

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



# **Dimensionamento de uma Pequena Hídrica por via do Aproveitamento e Transformação de Moinhos**

**David Pereira Nogueira Gomez**

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Doutor Hélder Filipe Duarte Leite

29 de Julho de 2016



# Resumo

A necessidade de aumentar e diversificar as formas de produção de energia elétrica, originou uma mudança de paradigma no setor elétrico português, nomeadamente, através da introdução de produção dispersa e com a crescente aposta na produção de origem renovável. Destacam-se, no teor desta dissertação as pequenas centrais hidroelétricas, também conhecidas como mini-hídricas.

Devido às inúmeras infraestruturas existentes no território nacional e estando identificadas as suas potencialidades hídricas surgiu, através da Resolução n.º 136/2012 e no seu seguimento, o Decreto-Lei n.º 49/2015, de 10 de abril, a possibilidade de fazer um aproveitamento e transformar moinhos antigos ou outros engenhos hídricos em pequenas centrais hidroelétricas, para a produção de energia.

Assim, passa pelos objetivos desta dissertação conhecer as características gerais de uma mini-hídrica, em particular as de baixa queda, e os procedimentos que antecedem a fase de construção ou neste caso a fase de transformação de moinhos para produzir energia. Pretende-se ainda identificar, caracterizar e selecionar os principais elementos que constituem uma mini-hídrica e com isso realizar o seu dimensionamento. Os principais elementos são, concretamente, o canal de adução, a turbina e o gerador.

A aplicação prática dos diversos conceitos abordados no estudo do estado de arte, foi realizada para um pequeno moinho junto ao rio Sousa, em Paredes, onde se analisou as características do local (queda), do recurso hídrico (caudal) e com isso estimou-se a potência a instalar e a energia produzida ao longo de um ano médio. Desta forma, foi necessário encontrar o caudal nominal que melhor garante o equilíbrio entre a capacidade de produção, por um lado, e o investimento e os custos de operação e manutenção, por outro. Foram ainda comparadas duas situações distintas, a instalação de um grupo ou a instalação de dois grupos, com o objetivo de perceber qual a situação mais vantajosa, relativamente à sua viabilidade técnica e económica. Por último verificou-se se o canal de adução existente tinha ou não capacidade para ser capaz de transportar a quantidade de água certa para garantir a produção previamente calculada.

**Palavras-Chave:** Pequena Central Hidroelétrica, Queda, Caudal, Canal de Adução, Grupo, Turbina, Gerador, Energia Produzida, Potência Instalada, Viabilidade.



# Abstract

The need to increase and diversify the ways of producing electrical energy led to a paradigm change in the portuguese electric sector, in particular with the introduction of dispersed production and the growth of renewable energy. It stands out, as the main content of this dissertation, the small hydropower plants.

Due to the number of infrastructures placed all around the portuguese territory and having identified their water potential, came through by the Resolution n.º 136/2012 followed by the Legislative Decree n.º 49/2015, of April 10, which legally fit in, the use and transformation of water mills in small hydropower plants to produce electrical energy.

Therefore, the objectives of this dissertation focus on the main characteristics of small hydropower plants, in particularly low head schemes, and the procedures that come before the construction or the transformation of water mills for producing purposes. Furthermore, it is also an objective to identify and characterize the main elements that compose a small hydropower plant and also to design them. The main elements are, specifically, the feeder canal, the turbine and the generator.

The practical application of all concepts, that were approached in the state of art study, were applied in a small water mill by Sousa river, near the city of Paredes, where the site and the stream flow characteristics were analyzed so it can be possible to estimate the installed capacity and the produced energy for an average year. To do that, it was necessary to find the nominal discharge that better ensures the balance between the production capabilities, on one side, and the investment and the operation and maintenance costs, on the other side. Additionally, two different situations were compared, the installation of one group and the installation of two groups, in order to conclude which one has the better results to evaluate their technical and economical viability. At last, it was also necessary to check if the feeder canal that exists there has the capacity or not to be able to transport the right amount of water to produce the energy that was estimated before.

**Keywords:** Small Hydropower Plant, Head, Flow, Feeder Canal, Group, Turbine, Generator, Produced Energy, Installed Capacity, Viability.



# Agradecimentos

A conclusão desta dissertação corresponde também ao final de um ciclo da minha vida, e por isso importa agradecer e relembrar todos aqueles que de alguma forma contribuíram para eu conseguir concluir este ciclo.

Em primeiro lugar agradeço à minha família, em especial aos meus pais e aos meus avós por me darem todo o apoio e condições para eu conseguir ter sucesso e por sempre me incentivarem a continuar a tentar atingir os meus objetivos.

Ao meu orientador, o Professor Doutor Hélder Filipe Duarte Leite, pela boa disposição e simpatia com que sempre me recebeu, pela ajuda, pelos conselhos e pelas críticas feitas ao meu trabalho.

A todos os colegas e amigos que fiz na FEUP e que direta ou indiretamente me ajudaram ao longo destes anos, em especial ao Carlos Nunes que me acompanhou nos últimos meses, nesta nossa maratona para concluir com sucesso as nossas dissertações e os nossos cursos.

A todos os amigos e conhecidos que de alguma forma me ajudaram a chegar até aqui.

À FEUP e a todas as pessoas que aqui trabalham diariamente para garantir a qualidade do ensino que é amplamente reconhecida.

Ao departamento de Monitorização de Recursos Hídricos da Agência Portuguesa do Ambiente, I. P., pelos esclarecimentos e ajuda prestada para a realização da minha dissertação.

Aos proprietários dos moinhos na zona de Póvoa, em Paredes, pela simpatia com que me receberam durante a visita que realizei ao local.

David Gomez





*“When you talk, you are only repeting what you already know.  
But if you listen, you may learn something new”*

Dalai Lama



# Conteúdo

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
1.1	Enquadramento e Motivações . . . . .	1
1.2	Objetivos da dissertação . . . . .	3
1.3	Estrutura da Dissertação . . . . .	4
<b>2</b>	<b>Processos de desenvolvimento de uma pequena central hidroelétrica</b>	<b>7</b>
2.1	Identificação do local . . . . .	7
2.2	Estudo de pré-viabilidade . . . . .	8
2.3	Estudo de viabilidade . . . . .	8
2.3.1	Local de implementação . . . . .	8
2.3.2	Hidrologia . . . . .	8
2.3.3	Impactos ambientais . . . . .	10
2.3.4	Cálculos energéticos preliminares . . . . .	11
2.4	Legislação nacional em 2016 . . . . .	13
2.4.1	Resolução n.º 136/2012 . . . . .	14
2.4.2	Decreto-Lei n.º 49/2015, de 10 de abril . . . . .	14
2.4.3	Lei n.º 58/2005, de 29 de dezembro . . . . .	16
2.4.4	Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto . . . . .	17
2.4.5	Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de maio . . . . .	19
2.4.6	Decreto-Lei n.º 97/2008, de 11 de junho . . . . .	20
2.5	Considerações finais . . . . .	22
<b>3</b>	<b>Centrais mini-hídricas de baixa queda</b>	<b>25</b>
3.1	Introdução às centrais mini-hídricas . . . . .	25
3.1.1	Constituição . . . . .	26
3.1.2	Queda . . . . .	27
3.1.2.1	Perdas de carga . . . . .	28
3.1.2.2	Perdas de cheia . . . . .	29
3.1.3	Caudal . . . . .	29
3.1.4	Situação em Portugal . . . . .	30
3.2	Configurações possíveis de uma mini-hídrica de baixa queda . . . . .	31
3.2.1	Central apenas com canal de adução e câmara de carga . . . . .	32
3.2.2	Central encastrada na barragem . . . . .	32
3.3	Principais Elementos de uma mini-hídrica . . . . .	33
3.3.1	Albufeira . . . . .	33
3.3.2	Canal de adução . . . . .	34
3.3.3	Câmara de carga . . . . .	38
3.3.4	Edifício da central . . . . .	38

3.4	Turbinas . . . . .	39
3.4.1	Critérios de seleção . . . . .	40
3.4.1.1	Queda e caudal . . . . .	40
3.4.1.2	Velocidade específica . . . . .	41
3.4.2	Turbinas de baixa queda . . . . .	42
3.4.2.1	Turbina Banki-Mitchell . . . . .	42
3.4.2.2	Turbina Francis . . . . .	42
3.4.2.3	Turbina Kaplan . . . . .	43
3.4.3	Características gerais . . . . .	45
3.4.3.1	Velocidade específica . . . . .	45
3.4.3.2	Velocidade nominal . . . . .	46
3.4.3.3	Rendimento . . . . .	46
3.4.3.4	Limites de exploração . . . . .	47
3.4.3.5	Cavitação . . . . .	48
3.4.4	Dimensionamento . . . . .	48
3.4.4.1	Turbinas Francis . . . . .	49
3.4.4.2	Turbinas Kaplan . . . . .	49
3.4.5	Controlo da turbina . . . . .	50
3.4.6	Multiplicadores de velocidade . . . . .	50
3.4.7	Fabricantes . . . . .	51
3.5	Geradores . . . . .	51
3.5.1	Geradores síncronos . . . . .	53
3.5.2	Geradores assíncronos . . . . .	53
3.5.3	Fabricantes . . . . .	54
3.6	Cálculo energético aprofundado . . . . .	54
3.7	Condições técnicas gerais . . . . .	55
3.7.1	Ligação à rede . . . . .	55
3.7.2	Limites de potência . . . . .	56
3.7.3	Fator de potência . . . . .	56
3.7.4	Distorção harmónica . . . . .	56
3.7.5	Proteções . . . . .	56
3.7.6	Ligação de geradores assíncronos . . . . .	57
3.7.7	Ligação de geradores síncronos . . . . .	57
3.7.8	Regime de neutro . . . . .	57
3.8	Considerações finais . . . . .	57
<b>4</b>	<b>Tópicos para a Análise Económica</b> . . . . .	<b>59</b>
4.1	Indicadores económicos . . . . .	59
4.1.1	Período de utilização . . . . .	59
4.1.2	Custo por unidade de potência instalada . . . . .	60
4.1.3	Custo por unidade de energia produzida . . . . .	60
4.1.4	Custo unitário médio anual . . . . .	61
4.2	Conceitos de matemática financeira . . . . .	61
4.2.1	Atualização do capital . . . . .	61
4.2.2	Taxa de atualização . . . . .	61
4.3	Indicadores de avaliação de investimentos . . . . .	62
4.3.1	Valor atual líquido - VAL . . . . .	63
4.3.2	Taxa interna de rentabilidade - TIR . . . . .	64
4.3.3	Tempo de retorno bruto . . . . .	65

4.3.4	Período de recuperação de investimento - PRI . . . . .	65
4.3.5	Retorno do investimento - ROI . . . . .	66
4.4	Considerações finais . . . . .	66
<b>5</b>	<b>Dimensionamento de uma Mini-Hídrica no Rio Sousa</b>	<b>67</b>
5.1	A região do Vale do Sousa . . . . .	67
5.2	O local da aplicação . . . . .	68
5.3	Recurso hídrico . . . . .	69
5.3.1	Caracterização do Rio Sousa . . . . .	69
5.3.2	Caracterização do Rio Ferreira . . . . .	70
5.3.3	Estudo hidrológico . . . . .	71
5.4	Seleção da turbina . . . . .	73
5.5	Estimativas iniciais da potência instalada e energia produzida . . . . .	73
5.5.1	Potência nominal instalada . . . . .	74
5.5.2	Energia produzida . . . . .	74
5.6	Situação A - Central com um grupo instalado . . . . .	75
5.6.1	Cálculos energéticos . . . . .	75
5.6.2	Cálculos económicos . . . . .	76
5.6.3	Caudal Nominal . . . . .	77
5.7	Situação B - Central com dois grupos instalados . . . . .	79
5.8	Dimensionamento do canal de adução para o caudal nominal encontrado . . . . .	82
5.9	Dimensionamento da turbina para o caudal nominal encontrado . . . . .	85
5.9.1	Situação A - Um grupo instalado . . . . .	85
5.9.2	Situação B - Dois grupos instalados . . . . .	85
5.10	Considerações finais . . . . .	86
<b>6</b>	<b>Conclusões finais e trabalho Futuro</b>	<b>87</b>
6.1	Conclusões . . . . .	87
6.2	Satisfação dos Objetivos . . . . .	88
6.3	Trabalho Futuro . . . . .	88
<b>A</b>	<b>Situação A - Um Grupo Instalado</b>	<b>91</b>
A.1	Análise técnica . . . . .	91
A.2	Análise económica . . . . .	92
<b>B</b>	<b>Situação B - Dois Grupos Instalados</b>	<b>93</b>
B.1	Análise técnica . . . . .	93
B.2	Análise económica . . . . .	94
<b>C</b>	<b>Dimensionamento do canal de adução</b>	<b>95</b>
<b>D</b>	<b>Dimensionamento da turbina</b>	<b>97</b>
	<b>Referências</b>	<b>99</b>



# Lista de Figuras

1.1	Capacidade instalada de energias renováveis. . . . .	2
1.2	Contribuição das fontes renováveis para a produção total de eletricidade. . . . .	3
2.1	Exemplo de uma série média cronológica de caudais médios diários. . . . .	9
2.2	Exemplo de uma curva de duração de caudais. . . . .	10
2.3	Exemplo de uma curva de duração no sistema p.u. . . . .	10
2.4	Exemplo de uma curva de duração de caudais detalhada. . . . .	13
2.5	Diagrama resumo da legislação. . . . .	14
3.1	Composição típica de uma mini-hídrica. . . . .	27
3.2	Esquema demonstrativo do conceito de queda. . . . .	28
3.3	Esquema demonstrativo do conceito de caudal. . . . .	29
3.4	Evolução da potência instalada em PCH. . . . .	30
3.5	Evolução da potência instalada em minicentrals hidroelétricas. . . . .	31
3.6	Evolução da potência instalada em microcentrais hidroelétricas. . . . .	31
3.7	Esquema de uma central apenas com canal de adução e câmara de carga. . . . .	32
3.8	Esquema de uma central encastrada numa barragem. . . . .	33
3.9	Ponto de captação com recurso a depósito de partículas sólidas. . . . .	34
3.10	Esquema de um pequeno açude. . . . .	34
3.11	Canal de adução. . . . .	35
3.12	Área da secção transversal ou área molhada. . . . .	36
3.13	Perímetro molhado. . . . .	36
3.14	Esquema ilustrativo do conceito de gradiente hidráulico. . . . .	37
3.15	Esquema de um edifício de uma central com baixa queda. . . . .	39
3.16	Seleção do tipo de turbina. . . . .	41
3.17	Turbina Banki-Mitchell. . . . .	42
3.18	Turbina Francis. . . . .	43
3.19	Turbina Kaplan. . . . .	43
3.20	Relação entre a regulação e o rendimento. . . . .	44
3.21	Turbina bolbo. . . . .	44
3.22	Possíveis configurações com turbina Kaplan. . . . .	45
3.23	Esquema de uma turbina Francis. . . . .	49
3.24	Esquema de uma turbina Kaplan. . . . .	50
5.1	Concelhos do Vale do Sousa. . . . .	68
5.2	Rápido junto ao ponto de captação. . . . .	68
5.3	Imagem satélite do local de implementação. . . . .	69
5.4	Série cronológica de caudais médios diários. . . . .	72
5.5	Curva de duração de caudais. . . . .	73

5.6	Aproximação da curva de duração de caudais. . . . .	75
5.7	Rendimento da turbina. . . . .	80
5.8	Levada existente no local. . . . .	82
5.9	Ponto de descarga e de regularização de caudal. . . . .	83



# Lista de Tabelas

3.1	Classificação das mini-hídricas em relação à potência nominal instalada. . . . .	26
3.2	Classificação das mini-hídricas quanto à altura da queda bruta. . . . .	27
3.3	Coefficientes de Manning para os diferentes materiais. . . . .	37
3.4	Valores ótimos para os diferentes formatos. . . . .	38
3.5	Gama de quedas por tipo de turbina. . . . .	40
3.6	Gama de velocidades por tipo de turbina. . . . .	41
3.7	Relação entre a velocidade específica para as diversas turbinas e a queda útil. . .	46
3.8	Parâmetros da equação do cálculo do rendimento. . . . .	47
3.9	Valores típicos de rendimento. . . . .	47
3.10	Limites de exploração das turbinas. . . . .	48
3.11	Fórmulas da cavitação para turbinas de reação. . . . .	48
3.12	Lista de alguns fabricantes de turbinas. . . . .	51
3.13	Rendimentos típicos dos geradores para PCH. . . . .	52
3.14	Relação entre o número de pólos e a velocidade de rotação. . . . .	52
3.15	Lista de alguns fabricantes de geradores. . . . .	54
3.16	Limites de ligação de geradores síncronos. . . . .	57
4.1	Investimento unitário (€/kW) em mini-hídricas (final de 2002). . . . .	60
5.1	Parâmetros disponíveis na estação Foz de Sousa. . . . .	70
5.2	Parâmetros disponíveis da estação Balsa. . . . .	71
5.3	Organização dos caudais de forma quantitativa. . . . .	72
5.4	Situação A - Parcelas consideradas no investimento inicial. . . . .	77
5.5	Resultados preliminares para seleção do caudal nominal. . . . .	77
5.6	Situação A - Resultados finais para um caudal nominal de $5,1 \text{ m}^3/\text{s}$ . . . . .	78
5.7	Situação A - Variação da taxa de atualização e os seus efeitos nos indicadores. . .	78
5.8	Situação A - Limites mínimos do preço de venda para o intervalo da taxa de atualização. . . . .	79
5.9	Distribuição do caudal pelas duas turbinas. . . . .	79
5.10	Situação B - Parcelas consideradas no investimento inicial. . . . .	80
5.11	Situação B - Resultados finais para um caudal nominal de $5,1 \text{ m}^3/\text{s}$ . . . . .	81
5.12	Situação B - Variação da taxa de atualização e os seus efeitos nos indicadores. . .	81
5.13	Situação B - Limites mínimos do preço de venda para o intervalo da taxa de atualização. . . . .	81
5.14	Características do canal existente. . . . .	83
5.15	Variação do gradiente hidráulico para o canal existente. . . . .	84
5.16	Características alternativas. . . . .	84
5.17	Variação do gradiente hidráulico para características alternativas. . . . .	84

5.18 Situação A - Características gerais da turbina. . . . .	85
5.19 Situação B - Características gerais da turbina. . . . .	86

# Abreviaturas e Símbolos

## Lista de Abreviaturas

APA, I.P.	Agência Portuguesa do Ambiente
AR	Assembleia da República
ARH	Administração da Região Hidrográfica
BT	Baixa Tensão
CF	<i>Cash flow</i>
CNA	Conselho Nacional da Água
CRH	Conselho da Região Hidrográfica
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DC	<i>Direct Current</i>
DL	Decreto-Lei
EFF	<i>Efficiency</i>
INAG	Instituto da Água
MT	Média Tensão
PD	Produção Dispersa
PCH	Pequena Central hidroelétrica
PRE	Produção em Regime Especial
PRI	Período de Recuperação de Investimento
PRO	Produção em Regime Ordinário
p.u.	Por Unidade
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
ROI	<i>Return Investment</i>
rpm	Rotações Por Minuto
rps	Rotações Por Segundo
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SNIRH	Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos
SNITURH	Sistema Nacional de Informação dos Títulos de Utilização dos Recursos Hídricos
TIR	Taxa Interna de Rendibilidade
UE	União Europeia
UNIPEDA	União Internacional dos Produtores e Distribuidores de Energia Elétrica
VAL	Valor Atual Líquido
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

## Lista de Símbolos

$A$	Componente relativa à utilização privativa de águas do domínio público
$A_m$	Área da secção transversal
$a$	Taxa de atualização
$a_1$	Parâmetro "a" da curva de vazão
$b_1$	Parâmetro "b" da curva de vazão
$C_v$	Cavalo-Vapor
$c$	Custo unitário médio anual
$c_E$	Custo por unidade de energia produzida
$D_a$	Despesas anuais
$D_e$	Diâmetro externo de uma turbina Kaplan
$D_i$	Diâmetro interno de uma turbina Kaplan
$D_1$	Diâmetro interior de uma turbina Francis
$D_2$	Diâmetro exterior de uma turbina Francis
$D_3$	Diâmetro intermédio de uma turbina Francis
$d_{om}$	Percentagem dos custos de operação e manutenção em relação ao investimento total
$d_1$	Despesas do 1º ano de exploração excluindo despesas com o financiamento
$E$	Componente relativa à descarga de efluentes suscetível de causar impacte ambiental
$E_a$	Energia produzida
$F_j$	Total do capital acumulado ao fim de $j$ anos
$F_0$	Valor do pagamento no momento atual
$f$	Frequência
$g$	Peso volúmico da água
$Hz$	Hertz
$H_b$	Altura de queda bruta
$H_u$	Altura de queda útil
$H'_u$	Altura de queda útil desprezando a redução na altura de queda devida aos caudais de cheia
$h$	Altura hidrométrica
$h_a$	Número de horas anuais de utilização do aproveitamento
$h_c$	Perdas de carga
$h_{ch}$	Perdas de cheia
$h_{ch}^{máx}$	Redução máxima na queda bruta devido aos caudais de cheia
$h_0$	Altura hidrométrica para a qual se anula o caudal
$I$	Componente relativa à extração de inertes do domínio público
$I_j$	Investimento no ano $j$
$I_t$	Investimento total
$I_{01}$	Custo por unidade de potência instalada
$j$	Ano
$kN$	Quilonewton
$kVA$	Quilovolt-ampere
$kW$	Quilowatt
$k$	Número da iteração
$km$	Quilómetro
$km^2$	Quilómetro quadrado
$ln$	Logaritmo natural
$MVA$	Megavolt-ampere

$MW$	Megawatt
$MWh$	Megawatt-hora
$m$	Metros
$m^2$	Metro quadrado
$m^3$	Metro cúbico
$N$	Newton
$n$	Velocidade nominal da turbina
$n_M$	Coefficiente de Manning
$n_{QE}$	Velocidade específica da turbina
$n_i$	Número de injetores
$n_p$	Número de pontos obtidos na discretização da curva de duração de caudais
$n_s$	Velocidade de rotação estipulada
$O$	Componente relativa à ocupação de terrenos ou planos de água do domínio público
$P$	Produção real da central
$P_N$	Potência nominal instalada
$P_m$	Perímetro molhado
$P_{máx}$	Produção máxima da central
$p$	Número de pares de polos
$p_c^{máx}$	Valor máximo das perdas de carga em percentagem da altura de queda bruta
$p_{div}$	Perdas elétricas diversas
$p_{indisp}$	Perda da produção por indisponibilidade da central
$p_{venda}$	Preço de venda da energia
$Q$	Caudal
$Q(t)$	Função do caudal em ordem ao tempo
$Q_C$	Caudal de cheias
$Q_N$	Caudal nominal
$Q_d$	Caudal disponível
$Q'_d$	Caudal disponível atualizado
$Q_e$	Caudal ecológico
$Q_{máx}$	Caudal máximo turbinável
$Q_{med}$	Caudal médio
$Q_{min}$	Caudal mínimo turbinável
$R$	Raio hidráulico
$R_j$	Receita bruta no ano $j$
$R_{Lj}$	Receita líquida no ano $j$
$R_1$	Receita bruta no 1º ano de exploração
$rps^2$	Rotações por segundo ao quadrado
$S$	Gradiente hidráulico
$s$	Segundo
$T$	Largura superior
$T_r$	Tempo de recuperação
$T_{rb}$	Tempo de retorno bruto
$T_1$	Taxa de rendimento real
$T_2$	Taxa de risco
$T_3$	Taxa de inflação
$t$	Tempo
$t_0$	Tempo em que o caudal de cheias é igualado ou excedido
$t_1$	Tempo em que o caudal máximo é igualado ou excedido

$t_2$	Tempo em que o caudal mínimo é igualado ou excedido
$U$	Componente relativa à utilização de águas sujeitas a planeamento e gestão públicos suscetível de causar impacte ambiental
$V$	Velocidade da água no canal de adução
$V_T$	Volume de água turbinada
$W$	Watt
$y$	Profundidade da água num canal
$z$	Anos do período em análise
$\alpha$	Parâmetro para o cálculo do rendimento
$\alpha_1$	Coefficiente da relação entre o caudal mínimo e o caudal nominal
$\alpha_2$	Coefficiente da relação entre o caudal máximo e o caudal nominal
$\beta$	Parâmetro para o cálculo do rendimento
$\gamma$	Peso volúmico da água
$\Delta T$	Intervalo de tempo entre dois pontos consecutivos da discretização
$\delta$	Parâmetro para o cálculo do rendimento
$\eta_C$	Rendimento global do aproveitamento
$\eta_G$	Rendimento do gerador
$\eta_T$	Rendimento do transformador
$\eta_t$	Rendimento da turbina
$\theta$	Ângulo de inclinação do canal de adução
$\pi$	Número pi
$\sigma$	Coefficiente de Thoma
$\chi$	Parâmetro para o cálculo do rendimento
€	Euro

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 Enquadramento e Motivações

Todas as atividades do quotidiano necessitam de energia para serem executadas, seja para nos movimentarmos, para comunicarmos, para garantir a iluminação e o aquecimento dos locais que frequentamos ou para produzir bens essenciais. Por tudo isto, pode-se afirmar que a energia é um recurso fundamental para a existência de vida no planeta e, ao mesmo tempo, uma garantia para que essa vida decorra com os padrões de qualidade adequados ao momento em que vivemos. Quando se fala em energia aplicada às diversas atividades do dia-a-dia, estamos a agregar num único conceito as diversas formas que temos à nossa disposição seja sobre a forma de energia elétrica, mecânica, térmica, química, etc.

