reservatório e limitada pelas tarifas impostas pelo mercado. Por outras palavras, os períodos de ponta e vazio irão definir os perfis de produção, uma vez que a remuneração pela produção será superior em determinadas horas do dia. O mesmo se verifica com os dias da semana, visto que durante o fim-de-semana o consumo é inferior.

Toda a informação recolhida foi agrupada consoante a origem dos dados. Deste modo, os valores pré-processados foram divididos em dados históricos, dados por assimilação e dados de previsão. Este conjunto de variáveis foi estudado e processado, e foi analisada a sua correlação com a produção, com a qual se concluiu a importância do consumo ou da pluviosidade. Outro fator relevante é o processo de bombagem, um método de reverso que consome eletricidade mas que permite a gestão do reservatório nos períodos de seca. Concluiu-se que esta propriedade tinha uma correlação inversa com a pluviosidade e era aplicada quando a remuneração se encontrava no seu valor mais baixo.

Foi proposto um modelo estatístico que tem em conta valores de previsão meteorológicos

NWP baseados em *ensembles*, e foi aplicado para a previsão média horária de energia nas centrais e no conjunto agregado.

Adicionalmente, através do trabalho desenvolvido por *Claudio et al* [8], estimou-se o potencial hidrológico existente na central, que incluiu a inércia do recurso hídrico. O algoritmo aplicado pretende modelizar a produção elétrica, verificando-se um aumento nos períodos de precipitação, e uma queda nos períodos de seca.

O modelo desenvolvido ainda incorpora uma componente de auto ajuste, efetuando uma assimilação da informação real que melhora o erro BIAS desenvolvido pelo modelo inicial. O potencial hidrológico apresentou melhores resultados para as centrais do tipo Mini Hídrica, uma vez que este tipo de aproveitamento apresenta uma forte dependência da pluviosidade e da afluência existente.

Foram desenvolvidos, no total, cinco modelos de previsão média de produção a curto prazo, com uma discretização horária, com um horizonte temporal de um dia. As metodologias aplicadas foram semelhantes, onde o conjunto de entrada nas redes neuronais variou consoante o tipo central em estudo. Filtrando os três tipos de centrais, concluiu-se que a central do tipo albufeira, devido à sua capacidade de armazenamento, tornou a previsão da produção numa tarefa complexa. Adicionalmente, concluiu-se que a melhor metodologia para aperfeiçoar a *performance* dos modelos de previsão para este tipo de central passaria por incorporar no modelo, um algoritmo de otimização das estratégias de operação do aproveitamento.

Relativamente às centrais de fio de água, as conclusões são mistas. A produção estimada ajustada consegue modelizar o recurso hídrico, contudo, existem variações nos níveis de produção consoante a hora do dia.

Relativamente aos agregados, o comportamento visualizado é semelhante. No entanto, a metodologia seguida teve caminhos diferentes. Na previsão para o agregado português, concluiu-se que a influência individual de cada central seria mais importante e relevante que o processo seguido no procedimento 1. No conjunto espanhol, como não se recolheu dados individuais para cada central, foi seguindo a metodologia convencional, onde o erro obtido foi bastante satisfatório.

No que concerne ao erro desenvolvido por cada modelo, foi vista a necessidade de avaliar cada conjunto de saída, recorrendo a determinados indicadores estatísticos. Foi analisado o *MAPE* para cada agrupamento, e foram interpretadas, graficamente, as previsões com os valores reais. Do ponto de vista genérico, as previsões conseguiram acompanhar o comportamento da produção real, no entanto demonstraram alguma inercia em atingir os máximos e os mínimos do conjunto real.

Outro facto a ter em consideração, é o erro introduzido pela pluviosidade. Os dados recolhidos representam uma média nacional, o que torna a pluviosidade uma variável genérica. Adicionalmente, certos fatores extrínsecos como as perdas por turbinagem ou as perdas na bacia hidrográfica deverão ser tidos em conta, isto é, o aumento da evaporação devido à temperatura ou as infiltrações devido ao solo poroso.

Em suma, os resultados obtidos para os modelos são bastante satisfatórios com à exceção do modelo de Albufeira.

A previsão representa, nos dias que correm uma ferramenta fulcral para a melhorar a estabilidade do Sistema Elétrico, para além de fornecer auxílio, tanto para o planeamento como para a integração no mercado elétrico.

6.1 Satisfação dos Objectivos

No que concerne os objetivos alcançados, pode-se concluir o seguinte:

- A previsão de produção a curto prazo das centrais estudadas, é um processo relativamente complexo comparado com as outras fontes renováveis. A complexidade reside nas estratégias adotadas pelo operador, o que torna a previsão dependente de fatores não reguláveis;
- Através do processamento das variáveis, localizou-se determinados padrões de resposta à ocorrência da pluviosidade.
- O padrão de resposta, a este tipo de fator meteorológico será distinto para cada tipo de central e agregado;
- Os modelos de pluviosidade poderão aumentar em grande parte a estabilidade das previsões e dos níveis de produção;
- Verificaram-se algumas dificuldades na modelização dos modelos, no entanto os resultados obtidos são suficientemente robustos e viáveis para a sua integração.

