

MODELOS DE PREVISÃO DE PRODUÇÃO PARA CENTRAIS MINI-HÍDRICAS

Nuno Agostinho Pacheco Leão



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
2014

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Nuno Agostinho Pacheco Leão, Nº 1070277, nuno.leao@eu.ipp.pt

Orientação científica: Nuno Filipe da Fonseca Bastos Gomes, NBG@isep.ipp.pt

Co-orientação científica: Sandra Cristina de Faria Ramos, SFR@isep.ipp.pt

Empresa: EDP Distribuição

Supervisão: Tiago Soares, tiago.soares@edp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2014

Agradecimentos

Na realização desta dissertação estiveram envolvidas algumas pessoas que, direta ou indiretamente, se mostraram determinantes para o seu desfecho. Aqui vai um especial agradecimento às seguintes:

À Professora Doutora Teresa Nogueira, diretora do mestrado de SEE e à Engenheira Carina Morais da EDP pela oportunidade de realização deste trabalho.

Ao Engenheiro Tiago Soares, orientador por parte da empresa, pelo apoio e disponibilidade prestado ao longo do estágio, assim como aos restantes colaboradores da empresa pelo apoio e bom ambiente criado na empresa.

Agradecer, também, ao Professor Doutor Nuno Gomes e à Professora Doutora Sandra Ramos pela disponibilidade e orientação dada ao longo do trabalho.

Por último, queria deixar um agradecimento especial aos meus amigos, aos meus pais e à minha namorada pela paciência, compreensão, apoio e força que tiveram e demonstraram durante todos estes anos do meu percurso académico que culmina agora com este trabalho.

Resumo

O constante crescimento dos produtores em regime especial aliado à descentralização dos pontos injetores na rede, tem permitido uma redução da importação de energia mas também tem acarretado maiores problemas para a gestão da rede. Estes problemas estão relacionados com o facto da produção estar dependente das condições climáticas, como é o caso dos produtores eólicos, hídricos e solares. A previsão da energia produzida em função da previsão das condições climáticas tem sido alvo de atenção por parte da comunidade empresarial do setor, pelo facto de existir modelos razoáveis para a previsão das condições climáticas a curto prazo, e até a longo prazo.

Este trabalho trata, em concreto, do problema da previsão de produção em centrais mini-hídricas, apresentando duas propostas para essa previsão. Em ambas as propostas efetua-se inicialmente a previsão do caudal que chega à central, sendo esta depois convertida em potência que é injetada na rede. Para a previsão do caudal utilizaram-se dois métodos estatísticos: o método *Holt-Winters* e os modelos ARMAX.

Os dois modelos de previsão propostos consideram um horizonte temporal de uma semana, com discretização horária, para uma central no norte de Portugal, designadamente a central de Penide.

O trabalho também contempla um pequeno estudo da bibliografia existente tanto para a previsão da produção como de afluências de centrais hidroelétricas. Aborda, ainda, conceitos relacionados com as mini-hídricas e apresenta uma caracterização do parque de centrais mini-hídricas em Portugal.

Palavras-Chave

Previsão da energia, previsão de produção, centrais mini-hídricas, previsão do caudal modelos de previsão.

Abstract

The continued growth of small electric producers allied to the power injection in various points of the electric grid allowed a reduction of energy imports, but also poses major problems for the grid management. These problems are related to the fact that the production is dependent on climacteric conditions, as example of wind, hydro and solar producers. The energy forecasting according to the weather forecasting has drawn the attention of this business sector, considering the fact that exists reasonable models for short-term, and even long-term, weather forecasting.

This work deals, in particular, with the problem of forecasting electric power of small-hydro power plants and presents two solution proposals for this prediction. Both proposals initially predict the streamflow that arrives to the power plant, which is then converted into the power injected in the grid. For the streamflow forecasting two statistical methods were used: the Holt-Winters and the ARMAX models.

The two forecasting models proposed consider a forecast time horizon of one week, with hourly discretization, applied to a power plant located in the north of Portugal, named Penide.

This work also presents a small study of the existing literature, in matters of power and streamflow forecasts of hydroelectric power plants. It also addresses some concepts related to small-hydro power plants and presents a characterization of the existing small-hydro power plants in Portugal.

Keywords

Energy forecasting, electric power forecasting, small-hydro power plants, streamflow forecasting, forecasting models.

Índice

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	III
ABSTRACT	V
ÍNDICE	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABELAS	XI
ACRÓNIMOS	XIII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO E MOTIVAÇÃO.....	1
1.2. OBJETIVOS.....	4
1.3. ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO.....	4
2. ESTADO DA ARTE NA PREVISÃO DA PRODUÇÃO EM CENTRAIS HÍDRICAS	7
2.1. MODELOS DE PREVISÃO DE PRODUÇÃO.....	7
2.2. MODELOS DE PREVISÃO DE CAUDAIS	9
3. CONCEITOS FUNDAMENTAIS SOBRE CMH E MODELOS DE PREVISÃO	13
3.1. CENTRAIS MINI-HÍDRICAS	13
3.2. TIPOS DE TECNOLOGIAS DE TURBINAS UTILIZADAS EM CMH	15
3.3. CARATERIZAÇÃO DO PARQUE DE CMH EM PORTUGAL	19
3.4. MÉTODOS DE PREVISÃO USADOS NA DISSERTAÇÃO	22
3.5. AVALIAÇÃO DO ERRO DE PREVISÃO	24
4. PREVISÃO DO CAUDAL PARA A CENTRAL DE PENIDE	27
4.1. CASO E DADOS DE ESTUDO	28
4.2. ESTUDO DAS VARIÁVEIS ASSOCIADAS AO PROBLEMA	29
4.3. RELAÇÃO ENTRE AS VARIÁVEIS	35
4.4. MODELAÇÃO E PREVISÃO DO CAUDAL.....	41
5. ESTIMAÇÃO DA POTÊNCIA PARA A CENTRAL DE PENIDE	48
6. CONCLUSÕES	52
6.1. CONCLUSÕES FINAIS	52
6.2. DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	53
REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS	55
ANEXO A. LISTA DE CENTRAIS MINI-HÍDRICAS EM PORTUGAL	57

Índice de Figuras

Figura 1	Evolução das emissões de CO ₂ [2]	1
Figura 2	Evolução da taxa de dependência energética em Portugal [4]	2
Figura 3	Evolução histórica da energia elétrica produzida através de renováveis (GWh) [5].....	3
Figura 4	Diagrama do modelo H4C [6]	8
Figura 5	Estrutura do modelo STWIF (Adaptado de [7]).....	10
Figura 6	Algoritmo do sistema de gestão de energia utilizado pela empresa SENG [9].....	12
Figura 7	Fotografias das centrais de Guilhofrei e Penide, albufeira e fio de água respetivamente [11][12]	14
Figura 8	Esquema dos constituintes de uma CMH (adaptado de [13])	15
Figura 9	Desenho de uma turbina <i>Pelton</i> [16].....	16
Figura 10	Desenho de uma turbina <i>Banki-Mitchell</i> [17]	16
Figura 11	Desenho de uma turbina do tipo <i>Francis</i> [18].....	17
Figura 12	Fotografia de uma turbina do tipo <i>Kaplan</i> [19].....	17
Figura 13	Curvas típicas de rendimento das turbinas [10]	18
Figura 14	Gráfico gama de valores para seleção de turbinas [21].....	19
Figura 15	Mapa das centrais Mini-Hídricas Portugal [25]	20
Figura 16	Distribuição da potência por distritos.....	21
Figura 17	Ligação das CMH aos tipos de rede.....	21
Figura 18	Centrais Hidroelétricas EDP [27].....	22
Figura 19	Fotografia da central de Penide	28
Figura 20	Potência injetada na rede pela CMH de Penide em 2011	29
Figura 21	Potência injetada na rede pela CMH de Penide em 2012.....	30
Figura 22	Potência injetada na rede pela CMH de Penide em 2013.....	30
Figura 23	Potência na central de Penide numa semana de junho	31
Figura 24	Potência na central de Guilhofrei para a mesma semana de junho	31
Figura 25	Caudal afluente da CMH de Penide no ano de 2012.....	32
Figura 26	Caudal afluente da CMH de Penide no ano de 2013.....	32
Figura 27	Precipitação ocorrida na central de Penide.....	34
Figura 28	Precipitação a 1, 10 e 20 km da CMH.....	34
Figura 29	Temperatura registada na central de Penide.....	35
Figura 30	Correlação cruzada entre o caudal e a precipitação.....	36
Figura 31	Caudal aplicando uma média móvel	37
Figura 32	Correlação cruzada entre o caudal e a precipitação.....	38
Figura 33	Gráfico de dispersão do caudal em função da precipitação	38

Figura 34	Gráfico de dispersão do caudal em função da precipitação retirando o atraso de 12 horas	39
Figura 35	Coefficiente de correlação cruzada entre o caudal e a temperatura.....	40
Figura 36	Gráfico de dispersão do caudal em função da temperatura.....	40
Figura 37	Correlação cruzada entre precipitação e temperatura.....	41
Figura 38	Caudal real e ajustado pelo método <i>Holt-Winters</i>	42
Figura 39	Caudal previsto pelo método <i>Holt-Winters</i> para o cenário 1.....	42
Figura 40	Caudal previsto pelo método <i>Holt-Winters</i> para o cenário 2.....	43
Figura 41	Autocorrelação do caudal.....	44
Figura 42	Caudal real e ajustado pelo modelo ARMAX.....	45
Figura 43	Previsão do caudal para o cenário 1.....	46
Figura 44	Previsão do caudal para o cenário 2.....	46
Figura 45	Potência estimada para o cenário 1.....	49
Figura 46	Potência estimada para o cenário 2.....	50
Figura 47	Potência estimada, real e estimada a partir do caudal real para o cenário 1.....	50

Índice de Tabelas

Tabela 1	Classificação das CMH consoante a potência instalada [10]	14
Tabela 2	Classificação das CMH quanto à altura da queda [10].....	14
Tabela 3	Caraterísticas da manutenção e instalação das turbinas hidráulicas [20]	18
Tabela 4	Dados da potência hídrica instalada em Portugal desde 2008 [22][23][24]	19
Tabela 5	MAPE da previsão do caudal pelo método <i>Holt-Winters</i>	43
Tabela 6	MAPE da previsão do caudal pelo modelo ARMAX	47
Tabela 7	MAPE da estimação da potência considerando a previsão do método ARMAX	51

Acrónimos

ALADIN	–	<i>Aire Limitée Adaptation dynamique Développement InterNational</i>
ARMA	–	<i>Auto-Regressive Moving Average</i>
ARMAX	–	<i>Auto-Regressive Moving Average with Exogenous inputs</i>
AT	–	Alta Tensão
BT	–	Baixa Tensão
CMH	–	Centrais Mini-Hídricas
DCSPR-ER	–	Despacho de Condução Sistemas de Proteção – Estudos de Rede
EDP	–	Energias de Portugal
EP	–	Erro percentual
GEE	–	Gases de Efeito de Estufa
HPP	–	<i>Hydrological Power Potential</i>
IPMA	–	Instituto Português do Mar e da Atmosfera
ISEP	–	Instituto Superior de Engenharia do Porto
IST	–	Instituto Superior Técnico
MAPE	–	<i>Mean absolute percentage error</i>
MSE	–	<i>Mean square error</i>
MT	–	Média Tensão
NWP	–	<i>Numerical Weather Prediction</i>

- RMSE – *Root mean square error*
- RND – Rede Nacional de Distribuição
- STWIF – *Short-term water-inflow forecast*
- WIFFS – *Winnipeg Flow Forecasting System*

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO E MOTIVAÇÃO

A crescente dependência em recursos energéticos de origem fóssil é uma temática há muito discutida, devido às consequências ambientais do seu uso excessivo [1]. Uma das principais problemáticas está associada à libertação de dióxido de carbono (CO₂) para a atmosfera em grandes quantidades, sendo considerado o maior responsável pelo aquecimento global.

A Figura 1 apresenta a evolução das emissões de CO₂ em Portugal, na europa e no mundo desde 1980.

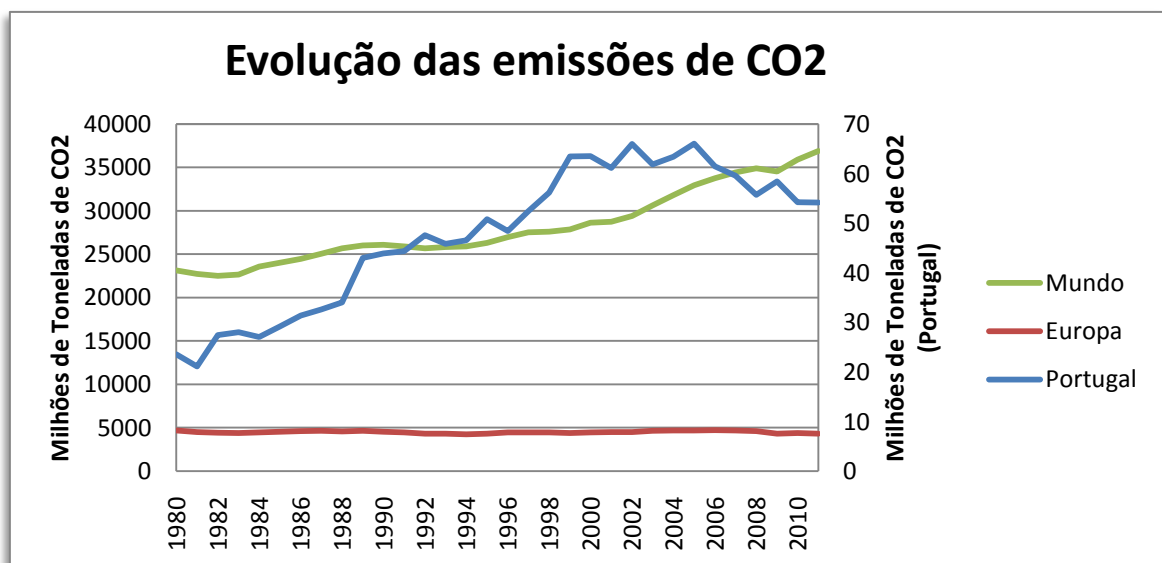


Figura 1 Evolução das emissões de CO₂ [2]

Portugal é um país com escassos recursos energéticos endógenos, nomeadamente, aqueles que asseguram a generalidade das necessidades energéticas da maioria dos países desenvolvidos (como o petróleo, o carvão e o gás natural) [3]. Esta escassez de recursos fósseis conduz a uma elevada dependência energética do exterior. No entanto, o aumento da contribuição das energias renováveis, como a hídrica, eólica, solar, geotérmica, biomassa, têm contribuído para a redução desta dependência.

Desde 2005, como é possível observar na Figura 2, a taxa de dependência energética tem vindo a diminuir. É também neste mesmo ano que se regista o valor mais elevado da década devido à baixa produtividade das centrais hídricas, resultado de um ano hidrológico muito seco. A subida registada em 2011 deve-se sobretudo ao aumento do consumo do carvão na produção de energia elétrica, de modo a compensar a redução na produção hídrica [3].

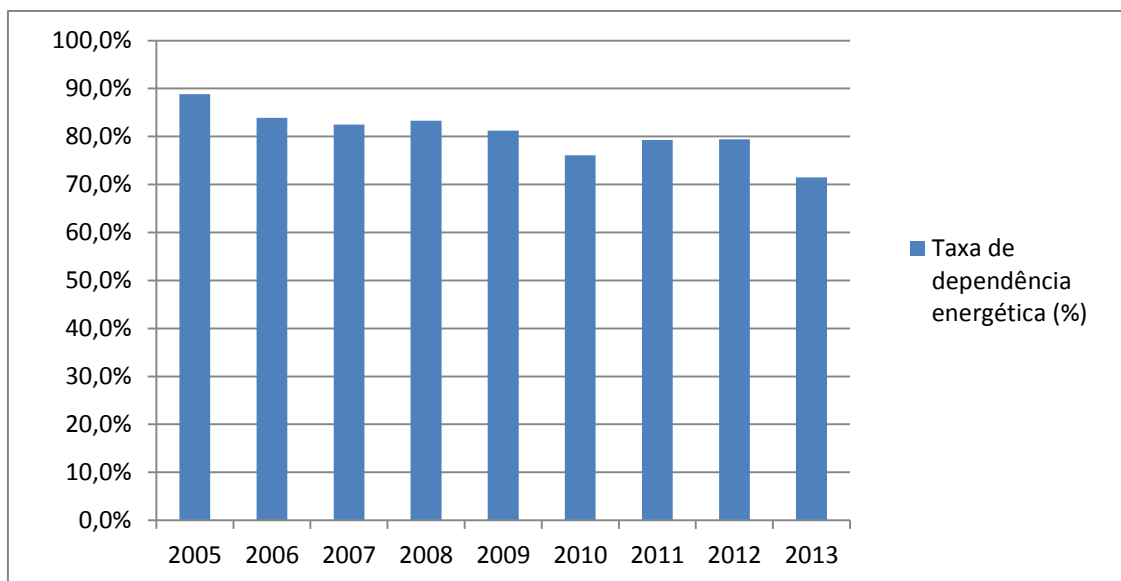


Figura 2 Evolução da taxa de dependência energética em Portugal [4]

A política energética portuguesa tem passado nos últimos anos pelo investimento em energias endógenas de origem renovável. Esta política é impulsionada pela necessidade de reduzir a dependência energética do exterior e pelas decisões da união europeia para combater as alterações climáticas e as emissões de GEE (Gases de Efeito de Estufa), nomeadamente o CO₂.

Os incentivos à produção de energia elétrica em regime especial em Portugal conduziram a um grande crescimento dos investimentos neste setor. Deste modo, os centros produtores de energia começaram a descentralizar-se passando assim a ser injetada energia na rede em vários pontos do país.

Na Figura 3 é possível observar a evolução da energia produzida em Portugal através de fontes renováveis.

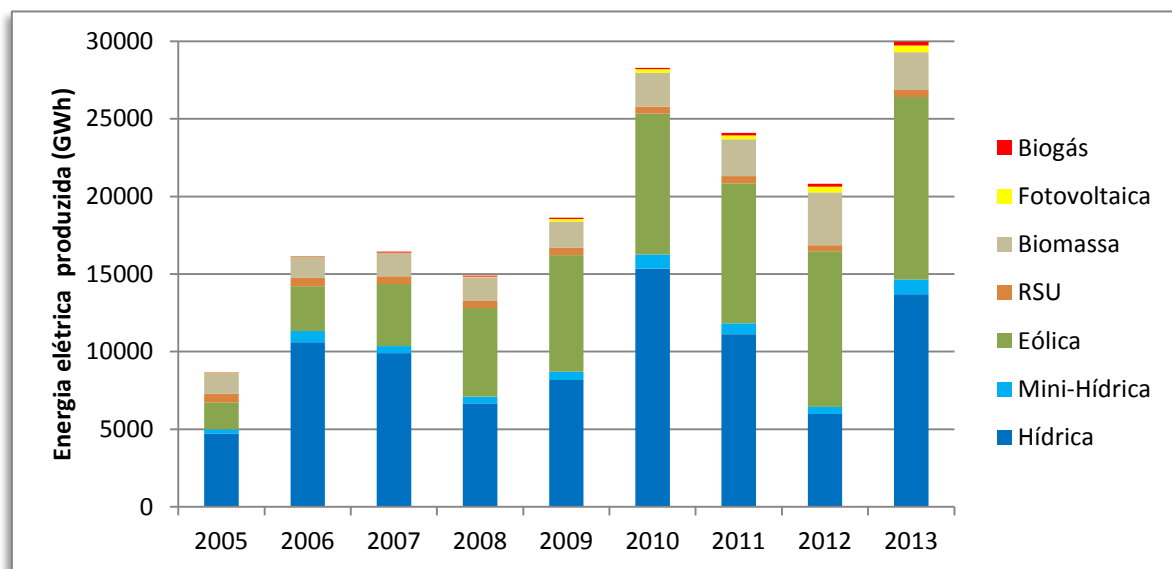


Figura 3 Evolução histórica da energia elétrica produzida através de renováveis (GWh) [5]

Em termos de operação da rede nacional este facto introduziu novos desafios de gestão operacional. Sendo grande parte destas fontes de energia não controlada, nem sempre é possível e a qualquer instante produzir energia, nem controlar a quantidade de energia produzida pois esta está fortemente dependente de fatores externos, como, por exemplo, as condições climáticas. Ora, perante esta situação, a possibilidade de ter acesso a uma previsão da energia produzida traria inúmeras vantagens para a operação da rede, justificando-se assim a procura de ferramentas que permitam a previsão da produção de energia.