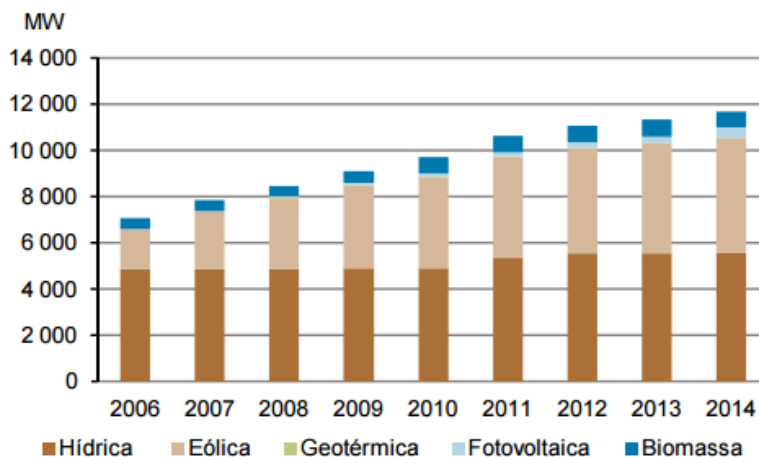
Uma das formas de energia que mais se destaca, devido à sua importância no nosso quotidiano, é a energia elétrica. Inicialmente a energia elétrica começou por ser produzida em pequenas centrais hidroelétricas. Com o passar dos anos e com o aumento das necessidades energéticas do país, devido ao aumento da população e ao aumento do nível industrial essas centrais passaram a ser insuficientes. Por isso, surgiram as primeiras grandes barragens e mais tarde as primeiras centrais termoelétricas utilizando combustíveis fósseis como petróleo, carvão e gás natural. O aparecimento destas grandes centrais térmicas permitiu constituir uma base sólida do diagrama de cargas, não estando o sistema tão dependente da existência ou não de água, armazenada nas albufeiras, e que seja suficiente para responder às necessidades da carga. Por tudo isto, o Sistema Elétrico de Energia (SEE) passou a seguir uma estrutura hierarquizada em que a energia era produzida em grandes centrais, sendo depois transportada e distribuída até aos consumidores finais. Este tipo de hierarquia originou por um lado, um SEE equilibrado, em que os fluxos energéticos ocorriam de uma forma unidirecional, permitindo uma certa facilidade e simplicidade na operação e gestão do sistema. Por outro lado, este tipo de sistema acarretou desvantagens importantes como o aumento das perdas no transporte de energia devido às grandes distâncias entre os centros produtores e os centros de consumo, menores índices de fiabilidade e grandes impactos ambientais, devido à utilização de combustíveis fósseis. [1]

Nos últimos anos, devido à grande dependência dos combustíveis fósseis na produção de energia e devido aos custos económicos e ambientais que essas soluções originam, têm surgido programas governamentais que incentivam a diversificação do mix energético, através da utilização de energias renováveis, promovendo a eficiência energética e reduzindo os agentes poluentes. Esta mudança de paradigma teve o seu principal impulso através da Estratégia Europa 2020 da União Europeia (UE), que pretende promover um desenvolvimento económico mais eficiente e ecológico, com o objetivo de [2]:

- Reduzir os gases de efeito de estufa em 20%;
- Aumentar a eficiência energética em 20%;
- Promover a utilização de energias renováveis, de forma a que o seu mix energético atinja os 20%.

No seguimento desta mudança, foram já definidas metas mais ambiciosas para a próxima década, entre 2020 e 2030, que passam por continuar a investir e a melhorar os objetivos destacados anteriormente. [3]

Portugal tem vindo a aplicar uma política de promoção da utilização de energias renováveis para produção de energia, com resultados visíveis nos últimos 10 anos. A figura 1.1 mostra como ao longo dos anos a capacidade instalada de energias renováveis tem vindo a aumentar, com uma potência instalada de 11678 MW em 2014 e com um crescimento médio anual de 6,5% desde 2006, promovido em grande parte pelo investimento feito em parques eólicos.



Fonte: DGEG

Figura 1.1: Capacidade instalada de energias renováveis. [4]

Devido ao aumento da capacidade instalada no território nacional, a contribuição das fontes renováveis para a produção de eletricidade (figura 1.2) ultrapassou já os 60% em 2014, o que permite atingir, antes do tempo, um dos principais objetivos definidos pela UE. No entanto, estes



valores estão sempre dependentes da variabilidade dos recursos renováveis, como a água ou o vento.

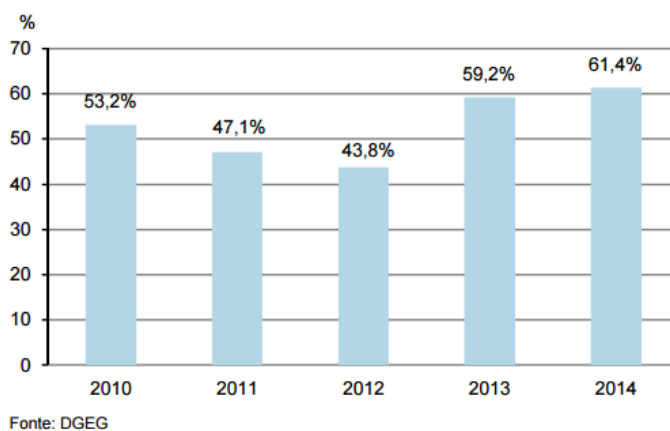


Figura 1.2: Contribuição das fontes renováveis para a produção total de eletricidade. [4]

Apesar de o grande destaque ser dado aos grandes aproveitamentos hidroelétricos e eólicos, existem também outras tecnologias como a fotovoltaica e a biomassa que também têm crescido nos últimos anos. [4]

Com a mudança de paradigma surgiram novas oportunidades para os próprios consumidores se tornarem pequenos produtores, sendo-lhes oferecidos incentivos remuneratórios. Através da criação de pequenos sistemas de autoconsumo ou para a injeção de energia na rede, surgiu o conceito de produção dispersa (PD). A PD é um tipo de produção de pequena dimensão, descentralizada, que pode ou não utilizar recursos renováveis. Este tipo de produção permite a sua aproximação aos consumidores o que contribui para diminuir as perdas associadas ao trânsito nas linhas e aumentar a fiabilidade do sistema. Por outro lado, originou vários problemas de ordem técnica, como a variação dos níveis de tensão nos barramentos ou problemas de gestão da rede, uma vez que desaparece a noção de um sistema hierarquizado com um fluxo de potência unidirecional.

Tendo em conta a noção de PD e percebendo as potencialidades e características do território nacional surgiu a possibilidade de, através da recuperação de moinhos ou azenhas existentes em grande número no nosso país, produzir energia elétrica de origem renovável. Considera-se como moinho ou azenha um engenho que, sem condicionar a livre circulação da água, utiliza a energia cinética da sua movimentação para produzir eletricidade. [5, 6]

## 1.2 Objetivos da dissertação

O objetivo do trabalho aqui descrito é a realização de uma avaliação técnica e económica da produção de energia elétrica a partir de um pequeno moinho existente junto ao rio Sousa em Paredes. Desta forma pretende-se:

- Conhecer as características de uma mini-hídrica, em particular de baixa queda;

- Conhecer as diversas etapas e estudos necessários que antecedem a construção de uma mini-hídrica;
- Analisar a legislação que se adequa ao tema tratado;
- Avaliar o local da implementação;
- Realizar um estudo hidrológico que permita perceber qual a potência a instalar no aproveitamento;
- Dimensionar o circuito hidráulico, a turbina e o gerador tendo em conta o recurso disponível;
- Prever o investimento necessário e o retorno futuro de forma a garantir a viabilidade económica do projeto.

### 1.3 Estrutura da Dissertação

Este documento encontra-se dividido em 6 capítulos e 4 anexos.

No capítulo 1 é feito um breve enquadramento ao tema desta dissertação, são ainda descritas as principais motivações para a sua realização e são definidos os objetivos primordiais que se pretende atingir no final do trabalho.

No capítulo 2 é descrito o processo de planeamento para a realização de uma mini-hídrica, onde se procura clarificar as diversas etapas que antecedem a construção do aproveitamento, introduzindo teoricamente algumas questões importantes que serão abordadas e aprofundadas no desenrolar do trabalho, como é o caso do estudo hidrológico e do cálculo energético. Para além disso, é feito um enquadramento legal associado à produção de energia hidroelétrica em moinhos, azenhas ou outras infraestruturas hidráulicas tendo como base a Resolução n.º 136/2012 e o Decreto-Lei n.º 49/2015, de 10 de abril.

No capítulo 3 é apresentado um estudo do estado da arte relativo às mini-hídricas, com especial ênfase para os aproveitamentos de baixa queda. Numa fase inicial do capítulo, são abordados alguns conceitos introdutórios sobre a generalidade das mini-hídricas passando depois para uma análise técnica mais aprofundada das mini-hídricas de baixa queda. Aqui são desenvolvidos os aspetos teóricos ligados à constituição das centrais com especial atenção às turbinas e geradores. São também referidos alguns pontos de ordem técnica definidos pela legislação em vigor. Por último, é novamente abordado, agora de uma forma mais aprofundada, os aspetos teóricos ligados ao cálculo energético.

No capítulo 4 são analisados alguns aspetos importantes de cálculo de alguns indicadores económicos ligados aos custos de produção energética. De seguida, são introduzidos alguns conceitos básicos de matemática financeira e de indicadores de avaliação de investimentos.

No capítulo 5 é realizado um estudo de viabilidade técnica e económica, onde se verifica a possibilidade de transformar um pequeno moinho, com o objetivo de produzir energia elétrica.

Para isso, são postos em prática os conteúdos abordados nos capítulos anteriores, através do estudo do recurso hídrico disponível e do dimensionamento do aproveitamento tendo em conta as necessidades de investimento. É feita também uma comparação entre duas situações, a instalação de um grupo turbina-gerador e a instalação de dois grupos.

Por último, no capítulo 6, é realizada uma análise crítica aos resultados finais verificando até que ponto se conseguiu atingir os objetivos inicialmente traçados, são apresentadas as principais conclusões a reter desta dissertação e são deixadas algumas ideias que poderão servir para a continuação de trabalhos futuros no âmbito desta dissertação.



## Capítulo 2

# Processos de desenvolvimento de uma pequena central hidroelétrica

O desenvolvimento de uma pequena central hidroelétrica (PCH) é um processo iterativo complexo, sendo por isso um desafio para o seu projetista. Este tipo de projeto requer um plano organizado e coordenado para a sua execução. Antes de tomar a decisão de avançar para a construção da central, é necessário percorrer um conjunto de etapas que envolvem diversos estudos. As principais etapas são [7]:

- A identificação do local;
- O estudo de pré-viabilidade;
- O estudo de viabilidade;
- O dimensionamento detalhado do aproveitamento;
- A análise das necessidades de financiamento.

No presente capítulo são introduzidos alguns aspetos teóricos que se julgam ser importantes e que estão relacionados com as primeiras três fases. As restantes são alvo de análise nos capítulos seguintes.

### 2.1 Identificação do local

A seleção do local ideal, dentro de uma certa região geográfica, para a instalação do aproveitamento hidroelétrico é o primeiro passo a dar neste tipo de projeto. Esta escolha deve ter em consideração não só, as características do sistema elétrico e do mercado elétrico onde se deseja inserir a central, mas também as características sociais e ambientais da região. Para além disso, é necessário identificar o recurso hídrico com as potencialidades hidrológicas ideais para a produção de energia elétrica. [7, 8]

## **2.2 Estudo de pré-viabilidade**

Este estudo deve começar por identificar geograficamente o local da implementação, passando depois para uma análise das características topográficas do terreno através de mapas, imagens de satélite ou através de outro tipo de documentação disponível. Ao mesmo tempo deve-se investigar a existência de dados relativos aos caudais do recurso hídrico. Na ausência de dados que contribuam para a realização do estudo hidrológico poderá ser feita uma previsão, tendo como base outros recursos hídricos na mesma zona e com características semelhantes. [8]

O objetivo final é ficar a conhecer, de uma forma aproximada, duas das principais variáveis do problema, e que irão influenciar todo o processo de desenvolvimento da central: a queda e o caudal. Com isso, é possível retirar as primeiras conclusões relativamente ao tipo de central a desenvolver e fazer as primeiras estimativas da potência nominal instalada e energia produzida.

## **2.3 Estudo de viabilidade**

Se os resultados do estudo de pré-viabilidade forem favoráveis, deve-se avançar para um estudo de viabilidade mais completo onde se aprofunda os resultados obtidos anteriormente e se analisa novos aspetos.

### **2.3.1 Local de implementação**

Até este ponto, tendo já sido identificado o local, sendo conhecidos valores da queda bruta e do caudal médio e estando definido um esboço da configuração da central, deve-se avançar para uma análise mais pormenorizada.

O aprofundamento do estudo do terreno, nomeadamente das características geológicas possibilitam definir melhor o local para a instalação das várias estruturas e identificar os diversos pontos críticos, como a zona de captação ou de derivação da água ou zonas de maior risco de deslizamentos de terras, que podem afetar a segurança das várias estruturas. O conhecimento das características do terreno são também importantes para determinar as necessidades de materiais e do tipo de maquinaria para a construção da futura central. [8]

### **2.3.2 Hidrologia**

O estudo hidrológico no local do aproveitamento hidroelétrico envolve a recolha de valores que caracterizam o recurso hídrico. Este estudo permite estimar a quantidade de água que é possível captar e conseqüente saber qual a potência que é possível extrair do aproveitamento hidroelétrico. Para além do recurso hídrico, e para aumentar a sua qualidade, o estudo pode ainda abranger os níveis de pluviosidade que se verificam na região.

Como o caudal que passa numa determinada secção de um rio é uma variável aleatória, com repartição uniforme ao longo de um ano, os estudos hidrológicos apenas podem facultar as probabilidades de ocorrência dos caudais, normalmente através de valores médios diários. [9]

Os dados recolhidos devem abranger um longo espaço temporal, idealmente devem ser analisados dados dos caudais recolhidos ao longo de, pelo menos, 20 anos por forma a dar credibilidade ao estudo. Quando estes dados não se encontram disponíveis, seja por falta de medições ou devido à inexistência de uma estação hidrométrica, pode ser feita uma previsão tendo como base outros recursos hídricos com características semelhantes. No caso de não existir uma estação de medição nas proximidades, podem ainda ser feitas medições no local, de forma manual, através de equipamentos e técnicas próprias para essa finalidade ou em último caso, instalar uma estação junto ao local onde será instalado a central. [8]

Para além das medições dos caudais médios diários, existe ainda a possibilidade de recolher dados relativos ao nível hidrométrico instantâneo e/ou ao nível médio diário. Com estes dados e conhecendo as curvas de vazão, é possível obter-se o caudal, expresso em  $m^3/s$ , através da expressão 2.1 [10, 11]:

$$Q = a_1 \times (h - h_0)^{b_1} \quad (2.1)$$

Onde:

- $h$  é a altura hidrométrica [ $m$ ];
- $a_1$  e  $b_1$  são parâmetros da curva de vazão;
- $h_0$  é a altura hidrométrica para a qual se anula o caudal [ $m$ ].

A partir de uma série média cronológica de caudais médios diários numa determinada secção de um curso de água (figura 2.1), recolhidos ao longo de um determinado número de anos, constrói-se uma curva média de duração dos caudais médios diários ou simplesmente uma curva de duração de caudais (figura 2.2), ordenando de forma decrescente os valores da série. [9, 10]

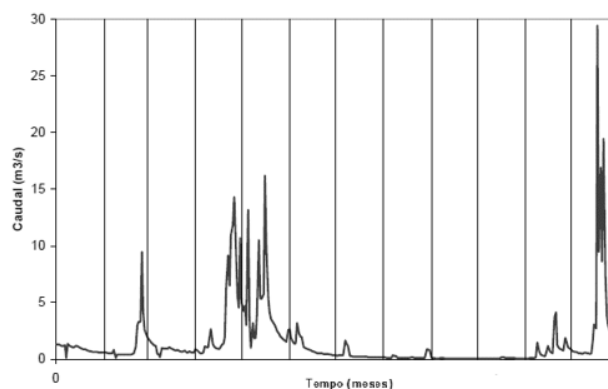


Figura 2.1: Exemplo de uma série média cronológica de caudais médios diários. [9]

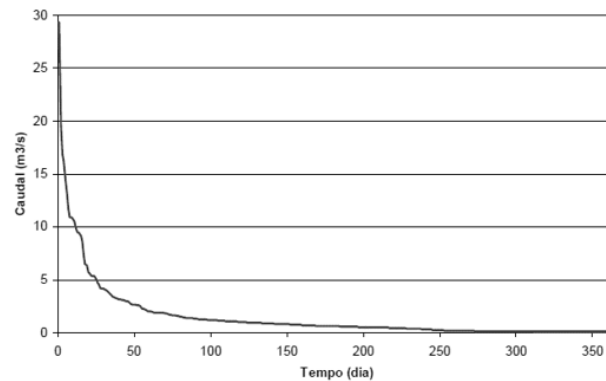


Figura 2.2: Exemplo de uma curva de duração de caudais. [9]

Considerando que esta curva caracteriza o caudal de forma rigorosa numa determinada secção do curso de água, cada valor do eixo das abcissas representa o número de dias por ano médio em que esse caudal é igualado ou excedido. [10]

Existe ainda a possibilidade de a curva de duração de caudais ser adimensionada. Neste caso, o caudal passa a ser expresso no sistema “por unidade” (p.u.), tendo como base o caudal médio e o tempo medido em percentagem do tempo total (figura 2.3). [9]

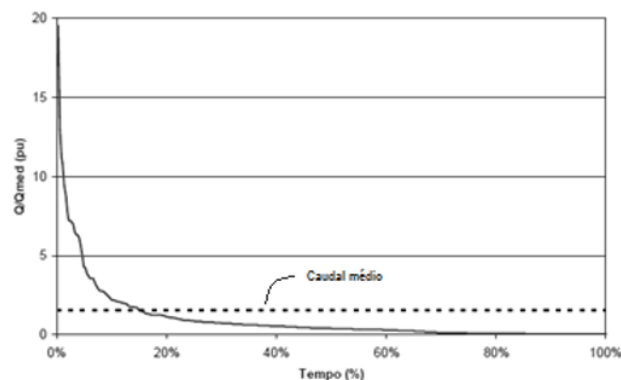


Figura 2.3: Exemplo de uma curva de duração no sistema p.u. Adaptado de [9].

### 2.3.3 Impactos ambientais

Relativamente aos impactos ambientais provocados pelos pequenos aproveitamentos hidroelétricos, estes podem ser identificados em dois momentos distintos: na fase de construção e durante o período de funcionamento da central.

Durante a fase de construção, os impactos ambientais são mais visíveis e podem atingir proporções significativas, dependendo do tipo de central. A construção das infraestruturas implicam a perturbação do meio ambiente seja através do ruído, da erosão dos solos devido à necessidade de executar escavações ou dos detritos que podem ser arrastados pelas águas. No entanto, existem



medidas que se forem adotadas reduzem significativamente estes problemas: a escolha da altura ideal para executar trabalhos de escavação, normalmente, em períodos em que o nível das águas seja menor, e a restauração da vegetação existente no local. [12]

Tratando-se de centrais a fio-de-água e pelo fato de não existir uma retenção das águas durante um longo período de tempo, na fase de funcionamento os impactos ambientais são bastante reduzidos e com pouco significado comparativamente com os benefícios da central. Para além disso, estes impactos já deverão ter sido alvo de ações preventivas durante a fase de planeamento e construção, o correto dimensionamento do ponto de captação, mantendo um nível mínimo de caudal ecológico e a instalação de sistemas de transposição de peixes são exemplos concretos dessas ações.

Por tudo isto, o estudo prévio de legislação aplicável a estes aproveitamentos não pode ser esquecida. O correto licenciamento é fundamental para que o processo de construção e funcionamento da central decorra com normalidade.

#### 2.3.4 Cálculos energéticos preliminares

Nesta fase de estudo prévio, é suficiente recorrer-se a modelos simplificados que servem apenas de orientação para as principais opções a considerar. Aqui pretende-se encontrar as primeiras estimativas para a potência a instalar e o número de grupos adequados para a central, admitindo-se uma solução exclusivamente em paralelo com a rede, a instalação de um único grupo deve ser considerada como a hipótese inicial. [9]

Considerando uma altura da queda constante e tendo definido o caudal nominal, a potência nominal ( $P_N$ ) a instalar, expressa em W, é dada pela expressão 2.2. [9]

$$P_N = \gamma \times Q_N \times H_b \times \eta_c \quad (2.2)$$

Onde:

- $\gamma$  é o peso volúmico da água [ $N/m^3$ ];
- $Q_N$  é o caudal nominal [ $m^3/s$ ];
- $H_b$  é a queda bruta [ $m$ ];
- $\eta_c$  é o rendimento global do aproveitamento.

O rendimento global ( $\eta_c$ ) é dado pela expressão 2.3.

$$\eta_c = \eta_t \times \eta_G \times \eta_T \times (1 - p_{div}) \quad (2.3)$$

Onde:

- $\eta_t$  é o rendimento da turbina;

- $\eta_G$  é o rendimento do gerador;
- $\eta_T$  é o rendimento do transformador;
- $p_{div}$  são perdas elétricas diversas.

Nesta fase, devido à dificuldade para quantificar o caudal nominal e para simplificar o processo, é comum igualar-se o caudal nominal ao caudal médio. O rendimento global do aproveitamento elétrico depende diretamente da queda e do caudal e é em grande parte definido pelo produto dos rendimentos da turbina, do gerador e do transformador. [9]

A partir da expressão 2.2 é recorrente fazer-se uma simplificação. Admitindo um rendimento global do aproveitamento elétrico de 81,6% e exprimindo o peso volúmico em  $kN/m^3$ , a potência nominal a instalar passa a ser expressa em kW, e é calculada pela equação 2.4. [9]

$$P_N = 8 \times Q_N \times H_b \quad (2.4)$$

A aproximação anterior, nos casos de pequenos aproveitamentos, pode ser vista como demasiado otimista, por isso, é vulgar nestas situações encontrar-se valores do rendimento mais conservadores, na ordem dos 70%, de acordo com a expressão 2.5. [9]

$$P_N = 7 \times Q_N \times H_b \quad (2.5)$$

O valor aqui calculado serve como referência para a escolha do grupo turbina-gerador. Tendo em consideração a limitação de potências disponíveis no mercado, a escolha da potência do grupo deve estar próxima do cálculo teórico. Essa potência define depois o caudal nominal, por isso, é necessário proceder à correção da estimativa inicial através da equação 2.5. [9]

O cálculo da energia elétrica produzível, em ano médio, tem como base a curva de duração de caudais, obtida pelo estudo hidrológico. Na curva são definidos os limites máximo e mínimo de exploração da turbina selecionada, respetivamente  $\alpha_2 Q_N$  e  $\alpha_1 Q_N$ , assim como o caudal de cheia, acima do qual a queda é muito baixa e onde se torna impossível produzir. Ao serem definidos estes limites, estão-se a definir os tempos  $t_0$ ,  $t_1$  e  $t_2$ , que dizem respeito, respetivamente, ao momento em que o caudal de cheia, o caudal máximo e o caudal mínimo de operação são igualados ou excedidos (figura 2.4).

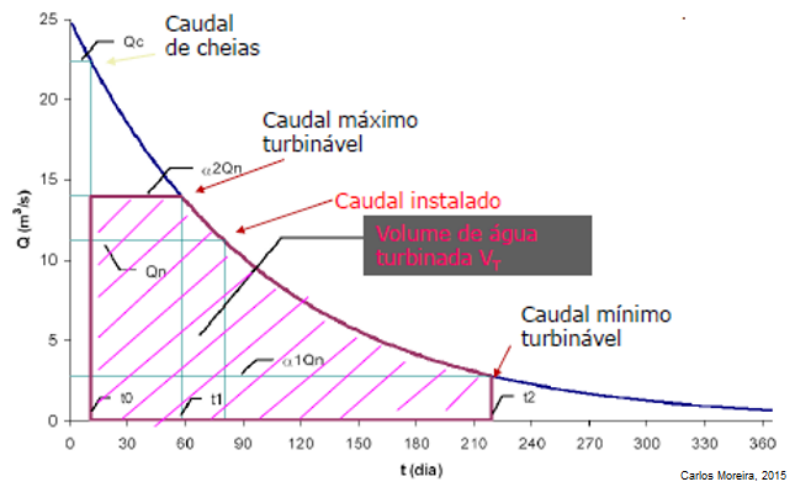


Figura 2.4: Exemplo de uma curva de duração de caudais detalhada.

Considerando um rendimento global e uma altura de queda constantes, a energia produzida, em kWh, é proporcional à área de exploração delimitada pela curva de duração de caudais ( $Q$ ). Em termos analíticos pode-se exprimir através da equação 2.6. [9]

$$E_a = 7 \times H_b \times \left[ (t_1 - t_0) \alpha_2 Q_N + \int_{t_1}^{t_2} Q(t) dt \right] \times 24 \quad (2.6)$$

## 2.4 Legislação nacional em 2016

Neste subcapítulo é feita uma revisão dos principais pontos da legislação nacional que abrange o tema desta dissertação. O enquadramento legal tem origem na Resolução da Assembleia da República (AR) n.º 136/2012. Essa resolução surgiu na sequência da falta de regulamentação para a atividade da produção hidroelétrica em moinhos, azenhas ou outros engenhos hídricos existentes em território nacional. Como resposta à Resolução, foi publicado o Decreto-Lei (DL) n.º 49/2015, de 10 de abril e é esse documento que servirá de base para a análise da legislação. A figura 2.5 resume a sequência lógica seguida para essa análise.

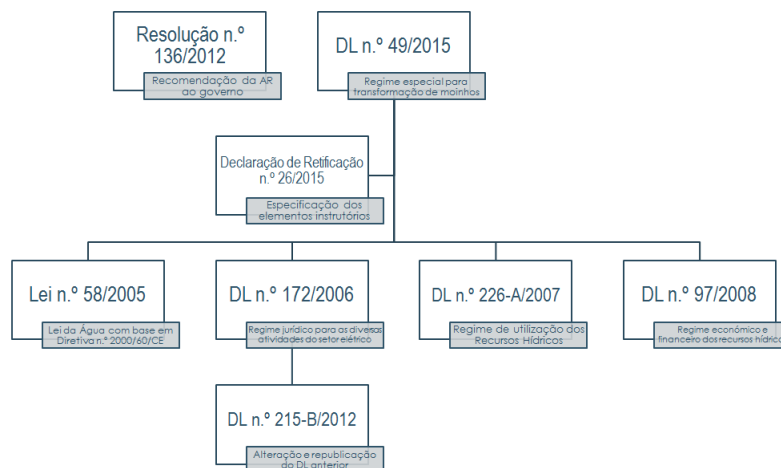


Figura 2.5: Diagrama resumo da legislação.