6.2 Trabalho Futuro

A presente dissertação desenvolveu modelos de previsão de produção para vários tipos de centrais, que originou um aglomerado de ideias que merecem elaborações e considerações futuras. Neste contexto, as considerações futuras propostos são:

- Integrar o as estratégias do despacho económico nos modelos de previsão das grandes centrais hidroelétricas;
- Explorar o conceito de Bombagem e armazenamento;
- Aplicar modelos de previsão de afluências das bacias hidrográficas;
- Modelizar os vários tipos de perdas verificados.

Referências

- [1] I.E.A, “Key world energy statistics,” OECD/IEA, 2012.
- [2] E. S. Universal, “Rotulagem da energia elétrica: fontes de energia em 2013 [online],” 2013.
- [3] “Ren - redes energéticas nacionais, “estatística diária - diagrama.” [online].”
- [4] R. R. E. Nacionais, “Hidroelectricidade em portugal - memória e desafio,” 2002.
- [5] M. da Economia e da Inovação, “Energia e alterações climáticas,” 2007.
- [6] G. G. Ardizzon, G. Cavazzini, “A new generation of small hydro and pumped-hydro power plants: Advances and future challenges,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 746–761, January 2014.
- [7] C. M. Zealand, D. H. Burn, and S. P. Simonovic, “Comparison of precipitation nowcasting by extrapolation and statistical-advection methods,” *Atmospheric Research* 123, p. 17–30, 2013.
- [8] C. Monteiro, I. J. Ramirez-Rosado, and L. A. Fernandez-Jimenez, “Short-term forecasting model for electric power production of small-hydro power plants,” *Renewable Energy*, vol. 50, pp. 387–394, 2013.
- [9] D. Paravan, T. Stokelj, and R. Golob, “Improvements to the water management of a run-of-river hpp reservoir: methodology and case study,” *Control engineering practice*, vol. 12, no. 4, pp. 377–385, 2004.
- [10] C. M. Zealand, D. H. Burn, and S. P. Simonovic, “Short term streamflow forecasting using artificial neural networks,” *Journal of hydrology*, vol. 214, no. 1, pp. 32–48, 1999.
- [11] R. R. E. Nacionais, “Estatística mensal - produção [online].”
- [12] I.E.A, “Technology roadmap: Hydropower,” OECD/IEA, 2012.
- [13] D. Weisser and R. S. Garcia, “Instantaneous wind energy penetration in isolated electricity grids: concepts and review,” *Renewable Energy*, vol. 30, no. 8, pp. 1299–1308, 2005.
- [14] BP, “Bp statistical review of world energy,” June 2013.
- [15] E. S. H. A. (ESHA), “State of the art of small hydropower in eu-25,” 2004.
- [16] C. B. Warson King, D.J. Ozveren, “Economic load dispatch optimization of renewable energy in power system using genetic algorithm,” *Proceedings of the Third Conference on Object-Oriented Technologies and Systems*, pp. 2174–2179, July 2007.
- [17] F. Diaz, J. Contreras, J. I. Muñoz, and D. Pozo, “Optimal scheduling of a price-taker cascaded reservoir system in a pool-based electricity market,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, no. 2, pp. 604–615, 2011.
- [18] B. Rangoni, “A contribution on electricity storage: The case of hydro-pumped storage appraisal and commissioning in italy and spain,” *Utilities Policy*, vol. 23, pp. 31–39, 2012.
- [19] J. P. Deane, B. Ó Gallachóir, and E. McKeogh, “Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 4, pp. 1293–1302, 2010.
- [20] N. Lu, J. H. Chow, and A. A. Desrochers, “Pumped-storage hydro-turbine bidding strategies in a competitive electricity market,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 19, no. 2, pp. 834–841, 2004.
- [21] Y. Liu, L. Ye, I. Benoit, X. Liu, Y. Cheng, G. Morel, and C. Fu, “Economic performance evaluation method for hydroelectric generating units,” *Energy conversion and management*, vol. 44, no. 6, pp. 797–808, 2003.
- [22] J. Catalao, H. Pousinho, and J. Contreras, “Optimal hydro scheduling and offering strategies considering price uncertainty and risk management,” *Energy*, vol. 37, no. 1, pp. 237–244, 2012.
- [23] F. M.-A. Francisco G. Montoya, Maria J. Aguilera, “Renewable energy production in spain: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, p. 509–531, 2014.
- [24] C. Alonso-Tristán, D. González-Peña, M. Díez-Mediavilla, M. Rodríguez-Amigo, and T. García-Calderón, “Small hydropower plants in spain: A case study,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 6, pp. 2729–2735, 2011.
- [25] A. F. Atiya, S. M. El-Shoura, S. I. Shaheen, and M. SelSherif, “A comparison between neural-network forecasting techniques—case study: River flow forecasting,” March 1991.
- [26] S. Makridakis, S. C. Wheelwright, and R. J. Hyndman, *Forecasting methods and applications*. John Wiley & Sons, 2008.
- [27] J. ao Nuno Monteiro da Silva e Sousa, “Previsão da produção eléctrica em parques eólicos, porto: Feup,” 2007.
- [28] J. v. N. J. G. Charney, R. Fjortoft, “Numerical integration of the barotropic vorticity equation,” pp. 237–254, 1950.
- [29] E. Kalnay, *Atmospheric modeling, data assimilation, and predictability*. Cambridge university press, 2003.