Este trabalho, proposto pelo departamento de Despacho de Condução Sistemas de Proteção – Estudos de Rede (DCSP-ER) da EDP, resultou da necessidade de se obter previsões da produção de energia no que toca às centrais de produção com tecnologia mini-hídrica.

Este tema de dissertação apresentou-se como uma oportunidade única de trabalho por se assumir como um projeto inovador, já que relativamente à previsão de curto prazo de

produção de centrais mini-hídricas a oferta existente é ainda muito escassa. Outro fator de motivação prende-se com o facto deste trabalho se inserir em ambiente de estágio na empresa EDP. Deste modo, sendo esta uma das maiores e mais conceituadas empresas de Portugal, tanto no setor da energia como a nível global, este projeto revelou-se como uma grande oportunidade de crescimento pessoal e profissional.

1.2. OBJETIVOS

No âmbito desta dissertação foram definidos vários objetivos a atingir, sendo que o objetivo principal passou pelo desenvolvimento de um, ou mais, modelos de previsão de curto prazo de produção em centrais mini-hídricas (CMH). No entanto, para a sua concretização foi importante cumprir outros objetivos.

Numa fase inicial foi necessário proceder a uma caracterização do parque de CMH ligadas à Rede Nacional de Distribuição (RND). Em seguida, foi necessário analisar e tratar os dados de histórico de produção, assim como os dados de informação hidrométrica e climatérica. Concluída esta etapa, o passo seguinte seria o desenvolvimento de modelos e de uma ferramenta de previsão de curto prazo (uma semana) e, posteriormente, uma fase de testes e validação dos mesmos.

1.3. ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Além deste capítulo introdutório que introduz o tema de estudo, apresenta a motivação e os objetivos, esta dissertação é composta por mais cinco capítulos, estruturados da forma seguinte:

No capítulo 2 é apresentado o estado de arte relativo a métodos de previsão associados a aproveitamentos hidroelétricos.

No capítulo 3 são abordados alguns conceitos relacionais com as CMH. É também apresentada uma caracterização do parque de CMH de Portugal, os métodos de previsão usados no trabalho e algumas métricas de avaliação do erro de previsão.

O capítulo 4 inicia-se com uma descrição da central usada como caso de estudo e uma descrição dos dados trabalhados. Segue-se uma análise e estudo das variáveis e do

relacionamento entre elas. Por último, procede-se à modelação do caudal e apresentam-se os resultados.

O capítulo 5 apresenta os processos realizados para a estimação da potência a partir dos resultados obtidos no capítulo 4 e é realizada uma avaliação dos modelos.

Por último, no capítulo 6 são reunidas as principais conclusões, apresentam-se algumas considerações finais e são perspectivados futuros desenvolvimentos desta dissertação.

2. ESTADO DA ARTE NA PREVISÃO DA PRODUÇÃO EM CENTRAIS HÍDRICAS

Este capítulo apresenta uma breve revisão sobre modelos de previsão de energia para CMH. Esta revisão foca essencialmente um trabalho que trata este problema, já que não se conhecem muitos trabalhos que tratam a previsão da produção em CMH. Os modelos de previsão relacionados com aproveitamentos hidroelétricos centram-se no problema da gestão de afluências, efetuando uma previsão do caudal que chega ao aproveitamento. Assim, estes modelos também foram alvo de análise, sendo que a seguir se apresenta uma descrição do funcionamento de alguns.

2.1. MODELOS DE PREVISÃO DE PRODUÇÃO

Relativamente à previsão de produção em CMH apenas se encontrou um artigo. Este trabalho apresenta um modelo designado por H4C desenvolvido por Claudio Monteiro, Ignacio J. Ramirez-Rosado e L. Alfredo-Jimenez em 2012 [6]. Este modelo consiste na

previsão horária de potência para um conjunto de 130 CMH, para um horizonte temporal de sete dias, e baseia-se em três módulos: o primeiro tem por objetivo estimar a potência média horária, usando dados de precipitação previstos por modelos meteorológicos do tipo *numerical weather prediction* (NWP); o segundo efetua a previsão final da potência média horária tendo em consideração as estratégias de operação das CMH; por último, o terceiro permite o ajuste dinâmico dos módulos anteriores através da assimilação de dados históricos de produção mais recente. O diagrama de blocos da Figura 4 apresenta resumidamente o funcionamento do modelo.

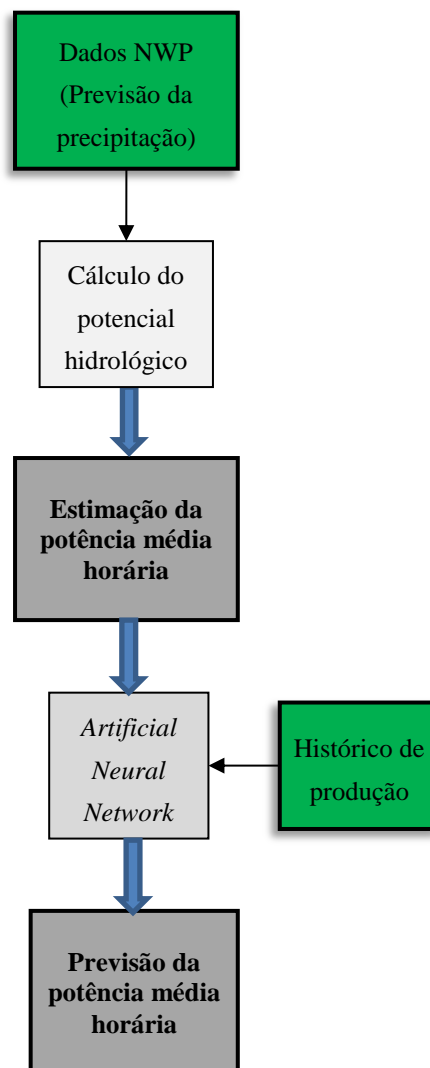


Figura 4 Diagrama do modelo H4C [6]

Para relacionar a precipitação e a potência foi criada uma variável chamada *Hydrological Power Potencial* (HPP) que depende da previsão da precipitação horária, tendo-se aplicado uma média móvel. Esta variável é definida por:

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

Em que $H_{d,h}$ é o HPP para a hora h do dia d , em kW; $H_{d-1,h}$ é o HPP para a hora h do dia d , também em kW; B é um parâmetro relacionado com o aumento da produção elétrica face à precipitação, expresso em kW/mm; A é um parâmetro adimensional relacionado com a velocidade de decréscimo da produção elétrica em dias secos, este parâmetro assume valores menores que 1; e $R_{d,h}$ é a média da precipitação prevista para a hora h do dia d , em mm.

Determinado o potencial hidrológico é calculada a potência estimada através da seguinte expressão:

$$P_{est,d,h} = P_{min} + \frac{P_{max} - P_{min}}{\left(1 + e^{\left(-8 \frac{H_{d,h} - h_c}{h_s}\right)}\right)} \quad (2)$$

Onde $P_{est,d,h}$ corresponde à potência estimada para a hora h do dia d ; P_{min} é o valor de potência mínimo das centrais; P_{max} é o valor de potência máximo das centrais; h_c e h_s são parâmetros necessários ao ajustamento;

Para efetuar a previsão da produção, os valores da precipitação utilizados no modelo são obtidos pela média ponderada da previsão de precipitação para cada local, tendo como referência as potências das centrais.

De modo a fazer face às estratégias de operação das centrais é utilizada uma rede neuronal para aprender o padrão associado ao histórico de produção e poder assim realizar a previsão final da produção hora a hora para o período de uma semana.

2.2. MODELOS DE PREVISÃO DE CAUDAIS

No que diz respeito a modelos de previsão de caudais existe uma grande variedade de artigos. Um dos principais objetivos destes artigos prende-se com questões de gestão das

reservas de água numa barragem e, por isso, estão virados para barragens de grande potência. A seguir são apresentados alguns destes artigos.

O primeiro artigo aqui descrito apresenta um modelo apelidado de STWIF (*short-term water-inflow forecasts*) desenvolvido por Dejan Paravan, Tomaz Stokelj e Robert Golob [7]. Este modelo foi aplicado a uma determinada barragem do tipo fio de água em que a capacidade de reserva é reduzida. Deste modo uma boa previsão do caudal pode resultar num aumento da produção de energia, em consequência de uma maior flexibilidade na gestão da reserva de água da barragem.

O modelo STWIF faz uso de redes neuronais para efetuar uma previsão de curto prazo (45 horas) do caudal. A estrutura deste modelo pode ser representada de acordo com a Figura 5.

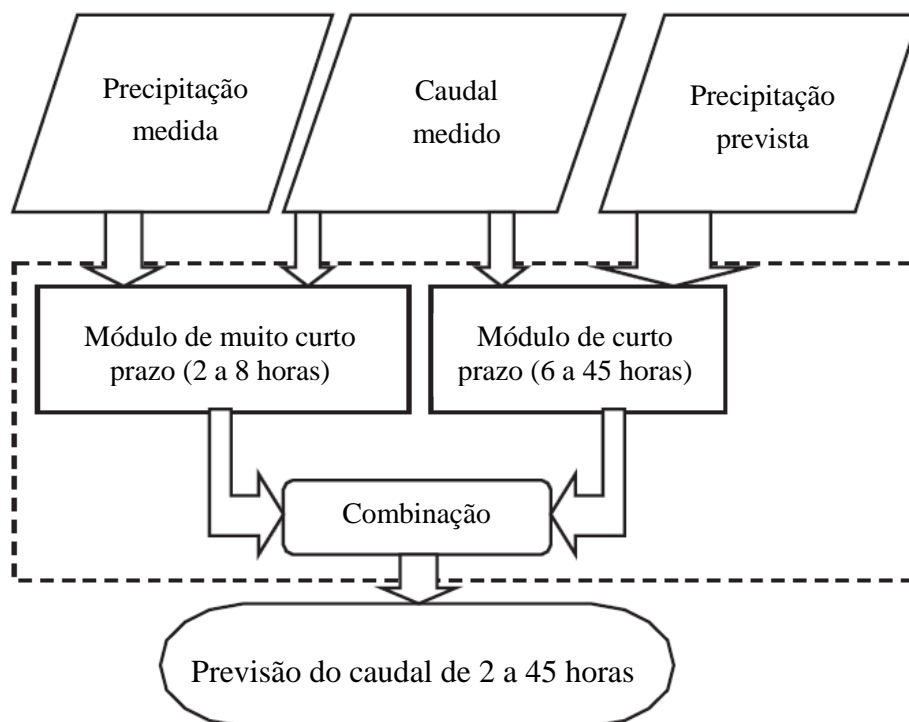


Figura 5 Estrutura do modelo STWIF (Adaptado de [7])

Este modelo encontra-se dividido em dois módulos: o primeiro módulo tem como entradas dados de medições de caudal e dados de medições de precipitação, destinando-se a previsões de 2 em 2 horas para um horizonte de 2 a 8 horas; enquanto que o segundo módulo destina-se a previsões de 3 em 3 horas para um horizonte de 6 a 45 horas. No

entanto, este último módulo, para além das medições do caudal, entra com valores previstos de precipitação que são fornecidos por um *software* designado por ALADIN (*Aire Limitée Adaptation dynamique Développement InterNational*).

Para atingir melhores resultados foi usada uma rede neuronal para cada saída, ou seja, 4 para o primeiro módulo e 14 para o segundo. Estes dois módulos são depois combinados para se obter o resultado final da previsão do caudal para as 45 horas seguintes.

Tal como este, existem muitos outros modelos que recorrem às redes neuronais para prever futuros valores dos caudais, dado os bons resultados obtidos por este tipo de métodos em diversos tipos de problemas. O método apresentado por Cameron M. Zealand, Donald H. Burn e Slobodan P. Simonovic [8] testa o comportamento de diferentes arquiteturas de redes neuronais, assim como a conjugação de diferentes variáveis de entrada e compara os resultados com o método WIFFS (*Winnipeg Flow Forecasting System*) desenvolvido pela ACRES *International of Niagara Falls*. Este método tem um horizonte temporal de 4 semanas e, segundo os autores, atinge melhores resultados que o dito método de referência.

R. Golob, T. Stokelj e D. Grgic apresentam, também, no seu artigo um método de previsão do caudal afluente utilizando redes neuronais, com o objetivo de melhorar a gestão de uma série de barragens em cascata [9].

O centro de controlo destas barragens é muitas vezes obrigado a descarregar água quando esta excede a capacidade máxima, devido a elevados caudais. Assim, a gestão da reserva de água poderá ser mais eficiente se o centro de controlo receber com antecedência uma previsão do comportamento do caudal que chega ao aproveitamento.

O modelo de previsão do caudal desenvolvido pelos autores seria depois integrado num algoritmo de um sistema de gestão de energia, apresentado na Figura 6.

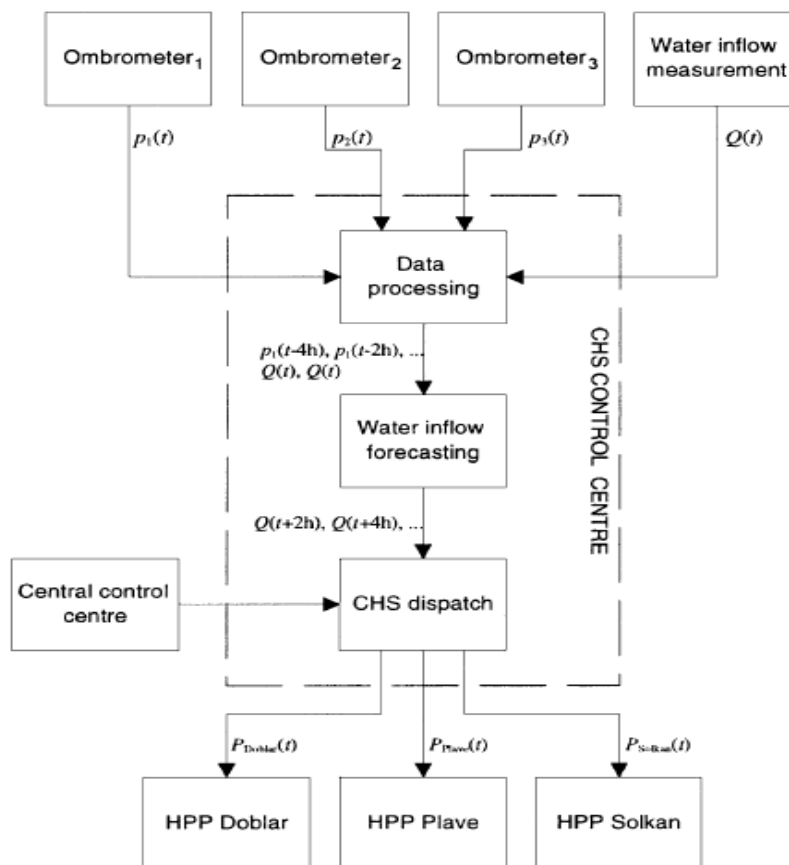


Figura 6 Algoritmo do sistema de gestão de energia utilizado pela empresa SENG [9]

Este algoritmo tem como entradas dados da precipitação recolhidos por três udómetros, situados em diferentes locais da bacia hidrográfica, e dados relativamente ao caudal da primeira central da cascata. A previsão do caudal é depois efetuada pelo modelo desenvolvido, para um horizonte temporal 2, 4 e 6 horas, sendo disponibilizada ao centro de controlo.

3. CONCEITOS FUNDAMENTAIS SOBRE CMH E MODELOS DE PREVISÃO

Este capítulo apresenta conceitos fundamentais relacionados com as CMH e faz uma caracterização do parque nacional de CMH assim como do parque da EDP. Faz ainda uma breve descrição dos métodos de previsão aplicados neste trabalho e apresenta algumas métricas de avaliação do erro previsão.

3.1. CENTRAIS MINI-HÍDRICAS

A designação central mini-hídrica refere-se a centrais de aproveitamento hidroelétrico com potências instaladas até 10 MW, sendo consideradas centrais renováveis devido ao seu reduzido impacto ambiental [10]. A partir deste valor de potência instalado são consideradas grandes centrais hidroelétricas.

Dentro das CMH existem também diferentes graus de classificação consoante a potência e a altura da queda, apresentados respetivamente na Tabela 1 e Tabela 2.

Tabela 1 Classificação das CMH consoante a potência instalada [10]

<i>Classificação</i>	<i>Potência (MW)</i>
Pequena central hidroelétrica	< 10
Mini central hidroelétrica	< 2
Micro central hidroelétrica	< 0,5

Tabela 2 Classificação das CMH quanto à altura da queda [10]

<i>Classificação</i>	<i>Queda - H_b (m)</i>
Queda baixa	2 – 20
Queda média	20 – 150
Queda alta	> 150

Existe ainda uma outra diferença entre centrais hidroelétricas relacionada com a capacidade de armazenamento. Estas podem ser classificadas em dois tipos: centrais de fio de água e centrais com regularização. As centrais a fio de água não possuem capacidade de regularização do caudal afluente, ou então esta é muito reduzida, enquanto que as centrais com regularização possuem uma albufeira que permite o armazenamento do caudal afluente e, assim, adotar diferentes estratégias de exploração [10]. A Figura 7 apresenta duas fotografias de cada tipo de central a título de exemplo.