### 2.4.1 Resolução n.º 136/2012

Devido à falta de legislação e com vista a abrir uma nova oportunidade no setor da produção de energia, a AR, através desta Resolução recomendou ao governo que [13]:

- Regule a produção de energia hidroelétrica por via do aproveitamento e transformação de moinhos ou outros engenhos hídricos já existentes em território nacional, em regime não bonificado, com ligação à rede elétrica de serviço público (RESP) em baixa tensão (BT), aplicável ao domínio público hídrico e a água particulares, agilizando ainda os processos relativos à obtenção de títulos de utilização dos recursos hídricos, quando legalmente exigidos;
- Dispense os processos de avaliação de impacto ambiental, utilizando por sua vez estudos de incidências ambientais, apenas se houver alterações das características das estruturas existentes, focados na análise dos descritores da qualidade da massa de água cumprindo os planos de gestão de região hidrográfica e a Lei da Água;
- Faça um levantamento do potencial hídrico nacional.

### 2.4.2 Decreto-Lei n.º 49/2015, de 10 de abril

O presente DL surgiu em resposta à Resolução da AR n.º 136/2012. Neste DL, foi estabelecido o regime especial aplicável à adaptação de moinhos ou outras infraestruturas hidráulicas para a produção de energia hidroelétrica, onde se inclui os termos e as condições de atribuição do título de utilização dos recursos hídricos para fins de produção de eletricidade e a articulação com o regime do acesso a esta atividade.

Este regime aplica-se, cumulativamente, nas seguintes condições [6]:

- Tratar-se da adaptação de moinhos ou outras infraestruturas hidráulicas, localizadas em terrenos, leitos e margens privadas, para a produção de energia hidroelétrica;
- Utilizar-se águas no domínio público hídrico do Estado;
- A recuperação e utilização das infraestruturas não provocar alterações no regime fluvial do curso da água, não implicar a implantação de novas infraestruturas hidráulicas ou o represamento de água;
- A potência elétrica instalada ou a injetar na RESP ser inferior ou igual a 1 MVA;
- A energia elétrica produzida não ser remunerada no regime de remuneração garantida ou através de tarifa bonificada;
- Necessidade de parecer prévio da administração cultural, sempre que os imóveis referidos se encontrem classificados ou abrangidos por zona de proteção.

Cabe à Agência Portuguesa do Ambiente (APA, I.P.) e à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), de forma articulada, verificar a utilização de recursos hídricos e de controlar o acesso à atividade de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis. [6]

Neste DL são ainda introduzidos um conjunto de documentos que enquadram os diversos mecanismos associados à produção de energia [6]:

- A Lei da Água, aprovada na Lei n.º 58/2005, de 29 de dezembro, alterada pelos DL n.º 245/2009, de 22 de setembro, 60/2012, de 14 de março, e 130/2012, de 22 de junho em conjunto com o Regime da Utilização dos Recursos Hídricos, aprovado pelo DL n.º 226-A/2007, de 31 de maio, obrigam à celebração prévia de um contrato de concessão para a captação de água com o objetivo de produzir energia elétrica;
- No que diz respeito à utilização de recursos hídricos, a captação de água para a produção de eletricidade, no conjunto de condições descritas anteriormente, requer título de utilização e licença prévia, atribuída aos proprietários ou outros titulares legalmente habilitados, nos termos do disposto no Regime da Utilização dos Recursos Hídricos, aprovado pelo DL n.º 226-A/2007, de 31 de maio;
- Consoante a finalidade deste tipo de produção, seja para injeção na RESP da totalidade da energia produzida ou para produção em autoconsumo, obedece aos regimes simplificados da comunicação prévia ou de registo prévio para produção destinada ao autoconsumo, respetivamente, no n.º 3 do artigo 33.º-E do DL n.º 172/2006, de 23 de agosto ou no DL n.º 153/2014, de 20 de outubro;
- O regime económico e financeiro dos recursos hídricos devido à utilização de águas do domínio público hídrico do Estado está descrito no DL n.º 97/2008, de 11 de junho.

Por último é importante referir que este DL está sujeito à Declaração de Retificação n.º 26/2015, onde são especificados os elementos instrutórios necessários para a obtenção da licença de utilização da água. Os elementos instrutórios a ser apresentados são os seguintes [14]:

- Localização da infraestrutura à escala 1:25000, incluindo as coordenadas geográficas;
- Descrição da infraestrutura, incluindo imagem fotográfica;
- Identificação da linha de água;
- Cópia do título de propriedade dos terrenos e das infraestruturas ou outro documento comprovativo;
- Descrição e características técnicas das alterações nas infraestruturas existentes.

### **2.4.3 Lei n.º 58/2005, de 29 de dezembro**

Esta Lei, também designada por Lei da Água, transpõe para a legislação nacional a Diretiva n.º 2000/60/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de outubro, estabelecendo um conjunto de ações comunitárias na área da política da água.

Os principais objetivos deste documento são difundir a utilização sustentável da água, assegurar a boa qualidade da água, reduzir gradualmente a poluição assegurando o cumprimento das metas definidas em acordos internacionais, proteger e melhorar o estado dos ecossistemas aquáticos e os ecossistemas que dele dependem. Para isso a presente Lei tem em conta um conjunto de princípios que devem considerados no decorrer dos processos de gestão da água. Entre outros, destacam-se os princípios do valor social da água, do valor económico da água e da dimensão ambiental da água.

São enunciados um conjunto de organismos públicos nacionais e regionais com funções e competências diversas no âmbito da Lei da Água, em que se destacam:

- Instituto da Água (INAG);
- Conselho Nacional da Água (CNA);
- Administrações das regiões hidrográficas (ARH);
- Conselhos da região hidrográfica (CRH).

Um agente que queira desenvolver um atividade relacionada com a utilização dos recursos hídricos e que daí resulte um impacte significativo no estado das águas necessita de estar legalmente habilitado nomeadamente através de um título de utilização emitido de acordo com os termos e condições descritos nesta Lei. Os títulos de utilização devem garantir o respeito e o cumprimento de normas, assegurando que o utilizador não pratique atos ou atividades que causem a degradação

do estado das águas.

A utilização privativa dos recursos hídricos é definida como a reserva de um maior aproveitamento dos recursos obtida por alguém em relação à generalidade dos utentes. Este direito de utilização só pode ser atribuído por licença ou por concessão.

As licenças dão ao seu titular o direito de realizar as atividades requeridas de acordo com o previsto legalmente com um período máximo de 10 anos, consoante o tipo de utilização e tendo em conta o período necessário para a amortização dos investimentos. A aquisição da licença e a atividade que lhe está associada obriga ao pagamento de uma taxa de recursos hídricos e uma caução que garanta o cumprimento das condições impostas pela licença. Precisam de licença prévia, entre outras, as seguintes utilizações privativas dos recursos hídricos do domínio público:

- A captação de águas;
- A ocupação temporária para construção ou alteração de infraestruturas hidráulicas;
- A implantação de infraestruturas hidráulicas.

A concessão de utilizações privadas dos recursos hídricos do domínio público é concedida de acordo com o contrato a formalizar entre a administração e o concessionário. Esta concessão garante ao seu titular o uso exclusivo para os fins devidamente identificados na utilização do domínio público hídrico no prazo máximo de 75 anos. Necessitam de concessão, entre outras, as utilizações privativas dos recursos hídricos do domínio público através da captação de água por implantação de infraestruturas para a produção de energia. [15]

#### **2.4.4 Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto**

Este DL obedece ao que foi estabelecido pelo DL n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, onde foram instituídas as bases gerais da organização e funcionamento do sistema elétrico nacional (SEN). As atividades descritas nesse documento garantem a igualdade de oportunidades e de tratamento entre todas as entidades do sistema, tendo em consideração os princípios da concorrência.

O presente DL foi alterado e republicado através do DL n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, que por sua vez foi retificado pela Declaração de Retificação n.º 73/2012. Nele é definido o regime jurídico que se aplica à produção, com exceção da produção de eletricidade em cogeração, energia das ondas ou energia nuclear, microprodução, miniprodução, transporte, distribuição, com a exceção das redes de distribuição fechadas e comercialização de eletricidade. As alterações mais relevantes têm que ver com a alteração dos conceitos de produção em regime ordinário (PRO) e produção em regime especial (PRE) e com a consolidação do regime jurídico aplicado à PRE, com ênfase para a produção com recurso a fontes renováveis. Esta mudança permitiu que a PRE fosse distinguida da PRO não só pelos regimes especiais relativos às políticas de incentivo mas também pela introdução em regime remuneratório de mercado da produção através de recursos endógenos.

A produção de eletricidade no regime especial é um exercício livre estando sujeita a controlo prévio que é executado através de uma licença de produção ou através de comunicação prévia. Os procedimentos de controlo prévio dependem de um conjunto de critérios que têm em conta os objetivos da política energética, entre eles constam:

- O impacto nos custos económicos e financeiros do SEN;
- A segurança e a fiabilidade dos componentes da RESP;
- A existência de condições adequadas de ligação à RESP, para que a potência a injetar não exceda a capacidade total no ponto de injeção;
- A contribuição para o aumento da eficiência energética, para a redução das emissões de gases poluentes e aumento da produção através de fontes renováveis;
- A contribuição para o desenvolvimento local.

A avaliação e respetiva aceitação dos procedimentos de controlo prévio para centros produtores com capacidade máxima instalada igual ou inferior a 10 MVA assim como a emissão de licença de exploração ou certificado de exploração são da responsabilidade da DGEG.

Cada instalação dos centros eletroprodutores está sujeita a licença de produção quando se aplique uma das seguintes situações:

- Tenha uma potência de ligação à rede superior a 1 MVA;
- Esteja sujeita aos regimes jurídicos de avaliação de impacto ambiental ou de avaliação de incidências ambientais;
- Esteja projetada para espaço marítimo nacional;
- Seja aplicado o regime de remuneração garantida.

Se nenhuma das situações anteriores se aplicar à instalação em questão o controlo prévio é realizado através de comunicação prévia.

A produção de eletricidade em regime especial pode ser efetuada de acordo com um dos seguintes regimes remuneratórios:

- Regime geral — Neste regime os produtores vendem a energia que produzem em mercados organizados ou através de contratos bilaterais celebrados com clientes finais ou com agentes comercializadores, incluindo o facilitador de mercado ou outro comercializador também ligado à produção;
- Regime de remuneração garantida — Neste regime a energia produzida é entregue pelos produtores ao comercializador de último recurso, sendo atribuída ao produtor a respetiva remuneração. Este regime enquadra-se no DL n.º 189/88, de 27 de maio, atualizado e republicado no DL n.º 35/2013, de 28 de fevereiro.



Ambos os regimes dependem da aquisição da licença de produção ou da aprovação da comunicação prévia, assim como das licença ou certificado de exploração, no caso do regime de remuneração garantida é necessária a atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP.

O acesso às redes que constituem a RESP deve respeitar o Regulamento de Acesso às redes e Interligações e o Regulamento Tarifário. Os operadores da RESP devem dar prioridade à eletricidade produzida a partir de fontes renováveis com exceção dos aproveitamentos com potência instalada maior do que 30 MW. Se necessário devem ainda tomar medidas operacionais para acautelar ou minimizar limitações do transporte e distribuição de energia. Apesar de ser da responsabilidade do produtor os custos de ligação à RESP, os operadores necessitam de fornecer informações rigorosas, nomeadamente, uma estimativa dos custos de ligação e uma calendarização do tratamento do pedido.

A medição de energia e da potência fornecida pelo produtor à RESP é realizada por contador que garante ainda a contagem diferenciada do que é consumido e fornecido à rede ou por transformadores de medida que podem ser comuns às duas medidas. Todos os equipamentos e regras técnicas usados nas medições são semelhantes aos usados pela rede pública aos consumidores convencionais. [16]

#### **2.4.5 Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de maio**

Este DL estabelece o Regime de Utilização dos Recursos Hídricos de acordo com a Lei n.º 58/2005, de 29 de dezembro. Este novo regime introduziu mudanças no sistema dos títulos de utilização tornando o processo administrativo mais simples e mais célere.

Estes títulos são atribuídos pela ARH respetiva. O registo e a caracterização das utilizações dos recursos hídricos e dos respetivos títulos são realizados através do Sistema Nacional de Informação dos Títulos de Utilização dos Recursos Hídricos (SNITURH) e cabe ao INAG garantir a sua operacionalidade informática.

É possível, a qualquer interessado, realizar um pedido de informação prévia sobre a eventualidade de utilização dos recursos hídricos para o fim pretendido, desde que junte informação rigorosa sobre a finalidade da utilização e do local pretendido.

Sempre que emissão do título de utilização assim o exigia, deve ser instalado um sistema de autocontrolo ou programas de monitorização adequados ao tipo de instalação produtora. As características, procedimentos e a periodicidade do envio dos registos integram o conteúdo do respetivo título e manutenção atualizada desses registos deve vigorar para efeitos de inspeção ou fiscalização por parte das autoridades competentes.

Neste DL, define-se captação de águas como a utilização de volumes de água superficiais com ou sem retenção para, entre outras finalidades, a produção de energia hidroelétrica. Esta captação deve ser realizada cumprindo o Plano Nacional de Águas, nos planos de gestão de bacia hidrográfica e de gestão de água na vertente energética.

Relativamente às infraestruturas hidráulicas, é atribuída a responsabilidade técnica à pessoa devidamente qualificada e reconhecida pela respetiva ordem profissional, respondendo pela conformidade da execução da obra. Durante a construção são realizadas vistorias pela autoridade competente para verificar a boa execução da obra e a implementação das medidas de minimização ambiental. Em caso de parecer favorável é possível dar início ao processo de atribuição de licença de exploração. No caso de açudes e barragens, a segurança é corroborada de acordo com a legislação específica. Durante o período de exploração são realizadas vistorias trienais com o objetivo de confirmar as condições de funcionamento e operacionalidade.

O presente DL, enuncia ainda um conjunto de contraordenações ambientais classificadas como leves, graves ou muito graves. Entre um conjunto numeroso de situações destacam-se por exemplo a falta de documentação exigida legalmente ou a má execução das obras com prejuízo para o meio envolvente. [17]

#### 2.4.6 Decreto-Lei n.º 97/2008, de 11 de junho

O regime económico e financeiro dos recursos hídricos adotados neste DL revela-se um importante instrumento para a execução dos princípios que regem a Lei da Água. Aqui são definidos instrumentos económicos e financeiros a aplicar, nomeadamente a taxa de recursos hídricos, as tarifas dos serviços públicos de águas e os contratos-programa em matéria de gestão dos recursos hídricos.

A taxa de recursos hídricos tem como objetivo compensar o custo ambiental e os custos administrativos que resultam da utilização privativa do domínio público hídrico. Esta taxa recai sobre as seguintes utilizações dos recursos hídricos:

- Utilização privativa de águas no domínio público hídrico do Estado (A);
- Descarga, direta ou indireta, de efluentes sobre os recursos hídricos, suscetível de causar impacte significativo (E);
- Extração de materiais inertes do domínio público hídrico do estado (I);
- Ocupação de terrenos ou planos de água do domínio público hídrico do Estado (O);
- Utilização de águas, qualquer que seja a sua natureza ou regime legal, sujeitas a planeamento e gestão públicos, suscetível de causar impacte significativo (U).

A base tributável da taxa de recursos hídricos é dada por:

$$Taxa = A + E + I + O + U \quad (2.7)$$

As componentes da fórmula dizem respeito a cada tipo de utilização apresentada anteriormente, a sua aplicação é cumulativa e a inaplicabilidade de qualquer uma delas não prejudica a aplicação das demais. Para a situação em estudo apenas se enquadram três das cinco componentes.

A componente "A" diz respeito à utilização privativa de águas do domínio público do Estado, através da aplicação de um valor de base ao volume de água captado, desviado ou utilizado na produção de energia hidroelétrica, expresso em metro cúbico, multiplicado pelo coeficiente de escassez.

O valor de base da componente "A" varia de acordo com o tipo de utilização, para a produção de energia hidroelétrica esse valor é de 0,00002 €. O coeficiente de escassez varia entre 1 e 1,2 conforme a localização das bacias hidrográficas, no caso do Douro o coeficiente toma o valor de 1.

No que diz respeito à produção de energia hidroelétrica a componente "A" é reduzida nas seguintes condições:

- 50% quando há uma utilização de águas em aproveitamentos com queda bruta máxima até 10 metros;
- 80% quando a água está sujeita a bombagem, no caso se serem empregues grupos reversíveis.

Existe isenção da componente "A" nos seguintes casos:

- Sejam utilizados equipamentos de extração com potência total que não ultrapasse os 5 Cv ou quando a captação tenha impactos adversos significativos nos recursos hídricos, conforme indicação da ARH ou do instrumento de planeamento aplicável;
- A utilização de águas fundamentada em razões de segurança de abastecimento ou outras razões estratégicas nacionais, determinada por despacho ministerial.

A componente "O" corresponde à ocupação de terrenos do domínio público hídrico do Estado e à ocupação e criação de planos de água, calcula-se pela aplicação de um valor de base à área ocupada, expressa em metro quadrado.

O valor anual de base da componente "O" depende do tipo de utilização, para a produção de energia elétrica, é de 0,05 €. As condutas, cabos e demais equipamentos que ocupem o domínio público hídrico, e que sejam quantificados em metro linear, estão sujeitos à taxa de 1 € por metro linear sempre que a ocupação seja à superfície e à taxa de 0,10 € por metro linear sempre que a ocupação seja feita no subsolo.

Estão isentas da componente "O", entre outros aspetos:

- A ocupação de terrenos por estradas e outras vias de comunicação públicas;
- A ocupação de terrenos feita pelos planos de água de aproveitamentos hidroelétricos, se a utilização de água contida nas respetivas albufeiras se destine a fins de utilidade pública ou de interesse geral.

A componente "U" diz respeito à utilização privativa de águas, qualquer que seja a sua natureza ou regime legal, sujeitas a planeamento e gestão públicos, suscetível de causar impacto significativo, calculando-se pela aplicação de um valor de base ao volume de água captado, desviado ou utilizado na produção de energia hidroelétrica, expresso em metro cúbico.

O valor da componente base "U" varia de acordo com o tipo de utilização, no caso da produção de energia hidroelétrica, é de 0,000004 €.

No que diz respeito à produção de energia hidroelétrica a componente "U" é reduzida nas mesmas condições da componente "A". Relativamente aos casos de isenção a componente "U" também está de acordo com a componente "A".

Nas situações em que o título de utilização tenha uma validade igual ou superior a um ano, o volume de água que diz respeito às componentes "A" e "U", é determinado com base em equipamentos que permitem o autocontrolo e medições regulares comunicadas atempadamente conforme indicado no DL 226-A/2007, de 31 de maio. No caso de não existirem esses equipamentos ou não serem comunicadas atempadamente ou o título de utilização tiver validade inferior a um ano, as componentes "A" e "U", são determinadas com base nos valores máximos indicados no título de utilização. No caso de os elementos disponíveis pela ARH indicarem valores mais elevados procede-se a uma determinação indireta através de estimativa com recurso às informações ao dispor da ARH.

As tarifas dos serviços públicos de águas permitem recuperar os investimentos feitos na instalação ou modernização de infraestruturas e equipamentos utilizados na prestação de serviços de águas, promover a sua eficiência na gestão dos recursos hídricos e garantir a estabilidade económico e financeira das entidades que realizem estas atividades em prol da comunidade.

Os contratos-programa aplicam-se em atividades de gestão de recursos hídricos, estimulando a colaboração entre entidades públicas e entidades privadas e cooperativas nessa gestão de forma eficiente e sustentável, incentivando novos investimentos e contribuindo para a interiorização dos benefícios ambientais. [18]

## 2.5 Considerações finais

O projeto de desenvolvimento de um aproveitamento hidroelétrico envolve um rigoroso e completo conjunto de estudos que antecedem a fase de construção. Nesse período, deve ser feito um levantamento das características do local, no que diz respeito à geologia e morfologia do terreno. Com os dados disponíveis dos caudais, é necessário construir uma curva de duração de caudais que permita caracterizar o recurso hídrico e numa fase posterior, será também uma referência para dimensionar o próprio aproveitamento. Para além disso, o estudo hidrológico permite estimar de forma aproximada a potência a instalar na central e a produção de energia elétrica média anual.

Os conhecimentos anteriores são fundamentais para perceber, desde logo, a viabilidade do projeto e verificar se as condições do terreno e do recurso se podem adaptar às infraestruturas

existentes, de acordo com o que é legalmente aceite. Como foi visto, a legislação impõe que haja apenas uma adaptação das estruturas existentes, sem que se façam alterações ao curso de água ou se construam novas infraestruturas.

Verificou-se, na legislação analisada, que esta atividade requer um conjunto alargado de procedimentos burocráticos. A utilização de água do domínio público e a própria atividade de produção de energia elétrica exigem diversos tipos de licenças, títulos de utilização ou contratos de concessão, que requerem da parte do produtor um conhecimento alargado aos vários decretos legislativos que abrangem estas atividades.

Por último, há dois aspetos importantes a reter, relativamente a questões técnicas e económicas. Em primeiro lugar, no que diz respeito à potência instalada ou que é entregue à RESP, a legislação limita essa potência até um valor máximo de 1 MVA, o que é um importante aspeto seletivo deste tipo de produção dispersa. Comparando esta atividade com outras formas de produção de energia, dentro do regime de PRE, a utilização de moinhos não está inserida no regime de remuneração garantida ou de tarifa bonificada. Este pormenor obriga a que este tipo de produção esteja em desvantagem em relação às restantes mini-hídricas, uma vez que a venda de energia é feita em regime geral, em mercado ou através de contratos bilaterais, semelhante ao que acontece em regime de PRO.



## Capítulo 3

# Centrais mini-hídricas de baixa queda

### 3.1 Introdução às centrais mini-hídricas

As centrais mini-hídricas muitas vezes são vistas como uma cópia em tamanho pequeno das grandes centrais hídricas, contudo é uma ideia que não corresponde à realidade, uma vez que estas têm características próprias que as distinguem das restantes:

- Permitem o uso de novas tecnologias com o objetivo de reduzir custos;
- Utilizam infraestruturas compactas e simples simplificando os trabalhos de construção no local;
- Utilizam turbinas normalizadas com maiores rendimentos para diferentes gamas de regimes de funcionamento;
- Permitem a automatização total da central devido à maior simplicidade de operação;
- Funcionam a fio de água, limitando o armazenamento de água e não permitindo a regularização do caudal afluente.

Em Portugal a designação mini-hídrica ou pequena central hidroelétrica (PCH) é usada para centrais hidroelétricas com uma potência instalada inferior a 10 MW, no entanto, este número não é consensual uma vez que existem países que utilizam valores diferentes para classificar uma central como mini-hídrica. Dentro das mini-hídricas ainda se define o conceito de minicentral e microcentral, segundo o Decreto-Lei (DL) n.º 363/2007, de 2 de novembro e o DL n.º 34/2011, de 8 de março, que enquadram a produção e comercialização de energia elétrica em regime de micro e mini produção, respetivamente. [12, 19]

A União Internacional dos Produtores e Distribuidores de Energia Elétrica (UNIPEDA) recomenda que a classificação seja feita de acordo com a tabela 3.1.

Tabela 3.1: Classificação das mini-hídricas em relação à potência nominal instalada.

Designação	$P_N$ (MW)
Pequena central hidroelétrica	< 10
Minicentral hidroelétrica	< 2
Microcentral hidroelétrica	< 0,5

As principais vantagens que se destacam neste tipo de centrais são [20, 21]:

- A elevada eficiência, na ordem dos 70% a 90%;
- O elevado fator de capacidade ( $P/P_{max}$ ), ou seja a proporção entre a produção real da central num determinado período e a capacidade total máxima nesse mesmo período, na ordem dos 50% comparativamente a outras tecnologias de produção renováveis (10% na solar e 30% na eólica);
- Facilidade para realizar previsões do recurso;
- As suaves variações e intermitências do recurso ao longo do dia;
- A robustez da tecnologia;
- O baixo impacto ambiental.

Por outro lado, existem algumas desvantagens que podem ser facilmente atenuadas, ao serem tomadas as devidas precauções numa fase inicial do projeto:

- O impacto visual provocado pelas estruturas que constituem a central;
- As alterações no caudal ecológico do curso de água;
- As alterações dos ecossistemas locais (terrestre e aquático).

### 3.1.1 Constituição

A constituição de uma mini-hídrica depende de vários fatores como a altura da queda, as características do terreno ou as restrições ambientais. De uma forma geral, as mini-hídricas (figura 3.1) são constituídas por:

- "Intake" – Albufeira;
- "Feeder Canal" – Canal de adução;
- "Forebay" – Câmara de carga;
- "Penstock" – Conduto forçada;
- "Powerhouse" – Edifício da central.



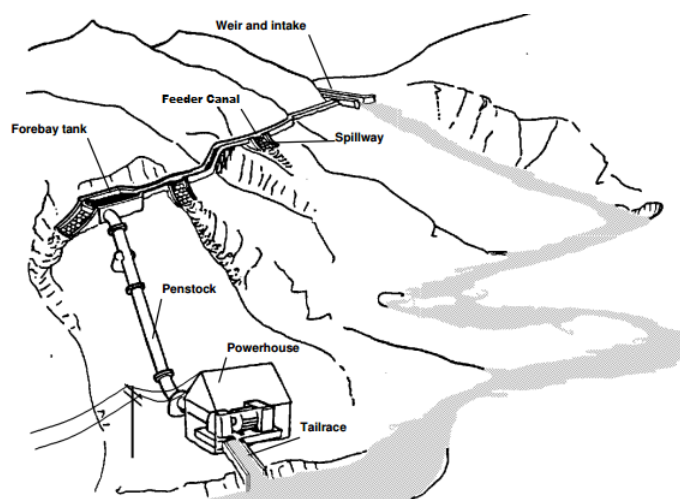


Figura 3.1: Composição típica de uma mini-hídrica. Adaptado de [20].

A figura anterior ilustra uma central com uma queda média/alta e um circuito hidráulico que se estende por várias dezenas ou centenas de metros, desde a albufeira até ao ponto de restituição.