- [30] I. Orlanski, "A rational subdivision of scales for atmospheric processes," *Bulletin of the American Meteorological Society*, vol. 56, pp. 527–530, 1975.
- [31] S. Al-Yahyai, Y. Charabi, A. Al-Badi, and A. Gastli, "Nested ensemble nwp approach for wind energy assessment," *Renewable Energy* 37, pp. 150–160, 2012.
- [32] A. Jain and A. M. Kumar, "Hybrid neural network models for hydrologic time series forecasting," *Applied Soft Computing*, vol. 7, no. 2, pp. 585–592, 2007.
- [33] W.-C. Wang, K.-W. Chau, C.-T. Cheng, and L. Qiu, "A comparison of performance of several artificial intelligence methods for forecasting monthly discharge time series," *Journal of hydrology*, vol. 374, no. 3, pp. 294–306, 2009.
- [34] P. Coulibaly, F. Anctil, and B. Bobee, "Daily reservoir inflow forecasting using artificial neural networks with stopped training approach," *Journal of Hydrology*, vol. 230, no. 3, pp. 244–257, 2000.
- [35] G. Zhao and M. Davison, "Valuing hydrological forecasts for a pumped storage assisted hydro facility," *Journal of hydrology*, vol. 373, no. 3, pp. 453–462, 2009.
- [36] K. Ofuji, N. Yamaguchi, K. Hoshino, and M.-A. Sakamoto, "Hydropower output forecast with tank models combined with kalman filter estimation," *IEEE Transactions on Power and Energy*, vol. 128, pp. 1091–1098, 2008.
- [37] S. Wang, L. Yu, L. Tang, and S. Wang, "A novel seasonal decomposition based least squares support vector regression ensemble learning approach for hydropower consumption forecasting in china," *Energy*, vol. 36, no. 11, pp. 6542–6554, 2011.
- [38] D. De Lima, M. Lima, and R. Saigado, "An empirical analysis of mlp neural networks applied to streamflow forecasting," *Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina)*, vol. 9, no. 3, pp. 295–301, 2011.
- [39] V. Jothiprakash, "Multi-time-step ahead daily and hourly intermittent reservoir inflow prediction by artificial intelligent technique using lumped and distributed data," 2012.
- [40] L.-C. Chang, P.-A. Chen, and F.-J. Chang, "Reinforced two-step-ahead weight adjustment technique for online training of recurrent neural networks," *Neural Networks and Learning Systems, IEEE Transactions on*, vol. 23, no. 8, pp. 1269–1278, 2012.
- [41] W. X. Liu, X. Zhou, X. B. Xu, and M. M. Xu, "Short-term power forecasting of small-scale hydropower based on projection pursuit algorithm," *Applied Mechanics and Materials*, vol. 336, pp. 764–769, 2013.
- [42] N. Estropez and K. Nagasaka, "A month ahead micro-hydro power generation scheduling using artificial neural network," in *Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE*. IEEE, 2005, pp. 28–34.
- [43] V. Miranda, "Redes neuronais – treino por retropropagacao," *Apontamentos da unidade curricular Decisao, Optimizacao e Inteligencia Computacional*, 2007.
- [44] R. R. E. Nacionais, "Potencial hidroelétrico nacional: importância sócio-económica e ambiental do seu desenvolvimento," 2006.
- [45] A. Zahraei, K. lin Hsu, S. Sorooshian, J. Gourley, V. Lakshmanan, Y. Hong, and T. Bellerby, "Quantitative precipitation nowcasting: A lagrangian pixel-based approach," *Atmospheric Research* 118, p. 418–434, 2012.
- [46] Y.-O. K. Jery R. Stedinger, "Probabilities for ensemble forecasts reflecting climate information," *Journal of Hydrology* 391, pp. 9–23, 2010.
- [47] M. Valipour, M. E. Banihabib, and S. M. R. Behbahani, "Comparison of the arma, arima, and the autoregressive artificial neural network models in forecasting the monthly inflow of dez dam reservoir," *Journal of Hydrology*, vol. 476, pp. 433–441, 2013.
- [48] E. S. da Silva Ferraz, 2007.