Figura 7 Fotografias das centrais de Guilhofrei e Penide, albufeira e fio de água respetivamente [11][12]

Embora existam algumas variantes, a constituição típica de uma CMH, representada na Figura 8, apresenta os seguintes elementos:

- Uma albufeira ou açude
- Canal de adução
- Câmara de carga
- Conduta forçada
- Edifício da central
- Canal de restituição

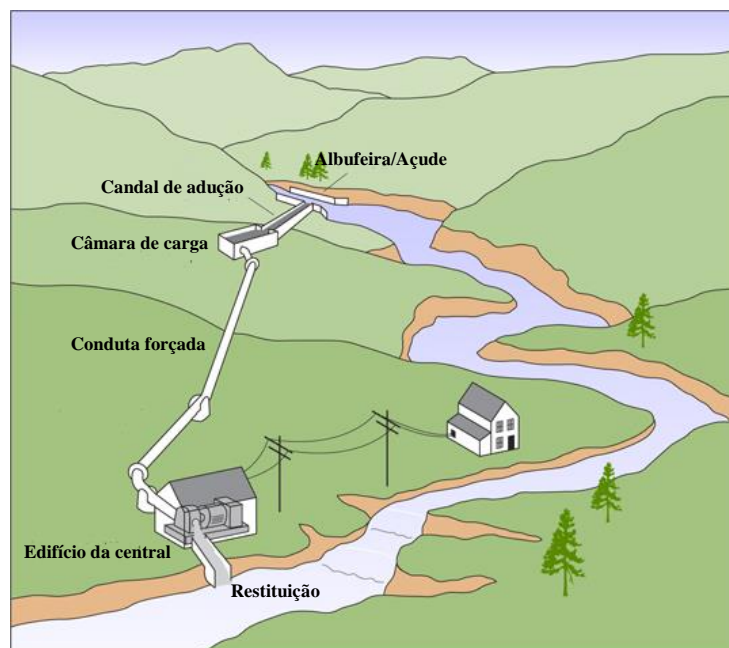


Figura 8 Esquema dos constituintes de uma CMH (adaptado de [13])

A central de Penide, apresentada na Figura 7, é exemplo de uma destas variantes, na medida em que todos os seus elementos encontram-se no edifício da central.

3.2. TIPOS DE TECNOLOGIAS DE TURBINAS UTILIZADAS EM CMH

As CMH estão equipadas com turbinas hidráulicas capazes de transformar energia cinética, proveniente da água, em energia mecânica. As turbinas podem ser classificadas em dois

tipos de tecnologias: ação ou reação [10]. As de ação fazem uso da velocidade da água, à pressão atmosférica, para acionar a rotação do eixo enquanto que as de reação as pás encontram-se imergidas na água e o movimento do eixo acontece pela pressão e movimento da água [14][15]. As turbinas de ação são mais orientadas para pequenos caudais e quedas mais elevadas. Entre elas encontram-se as turbinas de *Pelton* (Figura 9), *Turgo* e as de *Banki-Mitchell* (Figura 10). As turbinas *Pelton* podem também ser utilizadas em quedas intermédias, com potências entre os 50 e os 500 kW. As turbinas *Banki-Mitchell* são utilizadas principalmente para baixas potências. O seu rendimento é inferior às turbinas convencionais, no entanto, permite atingir um valor elevado para diversas gamas de caudais.

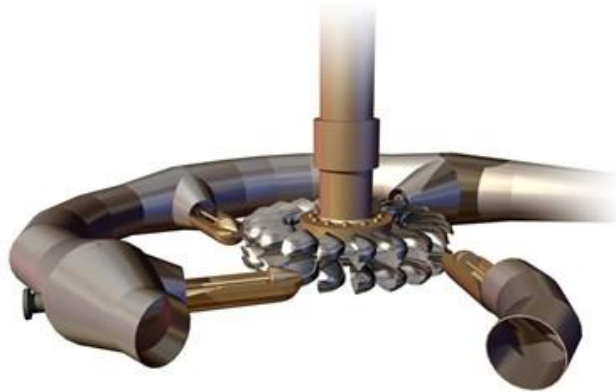


Figura 9 Desenho de uma turbina *Pelton* [16]



Figura 10 Desenho de uma turbina *Banki-Mitchell* [17]

Por outro lado, as turbinas de reação podem-se dividir em dois grupos, as turbinas radiais e as turbinas axiais. Como radiais temos as do tipo *Francis*, sendo estas mais adequadas em funcionamento para quedas e caudais intermédios.

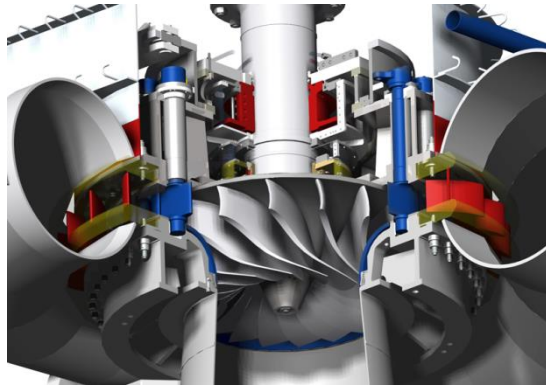


Figura 11 Desenho de uma turbina do tipo *Francis* [18]

Como turbinas axiais temos as do tipo *Kaplan* (Figura 12) e hélice. Estas turbinas são mais indicadas para funcionamento sob baixas quedas e caudais elevados.

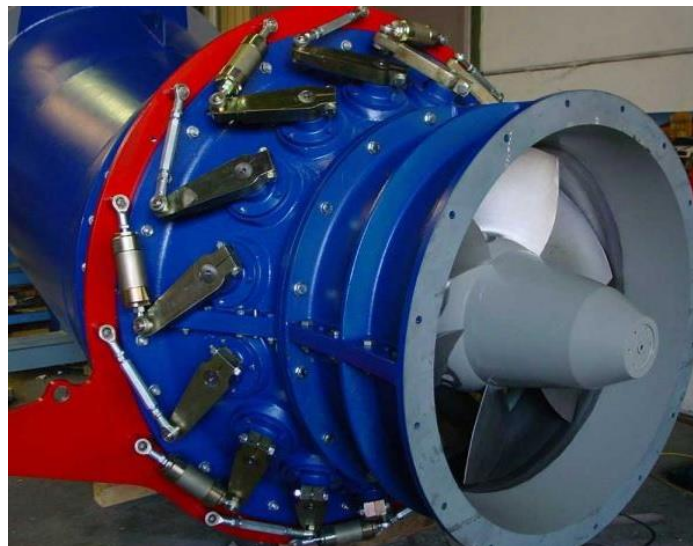


Figura 12 Fotografia de uma turbina do tipo *Kaplan* [19]

As turbinas do tipo *Kaplan* dispõem de um sistema que permite a regulação das pás e/ou do distribuidor. Em caso de apenas dispor de um tipo de regulação o mais usual é o controlo das pás, por proporcionar uma melhor curva de rendimento. Deste modo, estas turbinas são mais flexíveis em contrapartida com as turbinas hélice que não são reguláveis. Assim, estas turbinas têm uma constituição mais simples e robusta, sendo por isso mais baratas e com menor necessidade de manutenção.

As turbinas podem também ser de eixo horizontal ou vertical sendo a sua escolha dependente da manutenção e da instalação, como é apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 Características da manutenção e instalação das turbinas hidráulicas [20]

	Vertical	Horizontal
Tipo de Turbina	<i>Pelton, Francis, Kaplan, Banki-Mitchell</i>	<i>Pelton, Francis, Banki-Mitchell</i>
Manutenção	Dificultada	Simples
Instalação	Pequena	Grande

A Figura 13 apresenta as curvas de rendimento típicas para as turbinas mencionadas (legenda: da esquerda para a direita no eixo das abcissas – *Pelton*, *Kaplan* com rotor e distribuidor reguláveis, *Francis*, *Kaplan* com rotor regulável, *Kaplan* com distribuidor regulável).

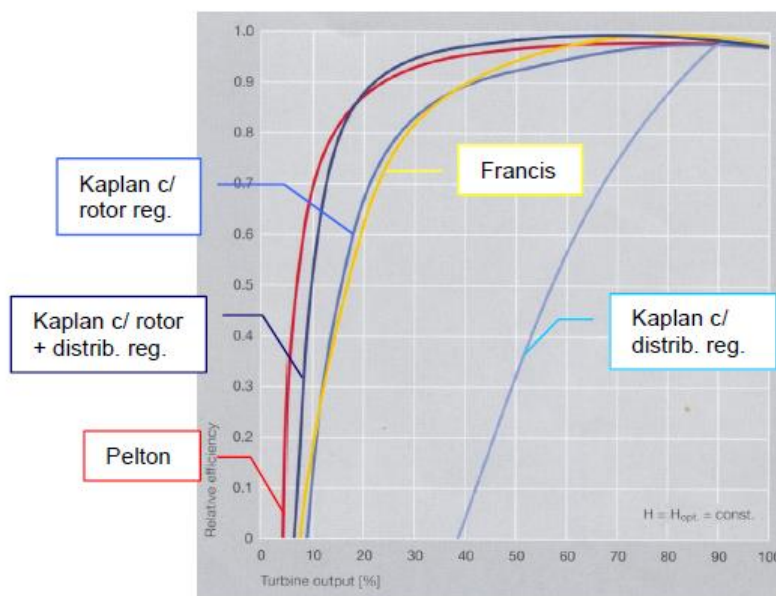


Figura 13 Curvas típicas de rendimento das turbinas [10]

O dimensionamento de uma turbina para uma CMH tem em consideração três parâmetros: a potência, a queda e o caudal. A Figura 14 apresenta a gama de valores em que cada tipo de turbina pode ser aplicada, no que diz respeito a turbinas para CMH.

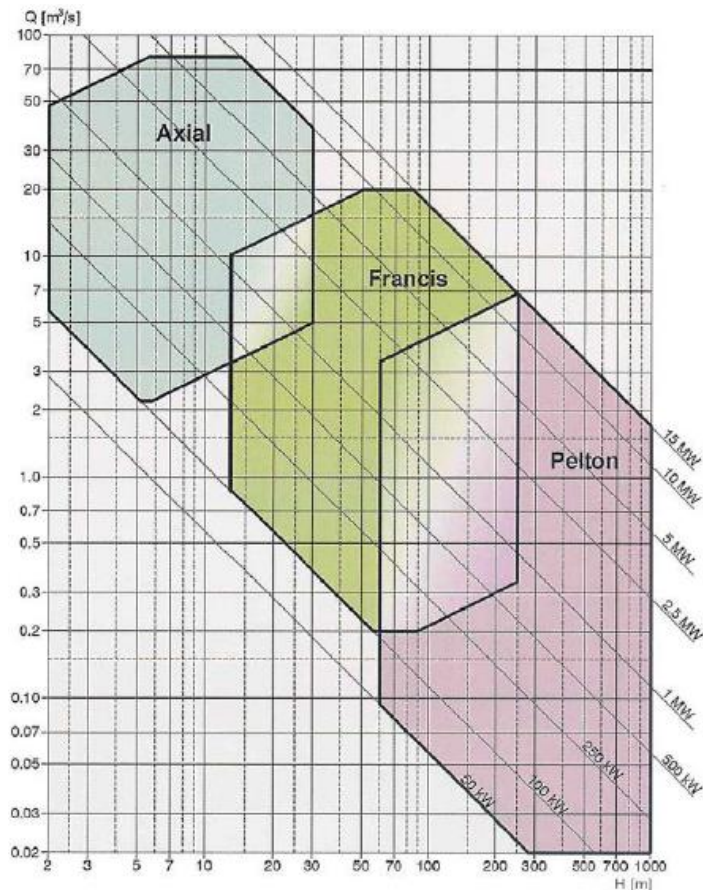


Figura 14 Gráfico gama de valores para seleção de turbinas [21]

3.3. CARATERIZAÇÃO DO PARQUE DE CMH EM PORTUGAL

As centrais hidroelétricas em Portugal representam uma grande fatia da potência de produção total instalada. Esta componente tem vindo a crescer ao longo dos anos, tanto em novas instalações como em reforços de potência. A Tabela 4 apresenta esta mesma evolução, desde 2008, com dados da grande hídrica e da mini-hídrica, e do total da potência instalada ao nível nacional de todas as fontes de produção.

Tabela 4 Dados da potência hídrica instalada em Portugal desde 2008 [22][23][24]

Potência no final do ano (MW)	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Grande Hídrica	4578	4578	4578	4980	5238	5239
Mini-Hídrica	392	413	414	416	415	413
Total Hídrica	4970	4991	4992	5396	5653	5652
Total Potência Nacional	15029	16920	18164	19240	18493	17792

Em 2013 a hídrica tinha um peso de 31,8% do total da potência instalada, sendo que o peso da mini-hídrica corresponde a 7,3% do total da hídrica. Deste modo a produção hidroelétrica tem registado, cada vez mais, um peso significativo na produção total de energia, estando, no entanto, fortemente dependente da variabilidade hidrológica. A título de exemplo, no ano de 2012 e 2013 a produção do total da hídrica foi, respetivamente, de 5332 GWh e 13483 GWh em consequência de anos hidrológicos muito distintos [24].

Focando agora mais no contexto da mini-hídrica, segundo a base de dados da *energias endógenas de Portugal* [25] existem em Portugal, à data de 15 de Maio de 2014, 159 CMH totalizando uma potência instalada de 450,8 MW. Em Portugal continental existem 139 centrais com uma potência total de 416,4 MW, encontrando-se a sua grande maioria no norte do país, como é possível observar na Figura 15.

O Anexo A contém uma lista com o nome, localização e potência instalada destas 139 centrais.

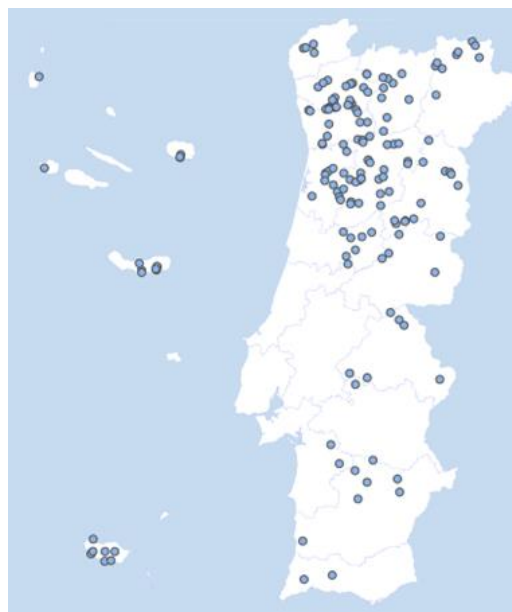


Figura 15 Mapa das centrais Mini-Hídricas Portugal [25]

Em termos da distribuição de potência a Figura 16 apresenta o total da potência instalada por distrito. Como já foi possível constatar pela Figura 15, o Norte do país é onde existe uma maior concentração de centrais. No entanto, é no centro do país que se encontra o distrito com a maior potência, mais concretamente o distrito de Viseu com 88,3 MW de potência instalada.

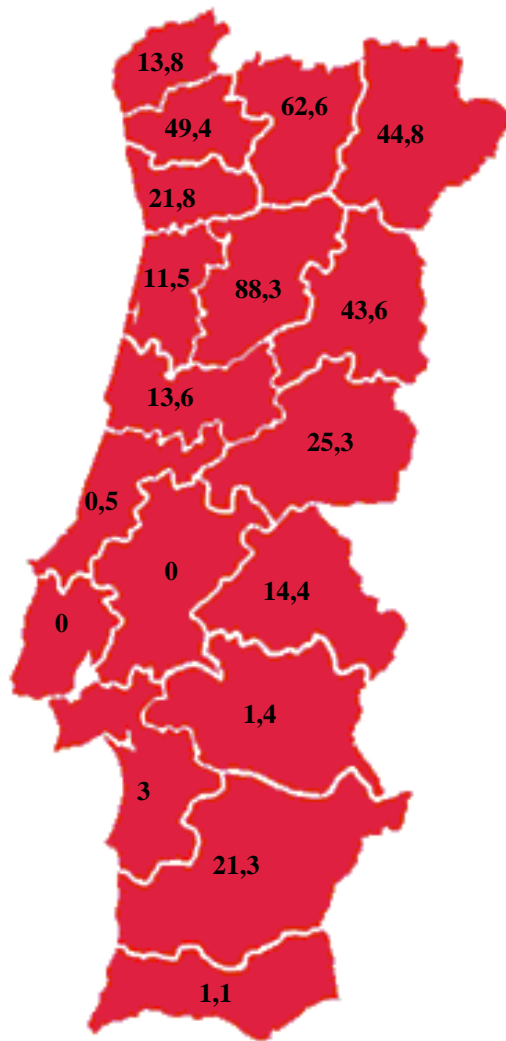


Figura 16 Distribuição da potência por distritos

No que diz respeito às potências de ligação à rede, a Figura 17 apresenta a percentagem de CMH ligadas à rede de alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão (BT).

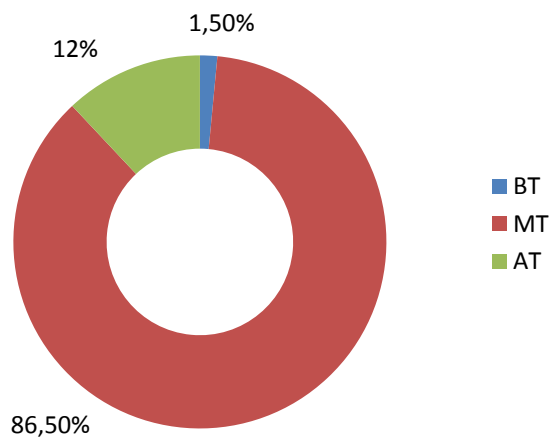


Figura 17 Ligação das CMH aos tipos de rede

A empresa EDP dispõe de um parque de CMH composto por 39 centrais totalizando uma potência de 156,7 MW. Destas, 17 são centrais de albufeira e as restantes fio de água [26].



Figura 18 Centrais Hidroelétricas EDP [27]

Na Figura 18 é possível observar a distribuição de todas as centrais hidroelétricas do grupo EDP.

3.4. MÉTODOS DE PREVISÃO USADOS NA DISSERTAÇÃO

Nesta secção é realizada uma pequena descrição dos métodos de previsão que foram utilizados na abordagem preditiva do problema.

É prática corrente, em problemas de previsão de séries temporais, utilizar técnicas estatísticas e técnicas de inteligência artificial tais como, por exemplo, redes neuronais. As técnicas de inteligência artificial são geralmente uma boa alternativa aos modelos estatísticos pois revelam, normalmente, um bom desempenho em problemas de previsão.

No entanto, estas técnicas exigem muita perícia na especificação da arquitetura, das funções intervenientes, entre outros. Assim, neste trabalho optou-se por iniciar o estudo da previsão do caudal aplicando modelos estatísticos: o modelo de *Holt-Winters* e modelos ARMAX - modelos autorregressivos de média móvel com variáveis exógenas.

À partida existe uma grande diferença entre os dois. Enquanto que o método *Holt-Winters* apenas utiliza valores passados para efetuar a previsão, o método ARMAX pode incluir pelo menos uma variável externa, para além de valores passados do que se pretende prever.

Estas duas técnicas não exigem tarefas de otimização que requeiram a intervenção do utilizador, nem necessitam de grande poder computacional.

Em seguida descrevem-se as duas técnicas estatísticas aplicadas na previsão do caudal.