Existem ainda um conjunto de variantes que permitem adaptar o aproveitamento hidroelétrico às diversas restrições do local, seja devido às características do terreno, à proximidade a outras infraestruturas como casas ou estradas ou até por questões ambientais. Neste capítulo a análise às configurações e aos seus constituintes recaem sobre as mini-hídricas de baixa queda.

### 3.1.2 Queda

A queda pode ter uma origem natural ou artificial e é definida como a altura vertical entre dois níveis de água, a montante e a jusante da central, ou seja, entre o ponto de captação e ponto de restituição. Tendo em conta essa altura as centrais hidroelétricas são classificadas de acordo com a tabela 3.2.

Tabela 3.2: Classificação das mini-hídricas quanto à altura da queda bruta. [9]

Designação	$H_b$ (m)
Baixa queda	2-20
Média queda	20-150
Alta queda	> 150

A sua potencialização pode envolver a construção de uma barragem ou o desvio temporário de água do curso natural do rio convergindo depois à saída do edifício da central situada num ponto mais baixo do terreno. Há situações em que a água é desviada de quedas de água ou dos chamados rápidos que constituem características naturais adequadas à implantação deste tipo de aproveitamentos.

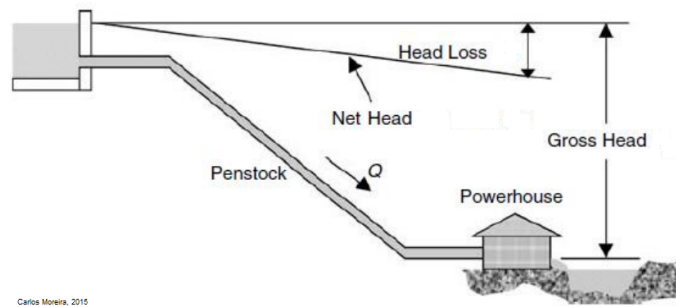


Figura 3.2: Esquema demonstrativo do conceito de queda.

Como se pode observar na figura 3.2 a noção de queda pode ser vista de diferentes formas. A queda bruta ("*Gross Head*") corresponde à distância vertical entre as superfícies de água a montante e a jusante da central, podendo-se ainda falar no conceito de queda bruta máxima, como a diferença máxima entre a altura máxima no ponto de captação da água e a altura mínima no ponto de restituição. Considerando-se as perdas hidráulicas ("*Head Loss*"), e se estas forem subtraídas à queda bruta obtém-se a chamada queda útil ("*Net Head*").

As perdas associadas à queda têm uma importância relevante em pequenas centrais hidroelétricas. Podem ser considerados dois tipos de perdas hidráulicas, perdas de carga e de cheia. [9]

### 3.1.2.1 Perdas de carga

São as perdas no circuito hidráulico por atrito nos canais ou nas condutas, devido às curvaturas ou às válvulas ao longo do circuito. Estas perdas calculam-se pela equação 3.1. [9]

$$h_c = H_b \times p_c^{máx} \times \left( \frac{Q_d}{Q_N} \right)^2 \quad (3.1)$$

Onde:

- $H_b$  é a queda bruta [m];
- $p_c^{máx}$  é o valor máximo das perdas de carga em percentagem da altura de queda bruta, em geral variam entre os 3% e os 5%;
- $Q_d$  é o caudal disponível [ $m^3/s$ ];
- $Q_N$  é o caudal nominal [ $m^3/s$ ].

### 3.1.2.2 Perdas de cheia

São as perdas que surgem em períodos de caudais elevados e em que a queda diminui em consequência disso. Estas perdas apenas se aplicam quando o caudal afluyente excede o caudal nominal. A expressão 3.2 permite calcular as perdas de cheia. [9]

$$h_{ch} = h_{ch}^{m\acute{a}x} \times \left( \frac{Q - Q_N}{m\acute{a}x(Q) - Q_N} \right)^2 \quad (3.2)$$

Onde:

- $h_{ch}^{m\acute{a}x}$  é a redução máxima na queda bruta devido aos caudais de cheia;
- $Q$  é o caudal da série original [ $m^3/s$ ].

### 3.1.3 Caudal

O caudal é definido como um volume de água que passa numa determinada secção de um curso de água ao longo do tempo. Tal como acontece com a queda, também aqui existem diversos conceitos que importa realçar, estando eles ilustrados na figura 3.3.

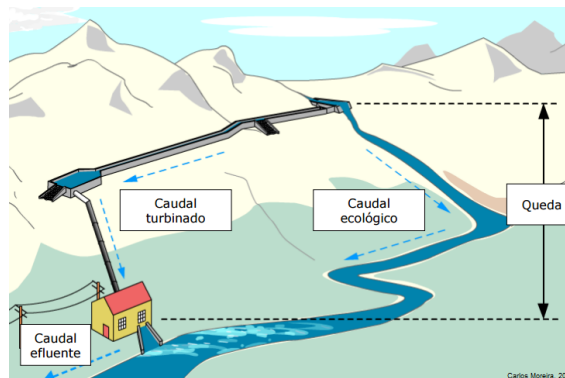


Figura 3.3: Esquema demonstrativo do conceito de caudal.

No ponto de captação é feita a derivação de uma pequena parte do caudal de um curso de água, dividindo-se em caudal turbinado e caudal ecológico.

O caudal ecológico ( $Q_e$ ) ou caudal residual é o caudal que não pode ser turbinado por razões ecológicas e ambientais. O valor deste caudal deve ser conhecido ou estimado numa fase inicial, se não existir informação acerca do mesmo, geralmente utiliza-se valores que variam entre 3% a 5% do caudal nominal. O caudal ecológico deve ser subtraído a cada um dos valores da curva de duração de caudais ( $Q$ ), obtendo-se os valores do caudal disponível através da expressão 3.3. [9]

$$Q_d = m\acute{a}x(Q - Q_e; 0) \quad (3.3)$$

O caudal turbinado corresponde ao caudal que passará pelo sistema hidráulico até ser restituído no caudal principal, resultando daí o conceito de caudal efluente.

O caudal nominal ou caudal instalado é o caudal garantido durante, aproximadamente, 20% a 30% do ano médio e que se considera como sendo o máximo turbinável e é aquele que é usado para dimensionar a turbina. Existe ainda o caudal modular que é o caudal médio anual, que ocorre entre 15% a 20% do ano médio.

### 3.1.4 Situação em Portugal

Segundo as estatísticas mais recentes fornecidas pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), relativas ao mês de março de 2016, existiam em Portugal 372 MW instalados em PCH dos quais 20 kW dizem respeito a minicentraís e 209 kW a microcentrais.

Observando a figura 3.4, verifica-se que nos últimos anos houve um estagnamento da potência instalada em PCH, permanecendo praticamente constante depois de se ter verificado um aumento considerável entre 2008 e 2011. Este estagnamento justifica-se pela maior aposta noutras tecnologias como a eólica e a fotovoltaica que acumularam grandes crescimentos nos últimos 9 anos. Para além disso, a crise económica que tem vindo a afetar Portugal, contribui também para a diminuição de investimento neste tipo de infraestruturas, algo que está patente no DL 25/2012, de 6 de fevereiro, que suspendeu a atribuição de potências de injeção na rede elétrica de serviço público (RESP) e onde se apelou a uma melhor avaliação e análise dos projetos na área da produção energética. [22]

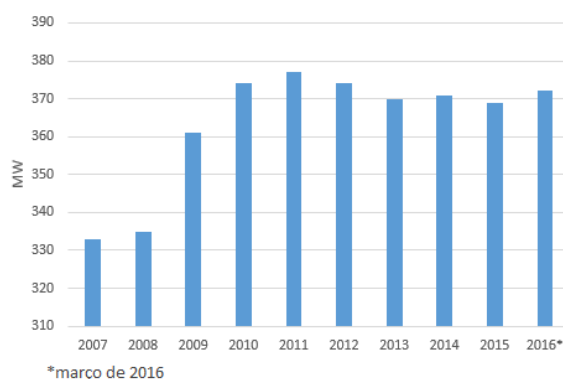


Figura 3.4: Evolução da potência instalada em PCH. Adaptado de [19].

A indisponibilidade económica para apostar em projetos grandes dimensões, origina a possibilidade de investir em projetos de menor dimensão. Surge por isso a oportunidade de apostar em minicentraís e microcentrais hidroelétricas, aproveitando as potencialidades e recursos hídricos existentes no território nacional.

Depois de analisar como evoluiu a potência instalada em PCH ao longo dos últimos anos, interessa perceber como dentro desse grupo de centrais hidroelétricas, se comportam as minicentraís (figura 3.5) e as microcentrais (figura 3.6).

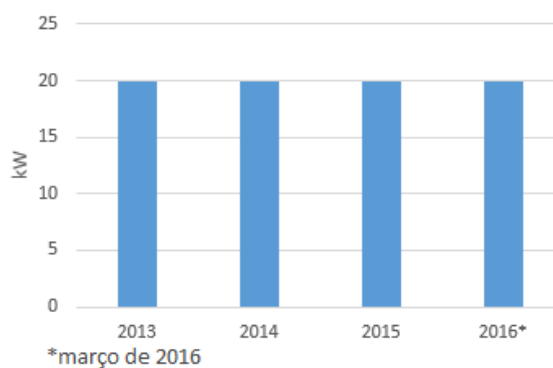


Figura 3.5: Evolução da potência instalada em minicentrals hidroelétricas. Adaptado de [19].

Relativamente às minicentrals hidroelétricas verifica-se que ao longo dos últimos três anos a potência instalada manteve-se inalterada.

Passando agora para as microcentrais hidroelétricas, o cenário é um pouco diferente.

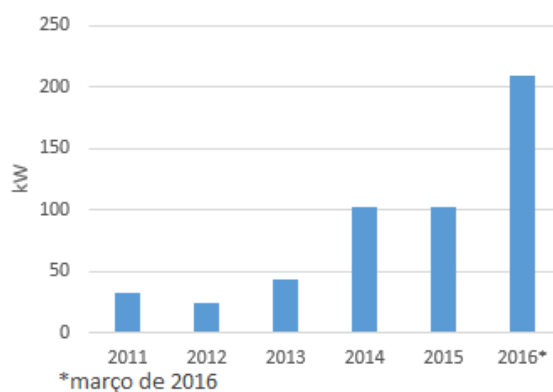


Figura 3.6: Evolução da potência instalada em microcentrais hidroelétricas. Adaptado de [19].

Nas microcentrais, verificou-se um aumento muito significativo da potência instalada, cerca de 150 kW, entre 2013 e 2016.

## 3.2 Configurações possíveis de uma mini-hídrica de baixa queda

Como já foi referido na secção 2.2 a escolha da configuração ideal de uma mini-hídrica varia de acordo com a sua localização e com as condições do local de implementação da central, sejam elas relativas às características geológicas ou topográficas do terreno ou de ordem ambiental.

Tipicamente pode-se associar um conjunto de configurações padrão à altura da queda. Nas centrais de alta ou média queda encontra-se frequentemente uma configuração típica de uma mini-hídrica (figura 3.1) ou por vezes variantes dessa configuração, onde se destaca a existência de uma conduta forçada.

Nas centrais de baixa queda, a situação anterior não ocorre, neste tipo de central destacam-se dois tipos de configuração, uma versão simplificada daquilo que se entende como a configuração típica e uma versão mais concentrada em que a central é encastrada numa pequena barragem ou açude construído no local. [20]

### 3.2.1 Central apenas com canal de adução e câmara de carga

Este tipo de esquema (figura 3.7) por ser visto como uma versão simplificada da configuração típica (figura 3.1), devido à altura da queda não é necessária a utilização de uma conduta forçada. Uma vantagem desta configuração é a possibilidade de reutilização de infraestruturas antigas como é o caso de canais de transporte da água para moinhos, conhecidos como levadas, o que sendo possível permite cumprir um dos requisitos definidos no DL n.º 49/2015, de 10 de abril, para além de permitir uma poupança económica no projeto. Contudo, os canais existentes podem não ter as dimensões adequadas para transportar o caudal de água necessário para a produção, é por isso uma questão a analisar por parte do responsável do projeto.

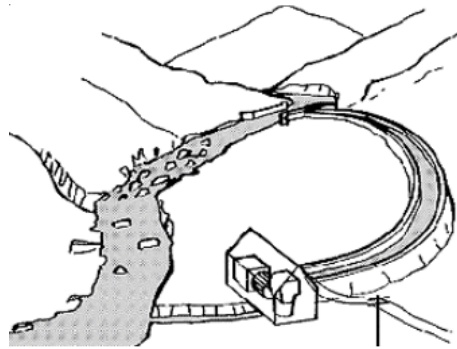


Figura 3.7: Esquema de uma central apenas com canal de adução e câmara de carga. [20]

### 3.2.2 Central encastrada na barragem

A outra solução para centrais de baixa queda é feita através de uma pequena barragem onde é encastrada uma central (figura 3.8). Esta configuração constitui uma solução mais concentrada, mas que pode exigir uma maior quantidade de trabalhos de construção e consequentemente maiores custos do projeto para além de haver um maior impacto ambiental. Como esta solução implica um represamento de água a sua utilização não é possível no âmbito do DL n.º 49/2015, de 10 de abril.

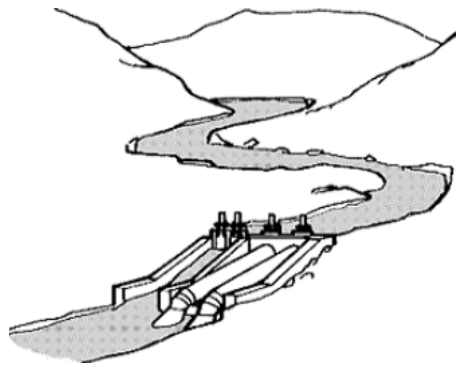


Figura 3.8: Esquema de uma central encastrada numa barragem. [20]

### 3.3 Principais Elementos de uma mini-hídrica

As mini-hídricas de baixa queda, como foi visto no ponto anterior, apresentam configurações mais simples, mais ou menos compactas e constituídas por diversas partes que serão agora analisadas de forma mais detalhada.

#### 3.3.1 Albufeira

Localizado num nível mais elevado do terreno, este é um ponto muito importante na configuração da central pois é aí onde é feita a captação/derivação da água. Este local deve ser corretamente delineado para que, por um lado o caudal turbinado seja o indicado para se conseguir produzir com o rendimento desejado e por outro lado, para que o caudal ecológico seja suficiente para manter a qualidade do ecossistema.

O conhecimento das características do local é essencial uma vez que em muitos casos pode ser possível aproveitar as condições naturais do local, poupando-se assim em custos de construção e diminuição dos impactos ambientais.

Em pequenos aproveitamentos, a derivação pode ser feita recorrendo a partículas sólidas como areia ou gravilha que ao serem depositadas em locais estratégicos no leito principal obrigam a que haja um desvio do fluxo de água, como é demonstrado na figura 3.9. Nestas situações devem ser consideradas medidas adicionais, nomeadamente meios de proteção do circuito hidráulico como grades, para evitar que com o passar do tempo estas partículas ou mesmo outro tipo de detritos sejam arrastadas ao longo circuito hidráulico até à turbina, acabando por danificar e prejudicar o rendimento da turbina e da central. [8, 12, 23]

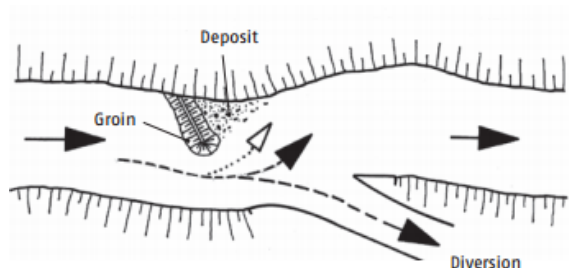


Figura 3.9: Ponto de captação com recurso a depósito de partículas sólidas. [23]

Muitas vezes pode ser necessário a construção de um pequeno açude (“Weir”) que permite reter, elevar e desviar a água conduzindo-a ao caudal turbinado. Apesar de se assemelhar a uma barragem, a sua capacidade de armazenamento é praticamente nula, vindo daí a definição de central a fio-de-água. A existência de um descarregador de cheias (“Flushing channel”) permite numa situação de cheias evitar a danificação do açude. Outro aspeto a considerar é a existência de uma pequena comporta (“Intake gate”) que permite controlar e regular o caudal turbinado. Em determinadas situações é necessário a colocação de um sistema de transposição de peixes. [8, 12, 23]

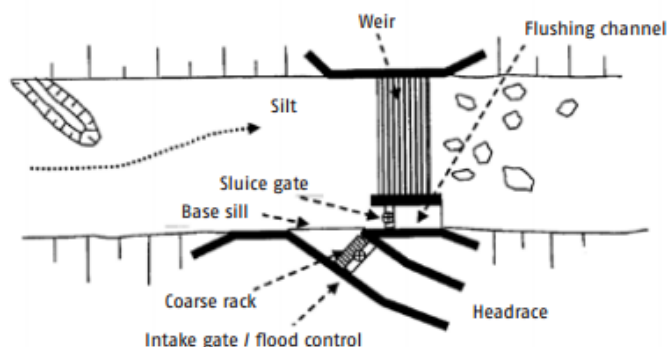


Figura 3.10: Esquema de um pequeno açude. [23]

### 3.3.2 Canal de adução

Em alguns aproveitamentos pode-se encontrar estes canais que transportam a água desde a albufeira passando pela câmara de carga até ao edifício da central.

Esta estrutura possui, normalmente, um ligeiro declive e funciona em canal aberto, mas poderão existir ainda secções em conduta fechada ou em túnel. O canal de adução pode ser realizado de uma forma natural aproveitando as características naturais do terreno através da escavação de uma vala ou de uma forma artificial através da construção de novas estruturas, existindo ainda a possibilidade de aproveitar infraestruturas antigas como por exemplo canais de moinhos antigos. É possível encontrar condutas em forma triangular, retangular, trapezoidal ou em semicírculo, tendo



cada uma características próprias que devem ser tidas em conta na escolha do formato a adotar. [8, 12, 23]

Normalmente, tratando-se de canais abertos há certas questões de segurança que devem ser consideradas no seu dimensionamento. Deve-se garantir uma margem de segurança entre a superfície da água e o topo do canal. Para condutas perfeitamente planas é comum deixar-se no mínimo 10 centímetros e um terço da altura da água com um mínimo de 15 centímetros para os restantes casos. Outro aspeto importante a considerar, é a instalação em pontos estratégicos de descarregadores de cheias, garantindo a segurança do sistema em caso de excesso de água a circular pelo caudal turbinado. A velocidade da água no canal também deve ser controlada, existindo limites conforme o tipo de material utilizado na construção dos canais, por forma a evitar a sua erosão. [8, 12, 23]

Na figura 3.11 está ilustrado um exemplo real de um canal de adução.



Figura 3.11: Canal de adução.

O caudal de água que circula num canal depende da sua secção transversal, do declive e da rugosidade. O dimensionamento do canal deve garantir a estabilidade do mesmo, ou seja, que o caudal se mantenha constante ao longo do comprimento do canal. A aplicação de cálculos hidráulicos em canais naturais é um processo mais complexo do que em canais artificiais pois nestes é possível conhecer a rugosidade do material aplicado na sua construção, para além da própria secção transversal ser constante ao longo do comprimento do canal. [8, 12, 23]

Em pequenos aproveitamentos com canal de adução aberto, o caudal nesse canal é dado por [12]:

$$Q_N = \frac{A_m \times R^{2/3} \times S^{1/2}}{n_M} = \frac{A_m^{5/3} \times S^{1/2}}{n_M \times P_m^{2/3}} \quad (3.4)$$

Onde:

- $A_m$  é a secção transversal [ $m^2$ ];
- $R$  é o raio hidráulico [ $m$ ];

- $S$  é o gradiente hidráulico;
- $n_M$  é o coeficiente de Manning [ $s/m^{1/3}$ ];
- $P_m$  é o perímetro molhado [ $m$ ].

Analisando agora mais detalhadamente as grandezas anteriores. A área da secção transversal ou área molhada refere-se à água contida no canal (área azul na figura 3.12).



Figura 3.12: Área da secção transversal ou área molhada. [24]

O perímetro molhado corresponde ao perímetro em corte transversal do canal que está em contacto com a água (destacado a vermelho na figura 3.13).



Figura 3.13: Perímetro molhado. [24]

O raio hidráulico permite caracterizar a eficiência hidráulica das condutas, e é dado pela quociente da área molhada pelo perímetro molhado [24]:

$$R = \frac{A_m}{P_m} \quad (3.5)$$

O gradiente hidráulico, caracteriza o perfil da pressão hidráulica exercida pela água ao longo de uma conduta ou canal podendo ser visto de uma forma simplificada como o declive de um canal ou de uma conduta, como é demonstrado na figura 3.14. [12, 25]

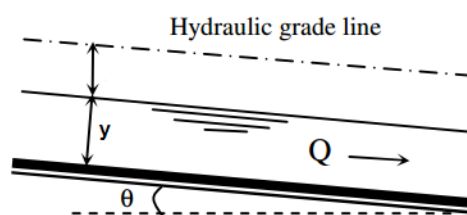


Figura 3.14: Esquema ilustrativo do conceito de gradiente hidráulico. Adaptado de [25]

O gradiente hidráulico pode ser calculado de uma forma aproximada pela equação 3.6. [25]

$$S = \sin \theta \quad (3.6)$$

A velocidade da água no canal pode ser calculada pelo quociente do caudal pela área molhada, de acordo com a equação 3.7. [12]

$$V = \frac{Q_N}{A_m} \quad (3.7)$$

O coeficiente de Manning caracteriza a rugosidade para cada tipo de canal, seja através de um percurso escavado na terra ou através de canais artificiais. Na tabela 3.3 são fornecidos valores do coeficiente para diversos tipos de material.

Tabela 3.3: Coeficientes de Manning para os diferentes materiais. [12]

Type of Channel	Manning's n
<b>Excavated earth channels</b>	
Clean	0.022
Gravelly	0.025
Weedy	0.030
Stony, cobbles (or natural streams)	0.035
<b>Artificially lined channels</b>	
Brass	0.011
Steel, smooth	0.012
Steel, painted	0.014
Steel, riveted	0.015
Cast iron	0.013
Concrete, well-finished	0.012
Concrete, unfinished	0.014
Planed wood	0.012
Clay tile	0.014
Brickwork	0.015
Asphalt	0.016
Corrugated metal	0.022
Rubble masonry	0.025

A tabela 3.4 reúne um conjunto de valores otimizados para as diversas variáveis das diferentes secções dos canais de adução em função da profundidade da água ( $y$ ) que circula no canal.

Tabela 3.4: Valores ótimos para os diferentes formatos. [12]

Channel section	Area $A_m$	Wetted perimeter $P_m$	Hydraulic radius $R$	Top width $T$	Water depth $d$
Trapezoid: half hexagon	$1.73 y^2$	$3.46 y$	$0.500 y$	$2.31 y$	$0.750y$
Rectangle : half square	$2 y^2$	$4 y$	$0.500 y$	$2 y$	$y$
Triangle: half square	$y^2$	$2.83 y$	$0.354 y$	$2 y$	$0.500y$
Semicircle	$0.5\pi y^2$	$\pi y$	$0.500 y$	$2 y$	$0.250\pi y$

As condutas com menor perímetro molhado são mais eficientes, por essa razão as secções semicirculares são as mais eficientes. Apesar disso, são aquelas que acarretam maiores custos de construção a não ser que se usem materiais pré-fabricados. Por outro lado, os canais com secção retangular são aqueles que apresentam menores custos, sendo por isso os mais comuns nas aplicações existentes. [12]

### 3.3.3 Câmara de carga

A câmara de carga é um dispositivo hidráulico localizado entre o ponto de captação de água e o edifício da central. Assume funções de reservatório de água e de proteção do circuito hidráulico quando ocorrem variações de pressão hidráulica provenientes da entrada ou saída de serviço dos grupos turbina-gerador da central. [12]

### 3.3.4 Edifício da central

É o local onde estão instalados os equipamentos eletromecânicos que convertem a energia armazenada na água em eletricidade, nomeadamente a turbina e o gerador, e outros equipamentos elétricos diversos como quadros elétricos, contador e aparelhagem de proteção.