Appendix A

Gráficos produção mini hídrica

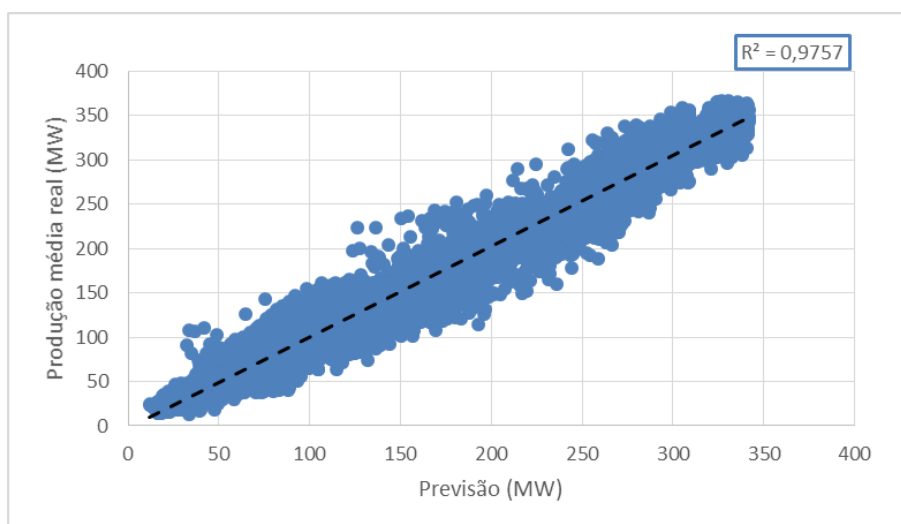


Figure A.1: Correlação entre a produção real e a previsão relativo ao melhor modelo de mini hídrica

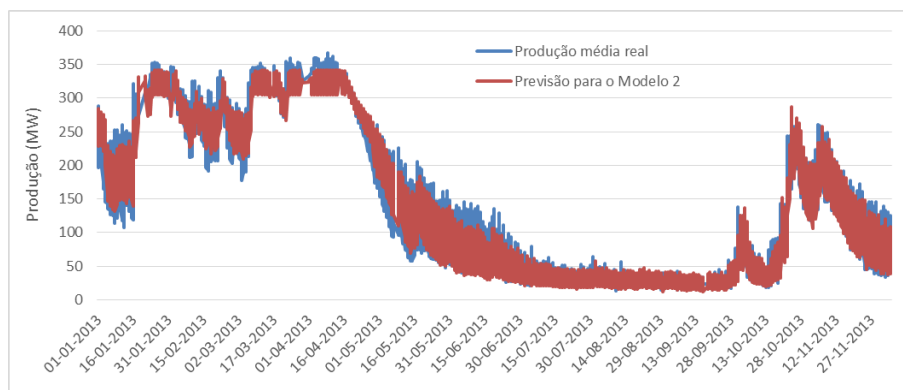


Figure A.2: Produção média real de energia e previsão para o modelo 2, em 2013

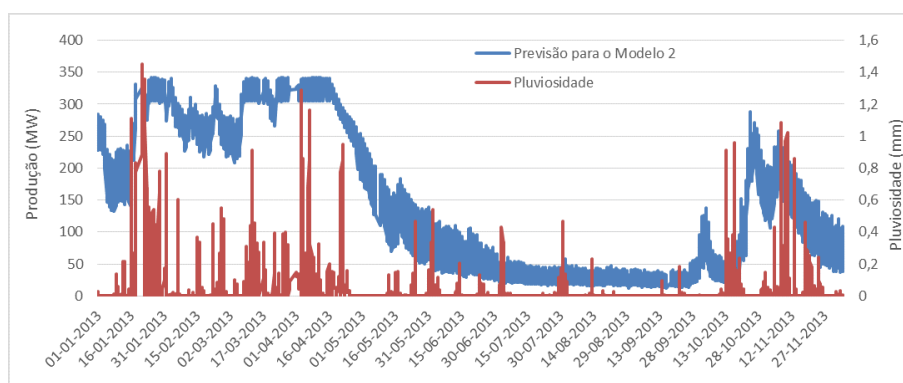


Figure A.3: Previsão para o modelo 2 e a pluviosidade, em 2013

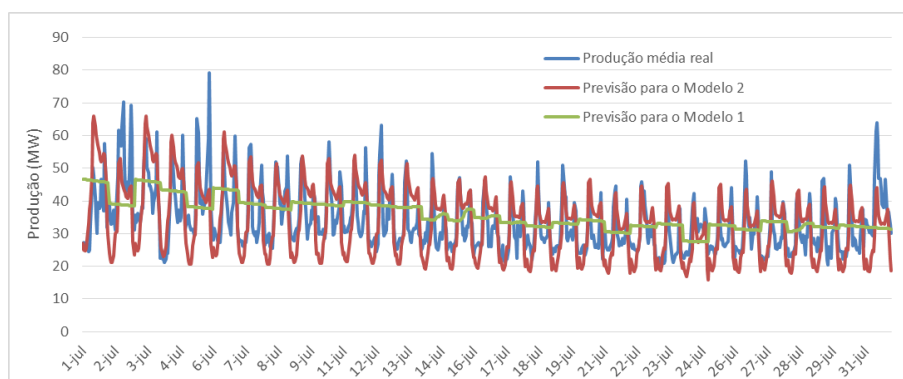


Figure A.4: Produção média real, previsão para o modelo 1 e previsão para o modelo 2, em julho