3.4.1. *HOLT-WINTERS*

O modelo *Holt-Winters* [28] está incluído nos modelos de alisamento exponencial. Este modelo pode ser aplicado a séries temporais que apresentam uma tendência e uma sazonalidade e apenas utiliza valores passados do caudal para prever valores futuros do mesmo. Assim, se uma série temporal Y_1, Y_2, \dots, Y_t apresentar uma tendência e uma sazonalidade de período d , então a seguinte expressão pode ser usada para prever futuros valores da série:

$$Y_{t+h} = \hat{a}_t + \hat{b}_t h + \hat{c}_{t+h}, \quad h = 1, 2, \dots \quad (3)$$

em que $\hat{a}_t, \hat{b}_t, \hat{c}_t$ são os coeficientes do nível de tendência, declive da tendência e da componente sazonal no momento t , expressos pelas seguintes expressões, respetivamente:

$$\hat{a}_{t+1} = \alpha(Y_{t+1} - \hat{c}_{t+1-d}) + (1 - \alpha)(\hat{a}_t + \hat{b}_t), \quad (4)$$

$$\hat{b}_{t+1} = \beta(\hat{a}_{t+1} - \hat{a}_t) + (1 - \beta)\hat{b}_t, \quad (5)$$

$$\hat{c}_{t+1} = \gamma(Y_{t+1} - \hat{a}_{t+1}) + (1 - \gamma)\hat{c}_{t+1-d}, \quad (6)$$

$$\hat{c}_{t+h} = \hat{c}_{t+h-kd}, \quad h = 1, 2, \dots, \quad \text{em que } t + h - kd \leq t \quad (7)$$

α, β e γ são parâmetros de ponderação que tomam valores entre 0 e 1. Estes parâmetros podem ser predefinidos à partida ou estimados de forma a otimizar determinada quantidade de interesse, por exemplo, de forma a minimizar o valor de determinada métrica de avaliação do erro de previsão dentro da série.

As condições iniciais são as seguintes:

$$\hat{a}_{d+1} = Y_{d+1}, \quad (8)$$

$$\hat{b}_{d+1} = \frac{Y_{d+1} - Y_1}{d}, \quad (9)$$

$$\hat{c}_i = Y_i - \left(Y_1 + \hat{b}_{d+1}(i - 1) \right), \quad i = 1, \dots, d + 1, \quad (10)$$

3.4.2. MODELO ARMAX

O modelo autorregressivo médias móveis com variáveis exógenas (ARMAX) tem origem num modelo do tipo autorregressivo de média móvel, do inglês *Auto-Regressive Moving Average* (ARMA) [28]. Esta metodologia é amplamente difundida em várias áreas de conhecimento, e permite estimar uma variável endógena Y através de uma ou mais variáveis exógenas X_1, X_2, \dots , que podem ou não estar desfasadas no tempo. Este modelo pode ser descrito pela expressão seguinte:

$$\Phi(B)y_t = \Xi(B)x_{t-\alpha} + \Theta(B)\varepsilon_t \quad (11)$$

Onde $x_{t-\alpha}$ representa a variável externa, y_t a resposta do modelo, ε_t o ruído branco (sequência de variáveis aleatórias independentes, normalmente distribuídas de média zero e variância constante σ^2 : $\varepsilon_t \sim N(0, \sigma^2)$), α o *lag* entre a resposta do modelo e a variável externa, e B o operador de desfasamento. Os polinómios Φ , Ξ e Θ são expressos por:

$$\Phi(B) = 1 + \phi_1 B + \phi_2 B^2 + \dots + \phi_{n\phi} B^{m\phi} \quad (12)$$

$$\Xi(B) = 1 + \xi_1 B + \xi_2 B^2 + \dots + \xi_{n\xi} B^{m\xi} \quad (13)$$

$$\Theta(B) = 1 + \theta_1 B + \theta_2 B^2 + \dots + \theta_{n\theta} B^{m\theta} \quad (14)$$

Este modelo torna-se útil por poder incluir uma variável para além daquela que se pretende prever e assim poder contribuir para uma melhoria da previsão.

Este modelo é, habitualmente, estimado pelo método dos mínimos quadrados ordinários (MQO).

3.5. AVALIAÇÃO DO ERRO DE PREVISÃO

A avaliação da capacidade preditiva dos modelos é fundamental para determinar a qualidade das previsões. Para este efeito existe larga gama de métricas, destacando-se as seguintes:

- Erro percentual (EP)

$$PE_t = \frac{P_{real_t} - P_{prev_t}}{P_{real_t}} 100 \quad (15)$$

- *Mean deviation* (BIAS)

$$BIAS = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N \frac{P_{real_t} - P_{prev_t}}{P_{real_t}} \quad (16)$$

- *Mean absolute percentage error* (MAPE)

$$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N \frac{|P_{real_t} - P_{prev_t}|}{P_{real_t}} \quad (17)$$

- *Mean square error* (MSE)

$$MSE = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N (P_{prev_t} - P_{real_t})^2 \quad (18)$$

- *Root mean square error* (RMSE)

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N (P_{prev_t} - P_{real_t})^2} \quad (19)$$

4. PREVISÃO DO CAUDAL PARA A CENTRAL DE PENIDE

Nos capítulos anteriores, fez-se uma introdução de conceitos teóricos e descritivos fundamentais à previsão de produção de energia em CMH. Este capítulo é dedicado à modelação e previsão, por aplicação dos conceitos apresentados, de dados de caudal registados na central de Penide.

Dado o comportamento extremamente variável observado nos gráficos da potência injetada para um período de 3 anos na central em estudo (Figura 20, Figura 21 e Figura 22), que poderá ser explicado, em parte, por estratégias de operação da central, optou-se por não modelar diretamente a produção, mas modelar e prever o caudal afluente.

Na verdade, conhecendo uma previsão do caudal num determinado instante, é possível obter, através de uma relação conhecida entre o caudal e a potência, uma estimativa da produção para esse mesmo instante. A estimação da potência em função dos valores previstos do caudal afluente é apresentada no capítulo seguinte (Capítulo 5).

O capítulo inicia-se com uma pequena descrição da CMH analisada neste trabalho. Segue-se o estudo das variáveis consideradas para este problema, o estudo correlacional entre elas e, por fim, apresentam-se os resultados obtidos por aplicação dos métodos de previsão referidos aos dados em estudo.

4.1. CASO E DADOS DE ESTUDO

A central escolhida como caso de estudo foi a central de Penide, situada no curso de água do Cávado no concelho de Barcelos, distrito de Braga. Esta tem uma potência total instalada de 4,9 MW divididos em dois grupos turbina-gerador, um com 1.9 MW e outro 3 MW, sendo as turbinas do tipo Kaplan (vertical).

A figura seguinte, Figura 19, apresenta uma fotografia desta mesma central hidroelétrica.



Figura 19 Fotografia da central de Penide

A obtenção de dados é sem dúvida uma fase crucial, já que o acesso a dados credíveis é bastante difícil. No que à EDP diz respeito existiu uma grande disponibilidade para o fornecimento de todo o tipo de informação. Foram estabelecidos contactos tanto a nível interno, com a EDP Produção, como externo, com o Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA). Da minha parte e com a ajuda dos professores, foram, também, estabelecidos contactos com o IPMA e com o Instituto Superior Técnico da Universidade de Lisboa (IST). Destes contactos com o IPMA, foi apresentada uma contrapartida financeira, na qual não foi possível atender. Estando esta hipótese excluída entrou-se em contacto com o IST, na pessoa do Professor Delgado Domingos, que se mostrou disponível a fornecer dados. Assim, foram disponibilizados dados de precipitação para diferentes

distâncias e também dados de temperatura. No entanto, os dados fornecidos referem-se a dados previsionais obtidos por um método de previsão numérico do tempo e apenas dizem respeito ao período de setembro a dezembro de 2013.

Da parte da EDP foram disponibilizados dados relativos à potência, para um período de vários anos, e caudal, tanto afluente como turbinado, desde 2012.

4.2. ESTUDO DAS VARIÁVEIS ASSOCIADAS AO PROBLEMA

Uma das etapas mais importantes para a construção de um modelo de previsão passa pelo estudo e análise de variáveis que estão, direta ou indiretamente, relacionadas com o caudal afluente de uma CMH.

4.2.1. POTÊNCIA INJETADA

A potência injetada é antes de mais uma variável a analisar, por se tratar da variável que se pretende prever, em termos finais, e porque se pretende perceber o seu comportamento.

Ao analisar o comportamento desta variável ao longo de 3 anos é possível verificar a existência de grandes diferenças nestes mesmos anos. Nas figuras seguintes é possível visualizar os valores da potência injetada na rede para os anos 2011, 2012 e 2013.

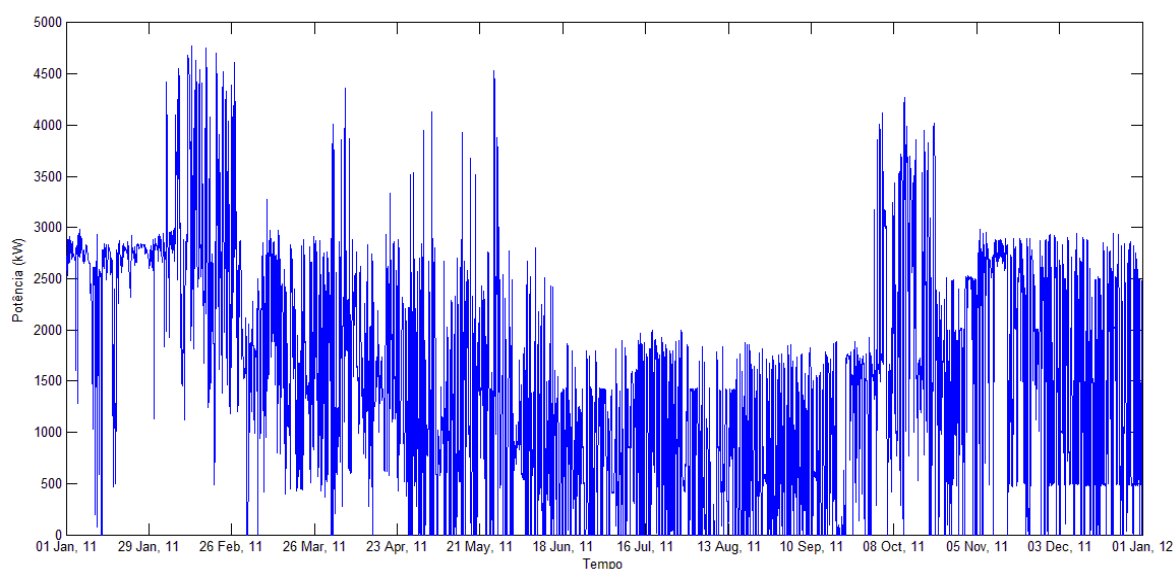


Figura 20 Potência injetada na rede pela CMH de Penide em 2011

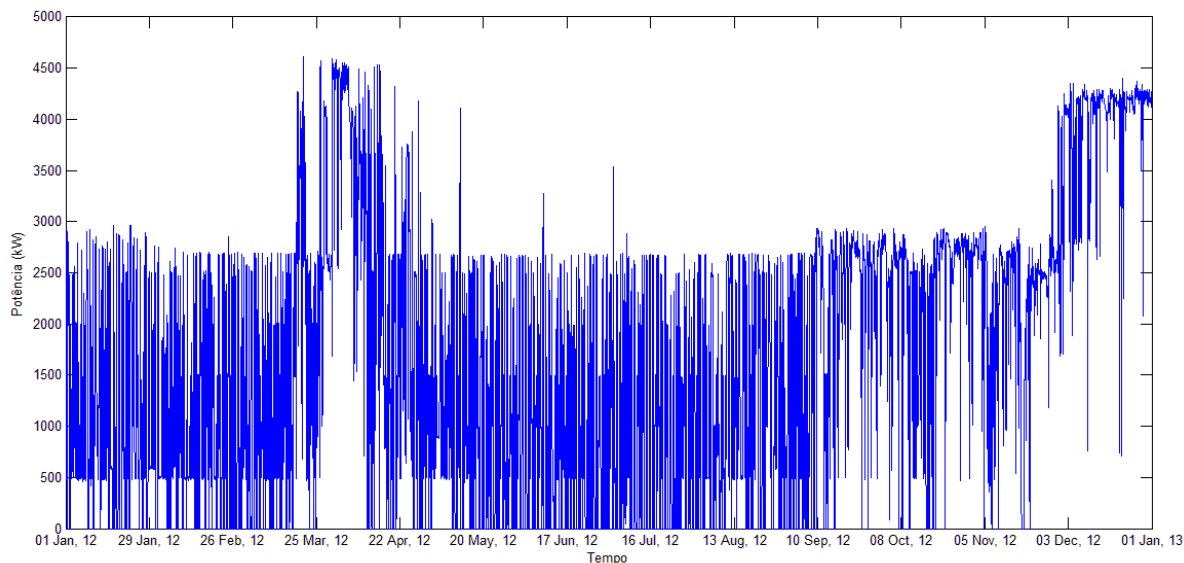


Figura 21 Potência injetada na rede pela CMH de Penide em 2012

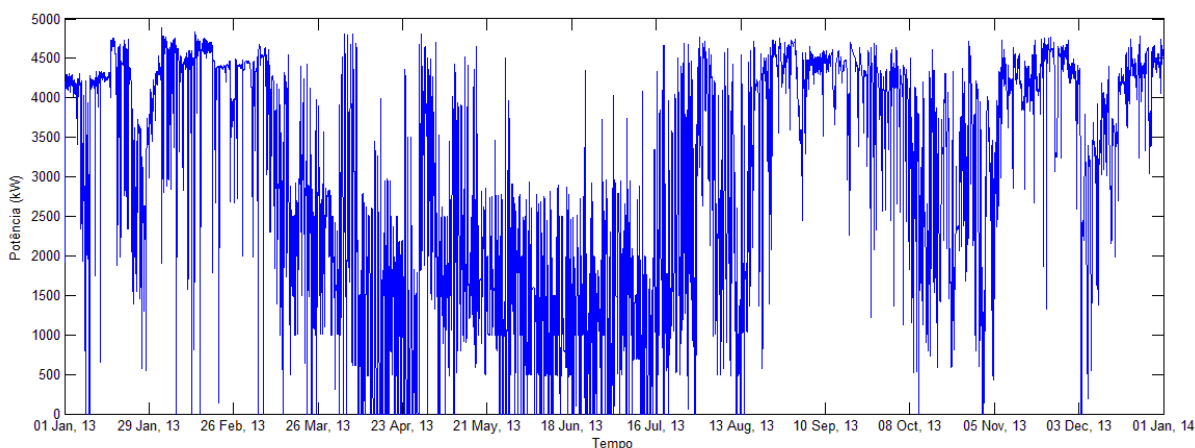


Figura 22 Potência injetada na rede pela CMH de Penide em 2013

Da análise das figuras é possível constatar que existe uma grande variação da potência injetada. A potência injetada varia entre 0 e quase 5 MW. Um nível de produção nulo verifica-se com grande frequência na Figura 21, fruto de um ano hidrológico seco. Por outro lado, na Figura 22 é possível observar que a potência se aproxima em vários momentos da capacidade máxima instalada. Esta situação contrasta em termos hidrológicos com a situação anterior.

A Figura 23 mostra a evolução da potência na central de Penide para uma semana típica do mês de junho em que é possível observar os períodos de paragem.

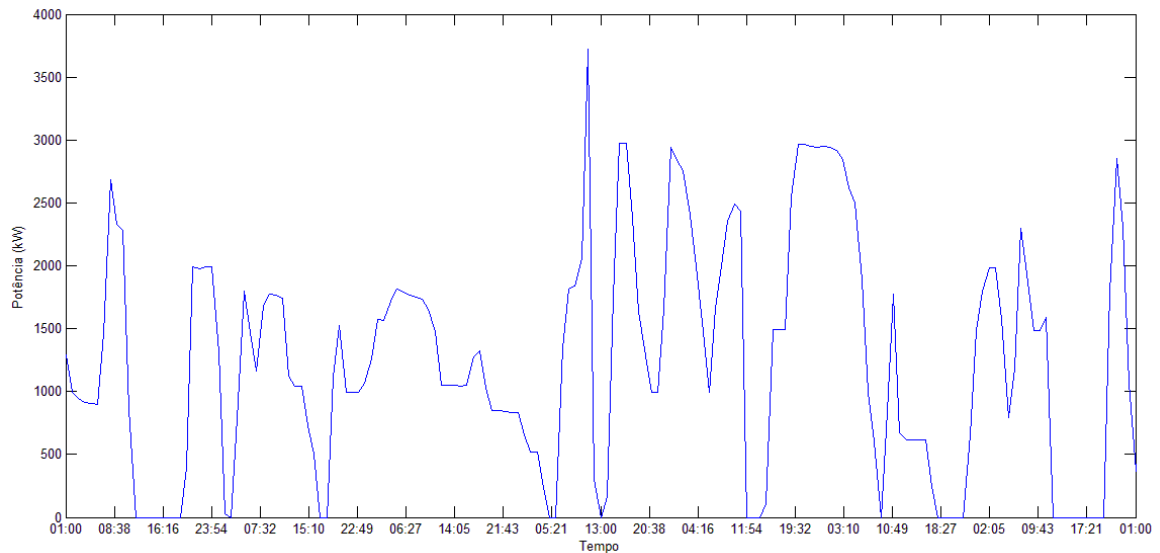


Figura 23 Potência na central de Penide numa semana de junho

Como se pode verificar não é notória nenhuma periodicidade nos períodos de produção nula.

Esta situação não é comum a todas as centrais. Analisando a central de Guilhofrei (albufeira), identificou-se um comportamento diferente, como é possível observar pela Figura 24.

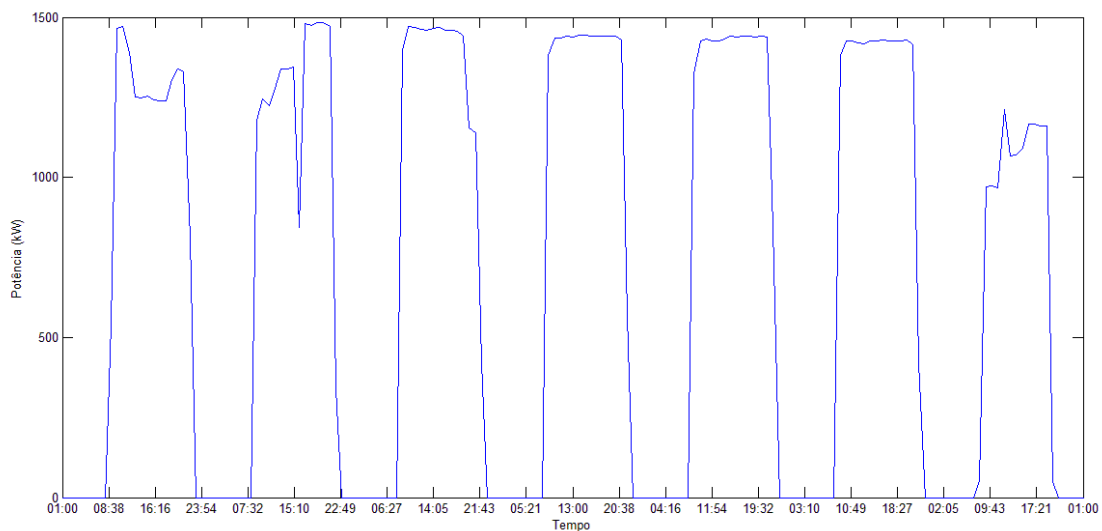


Figura 24 Potência na central de Guilhofrei para a mesma semana de junho

Analisando a Figura 24, é possível verificar que a produção da central se efetua, aproximadamente, entre as 9 e as 21 horas. Esta estratégia de operação deve-se ao facto da

existência de uma albufeira que permite uma gestão mais eficiente da água. Desta forma, a central pode optar por produzir nos períodos que mais lhe convier.

4.2.2. CAUDAL AFLUENTE

O caudal de um curso de água é o fator mais importante para uma CMH. É a partir deste condicionante que toda a central é dimensionada. A energia produzida depende unicamente da quantidade e velocidade da água que passa na turbina. A Figura 25 e a Figura 26 apresentam a evolução do caudal afluente para a central de Penide no ano de 2012 e 2013, respetivamente.