O tamanho deste edifício depende do número, do tipo, da potência e da configuração dos equipamentos assim como da geomorfologia do terreno onde o edifício está instalado. Por vezes, em aproveitamentos de baixa queda, é possível encontrar o edifício totalmente enterrado evitando problemas de ordem ambiental ou à superfície como é representado na figura 3.15. [12]

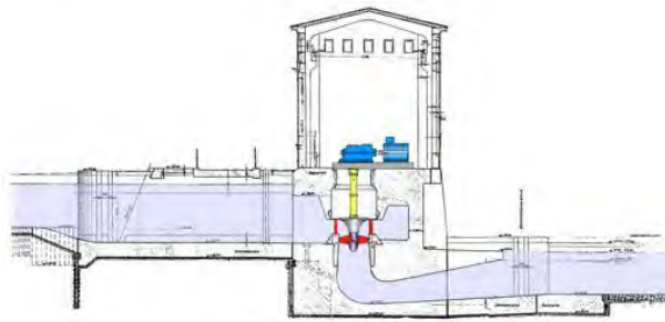


Figura 3.15: Esquema de um edifício de uma central com baixa queda. [12]

### 3.4 Turbinas

As turbinas hidráulicas são máquinas primárias que transformam a energia potencial gravítica ou a energia cinética, armazenada na água que circula pelo circuito hidráulico, em energia mecânica, a qual faz acionar um gerador elétrico. Como se trata de um dos principais elementos de uma central hidroelétrica, influenciando não só o rendimento da central mas também de uma forma significativa os custos de investimento (cerca de 50%), a escolha do número, do tipo de turbina a adotar e o seu dimensionamento são aspetos primordiais e que merecem um especial cuidado. [9, 26, 27]

O número de turbinas a instalar depende das condições de operação, dos caudais verificados no local e das características das próprias turbinas. Para pequenos aproveitamentos a opção mais económica passa por instalar apenas uma turbina. Em geral, com uma turbina é possível aumentar a fiabilidade da central uma vez que, habitualmente, opera de forma contínua tendo menos ciclos de paragem e arranque, o que também contribuí para reduzir o risco de avarias. Se a variação de caudais for grande, então nestes casos já poderá compensar economicamente a instalação de mais do que uma turbina, pois torna-se possível aproveitar melhor os diferentes níveis de caudais, em particular os caudais mais reduzidos, nesse caso não será necessário considerar problemas de estabilidade dinâmico ou problemas de cavitação devido aos caudais mínimos. [12, 8]

Devido ao grande desgaste provocado pela pressão da água ao longo do tempo de vida útil é necessária uma manutenção periódica por forma a manter o bom estado da turbina e consequentemente manter os seus níveis de eficiência. [26]

As turbinas podem ser classificadas como turbinas de reação ou de ação consoante a forma de instalação do rotor, se forem instaladas totalmente imersas na água dizem-se de reação, se funcionarem ao ar livre dizem-se de ação. [26]

Nas turbinas de ação, a velocidade do fluxo da água é aproveitada para provocar o seu movimento de rotação. Assim, a pressão da água é convertida em energia cinética através da sua injeção que atinge diretamente as pás da turbina. A injeção é feita a alta velocidade através de injetores

equipados com válvulas em forma de agulha que controlam a quantidade de água injetada, regulando a velocidade de rotação da turbina e consequentemente a potência entregue pela central. As turbinas de ação mais utilizadas são as Pelton, as Bánki-Mitchell e as Turgo. [8, 27]

As turbinas de reação quando instaladas, ficam totalmente imersas, ficando sujeitas à pressão da água exercida nas lâminas, que vai diminuindo conforme a água vai atravessando a turbina. Construtivamente estas turbinas devem estar preparadas para suportar grandes pressões quando atingidas pelo caudal de água. O escoamento na zona da roda processa-se a uma pressão inferior à pressão atmosférica. Existem dois grandes grupos de turbinas de reação, as Francis e as Kaplan. [8, 27]

Em aproveitamentos de baixa potência, existe a possibilidade de usar bombas, que ao rodar no sentido inverso, funcionam como uma turbina. Não sendo a melhor solução em termos de rendimento e não sendo possível a sua adaptação à variação de caudais, têm vantagens relativamente aos custos, à facilidade de montagem e à manutenção reduzida. A sua utilização é adequada para quedas superiores a cinco metros, com especial impacto em quedas médias, sendo uma boa alternativa em situações em que são utilizadas turbinas Pelton com sistema de vários jatos ou em alternativa às turbinas Bánki-Mitchell quando sujeitas a caudais relativamente baixos. [9, 28]

### 3.4.1 Critérios de seleção

A seleção da turbina para uma determinada central hidroelétrica é fundamental para do ponto de vista técnico alcançar bons desempenhos ao nível do rendimento, sem esquecer o ponto de vista económico. Este é um processo que exige um vasto conhecimento das soluções presentes no mercado, uma vez que existem diversos tipos de turbinas com características muito próprias e que variam de acordo com o fabricante.

#### 3.4.1.1 Queda e caudal

Para além da configuração da central, a queda e o caudal são fundamentais para escolha da turbina ideal. [12]

Em primeiro lugar considerando apenas o critério da altura da queda útil, pode-se relacionar, de uma forma aproximada, o tipo de turbina com a altura da queda (tabela 3.5).

Tabela 3.5: Gama de quedas por tipo de turbina. Adaptado de [8, 12].

Turbina	Queda útil (m)
Kaplan e Hélice	$2 \leq H_u \leq 40$
Francis	$10 \leq H_u \leq 350$
Pelton	$50 \leq H_u \leq 1300$
Banki-Mitchell	$3 \leq H_u \leq 200$
Turgo	$50 \leq H_u \leq 250$

Tendo realizado, numa fase posterior, o estudo hidrológico e dessa forma, sendo conhecido o regime de caudais do recurso hídrico disponível, é possível relacionar a queda, o caudal e a

potência, resultando um gráfico baseado em diferentes áreas de atuação com é demonstrado na figura 3.16. Desta forma é possível escolher a turbina relacionando as três variáveis.

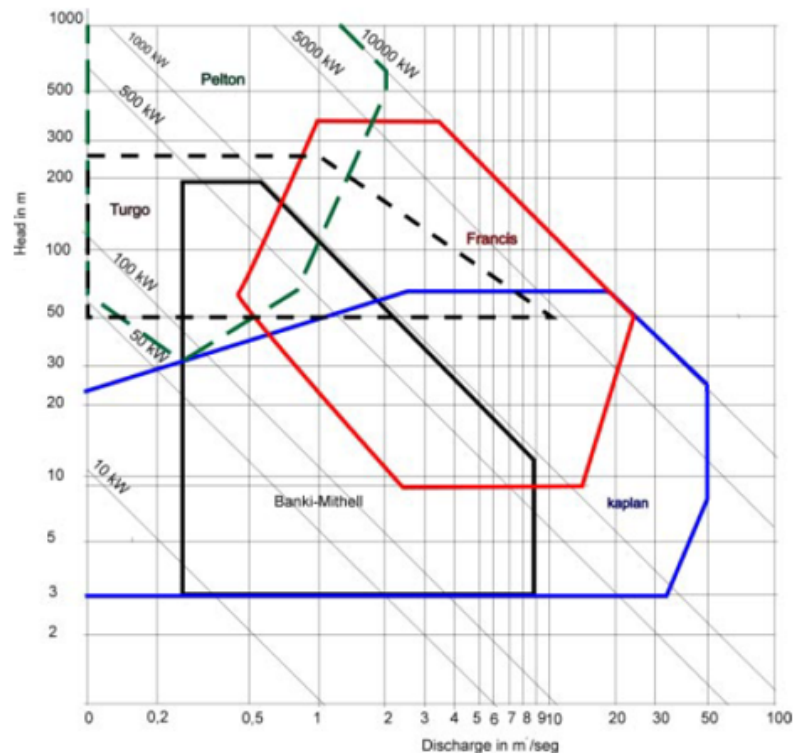


Figura 3.16: Seleção do tipo de turbina. [29]

As diferenças de valores entre os dados da tabela 3.5 e da figura 3.16 são exemplos concretos das diferenças que existem entre os vários fabricantes de turbinas.

### 3.4.1.2 Velocidade específica

A velocidade específica de uma turbina também é usada com critério de seleção, sendo mais confiável do que o critério anterior.

Conhecendo a queda e o caudal que caracterizam o aproveitamento e admitindo que a turbina está diretamente acoplada ao gerador com uma determinada velocidade de rotação, o valor da velocidade específica deve estar integrado num dos intervalos apresentados na tabela 3.6. Posteriormente será explicado o conceito de velocidade específica e demonstrada a forma de a calcular.

Tabela 3.6: Gama de velocidades por tipo de turbina. [12]

Turbina	Velocidade específica
Pelton com n injetores	$0,005 \times n_i^{0,5} \leq n_{QE} \leq 0,025 \times n_i^{0,5}$
Francis	$0,05 \leq n_{QE} \leq 0,33$
Kaplan, Hélice e Bolbo	$0,19 \leq n_{QE} \leq 1,55$

No caso das turbinas Pelton a velocidade aumenta com a raiz quadrada do número de injetores, ou seja, se uma turbina possuir quatro injetores a velocidade específica é o dobro de uma turbina com apenas um injetor.

### 3.4.2 Turbinas de baixa queda

#### 3.4.2.1 Turbina Banki-Mitchell

Também conhecidas por turbinas de fluxo cruzado, estas são usadas para um longo espectro de quedas e caudais sobrepondo-se às Francis, às Kaplan ou até às Pelton. Devido ao seu formato e à posição das lâminas, a água passa duas vezes pela turbina antes de ser expelida. Em termos de rendimento esta turbina apresenta valores inferiores às restantes, principalmente em quedas relativamente pequenas. No entanto, tem vantagens relativamente aos custos de investimento e à facilidade de reparação. [8, 12]

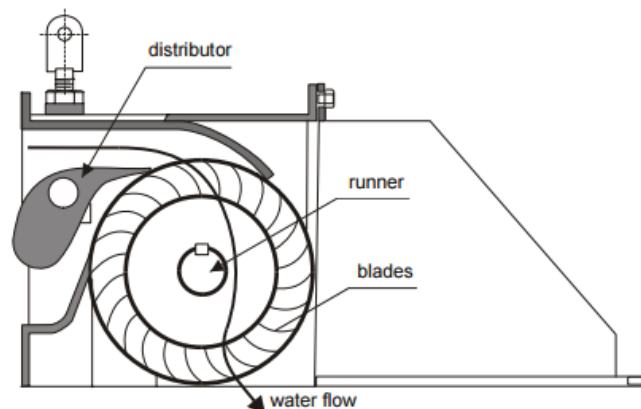


Figura 3.17: Turbina Banki-Mitchell. [12]

#### 3.4.2.2 Turbina Francis

Estas turbinas podem ser instaladas usando um eixo vertical ou horizontal. São constituídas por uma câmara de entrada em espiral aberta ou fechada, uma roda formada por uma coroa de aletas fixas que constituem uma série de canais hidráulicos que recebem a água radialmente e a orientam para a saída do rotor, através de um tubo de saída numa direção axial e um distribuidor constituído por aletas fixas ou móveis que controla a entrada de água regulando dessa forma a potência produzida pela turbina. As turbinas Francis tem uma grande adaptabilidade a diferentes quedas e a diferentes caudais. [8, 12, 27]



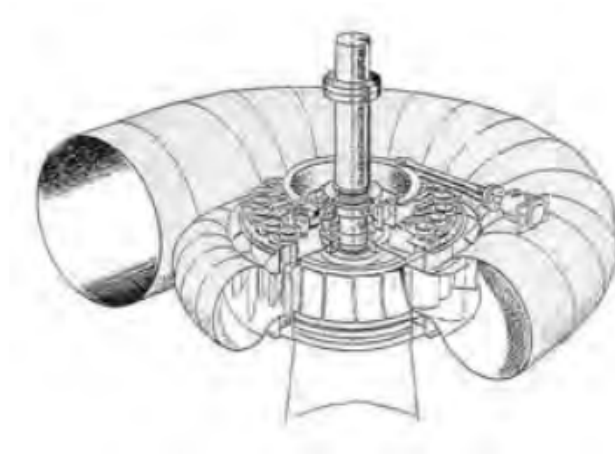


Figura 3.18: Turbina Francis. [12]

### 3.4.2.3 Turbina Kaplan

As turbinas do tipo Kaplan são constituídas por uma câmara de entrada aberta ou fechada, por um distribuidor e por uma roda com quadro ou cinco lâminas em forma de hélice. Se as lâminas da turbina forem móveis, a turbina é designada por Kaplan. Se as lâminas forem fixas, a turbina é conhecida como hélice ou turbina propulsora. [27]

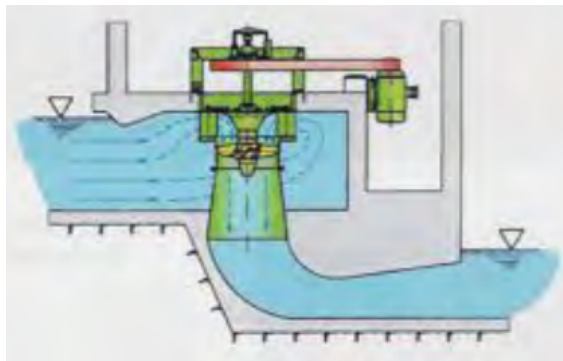


Figura 3.19: Turbina Kaplan. [12]

Esta turbina tem uma grande capacidade de regulação que lhe é imposta por ação das aletas no distribuidor e através da variação do ângulo das lâminas do rotor. Quando é possível utilizar estas duas formas de regulação, diz-se que a turbina é duplamente regulada. A dupla regulação possibilita a obtenção de melhores rendimentos como é demonstrado na figura 3.20. [12]

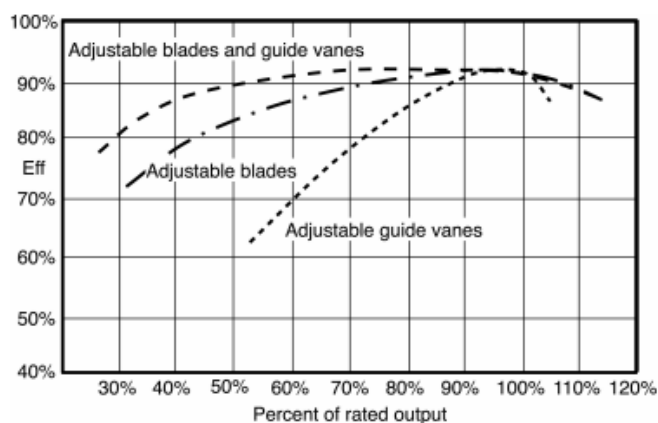


Figura 3.20: Relação entre a regulação e o rendimento. [8]

As turbinas duplamente reguladas tem a vantagem de serem mais flexíveis, podendo ser adaptadas para abrangerem diferentes alturas de queda e operarem entre os 25% e os 125% do caudal nominal. As restantes, pelo contrário, são menos flexíveis para os valores da queda e permitem apenas a operação para valores entre os 40% e os 100% do caudal nominal. [9, 12]

Relativamente à orientação do eixo, as turbinas Kaplan e Hélice são instaladas verticalmente, se forem instaladas com eixo horizontal chamam-se turbinas bolbo ou tubulares (figura 3.21). [27]

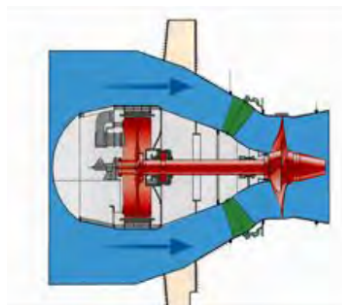


Figura 3.21: Turbina bolbo. [12]

Estas turbinas são ideais para quedas baixas e suportam uma grande gama de caudais. Para além disso, são aquelas que permitem o maior número de configurações para a sua instalação. A configuração difere de acordo com o caudal, com a queda, com os requisitos ambientais e com os custos associados à construção de cada configuração. A figura 3.22 ilustra as diferentes possibilidades de instalação de uma turbina Kaplan. [12, 27]

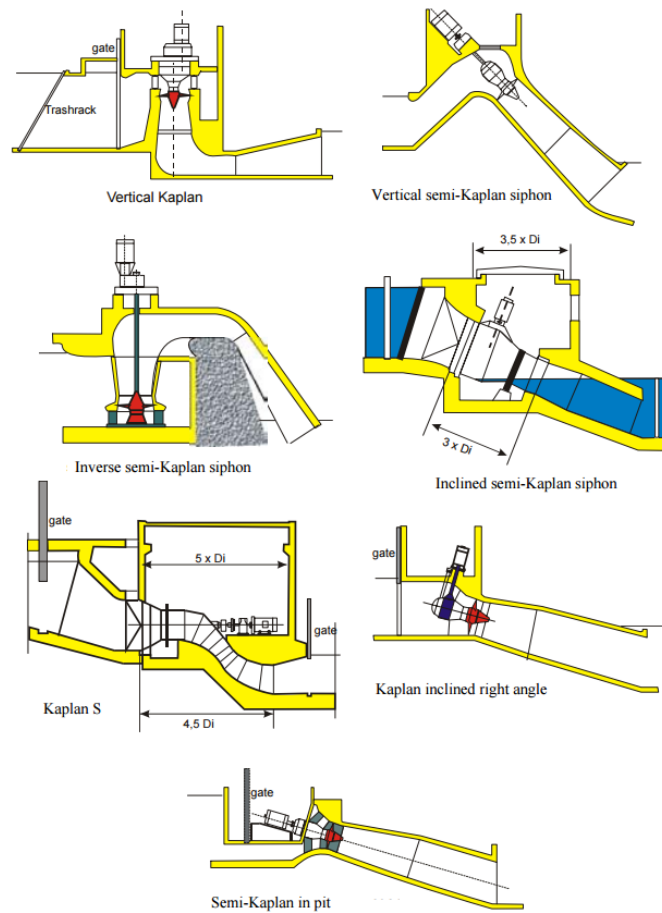


Figura 3.22: Possíveis configurações com turbina Kaplan. Adaptado de [12].

### 3.4.3 Características gerais

#### 3.4.3.1 Velocidade específica

A velocidade específica de uma turbina é uma característica adimensional e é utilizada pelos seus fabricantes para as caracterizar, sendo por isso uma característica importante a conhecer. A velocidade específica pode ser então calculada por [9, 12, 30]:

$$n_{QE} = \frac{n\sqrt{Q_N}}{(gH_u)^{3/4}} \quad (3.8)$$

Onde:

- $n$  é a velocidade nominal da turbina [ $rps^2$ ].
- $Q_N$  é o caudal nominal [ $m^3/s$ ];
- $g$  é o peso volúmico da água [ $kN/m^3$ ];

- $H_u$  é a queda útil [m].

Através de vários estudos estatísticos, um conjunto de autores, em diversos artigos publicados, demonstraram a relação direta entre a velocidade específica e a queda útil do aproveitamento (tabela 3.7). Sendo por isso uma forma alternativa para calcular esta variável. [12]

Tabela 3.7: Relação entre a velocidade específica para as diversas turbinas e a queda útil. [12]

Turbina	Velocidade específica	Autores
Francis	$n_{QE} = \frac{1,294}{H_u^{0,512}}$	Lugaresi e Massa
Kaplan	$n_{QE} = \frac{2,294}{H_u^{0,486}}$	Schweiger e Gregory
Hélice	$n_{QE} = \frac{2,716}{H_u^{0,5}}$	USBR
Bolbo	$n_{QE} = \frac{1,528}{H_u^{0,2837}}$	Kpordze e Warnick

### 3.4.3.2 Velocidade nominal

A velocidade nominal de rotação da turbina é uma característica de extrema importância, uma vez que isso irá ter influência na escolha do gerador. Nos aproveitamentos de baixa queda a velocidade de rotação da turbina é especialmente baixa relativamente a outro tipo de aproveitamentos, situando-se na ordem dos 70 a 430 rpm. Como irá ser visto posteriormente, estas velocidades reduzidas irão exigir a introdução de um multiplicador de velocidade na ligação com o gerador. [26, 27]

### 3.4.3.3 Rendimento

O rendimento de uma turbina caracteriza a capacidade da turbina para extrair a máxima potência do aproveitamento mas também o seu comportamento hidrodinâmico. O correto dimensionamento da turbina e a configuração da sua instalação são vistos como essenciais para maximizar o seu funcionamento. Fenómenos como a cavitação ou ocorrência de vibrações prejudicam o seu funcionamento e consequentemente o seu rendimento, logo terão de ser atenuadas. Um outro aspeto que prejudica de forma acentuada o rendimento da turbina diz respeito ao seu funcionamento fora dos limites de exploração, em particular com a ocorrência de caudais muito baixos, obrigando à sua saída de serviço.

O cálculo exato do rendimento é um processo complexo, sendo difícil obter um resultado concreto. Através de um conjunto alargado de curvas de rendimento de diversos fabricantes, para

diversos tipos de turbina operando sob diferentes condições de queda e caudal foi possível chegar a uma equação empírica simplificada, que permite o cálculo do rendimento [9]:

$$\eta_t = \left\{ 1 - \left[ \alpha \left| 1 - \beta \frac{Q}{Q_n} \right|^\chi \right] \right\} \delta \quad (3.9)$$

Onde:

- $Q_N$  é o caudal nominal [ $m^3/s$ ];
- $Q$  é o caudal da série original [ $m^3/s$ ].

Para cada tipo de turbina os valores dos diversos parâmetros da equação 3.9 são dados na tabela 3.8.

Tabela 3.8: Parâmetros da equação do cálculo do rendimento. [9]

Parâmetro	Hélice	Kaplan	Francis
$\alpha$	1,25	3,5	1,25
$\beta$	1	1,333	$1,1173H_u'^{0,025}$
$\chi$	1,13	6	$3,94 - 11,7H_u'^{-0,5}$
$\delta$	0,905	0,905	0,919

Na tabela 3.9 são expostos alguns valores típicos de rendimento para pequenas turbinas. Os valores podem variar de acordo com o fabricante, no entanto, deve-se aceitar que não existem grandes diferenças entre os vários fabricantes.

Tabela 3.9: Valores típicos de rendimento. [9]

Turbina	Rendimento
Banki-Mitchell	0,80
Kaplan	0,91
Kaplan com regulação dupla	0,93
Francis	0,94

#### 3.4.3.4 Limites de exploração

A turbina deve ser escolhida para um determinado caudal nominal, que apenas ocorre num número reduzido de dias num ano médio. Como o rendimento da turbina depende do caudal, são impostos limites de exploração (tabela 3.10), ou seja, é definida uma faixa admissível de operação em torno do caudal nominal, sem uma variação muito significativa do rendimento. Sempre que os limites sejam ultrapassados a turbina é desligada, por deterioração do rendimento.

Tabela 3.10: Limites de exploração das turbinas. [9]

Turbina	$\alpha_1 = Q_{min}/Q_N$	$\alpha_2 = Q_{máx}/Q_N$
Kaplan com rotor regulado	0,40	1
Kaplan com regulação dupla	0,25	1,25
Francis	0,35	1,15
Hélice	0,75	1

### 3.4.3.5 Cavitação

O fenómeno da cavitação ocorre fundamentalmente em turbinas de reação. Quando a água está em movimento, à temperatura ambiente, a pressão estática em qualquer ponto desce até ao valor da pressão do vapor à mesma temperatura, dando origem a cavidades, fenómeno esse conhecido como cavitação. A água ao vaporizar-se forma uma mistura heterogénea das fases líquida e gasosa. Esta formação resulta da propriedade da água se poder vaporizar a uma pressão relativamente baixa a temperaturas normais. Além da formação do vapor, o abaixamento da pressão provoca de forma quase instantânea uma condensação, que provoca uma libertação de gases dissolvidos na água.

As principais consequências deste fenómeno vão desde ruídos e vibrações até à erosão do material e consequente diminuição do rendimento da turbina. [8, 12]

O coeficiente de cavitação  $\sigma$  (coeficiente de Thoma) é normalmente fornecido pelo fabricante de cada turbina. No entanto, é possível fazer uma estimativa para as turbinas de reação, relacionando a velocidade específica com a altura da queda útil, de acordo, com a tabela 3.11.

Tabela 3.11: Fórmulas da cavitação para turbinas de reação. [12]

Turbina	Cavitação
Francis	$\sigma = 1,2715 \times n_{QE}^{1,41} + \frac{V^2}{2 \times g \times H_u}$
Kaplan	$\sigma = 1,5241 \times n_{QE}^{1,46} + \frac{V^2}{2 \times g \times H_u}$

### 3.4.4 Dimensionamento

A turbina é uma parcela importante nos custos de um pequeno aproveitamento hídrico, por isso é fundamental que o seu dimensionamento seja um processo rigoroso, respeitando não só as imposições das condições de funcionamento como certas condições de segurança. Desta forma, garante-se não só a boa eficiência da turbina como um bom funcionamento durante o seu período de vida útil.

Neste ponto serão apresentados um conjunto de cálculos que permitem estimar algumas dimensões das turbinas, no entanto deve-se ter em conta que o dimensionamento é um processo interativo complexo, que envolve um estudo mais alargado do que aquele aqui descrito. Todos os cálculos devem servir unicamente para estudos preliminares, uma vez que apenas os fabricantes

poderão fornecer as reais dimensões das turbinas.

#### 3.4.4.1 Turbinas Francis

Conhecendo algumas das características referidas anteriormente, é possível estimar as principais dimensões de turbina Francis (figura 3.23).

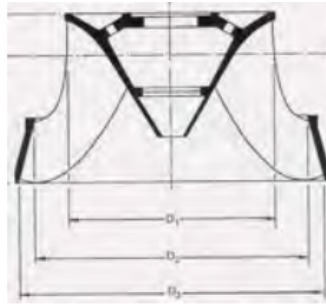


Figura 3.23: Esquema de uma turbina Francis. [12]

Os diâmetros exteriores e interiores, respetivamente,  $D_3$  e  $D_1$  são calculados pelas equações [12]:

$$D_3 = 84,5 \times (0,31 + 2,488 \times n_{QE}) \times \frac{\sqrt{H_u}}{60 \times n} \quad (3.10)$$

$$D_1 = \left( 0,4 + \frac{0,095}{n_{QE}} \right) \times D_3 \quad (3.11)$$

Se  $n_{QE} > 0,164$ , então

$$D_2 = \frac{D_3}{0,96 + 0,3781 \times n_{QE}} \quad (3.12)$$

Se  $n_{QE} < 0,164$ , então

$$D_1 = D_2 \quad (3.13)$$

#### 3.4.4.2 Turbinas Kaplan

Conhecendo algumas das características referidas anteriormente, é possível estimar as principais dimensões de turbina Kaplan (figura 3.24).

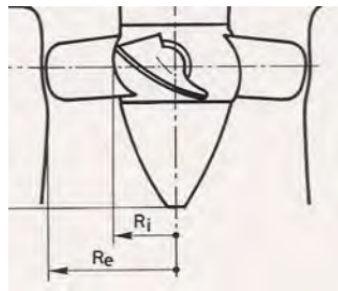


Figura 3.24: Esquema de uma turbina Kaplan. [12]

Os diâmetros exterior e interior, respetivamente,  $D_e$  e  $D_i$  são calculados pelas equações [12]:

$$D_e = 84,5 \times (0,79 + 1,602 \times n_{QE}) \times \frac{\sqrt{H_u}}{60 \times n} \quad (3.14)$$

$$D_i = \left( 0,25 + \frac{0,0951}{n_{QE}} \right) \times D_e \quad (3.15)$$

### 3.4.5 Controlo da turbina

O controlo da turbina é feito através de dispositivos eletrónicos que atuam de acordo com as diversas circunstâncias que ocorrem durante o período de funcionamento de uma central estando estas diretamente relacionadas com o seu modo de exploração.

Quando a central se encontra ligada a uma rede elétrica o principal fator a controlar é a velocidade de rotação da turbina, que conseqüentemente controla a frequência. Considerando que poderá haver variações do caudal, é necessário recorrer aos componentes disponíveis ao longo do circuito hidráulico da central que permitam corrigir esses desvios. A abertura ou fecho de comportas ou a atuação em componentes da própria turbina como válvulas dos injetores, aletas ou as lâminas, permitem-no fazer. No entanto, não devem ser esquecidas algumas condições, como o cuidado de manter o nível de água na albufeira, um rendimento adequado da turbina e a potência que é fornecida à rede.