Appendix B

Gráficos produção fio de água

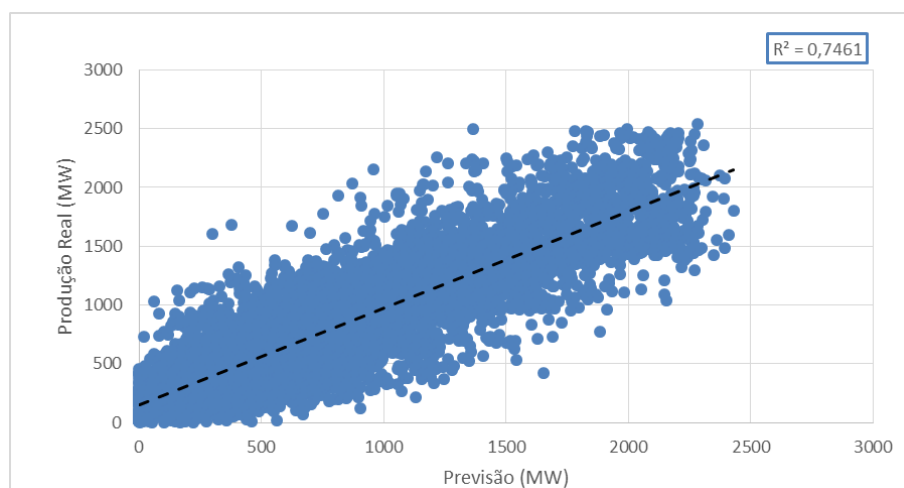


Figure B.1: Correlação entre a produção real e a previsão relativo ao melhor modelo de fio de água