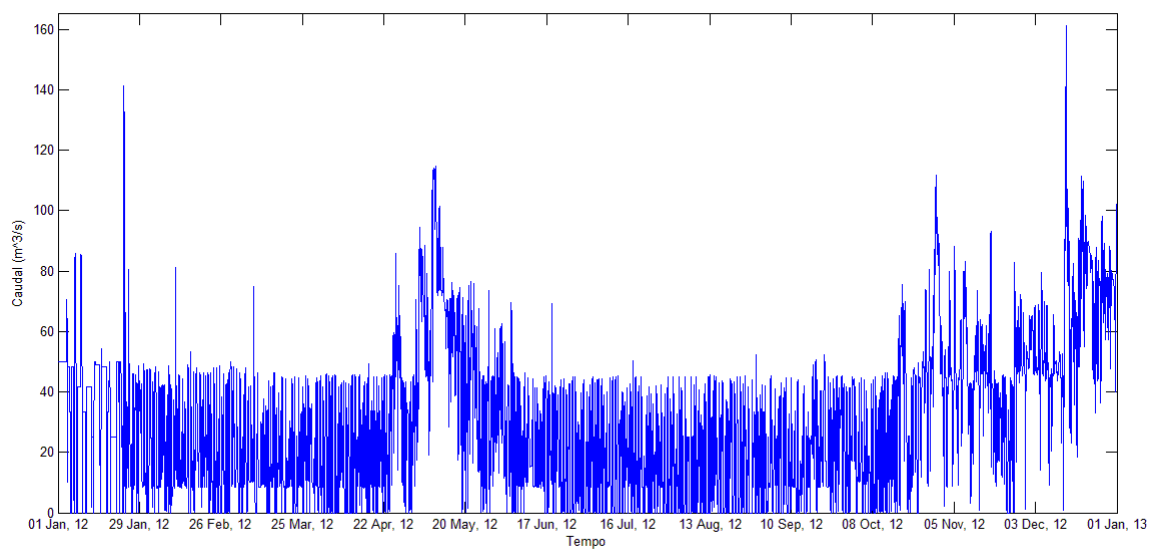


Figura 25 Caudal afluente da CMH de Penide no ano de 2012

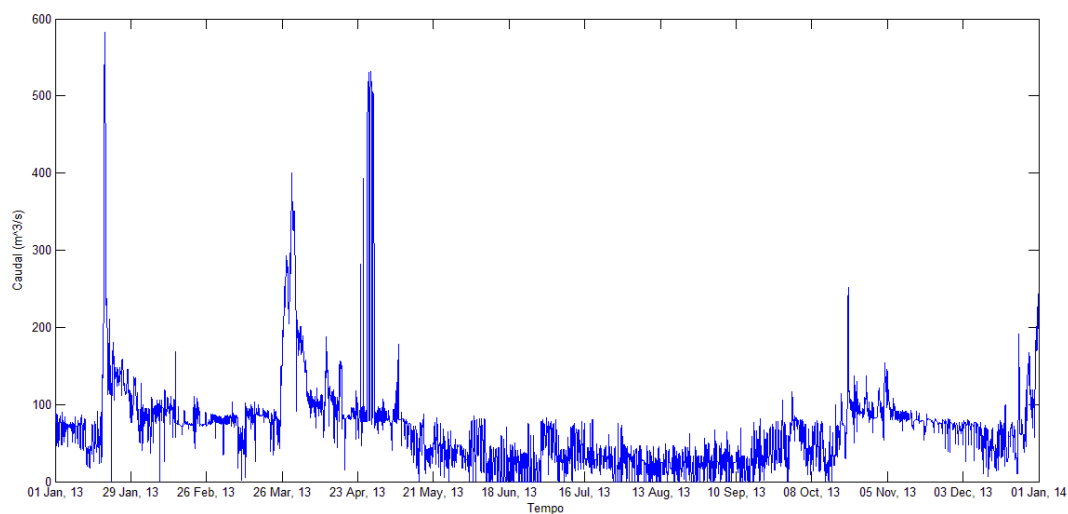


Figura 26 Caudal afluente da CMH de Penide no ano de 2013

O caudal afluyente representa o caudal que “sai” da central, ou seja, é determinado pela soma do caudal que é turbinado e o caudal que é descarregado.

É possível observar nas figuras anteriores que o caudal afluyente toma, por vezes, valores nulos. Isto poderá ser explicado por em determinados momentos o nível da água se situar abaixo do açude, em conjunto com uma paragem na produção.

É também possível observar que existe alguma relação entre a potência produzida e o caudal afluyente, embora esta não revele a intensidade esperada. Esta fraca relação pode ser justificada pelo facto da produção de energia poder ser, totalmente ou em parte, controlada, ao contrário do caudal. Assim, e uma vez que a produção pode depender de decisões operacionais, decidiu-se efetuar a previsão do caudal afluyente dado que este depende apenas de condições alheias à central. O conhecimento da previsão do caudal afluyente num determinado instante de tempo t , permite obter uma estimativa da potência produzida com esse caudal nesse mesmo instante, o que poderá auxiliar os gestores da produção nas tomadas de decisão diárias (horárias).

4.2.3. PRECIPITAÇÃO

A precipitação será, à partida, o fator que mais influência o caudal e por esse motivo é alvo de análise e de estudo neste trabalho.

Os dados de precipitação foram obtidos através de um modelo de previsão meteorológico, tratando-se por isso de valores previstos, como foi referido no início deste capítulo (4.1). Na Figura 27 é apresentada a evolução da precipitação para o período de setembro a dezembro de 2013.

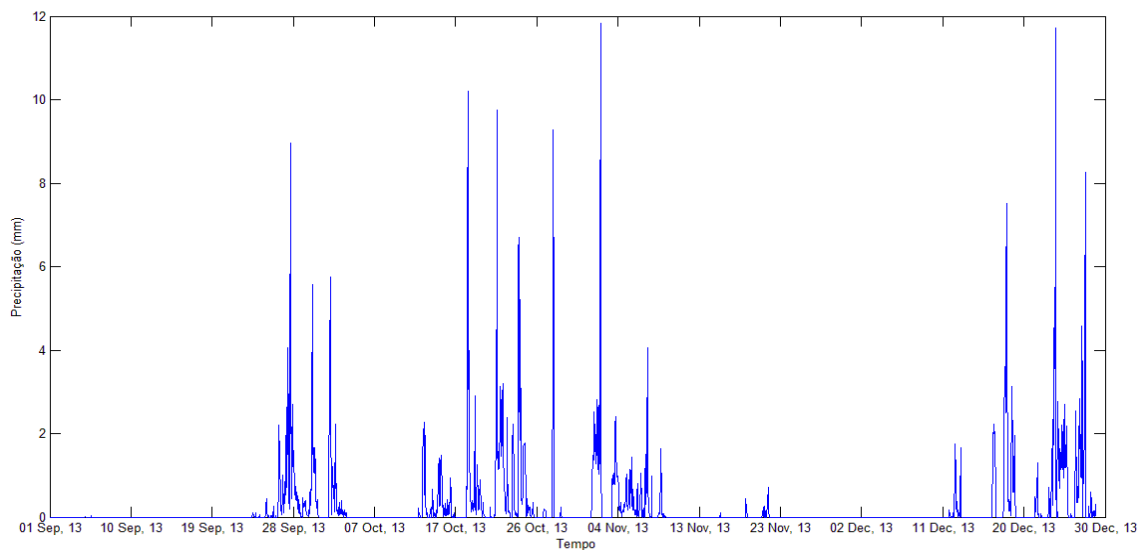


Figura 27 Precipitação ocorrida na central de Penide

Relativamente à precipitação, colocou-se a hipótese do valor desta quantidade depender do local (ao longo do curso de água) onde foi registada. Por este motivo, requisitou-se ao IST dados de precipitação para diferentes distâncias a montante da central ao longo do curso de água, a fim de averiguar esta possibilidade. Os dados de precipitação requeridos foram definidos para as distâncias de 1, 10 e 20 km. Na seguinte figura (Figura 28) são apresentados os valores de precipitação para estas distâncias.

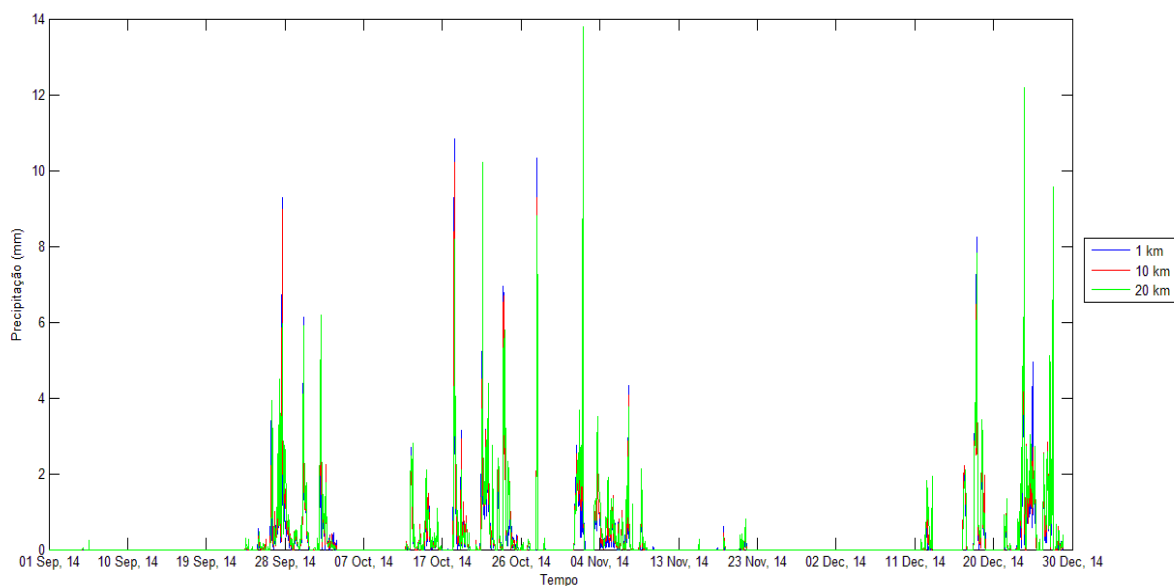


Figura 28 Precipitação a 1, 10 e 20 km da CMH

Como é possível observar, as diferenças existentes entre estas distâncias são muito baixas, pelo que se concluiu desprezável a influência das diferenças de valor de precipitação para estas distâncias.

4.2.4. TEMPERATURA

A temperatura foi outra variável considerada como podendo ter influência na produção de energia, tendo sido também objeto de estudo e comparação com as outras variáveis. Na Figura 29 é possível observar a evolução da temperatura no período em questão.

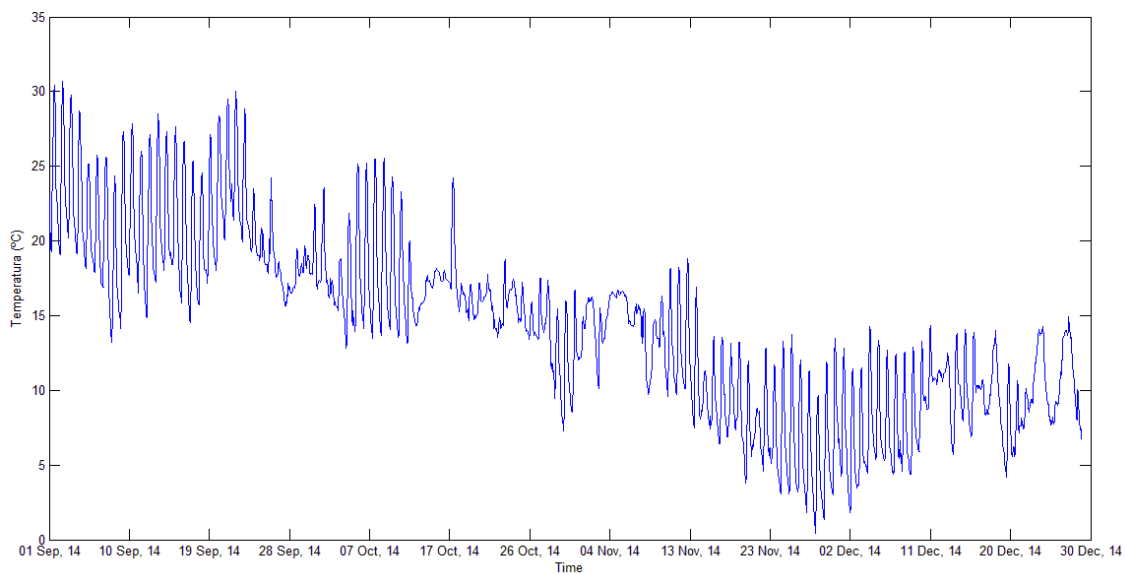


Figura 29 Temperatura registada na central de Penide

4.3. RELAÇÃO ENTRE AS VARIÁVEIS

Depois de uma análise preliminar das variáveis temperatura, precipitação, caudal e potência, e com o objetivo de perceber quais as variáveis a usar no modelo de previsão para o caudal, avaliou-se a existência de correlação entre o caudal, a precipitação e a temperatura. Para isso, recorreu-se ao *software Matlab R2013b* através da função `crosscorr` que implementa o coeficiente de correlação cruzada, para determinar o grau de correlação linear entre pares de variáveis desfasadas de diferentes períodos de tempo (*lag*). A expressão do coeficiente de correlação cruzada empírico entre as variáveis X e Y é:

$$\hat{r}_{XY}(h) = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^{n-h} (x_{t+h} - \bar{x})(y_t - \bar{y}) \quad (20)$$

onde \bar{x} e \bar{y} , são as médias de duas amostras de observações de X e Y, respectivamente, e h é o *lag*.

4.3.1. CAUDAL E PRECIPITAÇÃO

O caudal é a variável que pretendemos modelar e prever e a precipitação será, à partida, o fator que mais influencia o caudal. Para além de analisar a relação entre estas duas variáveis pretende-se igualmente determinar o atraso temporal entre o momento em que ocorre a precipitação e em que esta se reflete ao nível do caudal.

Foi então executada a função `crosscorr`, cujos parâmetros de entrada são aqui os valores do caudal, os valores da precipitação e o valor do *lag* máximo a ser considerado. Note-se que o período temporal em análise corresponde ao período de setembro a dezembro de 2013, já que apenas se conseguiram obter os valores das previsões da precipitação para esse período.

A figura seguinte (Figura 30) mostra os valores da correlação linear entre as variáveis caudal e precipitação para diferentes valores do *lag*.

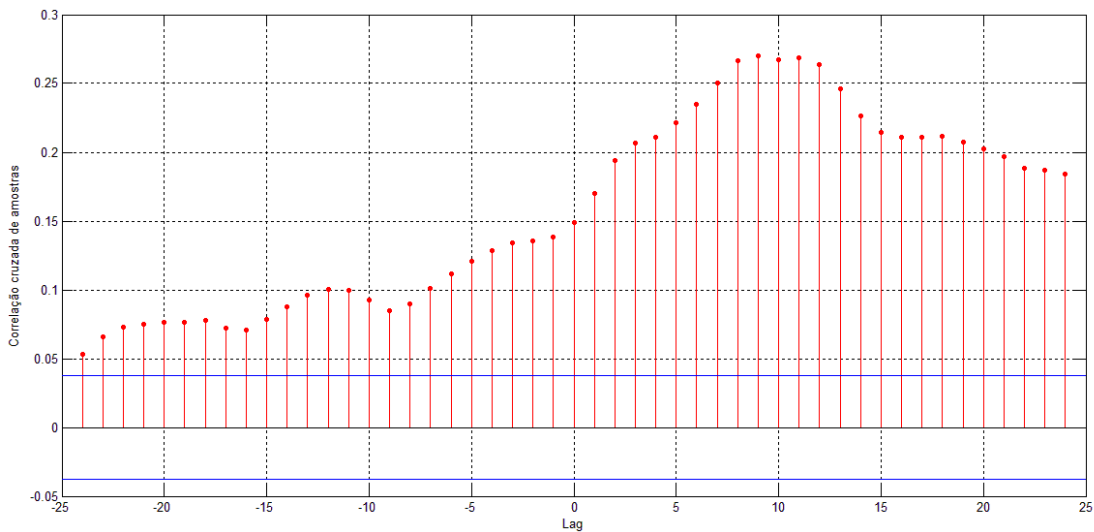


Figura 30 Correlação cruzada entre o caudal e a precipitação

Como se pode verificar o valor mais elevado do coeficiente de correlação (aproximadamente 0,27 -- correlação fraca a moderada) correspondente a um *lag* de 9, ou seja, a relação linear mais forte foi observada entre os valores do caudal no instante t e os valores da precipitação registados 9 horas antes (instante $t-9$).

Este valor é bastante baixo para se provar matematicamente a existência de uma relação entre o caudal e a precipitação, o que à partida não seria de esperar. No entanto, isto poderá ser explicado pelas seguintes hipóteses: a não repercussão no caudal de curtos períodos de precipitação, ou seja, ocorre precipitação mas o caudal não varia; o decréscimo do caudal quando não existe precipitação; e, também, pelo facto de os dados de precipitação não serem reais.

Face a estes resultados decidiu-se aplicar uma média móvel a estas variáveis de forma a suavizar as séries, e voltou-se a calcular o coeficiente de correlação cruzada. A Figura 31 apresenta a curva do caudal após a aplicação da uma média móvel aos dados.

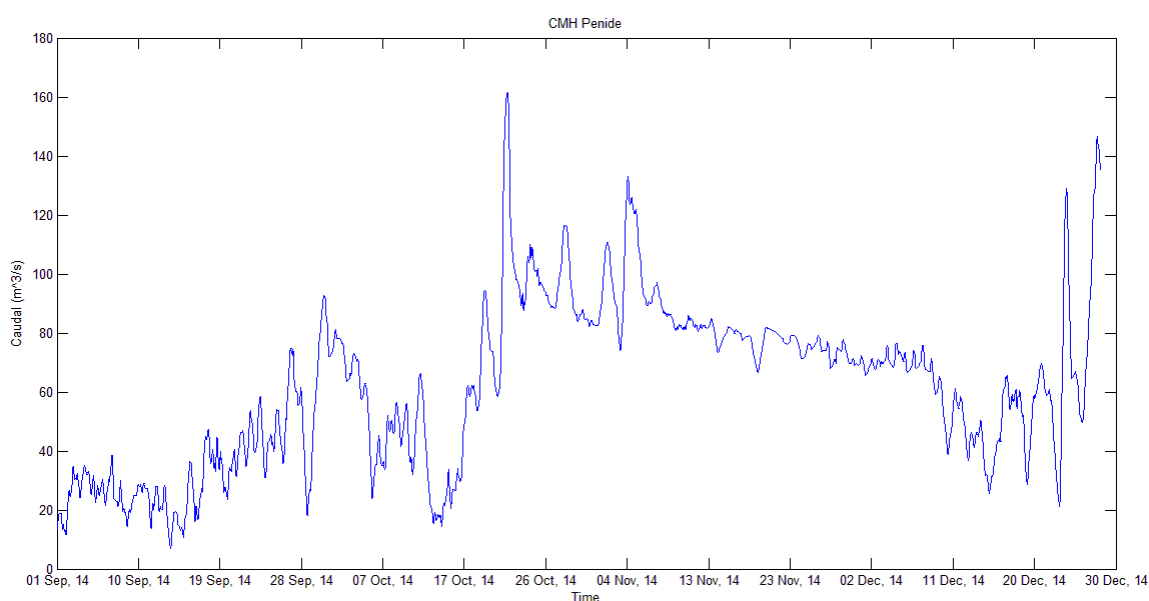


Figura 31 Caudal aplicando uma média móvel

O valor mais elevado da correlação cruzada foi obtido com uma média móvel de período 18. Considerando esta suavização, o valor mais elevado do coeficiente de correlação foi de, aproximadamente, 0,41 para um *lag* de 12 horas, como se pode observar pela Figura 32. Este valor é substancialmente maior que o anterior mas ainda assim baixo.