Em situações de funcionamento isolado quando o gerador fica em sobrecarga a turbina desacelera, sendo necessário um aumento de caudal. Ora, se não existir água suficiente para o fazer, a solução passa por reduzir a carga associada ao gerador ou numa situação limite desligar a turbina. Por outro lado, se a carga diminuir, a turbina responde aumentando a sua velocidade de rotação o que irá afetar a estabilidade do sistema turbina-gerador. [12]

### 3.4.6 Multiplicadores de velocidade

Na situação ideal, a turbina e o gerador encontram-se diretamente acoplados e rodam à mesma velocidade. O tipo de acoplamento é sugerido pelo fabricante da turbina, podendo ser rígido ou flexível. Habitualmente é recomendado o acoplamento flexível.



Em certas situações, particularmente em aproveitamentos com baixas quedas, não é possível colocar as turbinas a rodar à mesma velocidade de rotação do gerador. Nestes casos a velocidade de rotação da turbina é muito baixa, por isso, é necessário a utilização de multiplicadores de velocidade, uma vez que é solução mais económica.

Os multiplicadores de velocidade são classificados de acordo com a forma construtiva do sistema de engrenagens [12]:

- Eixo paralelo com engrenagens helicoidais, ideais para aproveitamentos de maior potência;
- Engrenagens de bisel em espiral, limitadas à utilização em pequenos aproveitamentos;
- Em esteira, habitualmente utilizados em pequenos aproveitamentos.

### 3.4.7 Fabricantes

Depois de analisar as algumas características das turbinas, interessa conhecer as diversas soluções disponíveis no mercado e os fabricantes que as apresentam. Na tabela 3.12 é apresentado um conjunto de fabricantes de turbinas, alguns deles com participação em centrais hidroelétricas instaladas em Portugal.

Tabela 3.12: Lista de alguns fabricantes de turbinas.

Nome	Localização
Gesthidro	Braga, Portugal
WWS wasserkraft GmbH & Co KG	Ancara, Turquia
MECAMIDI	Toulouse, França
Your Hydro Ltd	Bristol, Inglaterra
ANDRITZ	Graz, Áustria
MJ2 Technologies	La Cavalerie, França
VOITH	Heidenheim, Alemanha
GE Renewable Energy	Paris, França
Gilbert Gilkes & Gordon Ltd	Kendal, Inglaterra

## 3.5 Geradores

Os geradores transformam a energia mecânica, resultante do movimento de rotação da turbina acoplada ao rotor do gerador, em energia elétrica, processo que assenta em fenómenos de indução eletromagnética que não vão ser aqui desenvolvidos. Os geradores podem ser instalados com eixo horizontal ou vertical, não estando dependentes da forma de instalação da turbina.

A escolha do gerador indicado para cada aproveitamento hidroelétrico deve ter em conta por um lado aspetos económicos e por outro aspetos técnicos como [9]:

- o modo de exploração do gerador, ou seja, se vai funcionar em paralelo com a rede ou de forma isolada;

- as especificações impostas pela turbina, no que diz respeito ao rendimento, à velocidade nominal, à constante de inércia, ao tipo de regulação, etc.

O processo de seleção passa em primeiro lugar por escolher qual o tipo construtivo de gerador a instalar no aproveitamento, escolha essa limitada a dois tipos distintos de geradores: síncronos ou assíncronos. Atualmente, os geradores utilizados em aproveitamentos hidroelétricos, independentemente do tipo construtivo, são trifásicos. [12]

Os geradores assíncronos contam com vantagens técnicas e económicas que lhes permitem ser, em geral, uma solução mais robusta, mais fiável e com custos mais reduzidos. Por outro lado, os geradores síncronos tem maiores rendimentos mas maiores custos, nomeadamente para potências inferiores a 1 MW. [12, 27]

Para pequenos geradores, até 1 MW, os rendimentos típicos aproximam-se dos valores apresentados na tabela 3.13.

Tabela 3.13: Rendimentos típicos dos geradores para PCH. [12]

Potência (kW)	Rendimento
1000	0,97
500	0,96
250	0,955
100	0,950
50	0,940
10	0,910

Em geral, as mini-hídricas caracterizam-se por quedas relativamente baixas, levando a que a velocidade da turbina também seja baixa, estando abaixo da velocidade de sincronismo. Dessa forma, terá de ser considerada a instalação de multiplicadores de velocidades. [12, 27]

Independentemente do tipo construtivo, o custo dos geradores aumenta ligeiramente com o número de pólos, ou seja diminui com o aumento da velocidade nominal. A relação entre o número de pólos e a velocidade para uma frequência de 50 Hz é dada pela seguinte tabela.

Tabela 3.14: Relação entre o número de pólos e a velocidade de rotação.

Número de pares de pólos	Velocidade de rotação (rpm)
1	3000
2	1500
3	1000
4	750
5	600
6	500

Os valores da tabela 3.14 relacionam-se através da seguinte expressão:

$$n_s = \frac{f \times 60}{p} \quad (3.16)$$

Onde:

- $n$  é a velocidade de rotação da máquina primária (turbina) [ $rpm$ ];
- $f$  é a frequência da tensão gerada [ $Hz$ ];
- $p$  é o número de pares de pólos.

### 3.5.1 Geradores síncronos

Também conhecidas como alternadores, estes geradores, relativamente ao seu princípio de funcionamento/modelo construtivo podem ser classificados de eletroexcitados (convencionais) ou de ímanes permanentes. Podem ser instalados em paralelo com a rede ou em modo isolado, um vez que o seu sistema de excitação não depende da ligação à rede. Devido às suas características permitem a sua utilização com máquinas primárias lentas ou rápidas.

Os sistemas de excitação variam com a potência do alternador, com o processo de regulação da tensão e com o seu modo de funcionamento, isolado ou em paralelo com a rede. De uma forma geral, a excitação pode ser feita através das seguintes formas:

- Excitatriz DC (excitação tradicional);
- Sem escovas;
- Estática;

No caso de serem ligados em paralelo com a rede, a tensão de saída do alternador é controlada por um regulador de tensão que atua antes de ser feita a ligação à rede. Sempre que o sistema elétrico, ao qual o gerador se encontra ligado, necessitar estas máquinas tem a capacidade de fornecer energia reativa. A sincronização dos alternadores é feita através do movimento da turbina antes de realizar o paralelo à rede. Acelerando gradualmente a turbina, o alternador ficará em sincronismo com a rede quando os valores da tensão, da frequência e do ângulo de fase, estiverem devidamente regulados e controlados, só assim é possível realizar o paralelo. Tratando-se de um funcionamento em modo isolado a regulação deve manter a tensão constante independentemente da carga a alimentar. [12, 27]

### 3.5.2 Geradores assíncronos

Também conhecidos como geradores de indução, estas máquinas tem um funcionamento igual aos motores de indução em gaiola de esquilo sem possibilidade de regular a tensão e com a velocidade de rotação a depender diretamente da frequência do sistema ao qual o gerador se encontra ligado.

Este tipo de gerador não possui sistema de excitação, logo necessita de absorver energia reativa da rede para a sua magnetização, sendo esta a razão para a maioria das aplicações serem em paralelo com a rede. Para evitar o trânsito de potência reativa pela rede é necessário instalar baterias de condensadores, que produzem localmente a reativa necessária para ser absorvida pelo

gerador. Em situações específicas de pequenas utilizações, como são uma solução mais económica, podem ser utilizados em modo isolado, desde que seja necessária uma quantidade reduzida de energia para a sua excitação.

Como já foi dito, a velocidade do gerador é imposta pela rede. No arranque, a turbina deve ser colocada a rodar com uma velocidade de rotação ligeiramente superior à velocidade do gerador. Devido à diferença entre as duas velocidades surge um binário resistente que mantém o sistema turbina-gerador estável e em sincronismo. [12]

### 3.5.3 Fabricantes

Realizada uma pequena pesquisa reúne-se na tabela 3.15 um conjunto de fabricantes de geradores, alguns deles com participação em centrais hidroelétricas instaladas em Portugal.

Tabela 3.15: Lista de alguns fabricantes de geradores.

Nome	Localização
Leroy-Somer	Lexington, EUA
GE Renewable Energy	Paris, França
MECAMIDI	Toulouse, França
ANDRITZ	Graz, Áustria
VOITH	Heidenheim, Alemanha

## 3.6 Cálculo energético aprofundado

Depois de analisar os componentes que constituem o aproveitamento e os seus aspetos técnicos, deve-se aprofundar os cálculos preliminares vistos na secção 2.3.4. Desenvolvendo a equação 2.2, temos que a potência elétrica ( $P$ ), expressa em W, que pode ser aproveitada numa PCH é dada pela expressão 3.17. [9]

$$P = \gamma \times Q_d \times [H_b - (h_c + h_{ch})] \times \eta_t \times \eta_G \times \eta_T \times (1 - p_{div}) \quad (3.17)$$

Onde:

- $\gamma$  é o peso volúmico da água [ $N/m^3$ ];
- $Q_d$  é o caudal disponível [ $m^3/s$ ];
- $H_b$  é a queda bruta [ $m$ ];
- $h_c$  são as perdas de carga [ $m$ ];
- $h_{ch}$  são as perdas devido aos caudais de cheia [ $m$ ];
- $\eta_t$  é o rendimento da turbina;
- $\eta_G$  é o rendimento do gerador e situa-se na ordem dos 95%;

- $\eta_T$  é o rendimento do transformador, tipicamente aproxima-se dos 99%;
- $p_{div}$  são perdas elétricas diversas, em geral, na ordem dos 2%.

Aplicando a expressão 3.17 ao ponto correspondente ao caudal nominal ( $Q_N$ ), com indicação das variáveis que dependem desse caudal, resulta a equação 3.18. [9]

$$P_N = \gamma \times Q_N \times [H_b - (h_c(Q_N))] \times \eta_t(Q_N) \times \eta_G \times \eta_T \times (1 - p_{div}) \quad (3.18)$$

Ao definir o caudal nominal como o caudal máximo turbinável, os caudais usados passam a ter que satisfazer a condição 3.19. [9]

$$Q'_d = \min(Q_d; Q_N) \quad (3.19)$$

Para cada valor de caudal da curva de duração de caudais, pode-se calcular a curva de duração de potência, através da equação 3.17. A partir deste momento os valores de caudal a serem usados nas equações 3.17 e 3.1 passam a ser os caudais  $Q'_d$ . Na equação 3.3 o caudal máximo turbinável e o caudal residual deixam de ser tidos em consideração e passam a ser usados os caudais  $Q$ . [9]

A energia produzível anualmente é dada graficamente pela área da curva de duração de potência, que pode ser traduzida analiticamente pela expressão 3.20. [9]

$$E_a = \sum_{k=1}^{n_p} \left[ \left( \frac{P_{(k+1)} + P_{(k)}}{2} \right) \Delta T (1 - p_{indisp}) \right] \quad (3.20)$$

Onde:

- $n_p$  é o número de pontos obtidos na discretização da curva de duração de caudais;
- $\Delta T$  é o intervalo de tempo entre dois pontos consecutivos da discretização;
- $p_{indisp}$  representa a perda da produção por indisponibilidade da central.

## 3.7 Condições técnicas gerais

No DL n.º 189/88, de 27 de maio, são estabelecidas as normas relativas à atividade de produção de energia por entidades singulares ou coletivas de direito público ou coletivo. Nesta fase, importa analisar as condições técnicas gerais definidas nesse DL. [31]

### 3.7.1 Ligação à rede

A ligação à rede é feita por um ramal com uma secção e outras características que assegurem a transmissão da potência de acordo com as normas técnicas em vigor e satisfaçam economicamente o projeto, uma vez que os custos da construção do ramal são da responsabilidade do produtor.

A ligação a redes de média, alta ou muito alta tensão, terá de ser feita através de um transformador em que um dos enrolamentos estará ligado em triângulo. [31]

### 3.7.2 Limites de potência

Os limites de interligação à rede são:

- 100 kVA, quando a interligação é feita em BT;
- 10000 kVA, quando a interligação é feita em média, alta ou muito alta tensão.

Para evitar excessivas perturbações de tensão na rede, a potência aparente do sistema não pode exceder 5% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação (ponto da rede recetora pré-existente onde é ligado o novo ramal). Em redes de baixa tensão, esse valor passa a ser 4%. [31]

### 3.7.3 Fator de potência

Durante as horas cheias e de ponta, o fator de potência da energia fornecida por geradores assíncronos não pode ser inferior a 0,85 indutivo, tendo o produtor a liberdade para instalar baterias de condensadores. Os geradores síncronos devem manter o fator de potência entre 0,8 indutivo e 0,8 capacitivo. Durante as horas de vazio não é permitido o fornecimento de energia reativa à rede. [31]

### 3.7.4 Distorção harmónica

A tensão gerada na central deve ser praticamente sinusoidal ao longo do tempo, sendo da responsabilidade do produtor utilizar processos de injeção harmónica ou utilização de filtros, por forma a reduzir a distorção que reduz o nível de qualidade de serviço. [31]

### 3.7.5 Proteções

O sistema de produção deve estar equipado com aparelhagem de proteção que garanta automaticamente a segurança do próprio sistema, assim como da rede em situações de anomalias. Em caso de inspeção, manutenção ou reparação o sistema só pode voltar a ser ligado [31]:

- três minutos depois da reposição de serviço;
- depois da tensão da rede ter atingido, pelo menos, 80% do seu valor nominal;
- com intervalos de quinze segundos entre as religações dos geradores.

### 3.7.6 Ligação de geradores assíncronos

A queda transitória da tensão da rede pública devido à ligação a centrais hidroelétricas equipadas com geradores assíncronos não pode ultrapassar os 5%. Se isso acontecer deve-se recorrer a equipamentos auxiliares que limitam essa queda de tensão.

A ligação de geradores, com potências inferiores a 500 kVA, à rede só pode ser feita depois de atingidos os 90% da velocidade síncrona. Para potências superiores a 500 kVA, a ligação é feita quando atingidos os 95% da velocidade síncrona.

Tratando-se no mínimo de uma rede MT, a potência de cada gerador assíncrono não pode exceder 5000 kVA. Para evitar a sua auto-excitação por falta da tensão da rede, devem existir dispositivos que assegurem o corte automático dos condensadores. [31]

### 3.7.7 Ligação de geradores síncronos

Caso tenham sido instalados geradores síncronos, a sua ligação tem que respeitar as condições da tabela 3.16, relativamente à tensão, frequência e fase.

Tabela 3.16: Limites de ligação de geradores síncronos. [31]

Grandezas	Potência do gerador	
	Até 500 kVA	Maior do que 500 kVA
Tensão (tensão da rede 1 p.u.)	0,9 p.u. a 1,1 p.u.	0,92 p.u. a 1,08 p.u.
Desvio da frequência da rede	$\pm 0,3$ Hz	$\pm 0,2$ Hz
Fase (em relação à tensão da rede)	$\pm 20^\circ$	$\pm 10^\circ$

Os geradores síncronos de potência inferior a 500 kVA podem ser ligados como assíncronos desde que sejam respeitadas as limitações impostas ao descrito no ponto anterior (3.7.6) e desde que a duração da marcha assíncrona não exceda dois segundos. [31]

### 3.7.8 Regime de neutro

O regime de neutro do sistema de produção deve estar de acordo com aquele que é usado na rede. No caso de se tratar de uma rede BT o neutro dos geradores é ligado ao neutro da rede e os dispositivos de proteção devem estar preparados para interromper esta ligação caso seja necessário. [31]

## 3.8 Considerações finais

Como o objetivo deste projeto se enquadra maioritariamente em aproveitamentos de queda baixa e tendo em conta o enquadramento legal visto no capítulo anterior a configuração da central que importa reter será uma configuração com um circuito hidráulico constituído apenas por um canal de adução.

Selecioneada a turbina ideal e após realizar um tratamento da série de dados dos caudais, o passo seguinte passa por encontrar o caudal nominal que irá permitir dimensionar tanto o grupo turbina-gerador como o próprio circuito hidráulico. Nos aproveitamentos de baixa queda a velocidade de rotação da turbina é relativamente baixa.

Não sendo técnica e economicamente viável a colocação de um gerador com essa velocidade de rotação, é necessária a instalação de um sistema de multiplicador de velocidades entre esses dois equipamentos. Para pequenos aproveitamentos a escolha de um gerador assíncrono será a solução mais vantajosa em termos técnicos e económicos.

O DL n.º 189/88, de 27 maio, enumera um conjunto de regras técnicas relativas à produção de energia. Desse conjunto destacam-se os limites de interligação com rede e as características técnicas dos geradores assim como os seus requisitos para realizar o paralelo com a rede.



## Capítulo 4

# Tópicos para a Análise Económica

O desenvolvimento de um projeto de engenharia, neste caso, um pequeno aproveitamento hidroelétrico envolve um investimento inicial seguindo-se conjunto de despesas que se distribuem ao longo do período de vida útil e que podem ser classificadas como sendo de componente fixa (juros, seguros, taxas, etc) ou de componente variável (despesas de operação e manutenção, etc). A análise económica considera estas despesas e compara-as com as receitas que se vão conseguindo ao longo do mesmo período, isto permite perceber se existem vantagens económicas na execução do projeto. [9]

A análise económica pode ser feita através de preços constantes ou preços correntes, conforme se esteja a ignorar ou não os efeitos da inflação. No entanto, se a análise for relativa a um período em que a inflação se encontra controlada e se ela afetar de igual modo as receitas e as despesas, é possível utilizar-se o método dos preços constantes. [9]

Aqui apenas se vão focar, de uma forma simplificada, alguns aspetos importantes para a análise da viabilidade económica de aproveitamentos hidroelétricos mas que podem ser alargados a outros tipos de projetos.

### 4.1 Indicadores económicos

A realização de uma previsão dos custos associados à instalação de um pequeno aproveitamento hidroelétrico é uma tarefa complexa que depende de fatores como a potência instalada, a altura de queda, a energia produzida, o número de horas de utilização do aproveitamento hidroelétrico, o investimento realizado, o preço de venda da energia à rede ou o número de anos utilizado para a realização da análise económica.

#### 4.1.1 Período de utilização

A partir da produção anual de energia ( $E_a$ ), expressa em MWh, é possível saber o número de horas anuais em que o aproveitamento está a produzir energia, com uma determinada potência

nominal instalada ( $P_N$ ), expressa em MW. [9]

$$h_a = \frac{E_a}{P_N} \quad (4.1)$$

As centrais mini-hídricas em operação apresentam valores de utilização anual de potência instalada, tipicamente, entre 1500 a 2000 horas para cenários secos e entre 2500 a 3000 horas para cenários húmidos, o que torna aceitáveis as 2500 horas como um valor médio. [9]

#### 4.1.2 Custo por unidade de potência instalada

O investimento unitário, ou seja, o custo por unidade de potência instalada, expresso em €/MW, tendo em conta o investimento total feito no aproveitamento ( $I_t$ ), é dado por [12]:

$$I_{01} = \frac{I_t}{P_N} \quad (4.2)$$

Em Portugal, segundo a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), o investimento unitário numa central mini-hídrica situa-se numa gama de valores que variam em média entre os 1300 €/kW e 3750 €/kW. O limite inferior corresponde a médias e altas quedas e potências superiores a 1 MW e o limite superior corresponde a baixas quedas e potências inferiores a 500 kW, tal como se pode ver pelos dados disponíveis na tabela 4.1. [9]

Tabela 4.1: Investimento unitário (€/kW) em mini-hídricas (final de 2002). [9]

Potência instalada	Mínimo	Máximo	Médio
1 MW - 10 MW	600	2000	1300
500 kW - 1 MW	1300	4500	2900
100 kW - 500 kW	1500	6000	3750
<100 kW	1500	6000	3750

O custo por unidade de potência instalada aumenta à medida que diminui a dimensão da central. Isto ocorre devido às economias de escala e ao facto de cada instalação possuir um determinado número de equipamentos cujo custo não varia significativamente com a dimensão da central.

Tendo em conta o que foi referido, a viabilidade económica da instalação só estará assegurada se o investimento unitário se situar abaixo de 1750-2000 €/kW, o que torna, em geral, as instalações com quedas e potências baixas pouco viáveis economicamente. [9]

#### 4.1.3 Custo por unidade de energia produzida

O custo da energia produzida anualmente num sistema hidroelétrico, expresso em €/MWh, tendo em conta o investimento total é dado por [12]:

$$c_E = \frac{I_t}{E_a} \quad (4.3)$$

#### 4.1.4 Custo unitário médio anual

O custo unitário médio anual, ou seja, o custo de cada unidade de energia produzida, expresso em €/MWh, é dado por [9]:

$$c = \frac{D_a}{E_a} \quad (4.4)$$

Onde:

- $D_a$  são as despesas anuais [€].

## 4.2 Conceitos de matemática financeira

Uma das principais dificuldades de uma análise económica tem que ver com as entradas e saídas de dinheiro ocorrerem em momentos diferentes do espaço temporal, é por isso, necessário perceber algumas noções de matemática financeira.

### 4.2.1 Atualização do capital

Fazendo uma análise a preços constantes e considerando o valor  $F_0$  no momento atual, se a mesma quantia for investida durante  $j$  anos, o total acumulado no final desse período será [9]:

$$F_j = F_0(1 + a)^j \quad (4.5)$$

Onde:

- $F_j$  é o total acumulado ao fim de  $j$  anos;
- $F_0$  é o valor do pagamento no momento atual ( $j = 0$ );
- $a$  é o rendimento real anual do capital ou taxa de atualização;
- $j$  é o número de anos.

Inversamente, um pagamento  $F_j$  feito no prazo de  $j$  anos equivale a um pagamento feito no presente que se calcula da seguinte forma [9]:

$$F_0 = \frac{F_j}{(1 + a)^j} \quad (4.6)$$

### 4.2.2 Taxa de atualização

Como é sabido existe uma variabilidade do valor do dinheiro no tempo, ou seja, receber ou pagar uma quantia de dinheiro hoje é diferente de pagar ou receber a mesma quantia daqui a uns

anos. Assim, surge o conceito de taxa de atualização que permite converter valores financeiros entre diferentes períodos de tempo. [9]

O conceito de taxa de atualização está ainda ligado ao conceito de rendimento real do investimento, também conhecido como custo de oportunidade do capital. A taxa de atualização pode ser constituída por três componentes [9]:

- Taxa de rendimento real - é uma taxa de remuneração real mínima sem qualquer risco que pretende compensar o investidor por não poder gastar (no presente) o dinheiro investido (no passado) num determinado projeto;
- Taxa de risco - é uma taxa associada ao risco do projeto que depende da evolução económica e financeira global e sectorial do projeto, bem como do montante total envolvido, mas que é difícil de definir devido a se ter que associar um nível de risco a cada tipologia de investimento;
- Taxa de inflação - é desprezada se for considerada uma análise com preços constantes, nesse caso diz-se que a taxa de atualização é real, se for considerada uma taxa de inflação, então diz-se que a taxa de atualização é nominal.

Em termos matemáticos tudo isto se resume [9]:

$$a = [(1 + T_1)(1 + T_2)(1 + T_3)] - 1 \quad (4.7)$$

Onde:

- $T_1$  é a taxa de rendimento real [%];
- $T_2$  é a taxa de risco [%];
- $T_3$  é a taxa de inflação [%].

Em situações em que não existe dados suficientes e devido à dificuldade em estimar os diversos componentes que constituem a taxa de atualização é comum utilizar-se valores que variam entre os 7% e os 10%. [9, 12]

### 4.3 Indicadores de avaliação de investimentos

A avaliação de investimentos para perceber a viabilidade económico de um determinado projeto é feita através de vários critérios que se baseiam em previsões de despesas e receitas, às quais existem erros e riscos associados, uma vez que se tratam de previsões futuras. Desta forma, a avaliação não assenta em evidências objetivas mas sim em decisões subjetivas da pessoa responsável pela avaliação. Essa subjetividade pode levar a que a avaliação seja em alguns casos mais otimista

e outros mais pessimista. Para esta análise considera-se que as movimentações do dinheiro ocorrem de forma variável desde  $j = 0$  até  $j = z - 1$  no caso das despesas e  $j = 1$  até  $j = z$  para as receitas. [9]

### 4.3.1 Valor atual líquido - VAL

O VAL, também conhecido por Balanço Atualizado, é a diferença entre as entradas e saídas de dinheiro. Estes movimentos de dinheiro são conhecidos como fluxos monetários ou "cash flow" (CF), atualizados durante o período em análise. [9]

$$VAL = \sum_{j=1}^z \frac{R_{Lj}}{(1+a)^j} - \sum_{j=0}^{z-1} \frac{I_j}{(1+a)^j} \quad (4.8)$$

Onde:

- $z$  representa o número de anos do período em análise;
- $R_{Lj}$  é a receita líquida para o ano  $j$  [€];
- $I_j$  é o investimento no ano  $j$  [€].

A receita líquida para o ano  $j$ , é dada por [9]:

$$R_{Lj} = R_j - d_{omj}I_t \quad (4.9)$$

Onde:

- $R_j$  é receita bruta no ano  $j$  [€];
- $d_{omj}I_t$  são os encargos de operação e manutenção [€].

A receita anual bruta é dada por:

$$R_j = P_N \times h_a \times p_{venda} \quad (4.10)$$

Onde:

- $P_N$  é a potência nominal instalada [MW]
- $h_a$  é o número de horas de utilização da turbina [horas];
- $p_{venda}$  é o preço de venda à rede [€/MWh].

O encargos de operação e manutenção variam de acordo com o tipo e a dimensão do sistema que se esteja a analisar. Devido à sua variabilidade e a diversos fatores económicos externos torna-se difícil quantificar os custos. Em geral, pode-se considerar que estes custos valem entre 1% e 5% do investimento inicial ( $d_{om}$ ). [9, 12]

A taxa de atualização tem um peso importante no cálculo do VAL, quanto maior for o seu valor, menor será o VAL obtido. Isto ocorre uma vez que se está a exigir uma maior rendibilidade ao projeto [9].