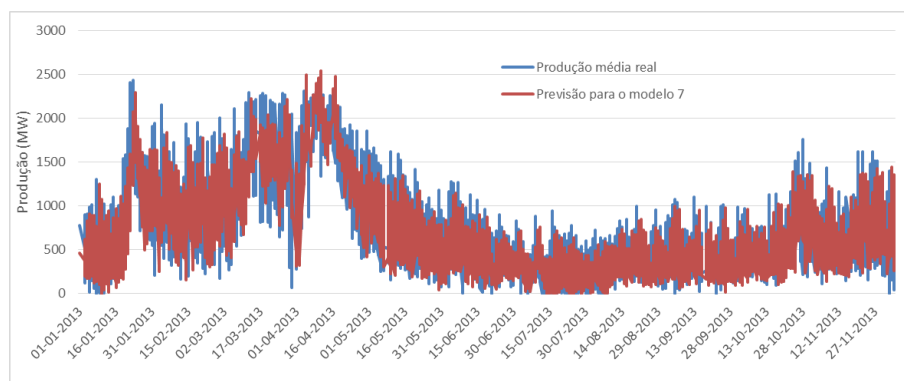


Figure B.2: Produção média real de energia e previsão para o modelo 7, em 2013

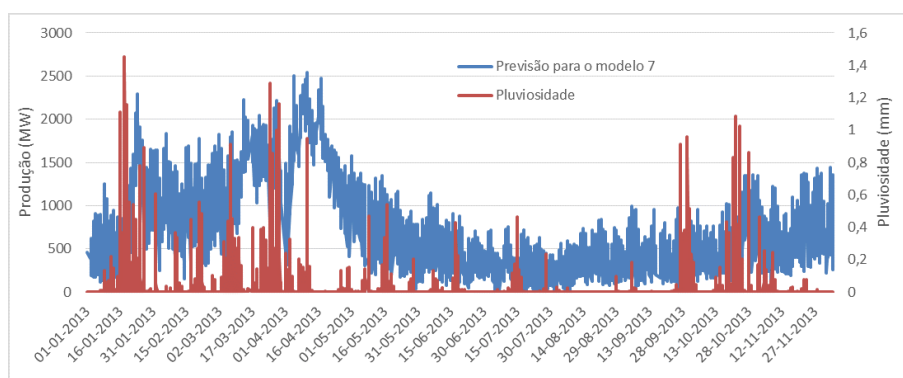


Figure B.3: Previsão para o modelo 7 e a pluviosidade, em 2013

Appendix C

Gráficos produção albufeira

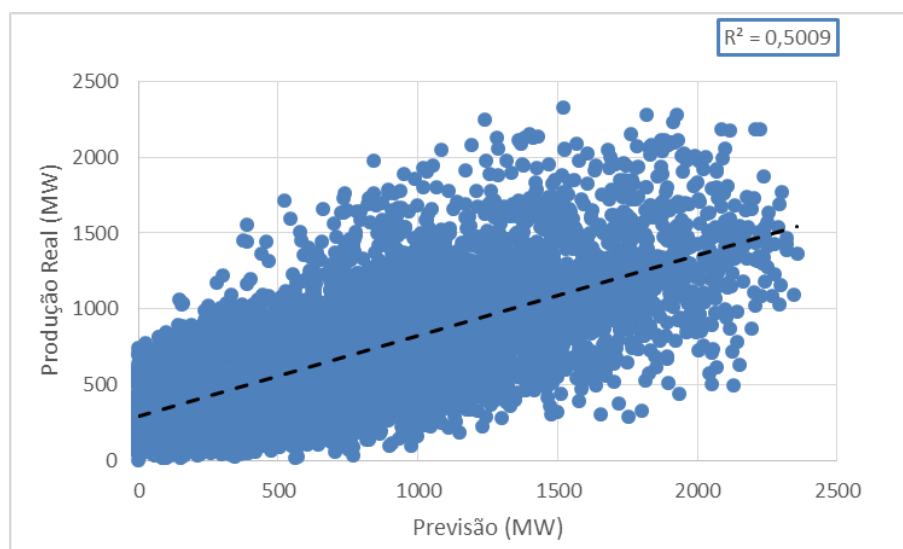


Figure C.1: Correlação entre a produção real e a previsão relativo ao melhor modelo de albufeira