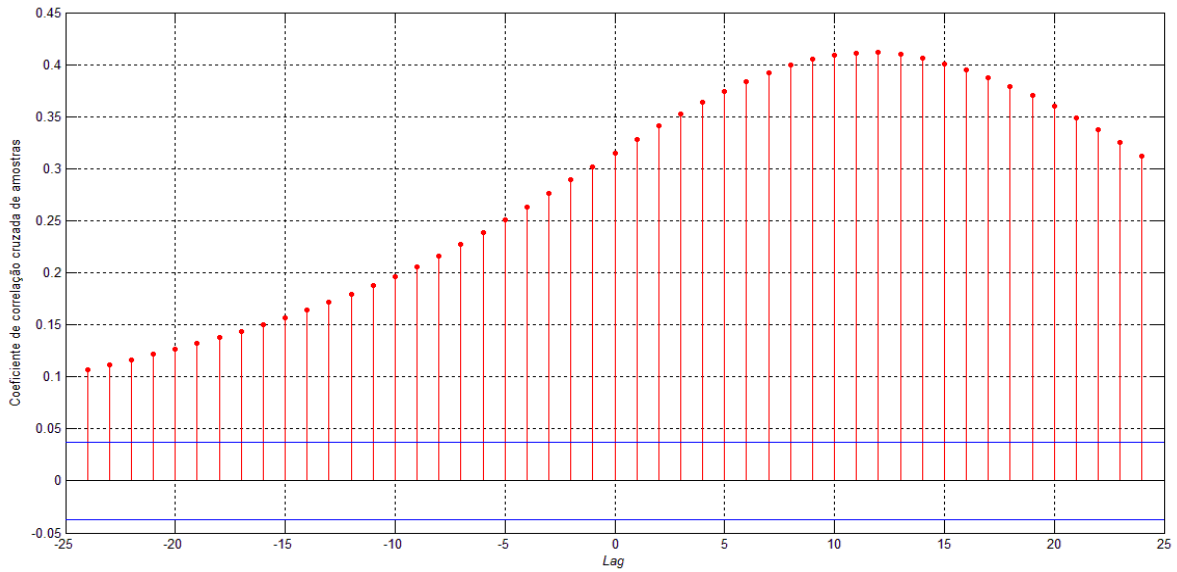


Figura 32 Correlação cruzada entre o caudal e a precipitação

O passo seguinte passou pela representação destas variáveis através de um gráfico de dispersão (veja-se a Figura 33). O objetivo é o de avaliar a existência de algum tipo de relação, diferente da linear, entre as variáveis caudal e precipitação, já que o coeficiente de correlação cruzada avalia apenas a existência relação do tipo linear.

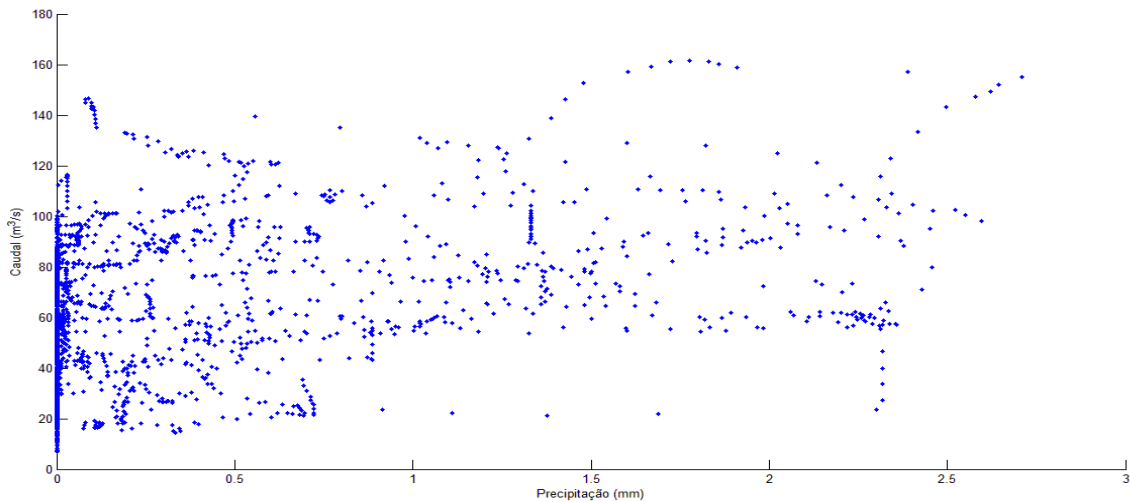


Figura 33 Gráfico de dispersão do caudal em função da precipitação

Dado que, na figura anterior, não se observou nenhum comportamento modelável parametricamente, decidiu-se então traçar um segundo diagrama de dispersão que permitisse perceber se existe alguma relação entre essas duas variáveis mas agora retirando o atraso obtido pela correlação após aplicação da média móvel, correspondente a 12 horas. Este gráfico é apresentado na Figura 34.

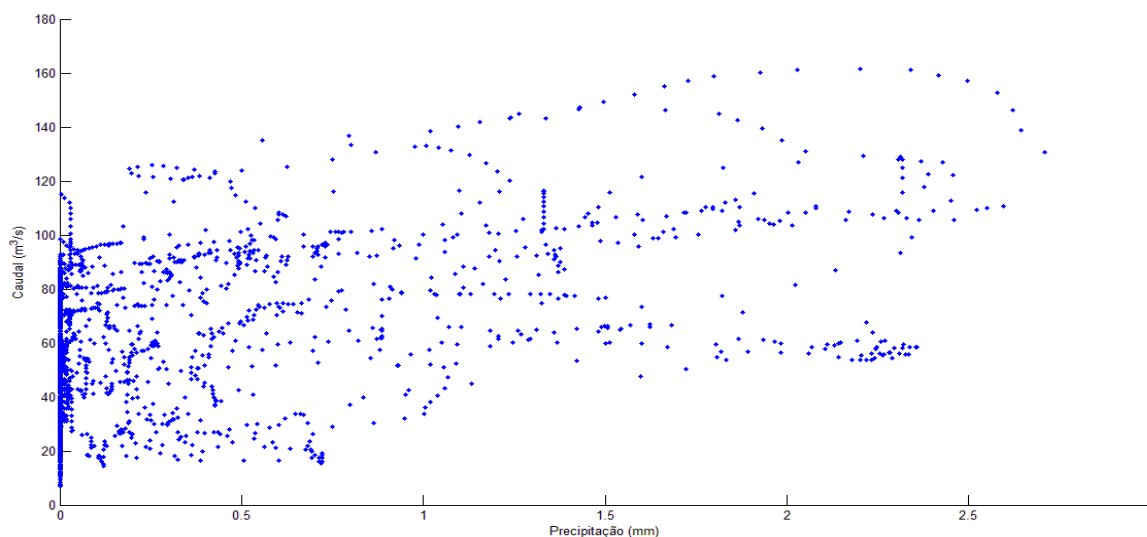


Figura 34 Gráfico de dispersão do caudal em função da precipitação retirando o atraso de 12 horas

Da análise das duas figuras anteriores, conclui-se que as diferenças não são muitas e as que existem são pouco interessantes para o estudo.

A análise realizada leva-nos a pensar que os valores da previsão da precipitação têm pouca influência nos valores do caudal afluente. Embora os resultados não tenham sido os esperados, a precipitação prevista será usada como preditor do caudal num dos modelos de previsão apresentado mais adiante¹.

4.3.2. CAUDAL E TEMPERATURA

O mesmo procedimento foi realizado para o par caudal/temperatura, de modo a compreender se a variação da temperatura se relaciona de algum modo com o caudal. Após determinar a correlação e analisar o respetivo resultado concluiu-se que existe correlação razoável entre estas duas variáveis para valores do *lag* negativo. Isto significa que o valor da temperatura num dado momento relaciona-se com o valor do caudal em momentos anteriores, o que parece não ser passível de justificação. Poderá tratar-se de uma relação espúria -- não existe nenhuma relação causa-efeito entre as duas variáveis -- sendo que esta relação pode ocorrer por pura coincidência ou por causa de uma terceira variável. Na Figura 35 pode-se observar a evolução da correlação em função do *lag*.

¹ Este fator foi usado num dos modelos de previsão do caudal porposto já que, teoricamente, seria o fator que mais influenciaria o caudal. Não nos foi, no entanto, possível perceber adequadamente o modo como esta influência é processada.

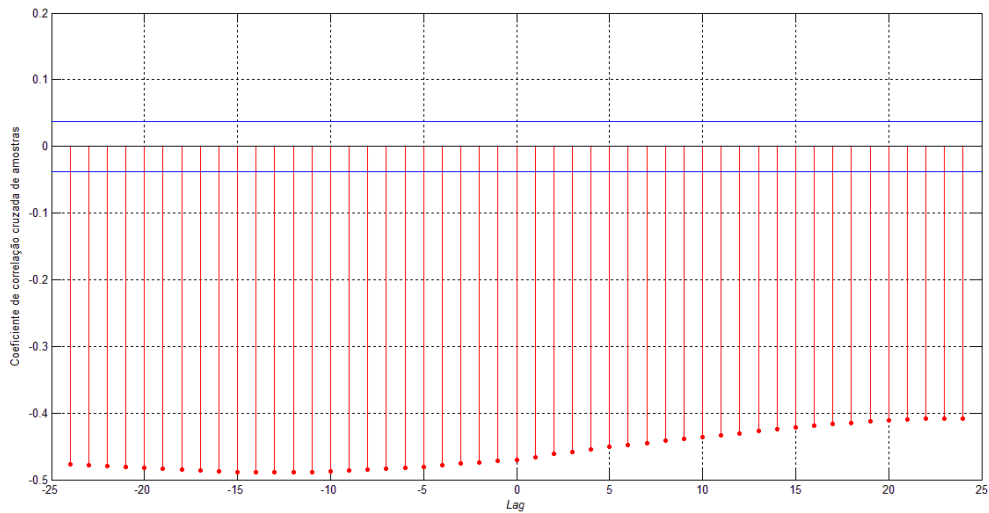


Figura 35 Coeficiente de correlação cruzada entre o caudal e a temperatura

O facto da correlação ser negativa prende-se com a relação inversa das variáveis, ou seja, ao passo que a temperatura aumenta o caudal diminui, o que parece fazer sentido. Embora no gráfico de dispersão da Figura 36 seja possível observar a diminuição do caudal com o aumento da temperatura, concluiu-se que se deve a razões naturais, ou seja, as temperaturas elevadas estão associadas a períodos mais secos que, por consequência, resulta num menor caudal.

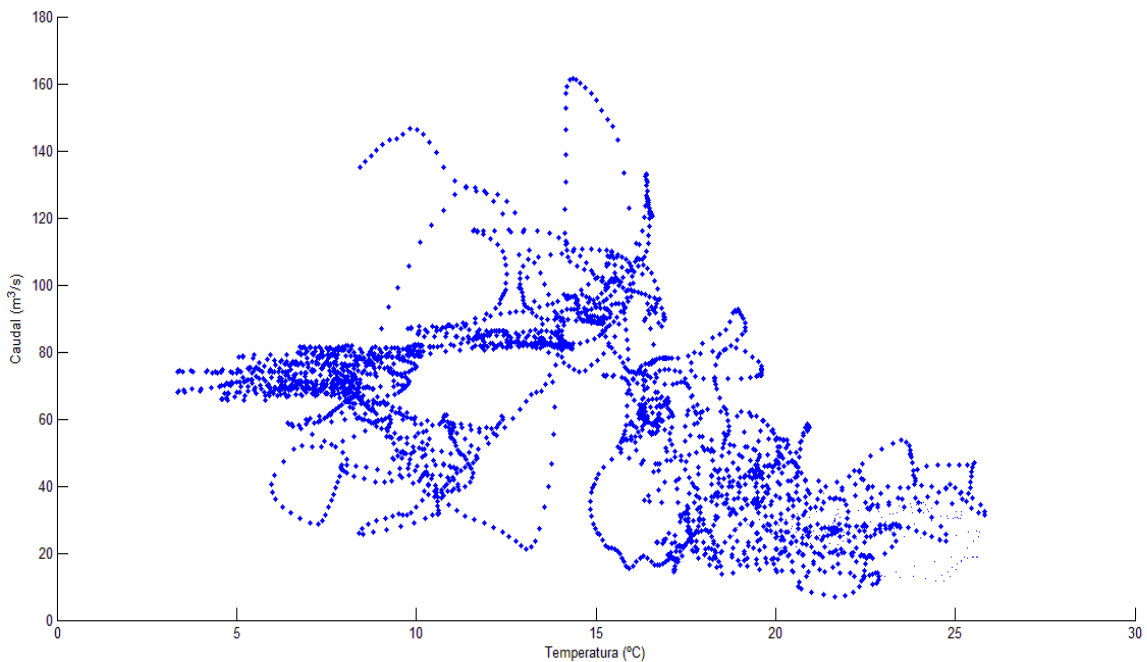


Figura 36 Gráfico de dispersão do caudal em função da temperatura

Dada a dificuldade em perceber o modo de como a temperatura influencia o caudal, optou-se por não considerar esta variável nos modelos de previsão propostos. Será, no entanto, considerado num trabalho futuro.

4.3.3. PRECIPITAÇÃO E TEMPERATURA

Para as variáveis precipitação e temperatura avaliou-se de, igual modo, a sua correlação tendo-se obtido o resultado apresentado na Figura 37.

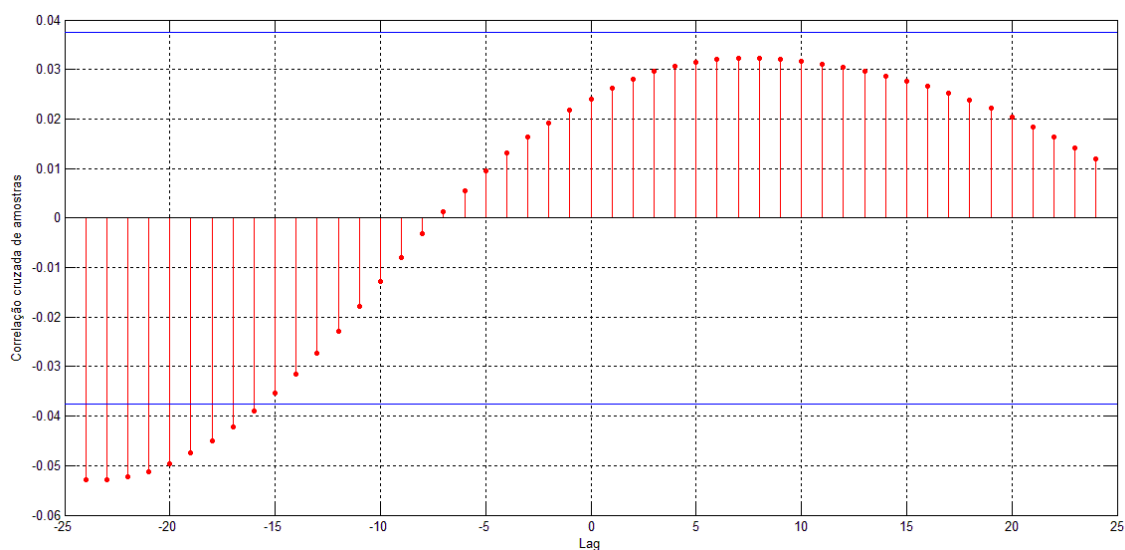


Figura 37 Correlação cruzada entre precipitação e temperatura

Os valores de correlação destas duas variáveis são extremamente baixos pelo que se conclui que não existe nenhuma relação.

4.4. MODELAÇÃO E PREVISÃO DO CAUDAL

Após o estudo efetuado anteriormente prosseguiu-se com a aplicação dos dois métodos de previsão apresentados no Capítulo 3, com o objetivo de realizar uma previsão do caudal. Estes foram alvo de uma comparação a fim de determinar o que melhor se adapta aos dados e apresenta o melhor desempenho.

4.4.1. MODELO *HOLT-WINTERS*

A aplicação deste modelo foi realizada com a ajuda do *software R* versão 3.1.1. Os parâmetros α , β e γ deste método são determinados, no *software*, pela função

HoltWinters que recorre à minimização do erro quadrático entre o valores reais e os valores ajustados (*fitted*). O modelo foi estimado com os todos dados em estudo exceto a última semana que foi considerada como conjunto de teste. O resultado do ajuste deste modelo é apresentado na Figura 38. Note-se que este modelo apenas considera valores presentes e passados do caudal para prever valores futuros desta variável.

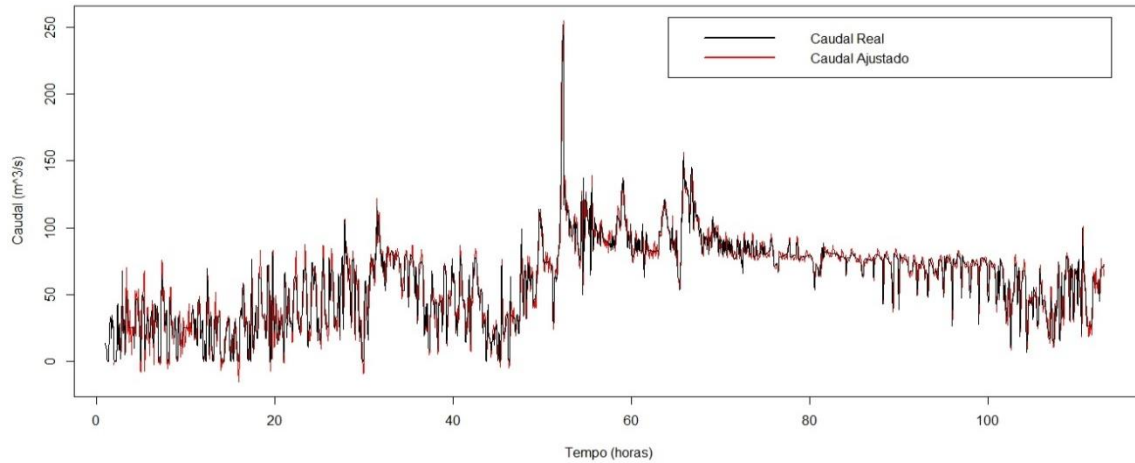


Figura 38 Caudal real e ajustado pelo método *Holt-Winters*

Para as previsões decidiu-se criar dois cenários distintos. O primeiro cenário, cenário 1, corresponde a um período de tempo onde se prevê ocorrência de precipitação em vários dias, enquanto que o cenário 2 corresponde a um período onde não se prevê a ocorrência de precipitação.

O resultado da previsão do caudal para ambos os cenários pode ser observado na Figura 39 e Figura 40.