De acordo com o resultado obtido para o VAL, considera-se que [9]:

- $VAL > 0 \Rightarrow$  o projeto é economicamente viável, ou seja, é possível cobrir o investimento inicial, bem como originar a remuneração mínima imposta pelo investidor (custo de oportunidade), representado pela taxa de atualização, e ainda um excedente financeiro;
- $VAL = 0 \Rightarrow$  todo o investimento inicial é recuperado e é originado o rendimento mínimo exigido pelo investidor, no entanto não é criado um excedente pelo que a rendibilidade do projeto é incerta;
- $VAL < 0 \Rightarrow$  o projeto é economicamente inviável.

### 4.3.2 Taxa interna de rendibilidade - TIR

A aplicação do conceito da TIR permite estabelecer o interesse do sistema a implementar na escala de avaliação do mercado financeiro, algo que não acontece com o VAL. A TIR é assim uma taxa de atualização que anula o VAL. Partindo da equação 4.8, a TIR deve satisfazer a seguinte condição [9]:

$$\sum_{j=1}^z \frac{R_{Lj}}{(1+TIR)^j} - \sum_{j=0}^{z-1} \frac{I_j}{(1+TIR)^j} = 0 \quad (4.11)$$

Os parâmetros que mais influenciam a TIR são o investimento, a utilização anual e a receita líquida. Um valor da TIR superior à taxa de atualização considerada no cálculo do VAL, traduz-se na capacidade de se gerar uma taxa de rendibilidade superior ao custo de oportunidade do capital, pelo que se poderá dizer que o projeto pode ser economicamente viável. Quanto maior a distância entre a TIR e a taxa de atualização, maior é a robustez do projeto face aos riscos e incertezas futuras. Por outro lado, um valor da TIR inferior à taxa de atualização revela que a rendibilidade mínima exigida não é atingida. [9]

A equação anterior pode ser resolvida através da utilização de métodos iterativos (Newton, Gauss, Bisseções Sucessivas, etc). Dessa forma, a TIR pode ser calculada através da equação [9]:

$$R_L \frac{(1+TIR)^z - 1}{TIR(1+TIR)^z} - I_t = 0 \quad (4.12)$$

Adaptando a equação anterior para a aplicação de método iterativo fica [9]:

$$TIR^{(k+1)} = \frac{R_L (1 + TIR^{(k)})^z - 1}{I_t (1 + TIR^{(k)})^z} \quad (4.13)$$

Onde:

- $k$  é o número da iteração.

### 4.3.3 Tempo de retorno bruto

O tempo de retorno bruto do investimento ou o *payback* e dado em número de anos, é um critério de avaliação simplificado que supõe receitas e encargos iguais todos os anos sem considerar atualizações. [9]

$$T_{rb} = \frac{I_t}{R_1 - d_1} \quad (4.14)$$

Onde:

- $R_1$  representa a receita bruta no 1º ano de exploração [€];
- $d_1$  representa as despesas do 1º ano de exploração sem considerar despesas como o financiamento [€].

### 4.3.4 Período de recuperação de investimento - PRI

O período de recuperação do investimento é uma forma mais complexa de calcular o tempo de retorno do investimento e define-se como o número de anos necessário para recuperação do investimento inicial.

Concentrado todo o investimento no presente através da expressão [9]:

$$\sum_{j=1}^{T_r} \frac{R_{Lj}}{(1+a)^j} = I_t \quad (4.15)$$

O tempo de recuperação é dado por [9]:

$$T_r = \frac{\ln\left(\frac{R_L}{R_L - aI_t}\right)}{\ln(1+a)} \quad (4.16)$$

### 4.3.5 Retorno do investimento - ROI

Também conhecido por índice de rendibilidade, o ROI (*return of investment*), é uma medida de rendibilidade efetiva do projeto por unidade de capital investida e é calculada por [9]:

$$ROI = \frac{\sum_{j=1}^z \frac{R_{Lj}}{(1+a)^j}}{\sum_{j=0}^{z-1} \frac{I_j}{(1+a)^j}} \quad (4.17)$$

Se o retorno de investimento for igual a 1, por cada unidade investida (atualizada) obtém-se uma unidade (atualizada), ou seja [9]:

$$ROI = 1 \Rightarrow VAL = 0 \quad (4.18)$$

## 4.4 Considerações finais

O dimensionamento do grupo turbina-gerador e do circuito hidráulico, vistos no capítulo anterior influenciam diretamente o investimento necessário para o arranque do projeto de um aproveitamento hidroelétrico. Essa dependência exige a que se recorra a alguns mecanismos de análise económica.

Um dos primeiros aspetos que permite verificar a viabilidade económica é o investimento unitário. Através desse parâmetro e com os valores demonstrados na tabela 4.1, é desde logo possível de uma forma simples e sem grande aprofundamento dos cálculos económicos, retirar as primeiras conclusões.

Se essas conclusões forem positivas poder-se-á avançar para o cálculo dos indicadores de investimentos, com especial atenção para o VAL e para o tempo de *payback*. Esses indicadores são aqueles que permitem de uma forma bastante simples e intuitiva concluir-se sobre a viabilidade económica do projeto.



## Capítulo 5

# Dimensionamento de uma Mini-Hídrica no Rio Sousa

Nesta aplicação, pretende-se dimensionar e transformar um pequeno moinho, junto ao rio Sousa, numa pequena central hidroelétrica (PCH). Ao longo do capítulo vão ser analisadas as características do local e da região onde se insere este aproveitamento, passando depois para uma análise técnica e económica para verificar a viabilidade nessas duas perspetivas, que estão diretamente relacionadas.

A análise técnica e económica aqui descrita engloba o estudo do recurso hídrico, a seleção e dimensionamento da turbina, o dimensionamento do canal de adução, a estimação da produção e do nível de potência instalada e perceção das necessidades de investimento e de retorno financeiro associados a um projeto deste tipo. No essencial, análise de viabilidade desta aplicação irá incidir em duas situações distintas, a instalação de um grupo (situação A) e a instalação de dois grupos (situação B).

### 5.1 A região do Vale do Sousa

A região abrange um conjunto de concelhos do distrito do Porto (figura 5.1), com a exceção de Castelo de Paiva que pertence ao distrito de Aveiro, com uma forte densidade populacional, estando até acima da média da zona norte do país de acordo com números de 2010. Acompanhando o crescimento demográfico na região verificou-se, nos últimos anos, uma forte presença de empresas com um importante saldo exportador, onde se destacam as indústrias do mobiliário e do calçado. Para além da componente industrial, há também uma expressão significativa do setor agrícola. [32, 33]

Esta região, está sujeita a um regime meteorológico, que de acordo com a classificação de Köppen, enquadra-se num clima temperado com Inverno chuvoso e Verão seco e pouco quente. A pluviosidade média anual, na região, varia entre os 1000 e os 2000 milímetros. [32, 34]

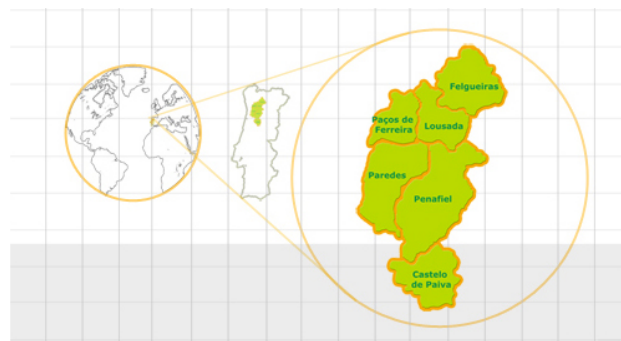


Figura 5.1: Concelhos do Vale do Sousa. [32]

Em toda a região, e ao longo da bacia hidrográfica do Sousa, há registo de centenas de moinhos e azenhas, alguns com levadas que permitiam desviar e conduzir a água, não só para utilização dos moinhos mas também para rega de terrenos agrícolas. A abundância deste tipo de património na região demonstra a sua importância histórica e a forte ligação que existia entre as populações e os rios. Alguns destes moinhos foram ao longo dos anos recuperados por privados e continuam a funcionar, em alguns casos para a produção de farinha ou como habitação de turismo rural. A maioria, no entanto, encontram-se desativados ou abandonados e em muitos casos já num avançado estado de degradação ou mesmo em ruínas. [33]

## 5.2 O local da aplicação

O local em estudo situa-se perto do centro da cidade de Paredes, num zona conhecido como Póvoa ( $41,196^\circ$  N;  $-8,329^\circ$  O). Neste local, o leito do rio Sousa percorre um pequeno vale e ao longo de umas centenas de metros possui alguns rápidos (figura 5.2) que originam alguma turbulência das águas do rio.



Figura 5.2: Rápido junto ao ponto de captação.

O moinho em causa neste projeto, faz parte de um conjunto mais alargado de moinhos, cerca de 20, que se estendem ao longo das duas margens, alguns já abandonados ou desativados outros recuperados e em funcionamento. Numa das margens destaca-se a existência de uma pequena levada que encaminha a água pelos vários moinhos ao longo de umas centenas de metros.

A figura 5.3 mostra uma imagem aérea do local onde está integrado o moinho.



Figura 5.3: Imagem satélite do local de implementação.

A altura de queda bruta no local calcula-se que seja, aproximadamente, de 3,5 metros desde o ponto de captação junto ao primeiro rápido visível no canto superior direito da figura 5.3 até ao ponto de restituição umas centenas de metros a jusante.

## 5.3 Recurso hídrico

A bacia hidrográfica do rio Sousa, onde se inclui o seu maior afluente, o rio Ferreira, abrange uma área de 555  $km^2$ . Ao longo da bacia regista-se um precipitação média anual de 1582 milímetros, segundo números de 2001. Nos períodos de cheias existem algumas zonas consideradas críticas, onde se verificam, com a subida temporária do nível das águas, interferências com as populações, o corte de vias de comunicação e a destruição de produções agrícolas. [33]

### 5.3.1 Caracterização do Rio Sousa

O rio Sousa nasce em Friande, no concelho de Felgueiras, e desagua no Rio Douro em Foz do Sousa, no concelho de Gondomar. Ao longo dos seus 64,7 km de extensão, atravessa vários concelhos do distrito do Porto: Felgueiras, Lousada, Penafiel, Paredes e Gondomar. Os seus principais afluentes são os rios Cavalum, Mesio e o de maior significância, o rio Ferreira. Para além destes rios, o rio Sousa conta ainda com várias ribeiras ao longo do seu percurso, como

afluentares secundários. Este rio possui um vale bastante aberto na zona de Felgueiras e ao longo do concelho de Lousada. No norte do concelho de Penafiel e junto à cidade de Paredes, caracteriza-se por ser pouco cavado. Já a sul do concelho de Paredes percorre um vale encaixado e fortemente meandrizado. [33]

O rio Sousa conta com apenas uma estação hidrométrica designada por Foz de Sousa (código: 07F/03H). Esta estação está localizada perto da foz do rio, junto à localidade de Foz do Sousa (41,094°N; -8,501°O). Entrou em funcionamento em 19/03/1978, tendo sido desativada em 31/10/1985 e posteriormente reativada em 08/09/2003. Na tabela 5.1 são apresentados os parâmetros desta estação, disponibilizados na página *web* do Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos (SNIRH). [11]

Tabela 5.1: Parâmetros disponíveis na estação Foz de Sousa. [11]

Parâmetro	Unidade	N.º de Valores	Data de Início	Data Final
Caudal médio diário (convencional)	$m^3/s$	2185	13/05/1978	30/09/1985
Nível hidrométrico Instantâneo	$m$	153884	08/09/2003	03/09/2015
Nível médio diário (convencional)	$m$	1028	01/10/1982	30/09/1985

Para além destes parâmetros, está também disponível uma curva de vazão datada de 01/10/1977 para dois troços distintos, com as quais se poderão obter os caudais que se verificam nessa zona do rio Sousa. [11]

$$Q = 5,07621 \times (h - 0,2)^{4,11978} \quad (5.1)$$

$$Q = 35,22994 \times (h - 1,25)^{0,4774} \quad (5.2)$$

### 5.3.2 Caracterização do Rio Ferreira

O rio Ferreira é o principal afluente do rio Sousa. Nasce em Raimonda, no concelho de Paços de Ferreira e desagua no lugar da Ribeira de Cima, em Foz do Sousa, no concelho de Gondomar. Ao longo do seu percurso, que se estende por 43 km, atravessa os concelhos de Paços de Ferreira, Paredes, Valongo e Gondomar. Os seus principais afluentes são o rio Eiriz, o rio Simão e rio da Carvalhosa. Como afluentes secundários conta com várias ribeiras. Este rio caracteriza-se por ser meandrizado ao longo de todo o seu percurso. [33]

O rio Ferreira tinha uma estação hidrométrica designada por Balsa (código: 06G/01H). Essa estação estava localizada junto a Rebordosa (41,226°N; -8,439°O), no concelho de Paredes. Entrou em funcionamento em 11/03/1978 e foi desativada em 30/09/1985. Na tabela 5.2 são apresentados os parâmetros desta estação, disponibilizados na página *web* do SNIRH. [11]

Tabela 5.2: Parâmetros disponíveis da estação Balsa. [11]

Parâmetro	Unidade	N.º de Valores	Data de Início	Data Final
Caudal médio diário (convencional)	$m^3/s$	2239	11/03/1978	30/09/1985
Nível médio diário (convencional)	$m$	1096	01/10/1982	30/09/1985

Para além dos parâmetros da tabela anterior, está também disponível uma curva de vazão datada de 01/10/1977, com a qual se poderão obter os caudais que se verificam nessa zona do rio Ferreira. [11]

$$Q = 2,81718 \times (h - 0,3)^{4,69963} \quad (5.3)$$

### 5.3.3 Estudo hidrológico

O estudo hidrológico envolve o conhecimento dos caudais atualizados registados junto ao moinho. No entanto, a única estação hidrométrica do rio Sousa está localizada a alguns quilómetros a jusante do local onde está instalado o moinho. Perante isto, torna-se difícil estimar o caudal junto ao moinho, uma vez que os caudais medidos na estação de Foz de Sousa são naturalmente diferentes, pois englobam toda a água do Sousa e dos respetivos afluentes. Para além disso, partes dos resultados obtidos pela curva de vazão (equações 5.1 e 5.2), em particular para os caudais mais recentes, estão visivelmente incorretos. Isto indicia que a curva disponibilizada se encontra desatualizada e por isso não é aconselhável a sua utilização.

Não existindo dados dos caudais no local e sendo difícil estimá-los a partir das medições da estação de Foz do Sousa, a solução passa por encontrar dados relativos a outros locais com características semelhantes ao local em estudo. Tendo em conta a existência de dados da antiga estação de Balsa, no rio Ferreira, admite-se que os caudais registados nesse local se aproximam mais daqueles que ocorrem junto ao moinho.

Ao analisar a série disponibilizada pelo SNIRH [11], verificou-se que existiam várias lacunas no período disponível. Tendo isso em conta, apenas se considera um período contínuo de quatro anos. Fazendo a média diária ao longo desses quatro anos e organizando-os de forma cronológica, representa-se a média dos caudais em função do tempo na figura 5.4.



Figura 5.4: Série cronológica de caudais médios diários. Adaptado de [11]

Para além da representação anterior, os caudais podem ainda ser organizados de uma forma quantitativa. Conhecido os limites máximos e mínimos, para cada ano, da série de caudais em questão, pode-se contar o número de dias num ano em que um determinado caudal é igualado ou ultrapassado. Na tabela 5.3 estão organizados os caudais, tendo em conta a média dos quatro anos em análise.

Tabela 5.3: Organização dos caudais de forma quantitativa.

Caudal ( $m^3/s$ )	Nº de dias	% do ano
$\geq 20$	3	0,7
$\geq 15$	6	1,5
$\geq 10$	15	4,0
$\geq 9$	19	5,1
$\geq 8$	24	6,6
$\geq 7$	33	9,1
$\geq 6$	47	12,8
$\geq 5$	70	19,1
$\geq 4,5$	83	22,6
$\geq 4$	109	29,7
$\geq 3,5$	136	37,2
$\geq 3$	159	43,5
$\geq 2,5$	188	51,4
$\geq 2$	210	57,2
$\geq 1,5$	233	63,7
$\geq 1$	272	74,3
$\geq 0,4$	318	86,9
$\geq 0,02$	365	100

Com os dados da tabela 5.3, é possível construir a respetiva curva de duração de caudais que se apresenta de seguida na figura 5.5. Esta curva que será depois utilizada para os cálculos energéticos e de dimensionamento.

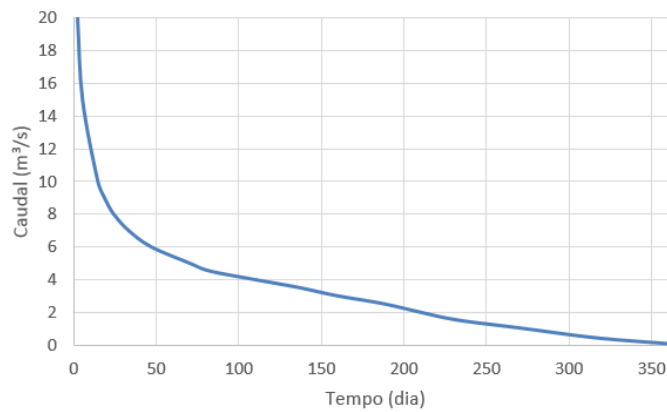


Figura 5.5: Curva de duração de caudais.

## 5.4 Seleção da turbina

Conhecida a gama de caudais que ocorrem num ano médio e a altura de queda bruta do local onde se pretende instalar o aproveitamento hidroelétrico, é agora possível seleccionar a turbina ideal. Através da tabela 3.5 e da figura 3.16, facilmente se determina que a escolha está limitada a duas opções: turbinas Banki-Mitchell e turbinas Kaplan.

Tendo em conta as características de cada uma e as suas vantagens e desvantagens, apresentadas na secção 3.4.2, conclui-se que a melhor opção a adotar é a turbina Kaplan. Para além de apresentar melhores rendimentos para caudais mais baixos, funciona para uma maior gama de caudais e tem a vantagem de possibilitar uma maior escolha relativamente ao tipo de configuração a adotar (figura 3.22). Admite-se ainda que se utiliza um turbina duplamente regulada o que aumenta significativamente a gama de caudais. Em particular, permite turbinar os caudais mais pequenos, contribuindo para aumentar o número de horas anuais de funcionamento da turbina.

## 5.5 Estimativas iniciais da potência instalada e energia produzida

Numa fase inicial, recorrendo a métodos de cálculos mais simples e diretos pode-se prever a potência a instalar assim como a energia produzível em ano médio. Para isso, vai ser utilizada a informação recolhida até este momento, no que diz respeito à altura de queda bruta, curva de duração de caudais e características da turbina escolhida. Não sendo ainda conhecido o caudal nominal nesta altura, considera-se que esse caudal é igual ao caudal médio.

Como já foi referido anteriormente (secção 3.1.3) o caudal médio ocorre entre 15% a 20% do ano médio, ou seja, entre 55 e 73 dias, aproximadamente. Pela tabela 5.3 vê-se que a esse período correspondem caudais na ordem dos  $5 \text{ m}^3/\text{s}$ . Será esse o valor usado nos cálculos seguintes.

### 5.5.1 Potência nominal instalada

Através da expressão 2.2:

$$P_N = \gamma \times Q_N \times H_b \times \eta_c \quad (5.4)$$

E considerando que:

- $\gamma = 9810 \text{ N/m}^3$
- $Q_N = Q_{med} = 5 \text{ m}^3/\text{s}$
- $H_b = 3,5 \text{ m}$
- $\eta_c = 90\%$

Chega-se a um valor da potência instalada nominal de 155 kW. Esta potência corresponde a um rendimento global da central de 90%, no entanto, este cenário pode ser visto como demasiado otimista. Utilizando a expressão 2.5 para calcular a potência instalada num cenário mais conservador (rendimento na ordem dos 70%), o resultado é de 123 kW.

Esta primeira estimativa permite colocar a potência instalada real num intervalo de valores que vai de 123 kW a 155 kW. Esta gama de valores está dentro do que se considera ser uma microcentral hidroelétrica segundo a classificação da tabela 3.1 na secção 3.1.

### 5.5.2 Energia produzida

A energia produzível é proporcional a uma área de exploração associada à curva de duração de caudais (figura 5.5). Começando por definir os limites de exploração, utilizando os dados da tabela 3.10 para a turbina selecionada, temos que:

- $Q_{min} = 1,25 \text{ m}^3/\text{s}$
- $Q_{máx} = 6,25 \text{ m}^3/\text{s}$

Admitindo que o caudal de cheias ( $Q_c$ ) ocorre para um valor de  $12 \text{ m}^3/\text{s}$ , que corresponde a um número de dias do ano bastante reduzido, o passo seguinte passa por encontrar os tempos  $t_0$ ,  $t_1$  e  $t_2$ . Para isso, é necessário encontrar uma equação que melhor aproxima a curva de duração de caudais encontrada.



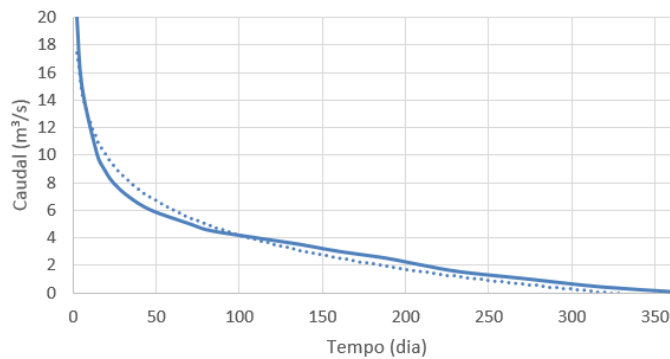


Figura 5.6: Aproximação da curva de duração de caudais.

Na figura anterior representa-se a tracejado a curva que melhor aproxima a curva de duração de caudais. A sua equação é:

$$Q(t) = -3,582 \times \ln(t) + 20,697 \quad (5.5)$$

Com a expressão anterior pode-se agora calcular os tempos que correspondem, respetivamente, o caudal de cheias, o caudal máximo e o caudal mínimo:

- $t_0 = 11,34$  dia
- $t_1 = 56,44$  dia
- $t_2 = 227,94$  dia

A estimativa da energia produzível em ano médio é obtida através da expressão 2.6. Considerando que a queda bruta e o rendimento global do aproveitamento são constantes, a energia produzível é de, aproximadamente, 487 MWh.

## 5.6 Situação A - Central com um grupo instalado

A determinação do valor do caudal nominal ( $Q_N$ ) ideal para uma PCH envolve por um lado os cálculos energéticos, abordados no capítulo 3 e por outro os cálculos económicos analisados no capítulo 4. O melhor valor do caudal nominal é aquele que permite retirar o maior aproveitamento energético da central com os menores custos e a melhor rentabilidade possível. Neste momento apenas se considera a instalação de um grupo turbina-gerador.

### 5.6.1 Cálculos energéticos

Partindo da série cronológica de caudais ( $Q$ ) representada na figura 5.4 e organizando-os por ordem decrescente, calcula-se os caudais disponíveis ( $Q_d$ ) através da expressão 3.3. Admite-se,

neste caso, que o caudal ecológico ( $Q_e$ ) representa 5% do caudal nominal. Em seguida, define-se o caudal disponível atualizado ( $Q'_d$ ), através da expressão 3.19. Neste momento o caudal máximo ( $Q_{máx}$ ) é igualado ao caudal nominal. Apesar da turbina escolhida permitir um caudal máximo 25% superior ao caudal nominal (tabela 3.10), isso iria aumentar as perdas hidráulicas, diminuir o rendimento da turbina e conseqüentemente diminuir a energia produzida.

De seguida, pretende-se chegar ao valor da queda útil, que é dado pela subtração das perdas hidráulicas à altura de queda bruta. As perdas hidráulicas dividem-se em duas parcelas, dadas pelas expressões 3.1 e 3.2. Na primeira, que diz respeito às perdas de carga, assume-se que o valor máximo das perdas de carga em percentagem de queda bruta é de 5%, ou seja, a situação mais desfavorável. Em relação às perdas de cheia, dada pela segunda expressão, não sendo conhecida a redução máxima real na queda bruta devido aos caudais de cheia ( $h_{ch}^{máx}$ ), admite-se que esse valor é 5% inferior à queda bruta, de acordo com exemplos do documento [9]. As perdas de cheia anulam-se quando o caudal ( $Q$ ) for inferior ao caudal nominal.

O rendimento da turbina é calculado a partir da expressão 3.9, com os parâmetros da tabela 3.8 referentes à turbina Kaplan. A turbina é desligada quando o caudal disponível atualizado for menor que o caudal mínimo ( $Q_{min}$ ) que a turbina suporta. Recorrendo à equação 2.3 para o cálculo do rendimento global, tendo já calculado os rendimentos da turbina assume-se que as restantes parcelas são:

- $\eta_G = 95\%$
- $\eta_T = 99\%$
- $p_{div} = 2\%$

Neste momento, estão reunidas todas as variáveis pelo que, é possível calcular a potência disponível para o caudal em estudo ( $P$ ) e a energia elétrica produzida em ano médio ( $E$ ) através das expressões 3.17 e 3.20, respetivamente. Onde se considera, ainda, que:

- $\gamma = 9,81 \text{ kN/m}^3$
- $p_{disp} = 5\%$

Por fim, a potência nominal instalada é calculada pela expressão 3.18.

## 5.6.2 Cálculos económicos

Nos cálculos económicos assume-se que o investimento está totalmente concentrado no ano zero e engloba várias parcelas (tabela 5.4) que têm como base vários exemplos dos documentos [9, 12] e uma ferramenta *online* para o cálculo do preço das turbinas, disponibilizada pela Universidade de Lancaster [35].

Tabela 5.4: Situação A - Parcelas consideradas no investimento inicial.

Designação	Valor (k€)	% do investimento
Estudos	5	2,5
Projeto e licenças	10	5
Construção civil	20	10
Turbina	100	49,8
Gerador	20	10
Instalação, Montagem e Ensaios	40	19,9
Despesas extra	6	3
TOTAL	201	100

A análise aqui descrita é feita com um horizonte temporal de trinta anos com custos e receitas anuais constantes.