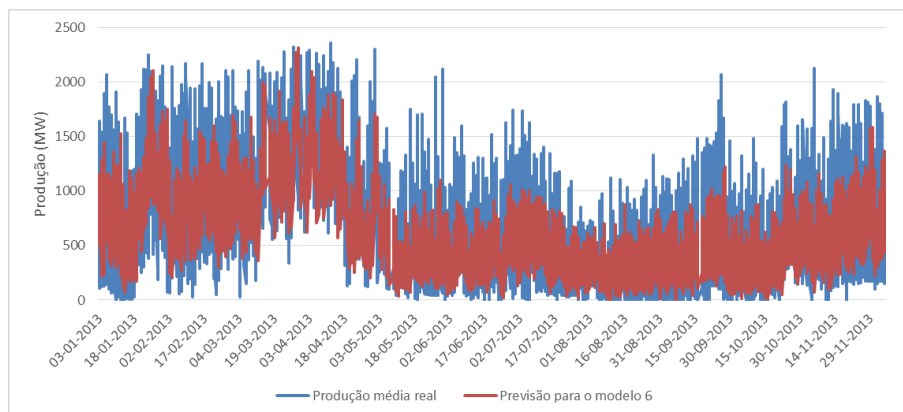


Figure C.2: Produção média real de energia e previsão para o modelo 6, em 2013

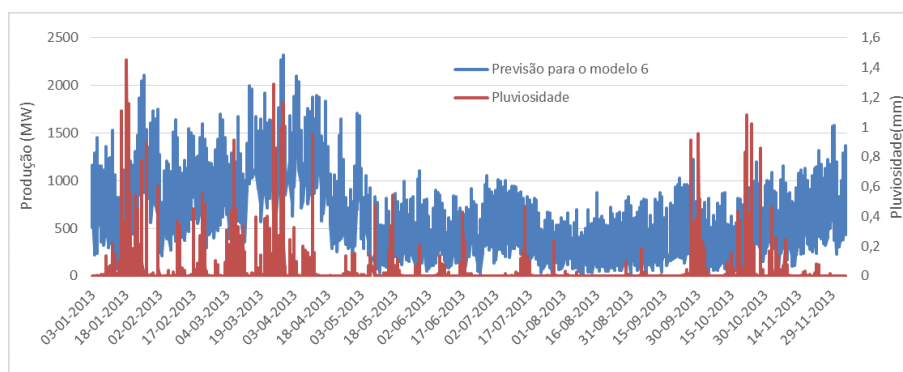


Figure C.3: Previsão para o modelo 6 e a pluviosidade, em 2013

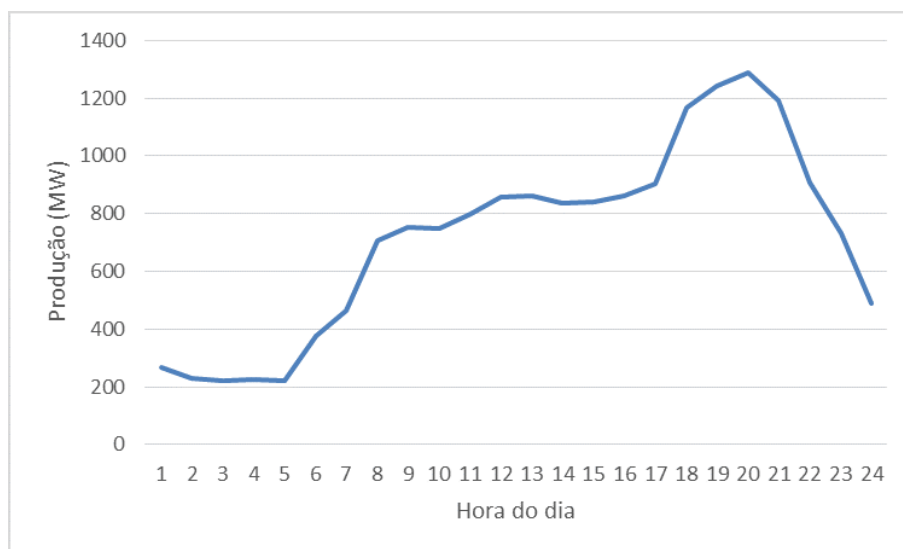


Figure C.4: Previsão do modelo 6 ao longo do dia

Appendix D

Gráficos produção agregado português

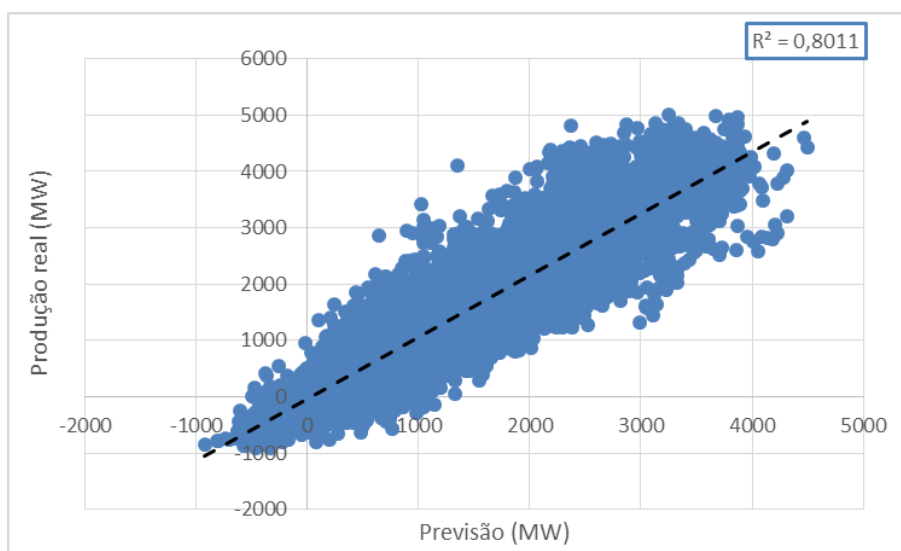


Figure D.1: Correlação entre a produção real e a previsão relativo ao melhor modelo do agregado nacional

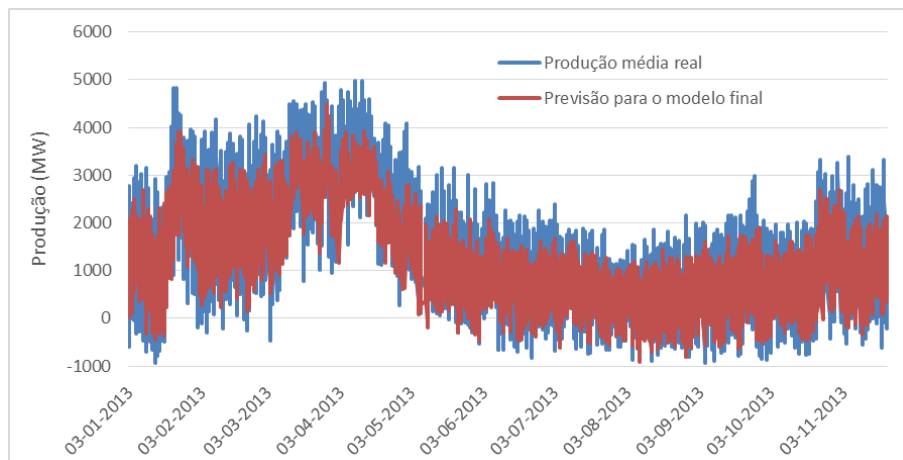


Figure D.2: Produção média real de energia e previsão para o modelo final do agregado nacional, em 2013