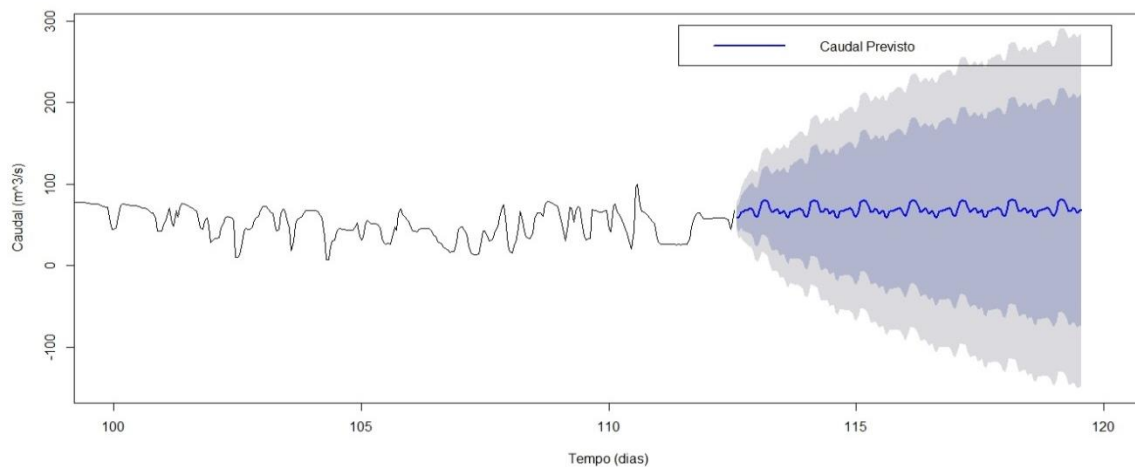


Figura 39 Caudal previsto pelo método *Holt-Winters* para o cenário 1

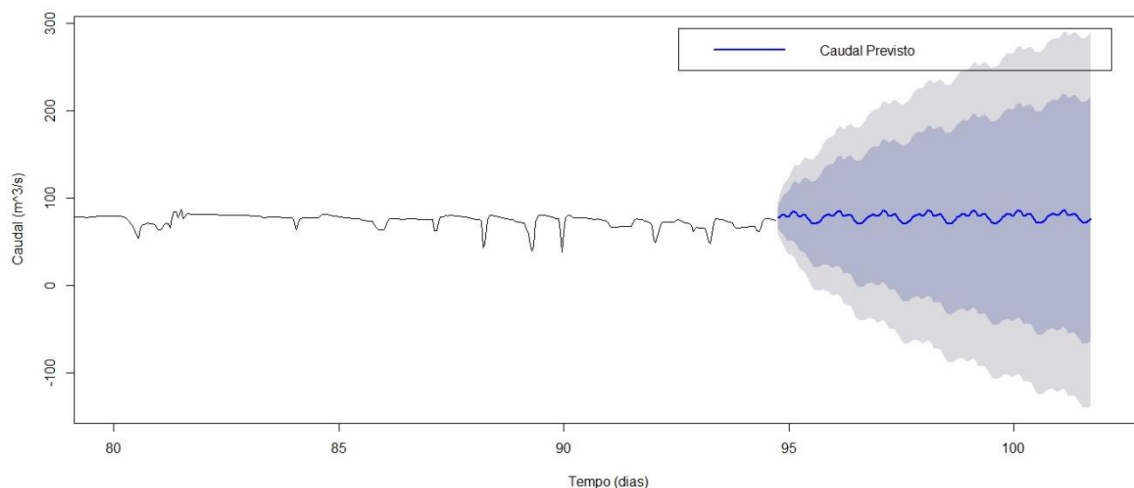


Figura 40 Caudal previsto pelo método *Holt-Winters* para o cenário 2

Após análise da figura anterior conclui-se que as previsões estão muito longe de corresponder à realidade, na medida em que este método apresenta uma resposta periódica para ambos os cenários. Mesmo no caso do cenário 1, em que ocorre precipitação, a previsão não é capaz de refletir essa ocorrência.

O MAPE para estes dois cenários de previsão são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 MAPE da previsão do caudal pelo método *Holt-Winters*

Cenário	MAPE
1	64,56%
2	19,78%

4.4.2. MODELO ARMAX

O método ARMAX, conforme descrito em 3.4.2, foi aplicado para modelar e prever os valores do caudal em função dos seus valores presente e passados e em função de valores presente e passados da variável precipitação. Para a execução computacional deste modelo foi considerada a função `armax` disponível na biblioteca *System Identification* do software Matlab. Apresenta-se em seguida a parametrização do modelo ARMAX no Matlab:

$$\begin{aligned}
y(t) + a_1y(t-1) + \dots + a_{n_a}y(t-n_a) = \\
b_1u(t-n_k) + \dots + b_{n_b}u(t-n_k-n_b+1) + \quad (21) \\
c_1e(t-1) + \dots + c_{n_c}e(t-n_c) + e(t)
\end{aligned}$$

onde $y(t)$ representa o caudal no instante t , $u(t)$ a precipitação no instante t e $e(t)$ representa o erro no instante t , que é aqui traduzido por um ruído branco. n_a , n_b , n_c e n_k são constantes relacionadas com os desfasamentos e são os parâmetros de entrada da função `armax`, para além dos dados. Para este problema, o coeficiente n_a é o número de horas passadas até onde se pretende utilizar a série do caudal. O mesmo acontece para n_b , que diz respeito à série da precipitação, e n_c referente ao erro. Quanto ao coeficiente n_k , este diz respeito ao desfasamento relativamente ao instante inicial da série da precipitação que se quer utilizar.

A especificação da constante n_a teve em consideração os valores da função de autocorrelação da variável caudal estimada pela expressão

$$\hat{r}_{XX}(h) = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^{n-h} (x_{t+h} - \bar{x})(x_t - \bar{x}) \quad (22)$$

e apresentados na Figura 41. A análise desta figura sugere $n_a=15$ já que o coeficiente de correlação mantém-se quase constante para *lag* superiores.

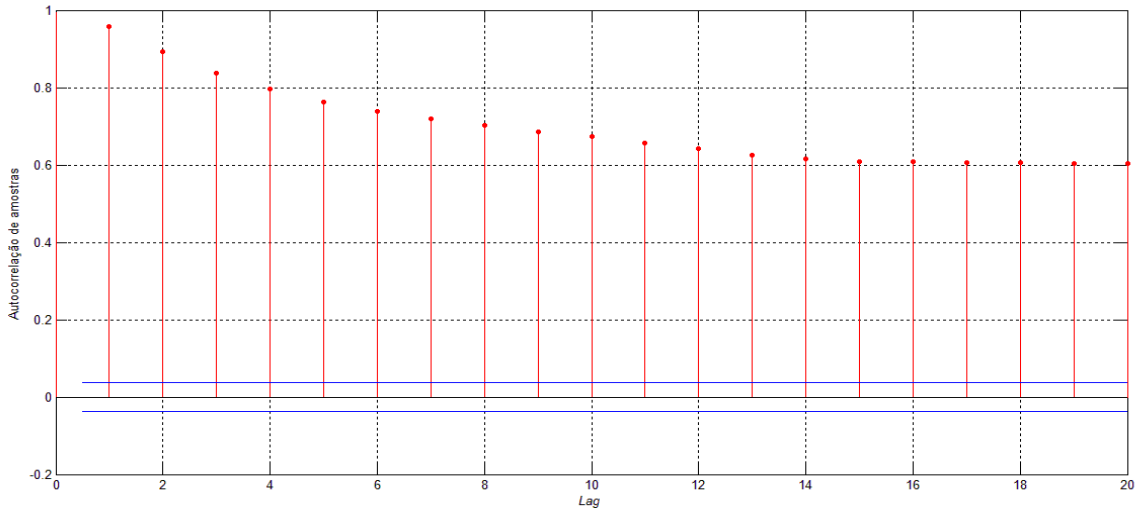


Figura 41 Autocorrelação do caudal

Para a especificação de n_b recorreu-se ao estudo, efetuado na secção 4.3.1, de avaliação da relação entre o caudal e a precipitação. Nesse estudo concluí-se que o valor mais elevado

da correlação foi observado para um *lag* igual a 12 horas, tendo-se assim considerado $n_b=12$.

Quanto a n_k decidiu-se atribuir um valor unitário, de modo a que o método utilize os mais recentes valores de precipitação, ou seja, logo a partir do instante $t - 1$.

Uma que vez n_c diz respeito à parte da variabilidade do caudal não explicada pelos seus valores passados e por valores da variável precipitação é, por consequência, mais difícil de especificar. Assim, decidiu-se atribuir a n_c o valor que maximizasse o ajuste (*fit*) do modelo aos dados reais. Este processo foi realizado através de uma função executada em *Matlab* que determina o valor do ajuste para diferentes valores de n_c . O resultado obtido definiu n_c com o valor de 9 para um ajuste correspondente a 28,47%. O nível do ajuste obtido é um pouco baixo, o que faz prever que os resultados obtidos para a previsão do caudal não sejam muito bons. A Figura 42 apresenta o caudal real e o caudal ajustado para a parameterização definida neste modelo.

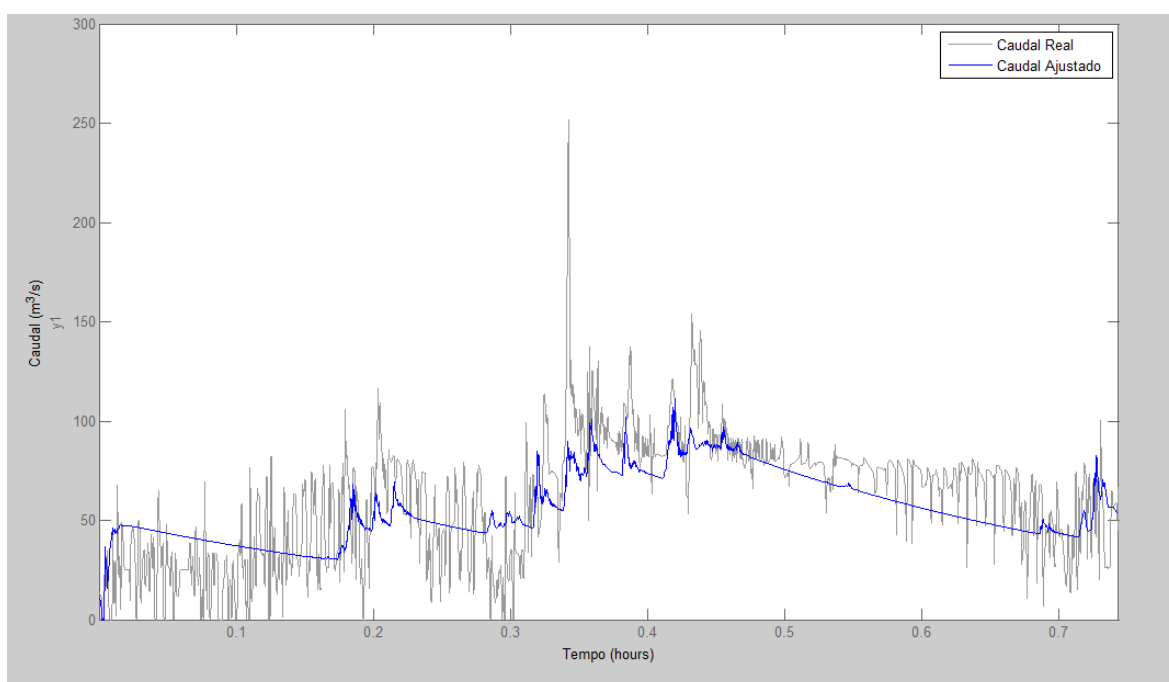


Figura 42 Caudal real e ajustado pelo modelo ARMAX

Após a especificação dos parâmetros de entrada da função `armax`, é possível obter a previsão do caudal para o período de 7 dias (previsões horárias). A Figura 43 e a Figura 44 apresentam a previsão obtida pelo método ARMAX nos dois cenários descritos.

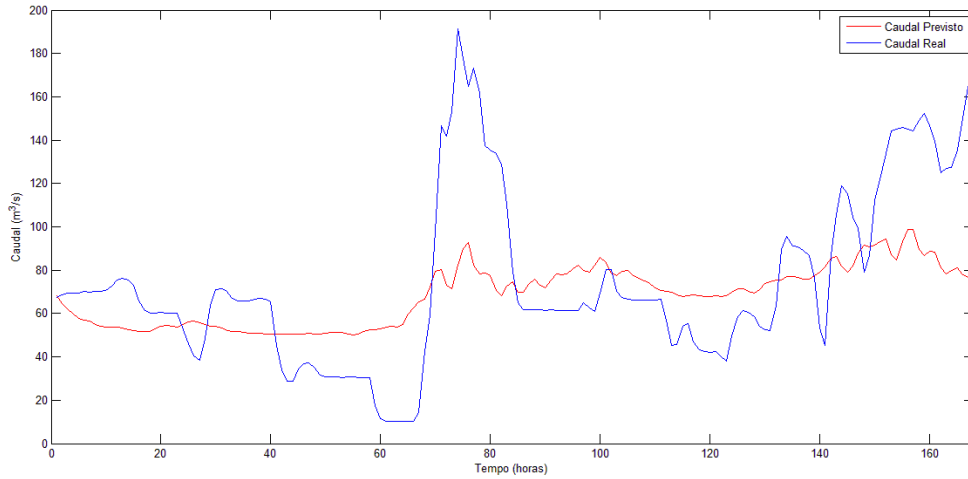


Figura 43 Previsão do caudal para o cenário 1

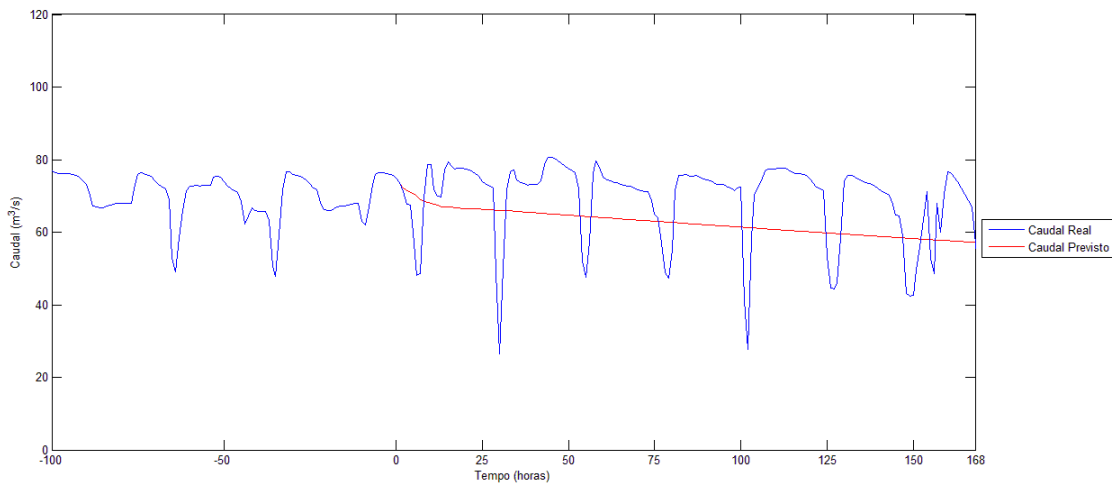


Figura 44 Previsão do caudal para o cenário 2

Como se pode observar a previsão apresenta características diferentes em ambos os cenários. Enquanto que a previsão para o cenário 2 é aproximadamente linear, para o cenário 1 a ocorrência precipitação reflete-se na previsão, ainda que bastante abaixo do esperado em termos de amplitude. Este resultado já era, de certa forma, previsível em consequência do ajuste obtido pelo modelo.

Com estes resultados determinou-se o MAPE referente a ambos os cenários, que se encontram na Tabela 6, e que refletem os resultados obtidos.

Tabela 6 MAPE da previsão do caudal pelo modelo ARMAX

Cenário	MAPE
1	50,30%
2	17,48%

Concluída a modelização e a previsão do caudal, verificam-se resultados diferentes em ambos os métodos (*Holt-Winters* e ARMAX), no entanto, ambos apresentam erros bastante elevados. Os resultados obtidos pelo método *Holt-Winters* são bastante insatisfatórios não apresentando algum tipo de variação em consequência da ocorrência de precipitação. Por outro lado, o modelo ARMAX apresenta alguma sensibilidade relativamente a este apeto, apresentando também um menor erro para ambos os cenários.

Estes resultados não nos surpreendem na medida em que a correlação entre o caudal e a precipitação é muito fraca, podendo ser explicado em parte pela introdução de erro no uso de valores previstos de precipitação neste trabalho.

No desenvolvimento desta dissertação foi ainda inicializado um estudo com outros modelos, nomeadamente, redes neuronais. No entanto, devido à escassez de tempo aliado à alta complexidade destes modelos não foi possível concluir o seu desenvolvimento.

Embora os resultados da previsão se tenham revelado pouco satisfatórios, estes serão usados no próximo capítulo com o objectivo de estimar a potência injetada.

5. ESTIMAÇÃO DA POTÊNCIA PARA A CENTRAL DE PENIDE

Este capítulo apresenta a estimação da potência injetada na rede pela central de Penide. Aqui será considerado o caudal previsto no capítulo anterior para o melhor modelo e para os cenários descritos.

Para efetuar esta estimação da potência recorreu-se a uma expressão frequentemente utilizada para estimar a potência elétrica a instalar em centrais hidroelétricas, sendo esta expressa por:

$$P_N = \gamma \times Q_N \times H_b \times \eta_c \quad (23)$$

em que P_N é a potência em kW, γ é o peso volúmico da água de valor $9,819 \text{ N/m}^3$, Q_N é o caudal nominal, H_b é a altura de queda bruta, ou seja, o desnível entre a água a montante e a jusante, em metros, e η_c é o rendimento global de todo o aproveitamento hidroelétrico.

Para a estimação da potência e tendo em conta que numa central hidroelétrica tanto o caudal como a altura de queda e o rendimento variam, foram assumidos alguns princípios. Visto que o rendimento depende principalmente do caudal e da altura de queda e que não se dispõem dos dados da variação da queda, tanto o valor do rendimento como da altura de queda foram fixados. Para altura de queda assumiu-se o valor bruto da central de Penide, ou seja, 6,8 metros, já para o rendimento definiu-se o seu rendimento global como sendo 81,6%. Esta generalização é muito utilizada, como é apresentado em [10].

Assim a expressão final utilizada para a estimação da potência é a seguinte:

$$P(t) = 9,819 \times Q(t) \times 6,8 \times 0,816 \quad (24)$$

Outra questão importante prende-se com o facto de que as turbinas têm um caudal máximo que pode ser turbinado. No caso da central de Penide este valor é de $85 \text{ m}^3/\text{s}$, o que significa que a central não tem capacidade para corresponder a valores de caudal afluyente maiores. Assim, sempre que o valor do caudal afluyente previsto for superior a $85 \text{ m}^3/\text{s}$ este é o valor utilizado para a estimação da potência.

Dito isto efetuou-se, então, a estimação da potência para cada instante do caudal previsto. Esta pode ser observada na Figura 45 e Figura 46, para o cenário 1 e 2 respetivamente.

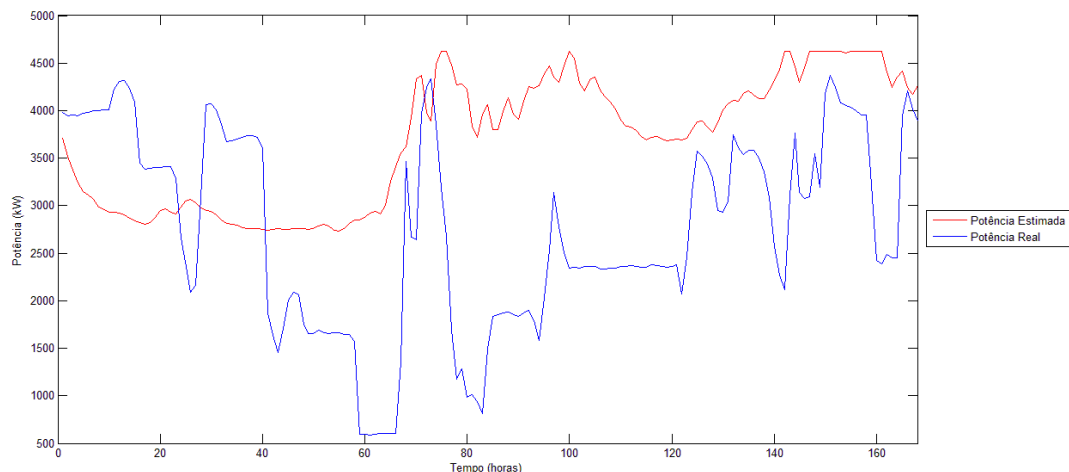


Figura 45 Potência estimada para o cenário 1

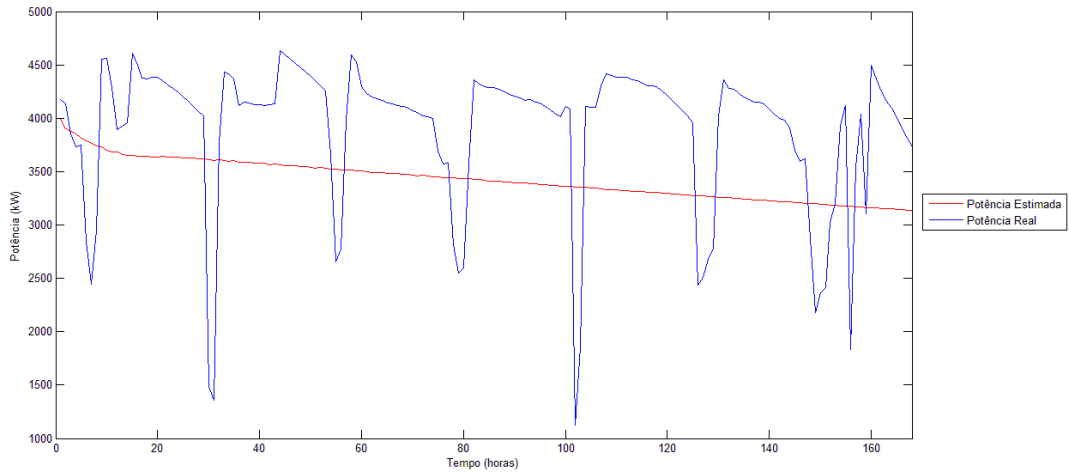


Figura 46 Potência estimada para o cenário 2

O resultado da estimação da potência para o cenário 2 era o esperado, uma vez que a previsão do caudal apresentou uma resposta praticamente linear. Já os resultados obtidos para o cenário 1 ficaram à quem do esperado. Analisando com mais detalhe os resultados para este cenário e focalizando no período a partir das 60 horas, era esperado que, face aos elevados caudais previstos, a central estivesse com uma produção elevada, o que tal não acontece. Deste modo, decidiu-se comparar estes resultados com o resultado da estimação da potência a partir do caudal real. A Figura 47 apresenta, para além da potência estimada e real, a potência estimada a partir do caudal real.

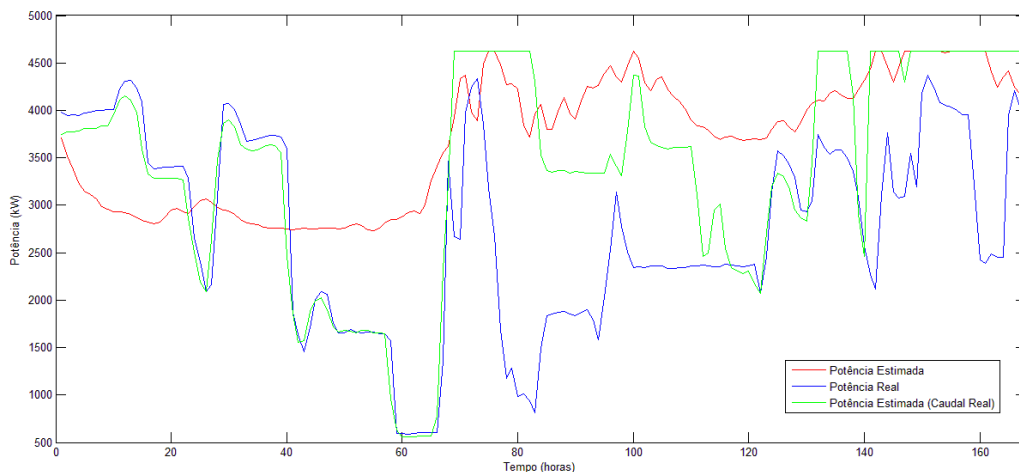


Figura 47 Potência estimada, real e estimada a partir do caudal real para o cenário 1

Como se pode verificar pela Figura 47, a estimação da potência a partir do caudal real apresenta uma pequena diferença relativamente à potência real nas primeiras 60 horas. A partir das 60 horas as diferenças acentuam-se. Assim, é possível verificar que a potência estimada a partir do caudal real aproxima-se e iguala, em determinados períodos, a potência estimada por este modelo. Deste modo, conclui-se que a central não está a aproveitar ao máximo o caudal existente, por motivos não determinados.

Após esta estimação determinou-se, novamente, o MAPE associado a estes resultados. A Tabela 7 apresenta os valores do MAPE para ambos os cenários.

Tabela 7 MAPE da estimação da potência considerando a previsão do método ARMAX

Cenário	MAPE
1	73,71%
2	21,75%

Embora fosse de esperar um aumento do erro na estimação da potência, não era esperado um erro tão elevado para o cenário 1. No entanto, esta situação já mereceu destaque anteriormente. Ainda assim, poderá ser possível para quem analisa estes dados ter uma noção do potencial produtivo que a central poderá apresentar.

6. CONCLUSÕES

Neste capítulo são avaliados os resultados alcançados realçando as limitações e problemas inerentes aos métodos e à previsão de produção em CMH. Seguidamente apresentam-se algumas sugestões no que toca a futuros desenvolvimentos para este problema.

6.1. CONCLUSÕES FINAIS

O principal objetivo deste trabalho era o desenvolvimento de um ou mais modelos de previsão da potência injetada na rede para centrais mini-hídricas, para um horizonte temporal de uma semana. Neste sentido, esta dissertação apresenta dois modelos estatísticos distintos. Estes dois modelos realizam, inicialmente, uma previsão do caudal, sendo esta posteriormente utilizada para estimar a potência.

O primeiro faz uso do modelo *Holt-Winters* para previsão do caudal afluente. Este modelo apenas utiliza valores passados do caudal para efetuar a previsão. O segundo modelo utiliza uma técnica designada por ARMAX em que para além de valores passados do caudal integra valores de precipitação.

O desempenho dos dois modelos não foi o satisfatório, tendo-se obtido erros de previsão elevados nos dois cenários considerados. O método *Holt-Winters* apresenta uma saída que

não reflete as variações da precipitação no caudal, não sendo por isso muito interessante para aplicação na resolução deste problema. Relativamente à resposta dada pelo modelo ARMAX, esta revelou-se mais interessante, na medida em que responde às variações da precipitação, apresentando um MAPE mais baixo que o primeiro modelo, no entanto, trata-se ainda assim de um erro elevado.

Posto isto, procurou-se perceber as razões para estes maus resultados. Assim, após comparar os valores da potência estimada a partir das previsões do caudal com os valores da potência estimada a partir dos valores reais do caudal foi possível verificar que existem fatores de exploração da central que condicionam o aproveitamento do caudal existente, ou seja, não existe um aproveitamento total do caudal. O uso de valores de precipitação previstos em vez de valores reais, face à sua indisponibilidade, poderá também justificar os resultados poucos satisfatórios.

Assim, é possível concluir que este problema da previsão de produção de CMH é um processo bastante difícil, face a decisões de operação das centrais. Esta é a principal razão pelo qual é bastante difícil efetuar uma previsão para este problema com elevado grau de confiança. No entanto, podem ser explorados outros modelos que não os modelos estatísticos, como se aborda nos desenvolvimentos futuros. Note-se que uma previsão adequada do caudal constituirá uma mais-valia para a gestão do sistema hídrico, já que o conhecimento desta previsão permitirá estimar o valor da potência produzida com esse caudal.

6.2. DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Face aos resultados obtidos pelos métodos desenvolvidos nesta dissertação faria todo o sentido a aplicação de modelos de inteligência artificial, capazes de apresentar bons resultados na presença de relações não lineares. Foram ainda inicializados desenvolvimentos nesta área, no entanto, devido à escassez de tempo aliado à alta complexidade dos modelos de inteligência artificial não foi possível concluir o seu desenvolvimento.

No estudo deste trabalho foram consideradas algumas variáveis e usaram-se duas destas para realizar a previsão, no entanto, existem outras que podem também ser consideradas e incluídas no desenvolvimento dos modelos de previsão, como a humidade e a temperatura.

Após a aplicação de outros modelos, seria interessante alargar o teste dos modelos a mais CMH. Por fim, seria também interessante a integração dos modelos numa ferramenta de consulta das previsões obtidas pelos modelos.

Referências Documentais

- [1] IEA, “World Energy Outlook 2013,” 2013.
- [2] Eurostat, “Energy dependence.” [Online]. Available: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=en&pcode=tsdcc310>. [Accessed: 15-May-2014].
- [3] DGEG, “Caraterização Energética Nacional,” 2012. [Online]. Available: <http://www.dgeg.pt/>. [Accessed: 16-May-2014].
- [4] DGEG, “Balanço Energético Sintético 2013,” 2014.
- [5] DGEG, “Renováveis - estatísticas rápidas,” 2013.
- [6] C. Monteiro, I. J. Ramirez-Rosado, and L. A. Fernandez-Jimenez, “Short-term forecasting model for electric power production of small-hydro power plants,” *Renew. Energy*, vol. 50, pp. 387–394, Feb. 2012.
- [7] D. Paravan, T. Stokelj, and R. Golob, “Improvements to the water management of a run-of-river HPP reservoir: methodology and case study,” *Control Eng. Pract.*, vol. 12, no. 4, pp. 377–385, Apr. 2004.
- [8] C. M. Zealand, D. H. Burn, and S. P. Simonovic, “Short term streamflow forecasting using artificial neural networks,” vol. 214, no. May 1998, pp. 32–48, 1999.
- [9] R. Golob, T. Stokelj, and D. Grgicb, “Neural-network-based water inflow forecasting,” vol. 6, pp. 1–8, 1998.
- [10] R. M. G. Castro, “INTRODUÇÃO À ENERGIA MINI-HÍDRICA,” vol. 2008, p. 45, 2008.
- [11] EDP, “Centros produtores,” 2014. [Online]. Available: http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/fotos_videos.php?item_id=37&cp_type=he§ion_type=fotos_videos. [Accessed: 21-May-2014].
- [12] EDP, “Centros produtores,” 2014. [Online]. Available: http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/fotos_videos.php?item_id=30&cp_type=he§ion_type=fotos_videos. [Accessed: 21-May-2014].
- [13] ENERGY.GOV, “Microhydropower Systems,” 2014. [Online]. Available: <http://energy.gov/energysaver/articles/microhydropower-systems>. [Accessed: 25-Jul-2014].
- [14] N. À. Terra, “Neutro à terra,” 2010.

- [15] ENERGY.GOV, “ENERGY.GOV.” [Online]. Available: <http://energy.gov/eere/water/types-hydropower-turbines>. [Accessed: 02-Sep-2014].
- [16] Alstom, “Pelton hydro turbines,” 2014. [Online]. Available: <http://www.alstom.com/products-services/product-catalogue/power-generation/renewable-energy/hydro-power/hydro-turbines/pelton-hydro-turbines/>. [Accessed: 10-Sep-2014].
- [17] Cink hydro energy, “Hydro turbines,” 2014. [Online]. Available: <http://cink-hydro-energy.com/en/2-cell-crossflow-turbine>. [Accessed: 10-Sep-2014].
- [18] Voith, “Francis turbines,” 2014. [Online]. Available: <http://www.voith.com/en/products-services/hydro-power/turbines/francis-turbines-561.html>. [Accessed: 10-Sep-2014].
- [19] Kossler, “Kplan turbines,” 2014. [Online]. Available: <http://www.koessler.com/en/kaplan-turbines>. [Accessed: 10-Sep-2014].
- [20] Shapes, “Electro-Mechanical Equipment - Selection, best practice and use of checklists.” [Online]. Available: <http://www.teriin.org/events/micro/NF-S3-RevA.pdf>.
- [21] ESHA and C. Penche, “Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant,” 2004.
- [22] REN, “Caracterização da rede nacional de transporte para efeitos de acesso à rede em 31 de Dezembro de 2009,” 2010.
- [23] REN, “Caracterização da rede nacional de transporte para efeitos de acesso à rede em 31 de Dezembro de 2011,” 2012.
- [24] REN, “Caracterização da rede nacional de transporte para efeitos de acesso à rede - Situação a 31 de Dezembro de 2013,” 2014.
- [25] INEGI, “Energias Endógenas de Portugal,” 2014. [Online]. Available: <http://e2p.inegi.up.pt/>. [Accessed: 15-May-2014].
- [26] EDP, “Produção - relatório tecnico 2012,” 2013.
- [27] EDP, “Centros produtores,” 2014. [Online]. Available: http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/mapa_centrosProdutores.php. [Accessed: 21-May-2014].
- [28] H. Chen, B. Vidakovic, and D. Mavris, “Multiscale Forecasting Method using ARMAX Models,” pp. 1–32.

Anexo A. Lista de centrais mini-hídricas em Portugal

Nome da central	Distrito	Potência instalada (MW)
Açude de Viseu	Porto	0.5
Agilde	Braga	2
Águas Frias	Viseu	2.4
Alva	Coimbra	1.5
Alvadia	Vila Real	10
Alvito	Beja	3.4
Amieiro/Galego	Braga	1.2
Arade	Faro	0.4
Areeiro	Aveiro	0.4
Aregos	Viseu	3.1
Armamar	Viseu	0.9
Assobio	Porto	1
Barreiros	Viseu	0.3
Barroca	Castelo Branco	2
Bertelhe	Viseu	0.3
Boavista	Porto	3.8
Bouçoais-Sonim	Bragança	9.9
Bragadas	Vila Real	10
Bragado	Vila Real	3.1
Bruceira	Portalegre	1.6
Bugalheira	Beja	1.4
Búgio	Braga	0.5
Caia	Portalegre	0.5
Campelos	Braga	0.9
Candemil	Porto	2
Canedo	Vila Real	10
Caneiro	Braga	1.6
Caniços	Braga	0.9
Carregal	Viseu	5.5
Carvalho do Moinho	Braga	0.2
Casal	Braga	1.1
Catapereiro	Guarda	7.2
Cefra	Braga	1.1

Cercosa	Viseu	4.2
Chelo I	Porto	0.1
Corvete	Braga	2.4
Covas do Barroso	Vila Real	6.6
Drizes	Viseu	0.2
Ermal	Braga	10
Ermida	Coimbra	0.4
Ermida	Viseu	8.5
Fábrica Têxtil de Vizela	Braga	1.2
Fagilde	Viseu	2.4
Figueiral	Viseu	0.2
Fráguas	Viseu	3.2
France	Viana do Castelo	7
Freigil	Viseu	4.6
Fronhas	Coimbra	0.8
Gameiro	Évora	1.4
Gimonde	Bragança	0.2
Granja do Tedo	Viseu	2.2
Grela	Aveiro	0.6
Guilhofrei	Braga	4
Hidroeléctrica da Câmara de Manteigas	Guarda	0.1
Hortas	Porto	0.5
Idanha-a-Nova	Castelo Branco	2.5
Janeiro de Cima	Castelo Branco	7.9
Labruja	Viana do Castelo	0.9
Lagoa Comprida	Guarda	0.6
Levada-a-Velha	Viseu	0.2
Lomba	Porto	0.3
Lourido	Porto	2.8
Manteigas	Guarda	6.5
Maranhão	Portalegre	6.1
Meimoa	Castelo Branco	5.7
Mesa do Galo I	Vila Real	1.6
Mesa do Galo II	Vila Real	0.5
Moinhos	Viseu	0.9
Moinhos de Moiratão	Guarda	0.4
Montargil	Portalegre	3.6
Monte Redondo	Coimbra	0.5
Montezinho	Bragança	1.4
Múceres	Viseu	0.3

Negrelos	Porto	0.7
Nunes	Bragança	8.7
Odiáxere	Faro	0.7
Odivelas	Beja	2.5
Ossela	Aveiro	0.5
Ovadas	Viseu	5.6
Padraostos	Aveiro	0.2
Pagade	Viana do Castelo	1.9
Palhal	Viseu	2.6
Palmaz	Aveiro	0.5
Paredes	Viseu	3.4
Pateiro	Guarda	0.3
Paus	Viana do Castelo	4
Pedrógão	Beja	10
Pego do Altar	Setúbal	2
Pego Negro	Porto	0.7
Penacova	Coimbra	9.6
Peneda	Vila Real	0.6
Penhas Altas	Porto	1.6
Penide	Braga	4.9
Pereira	Viseu	5.2
Pinhel	Guarda	6.8
Pisão	Beja	0.6
Pisões	Viseu	0.1
Ponte da Esperança	Braga	2.8
Ponte do Bico	Braga	2.2
Ponte Europa	Bragança	1
Ponte Nova	Viseu	0.3
Ponte Vouguinha	Viseu	0.3
Póvoa	Portalegre	0.7
Prado Novo	Bragança	2.9
Quinta de Valgode	Viseu	0.6
Rebordelo	Bragança	10
Rego Naval	Porto	0.9
Rei de Moinhos	Coimbra	0.8
Reservatório R6 - Carvoeiro	Aveiro	0.1
Riba Côa	Guarda	0.1
Ribadouro	Porto	3.1
Ribafeita	Viseu	0.9
Ronfe	Braga	1
Roxo	Beja	1.7

Ruães	Braga	1.8
Sabugueiro II	Guarda	10
Safrujo	Leiria	0.5
São Pedro do Sul	Viseu	9.6
Senhora de Monforte	Guarda	10
Senhora do Porto	Braga	8.8
Senhora do Salto	Porto	3.8
Serpa	Beja	1.7
Sistema Alforfa	Castelo Branco	7.2
Sordo	Vila Real	8.5
Soutinho	Viseu	3.2
Talhadas	Aveiro	5.2
Tecidos do Ferro	Braga	0.8
Teixo	Viseu	7
Terragido	Vila Real	8.5
Torga	Bragança	8.5
Trutas	Bragança	2.2
Ucanha	Viseu	5.7
Vale de Amoreira	Guarda	0.4
Vale de Madeira	Guarda	1.2
Vale do Gaio	Setúbal	1
Vale Soeiro	Viseu	4.4
Vales	Vila Real	3.2
Velada	Portalegre	1.9
Vila Viçosa	Aveiro	4