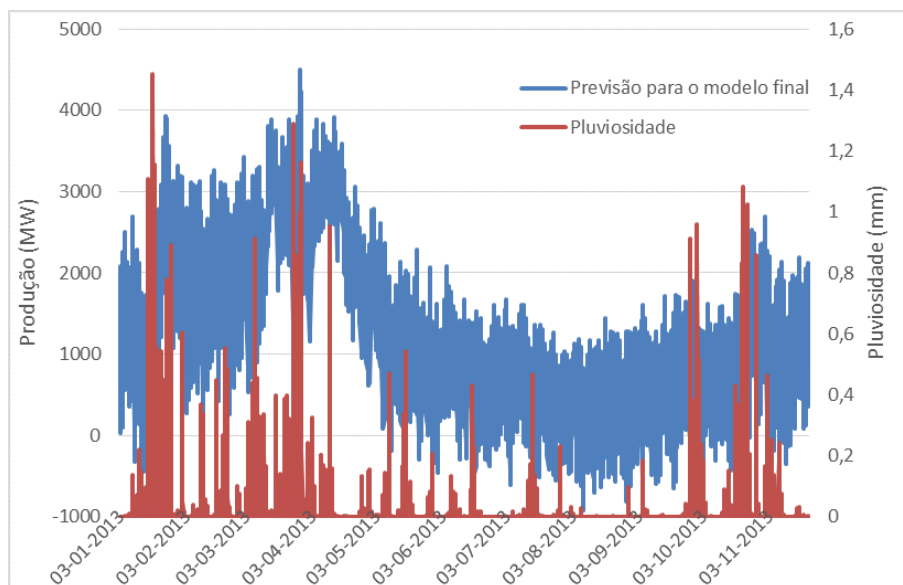


Figure D.3: Previsão para o modelo final e a pluviosidade, em 2013

Appendix E

Gráficos produção agregado espanhol

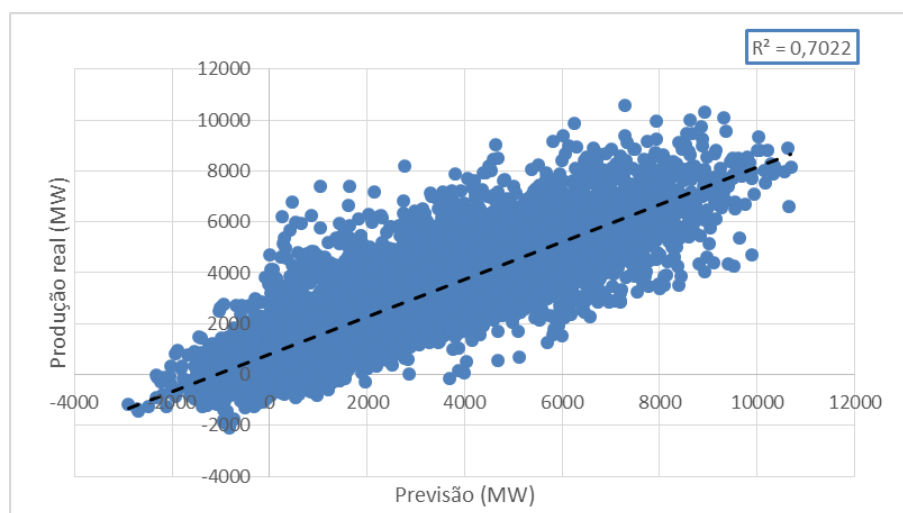


Figure E.1: Correlação entre a produção real e a previsão relativo ao melhor modelo do agregado espanhol

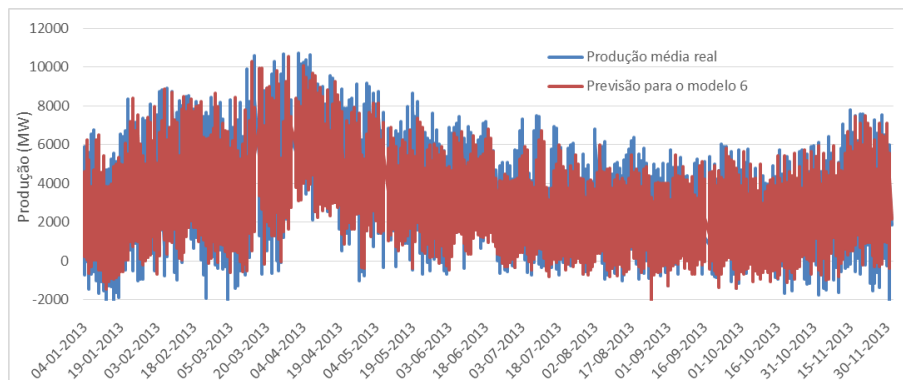


Figure E.2: Produção média real de energia e previsão para o modelo 6 do agregado espanhol, em 2013

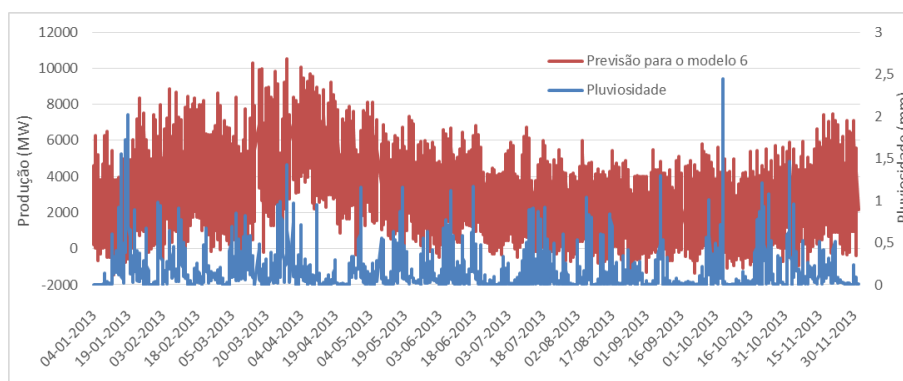


Figure E.3: Previsão para o modelo 6 e a pluviosidade, em 2013