A receita anual bruta ( $R_j$ ) é dada pela expressão 4.10, considerando como ponto de partida um preço de venda à rede de 55 €/MWh. A potência nominal instalada ( $P_N$ ) e o número de horas de utilização da turbina ( $h_a$ ) variam de acordo com o caudal nominal escolhido, sendo o número de horas calculado pela expressão 4.1. Para o cálculo da receita anual líquida (equação 4.9), assume-se custos de operação e manutenção anuais representam um valor de 5% do investimento inicial. Os valores da receita anual líquida devem ser depois atualizados para o ano zero através da equação 4.6, utilizando uma taxa de atualização que varia entre 7% e 10%.

Construindo a tabela dos fluxos monetários é agora possível calcular os restantes parâmetros e índices económicos, descritos nas secções 4.2 e 4.3, que permitem analisar a viabilidade económica, escolhendo finalmente o caudal nominal ideal para a aplicação em estudo.

### 5.6.3 Caudal Nominal

Como foi referido na secção 3.1.3, o caudal nominal é garantido num intervalo de caudais que ocorrem durante 20% a 30% do ano médio, aproximadamente. Para a escolha do caudal nominal, com base na tabela 5.3, considera-se uma gama de valores entre os 15% e os 30%. No cálculo do VAL utiliza-se uma taxa de atualização de 10% (pior cenário).

Tabela 5.5: Resultados preliminares para seleção do caudal nominal.

Parâmetro	Unidade	$Q_{15\%}$	$Q_{20\%}$	$Q_{25\%}$	$Q_{30\%}$
$Q_N$	$m^3/s$	5,5	4,9	4,3	4
$P_N$	kW	144	129	113	105
$E_a$	MWh	606	600	579	560
$I_{01}$	€/kW	1392	1563	1781	1914
VAL	€	18298,20	15168,66	4469,26	-5427,47

Analisando os resultados da tabela 5.5 vemos que o melhor valor do VAL ocorre para um caudal nominal de  $5,5 m^3/s$ , no entanto, ao recordar os dados da tabela 4.1, o investimento unitário, nesse caso, está abaixo do limite mínimo de 1500 €/kWh, para a potência instalada calculada. Por outro lado, um caudal nominal de  $4 m^3/s$  origina um VAL negativo logo, a partir desse momento,

o projeto é inviável. Assim, estas duas situações constituem limites para a seleção do caudal nominal.

Analisando os valores do VAL na tabela 5.5 é perceptível que o melhor valor do caudal nominal terá que estar entre  $Q_{15\%}$  e  $Q_{20\%}$ . Percorrendo sucessivamente os valores dos caudais nesse intervalo, chega-se ao melhor valor, neste caso,  $5,1 \text{ m}^3/\text{s}$ .

Tabela 5.6: Situação A - Resultados finais para um caudal nominal de  $5,1 \text{ m}^3/\text{s}$ .

Parâmetro	Unidade	Valor
$P_N$	kW	134
$E_a$	MWh	603
$h_a$	h	4505
$I_{01}$	€/kW	1501
$c_E$	€/MWh	333
$c$	€/MWh	17

A análise do comportamento dos indicadores de avaliação de investimentos para o caudal nominal escolhido permite verificar a importância que a taxa de atualização tem para aumentar ou diminuir a rentabilidade económica do projeto.

Tabela 5.7: Situação A - Variação da taxa de atualização e os seus efeitos nos indicadores.

Indicador	Unidade	7%	8%	9%	10%
VAL	€	85929,50	59309,41	36553,77	16974,93
TIR	-			11,0%	
$T_{rb}$	anos			8,7	
$T_r$	anos	13,9	15,5	17,7	21,4
ROI	-	1,4	1,3	1,2	1,1

Partindo de uma taxa de 7% e variando até aos 10% o projeto é sempre economicamente viável, estando o limite máximo da taxa de atualização em 11,0% (TIR). Com o preço de venda fixado em 55 €/MWh, o *payback* ocorre ao fim de 8,7 anos com um tempo de retorno que varia entre os 13,9 e os 21,4 anos.

Para além da taxa de atualização, também o preço de venda da energia produzida tem um peso importante na viabilidade económica do projeto. Até aqui, o preço de venda da energia foi considerado constante, interessa agora perceber o que acontece se esse preço variar.

Tabela 5.8: Situação A - Limites mínimos do preço de venda para o intervalo da taxa de atualização.

Indicador	Unidade	7%	8%	9%	10%
$p_{venda}$	€/MWh	44	47	50	53
VAL	€	3601,43	4989,39	5571,58	5603,46
TIR	-	7,2%	8,3%	9,3%	10,3%
$T_{rb}$	anos	12,2	11,0	10,0	9,2
$T_r$	anos	28,4	27,4	26,7	26,1
ROI	-	1,02	1,02	1,03	1,03

Para cada valor da taxa de atualização, o valor do preço de venda indicado na tabela 5.8 corresponde ao valor mínimo de venda (aprox.) que garante a viabilidade económica do projeto.

No anexo A, encontram-se imagens das folhas de cálculo utilizadas para realizar os cálculos e obter os resultados descritos anteriormente.

## 5.7 Situação B - Central com dois grupos instalados

A instalação de dois grupos permite que a central aproveite os caudais mais pequenos, estando a turbinar um maior número de horas e com isso aumente a sua produção.

Utilizando o modelo seguido na situação A e o mesmo caudal nominal ( $5,1 \text{ m}^3/\text{s}$ ), vai-se agora verificar a viabilidade técnica e económica da instalação de dois grupos turbina-gerador e ao mesmo tempo comparar se existe ou não vantagens relativamente à situação anterior.

A adição de mais um grupo na central apenas se reflete no cálculo dos rendimentos das turbinas. Para esse cálculo é preciso ter em consideração uma repartição de caudais de acordo com a tabela 5.9.

Tabela 5.9: Distribuição do caudal pelas duas turbinas.

$Q'_d$	Turbina 1	Turbina 2
$0 \leq Q'_d \leq Q_N/2$	$Q'_d$	0
$Q_N/2 \leq Q'_d \leq Q_N$	$Q'_d/2$	$Q'_d/2$

Enquanto o  $Q'_d$  for maior que  $Q_N/2$ , as duas turbinas estão em funcionamento o que equivale à situação A e por isso, o rendimento da turbina é calculado pela expressão 3.9. A partir do momento que o  $Q'_d$  fique menor que o valor de  $Q_N/2$ , na expressão 3.9 deve ser considerado o valor de  $Q_N/2$  e em vez de  $Q_N$ .

Na figura 5.7 compara-se o rendimento na situação A (1 turbina) com o rendimento da situação B (2 turbinas).

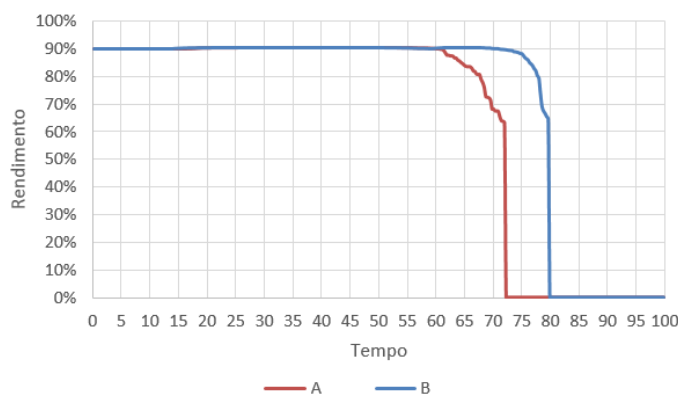


Figura 5.7: Rendimento da turbina.

Na situação B, quando está a funcionar apenas uma turbina, numa gama de caudais mais baixos, o rendimento global da central é melhorado substancialmente em relação ao que acontece na situação A. Isto ocorre, uma vez que, as turbinas na situação B funcionam, individualmente, com um caudal nominal mais baixo.

A instalação de dois grupos vai causar alterações no investimento necessário e nos custos de operação e manutenção. Na tabela 5.10 é feito um resumo das diversas parcelas que compõe o investimento. Relativamente à situação A, considera-se que existe um ligeiro aumento de algumas parcelas, nomeadamente, aquelas que estão relacionadas com o equipamento, com a construção e com a instalação e montagem.

Tabela 5.10: Situação B - Parcelas consideradas no investimento inicial.

Designação	k€	% do investimento
Estudos	5	2.1
Projeto e licenças	10	4.1
Construção civil	30	12.4
Turbinas	110	45.5
Geradores	30	12.4
Instalação, Montagem e Ensaios	50	20.7
Despesas extra	7	2.9
<b>TOTAL</b>	<b>242</b>	<b>100</b>

Importa agora analisar se o aumento das despesas de investimento e consequentemente de operação e manutenção são compensadas pelo benefício trazido pelo aumento da produção de energia.

Tabela 5.11: Situação B - Resultados finais para um caudal nominal de  $5,1 \text{ m}^3/\text{s}$ .

Parâmetro	Unidade	Valor
$P_N$	kW	$2 \times 68$
$E_a$	MWh	632
$h_a$	h	4669
$I_{01}$	€/kW	1789
$c_E$	€/MWh	383
$c$	€/MWh	19

Relativamente à situação A, verifica-se um ligeiro aumento da energia produzida, cerca de 30 MWh, com uma potência nominal instalada praticamente inalterada relativamente à situação anterior, com dois grupos de 68 MW cada. O número de horas de funcionamento, como era expectável, também aumenta. O mesmo acontece com o investimento unitário que cresceu, mas dentro dos valores considerados normais para este tipo de projetos.

Tabela 5.12: Situação B - Variação da taxa de atualização e os seus efeitos nos indicadores.

Indicador	Unidade	7%	8%	9%	10%
VAL	€	38964,74	12898,03	-9384,57	-28556,39
TIR	-		8,6%		
$T_{rb}$	anos		10,7		
$T_r$	anos	20,4	25,1	37,9	-
ROI	-	1,2	1,1	1,0	0,9

Relativamente aos indicadores de avaliação de investimentos, na situação B, verifica-se que existe uma menor liberdade relativamente à taxa de atualização. Enquanto que na situação A o limite da taxa de atualização fixava-se em 11,0%, aqui esse limite está em 8,6%. Já o *payback* sofre um aumento de, aproximadamente 2 anos, passando de 8,7 anos para 10,7 anos.

Toda a análise feita até este momento, tinha o preço de venda fixado em 55 €/MWh. Interessa agora ver como tornar este caso mais favorável economicamente, ao alterar o preço de venda.

Tabela 5.13: Situação B - Limites mínimos do preço de venda para o intervalo da taxa de atualização.

Indicador	Unidade	7%	8%	9%	10%
$p_{venda}$	€/MWh	51	54	57	60
VAL	€	7610,98	5786,81	3594,58	1217,18
TIR	-	7,3%	8,3%	9,2%	10,1%
$T_{rb}$	anos	12,0	11,0	10,1	9,4
$T_r$	anos	27,3	27,5	28,1	29,2
ROI	-	1,03	1,02	1,01	1,01

Para cada valor da taxa de atualização, o valor do preço de venda indicado na tabela 5.13 corresponde ao valor mínimo de venda (aprox.) que garante a viabilidade económica do projeto.

Enquanto que, na situação A o valor mínimo que garantia a viabilidade económica estava em 44 €/MWh, nesta situação esse valor é um pouco superior, na ordem dos 51 €/MWh.

No anexo B, encontram-se imagens das folhas de cálculo utilizadas para realizar os cálculos e obter os resultados descritos anteriormente.

## 5.8 Dimensionamento do canal de adução para o caudal nominal encontrado

Como já foi referido, junto ao moinho existe um pequeno canal ou levada que capta a água e a transporta ao longo de vários metros passando por diversos moinhos, ou seja, o mesmo canal é usado por todos os moinhos. O canal está escavado no terreno e está empedrado. A figura 5.8 mostra uma parte do canal, inserido na margem direita do rio Sousa, estando o seu caudal ecológico visível no lado direito da figura.



Figura 5.8: Levada existente no local.

Antes de chegar aos primeiros moinhos, destaca-se a existência de um ponto de descarga, onde é possível desviar a água novamente para o leito do rio, em caso de necessidade, por excesso de caudal ou para algum tipo de manutenção a jusante desse ponto. No mesmo local é feita uma regularização do caudal através de um orifício retangular aberto numa pedra que se encontra posicionada de forma perpendicular ao canal. Na figura 5.9 é possível observar concretamente aquilo que aqui foi descrito.





Figura 5.9: Ponto de descarga e de regularização de caudal.

Em primeiro lugar, irá ser estudado se o canal existente é suficiente para suportar um caudal máximo de  $5,1 \text{ m}^3/\text{s}$ , o caudal nominal encontrado anteriormente. Para isso, é necessário relembrar os aspetos analisados na secção 3.3.2, nomeadamente os valores do coeficiente de Manning ( $n_M$ ) da tabela 3.3, os conceitos de área molhada ( $A_m$ ) e perímetro molhado ( $P_m$ ) e as expressões matemáticas, aplicadas para um canal de adução, do raio hidráulico (R) e do gradiente hidráulico (S), respetivamente, as equações 3.5 e 3.6. Assume-se que a altura da água (y) no canal é de 0,4 metros, aproximadamente.

Tabela 5.14: Características do canal existente.

Parâmetro	Unidade	Valor
Largura	m	1,6
Altura	m	0,6
Altura da água	m	0,4
Área molhada	$\text{m}^2$	0,64
Perímetro molhado	m	2,4
R	m	0,27
$n_M$	-	0,035

O declive do canal não é conhecido, no entanto, assume-se que o seu valor é relativamente baixo. Fazendo variar o ângulo  $\theta$  numa pequena gama de valores é possível chegar ao caudal e à sua velocidade através das equações 3.4 e 3.7.

Tabela 5.15: Variação do gradiente hidráulico para o canal existente.

$\theta$ (°)	S	$Q_N$ ( $m^3/s$ )	V ( $m/s$ )
0,0625	0,0011	0,25	0,39
0,125	0,0022	0,35	0,55
0,25	0,0044	0,50	0,78
0,50	0,0087	0,71	1,11
1,00	0,0175	1,00	1,56
1,50	0,0262	1,23	1,92
2,00	0,0349	1,42	2,21

Como se vê pelos resultados da tabela 5.15, as características da levada não são as indicadas para transportar o caudal de água necessário para a produção de energia. Mesmo o maior valor do gradiente apresentado está longe de garantir o caudal necessário ( $5,1 m^3/s$ ).

A solução passa por tentar alterar a levada existente, por forma a que seja possível transportar o caudal desejado. Alterando apenas a altura do canal e mantendo a mesma largura fica-se com as características da tabela 5.16.

Tabela 5.16: Características alternativas.

Parâmetro	Unidade	Valor
Largura	m	1,6
Altura	m	1,5
Altura da água	m	1,3
Área molhada	$m^2$	2,4
Perímetro molhado	m	4,2
R	m	0,57
$n_M$	-	0,035

Utilizando novamente a mesma variação do gradiente hidráulico, chega-se aos resultados apresentados na tabela 5.17.

Tabela 5.17: Variação do gradiente hidráulico para características alternativas.

$\theta$ (°)	S	$Q_N$ ( $m^3/s$ )	V ( $m/s$ )
0,0625	0,0011	1,56	0,65
0,125	0,0022	2,21	0,92
0,25	0,0044	3,12	1,30
0,50	0,0087	4,41	1,84
1,00	0,0175	6,24	2,60
1,50	0,0262	7,64	3,18
2,00	0,0349	8,82	3,68

Com as dimensões descritas na tabela 5.16 e com um valor de  $\theta$  entre  $0,5^\circ$  e  $1^\circ$  é possível chegar a um caudal de  $5,1 m^3/s$  com uma velocidade na ordem dos 2 m/s.

No anexo C, encontra-se uma imagem da folha de cálculo utilizada para realizar os cálculos e obter os resultados descritos anteriormente.

## 5.9 Dimensionamento da turbina para o caudal nominal encontrado

Depois de se ter selecionado uma turbina Kaplan (5.4) para a aplicação em estudo e de avaliar a sua influência em termos de rendimento para os cálculos energéticos, importa agora abordar outros aspetos técnicos como a velocidade específica, a velocidade de rotação, a cavitação e fazer uma previsão das dimensões que a turbina em questão terá para as condições de funcionamento já enumeradas nas duas situações referidas.

A determinação da velocidade específica é feita pela equação 3.8, sabendo que os limites máximo e mínimo para uma turbina Kaplan estão definidos na tabela 3.6. No entanto, na expressão 3.8 para além da velocidade específica também a velocidade de rotação da turbina é uma incógnita. Para ultrapassar esta limitação, ao recorrer à tabela 3.7 pode-se calcular a velocidade específica tendo apenas de conhecer a queda útil. A partir deste momento, é possível determinar a velocidade de rotação pela expressão 3.8.

Conhecida a velocidade específica e a velocidade da água no canal de adução, a cavitação de uma turbina Kaplan é dada pela expressão disponível na tabela 3.11.

Numa perspetiva de preparar o espaço para a instalação da turbina é necessário conhecer as suas dimensões. Recordando a figura 3.24, o diâmetro externo e o diâmetro interno são dados pelas expressões 3.14 e 3.15, respetivamente.

### 5.9.1 Situação A - Um grupo instalado

Para a situação A, em que é instalada apenas uma turbina, considerando o caudal nominal de  $5,1 \text{ m}^3/\text{s}$  e uma queda útil na ordem dos 3,32 metros, chega-se ao seguinte conjunto de resultados.

Tabela 5.18: Situação A - Características gerais da turbina.

Parâmetro	Unidade	Valor
$n_{QE}$	-	1,28
$n$	rpm	167
$\sigma$	-	2,25
$D_e$	m	2,62
$D_i$	m	0,85

### 5.9.2 Situação B - Dois grupos instalados

Para a situação B, em que estão instaladas duas turbinas, considerando o caudal nominal de  $5,1 \text{ m}^3/\text{s}$  e uma queda útil de na ordem dos 3,32 metros, chega-se ao seguinte conjunto de resultados.

Tabela 5.19: Situação B - Características gerais da turbina.

Parâmetro	Unidade	Valor
$n_{QE}$	-	1,25
$n$	rpm	200
$D_e$	m	2,20
$D_i$	m	0,72

No anexo D, encontra-se uma imagem da folha de cálculo utilizada para realizar os cálculos e obter os resultados descritos anteriormente.

## 5.10 Considerações finais

Em primeiro lugar, importa destacar a fiabilidade das estimativas iniciais tendo em conta os resultados finais obtidos, nomeadamente no que diz respeito à primeira situação estudada. Isto revela a qualidade do método utilizado apesar das várias aproximações.

A principal análise esteve concentrada em perceber qual a solução mais vantajosa principalmente em termos económicos, entre a situação A e a situação B, respetivamente, a instalação de um ou dois grupos. Tendo em conta que os custos de investimento aqui considerados, tem algum grau de subjetividade, os valores obtidos para cada situação foi, respetivamente, 201000 € e 242000 €. Quanto ao tempo de *payback*, chegou-se a 8,7 e 10,7 anos, respetivamente. Como se viu, instalar apenas um grupo permite não só uma maior variação da taxa de atualização como é mais recetiva a preços de venda mais reduzidos, garantindo mais facilmente a viabilidade do projeto. Em termos técnicos, a situação B constitui uma solução mais vantajosa, pois o rendimento da turbina é superior durante um maior período de tempo, aproveitando melhor os caudais mais pequenos estando por isso a turbina a funcionar durante mais horas, em média, 4669 horas anuais.

Relativamente ao canal de adução existente, como se conseguiu verificar, não está preparado para receber caudais muito elevados. Com as dimensões reais e variando o declive, o canal apenas tem capacidade para um caudal na ordem de um  $1 \text{ m}^3/\text{s}$ . Essa limitação exige sejam tomadas medidas para aumentar as dimensões do canal e possivelmente seja necessário alterar o seu gradiente.

Numa PCH de baixa queda a velocidade de rotação das turbinas é reduzida. Nesta caso, as velocidades de rotação calculadas foram 167 rpm e 200 rpm para a situação A e B, respetivamente. Como não é tecnicamente nem economicamente viável a utilização de geradores a baixas velocidades, há necessidade de instalar um multiplicador de velocidades. Outro aspeto a reter nos cálculos efetuados, diz respeito às dimensões da turbina que terão um diâmetro externo na ordem dos 2 a 3 metros, dependendo da situação em análise.

## Capítulo 6

# Conclusões finais e trabalho Futuro

### 6.1 Conclusões

Devido ao grande potencial hídrico do território português e à necessidade de uma maior aposta em energias renováveis iniciou-se um processo que visa incentivar o pequeno consumidor a tornar-se também um produtor de energia elétrica, surgiu assim o conceito de produção dispersa. O aparecimento deste novo conceito, elevou a importância das pequenas centrais hidroelétrica (PCH) que já tiveram no passado uma importância muito significativa no sistema elétrico português.

As dificuldades económicas juntamente com as restrições ambientais tornam os grandes aproveitamentos hidroelétricos pouco apetecíveis, abrindo-se aqui uma nova janela de oportunidade para as PCH. Este tipo de produção, como se viu, apresenta diversas vantagens do ponto de vista técnico e económico e um baixo impacto ambiental, contribuindo para a evolução de uma predominância das energias renováveis e assim continuar a progredir no sentido de cumprir as metas traçadas a nível europeu.

A transformação e o aproveitamento de moinhos, azenhas e outros engenhos hídricos, existentes em território nacional, permite reabilitar e valorizar este numeroso património local, disperso ao longo das margens de diversos rios, estando estes ainda ambientalmente integrados. Esta nova realidade permite ainda ajudar a desenvolver e a dinamizar certas regiões, em particular áreas rurais que se encontram abandonadas ou em processo de desertificação. [1]

O desenvolvimento de uma PCH através da transformação de moinhos obedece ao disposto no Decreto-Lei n.º 49/2015, de 10 de abril, que enquadra legalmente a atividade de produção impondo regras na fase de transformação, limitações de funcionamento e exige os respetivos títulos e licenças para a utilização dos recursos hídricos com o objetivo de produzir energia elétrica. A legislação obriga também que este tipo de produção, apesar de ser classificada dentro da produção em regime especial, esteja fora do regime de remuneração garantida. Esta situação obriga que a energia seja vendida em mercado ou através de contratos bilaterais.

O projeto de transformação de um moinho para PCH deve percorrer um conjunto de fases que envolvem, de uma forma geral, duas etapas principais antes da decisão final para avançar ou não com a implementação da central. Essas duas etapas, englobam um conjunto de estudos

de viabilidade que incidem especialmente nas características do local (queda) e do recurso hídrico disponível (caudal). Tendo em conta estas variáveis a central é dimensionada, no essencial, através das dimensões canal de adução, da seleção da turbina e da escolha da potência instalada. Assim procurou-se conhecer as configurações possíveis da central e o tipo de equipamentos eletromecânico, em particular das turbinas, que estão disponíveis neste momento no mercado em especial para quedas relativamente baixas.

A análise técnica e económica foi realizada para duas situações distintas, a instalação de um grupo ou a instalação de dois grupos. Na primeira situação, considerou-se a instalação de um grupo turbina-gerador e foi através desta aplicação que se definiu o melhor valor do caudal nominal tendo em conta a relação entre a produção anual e o investimento inicial e os custos de operação e manutenção anuais. Constatou-se que não existe uma grande diferença entre as duas situações, no que diz respeito ao investimento a diferença é de 41000 €, favorável à situação A. Relativamente ao tempo de *payback* existe uma diferença de 2 anos entre as duas situações mais uma vez favorável à primeira. A única vantagem da instalação de dois grupos tem que ver a possibilidade de cada turbina aproveitar os caudais mais pequenos que ocorrem com maior probabilidade durante o ano médio e com isso aumentar a produção anual. Esse aumento não é, no entanto suficiente para garantir desde logo a viabilidade económica do projeto. Quanto ao canal de adução, como se viu a levada existente não tem as dimensões necessárias para a simulação realizada, o que obriga a realizar algumas alterações. Apesar de a legislação não permitir a construção de novas infraestruturas, possíveis alterações às estruturas existentes são aceitáveis.

## 6.2 Satisfação dos Objetivos

O tema das mini-hídricas é já um assunto bastante conhecido, debatido e aprofundado, sendo que, apesar de importante não é o assunto que mais importa realçar no final desta dissertação. A principal novidade que se quis introduzir com este trabalho diz ao respeito ao aproveitamento e transformação de moinhos, esse sim o principal motivo de destaque desta dissertação. Recorde-se que a legislação relativa a esta temática é bastante recente e trouxe com ela uma nova oportunidade de negócio com a vantagem de se poder aproveitar um vasto património abandonado do nosso território.

Relativamente aos objetivos inicialmente traçados considera-se que foram cumpridos de forma satisfatória, conseguindo adaptar e relacionar conhecimentos teóricos e práticos, já bastante desenvolvidos para as tradicionais mini-hídricas, para a transformação de moinhos em pequenas centrais hidroelétricas.

## 6.3 Trabalho Futuro

Esta dissertação serviu de lançamento para uma forma alternativa de produção de energia através de moinhos, sendo este um caso particular das mini-hídricas. Neste trabalho pretendeu-se

fazer uma análise à nova legislação e com isso partir para uma simulação e estimação de um caso real.

Uma vez terminado o projeto e tendo em conta os resultados obtidos, é importante deixar algumas ideias para onde se pode orientar este projeto e o conceito de produção que está na sua origem.

Relativamente à aplicação prática, não sendo conhecidos os caudais da zona de implementação, um desafio futuro passar por medir os caudais no local e com a metodologia apresentada neste trabalho, adaptar os resultados a esses caudais.

O desequilíbrio entre a produção e o consumo, devido ao aumento da produção dispersa e a diminuição do consumo verificada nos últimos anos em Portugal, leva a que no futuro possa ser necessário encontrar formas de armazenamento para estes pequenos sistemas de produção. Uma ideia de desenvolvimento futuro será então, a introdução de formas de armazenamento de energia e verificar a sua viabilidade técnica e económica. [36]

No que diz respeito à parte económica, este tipo de produção está relativamente limitado devido às restrições de remuneração impostas pela legislação. Um assunto que poderia ser estudado e com isso, possivelmente, tornar esta temática mais apetecível para pequenos investidores, seria a introdução de mecanismos para o aumento da remuneração. Por exemplo, algo que poderia ser feito seria a introdução de certificados verdes, um assunto ainda pouco desenvolvido em Portugal em relação a outros países europeus. [37]

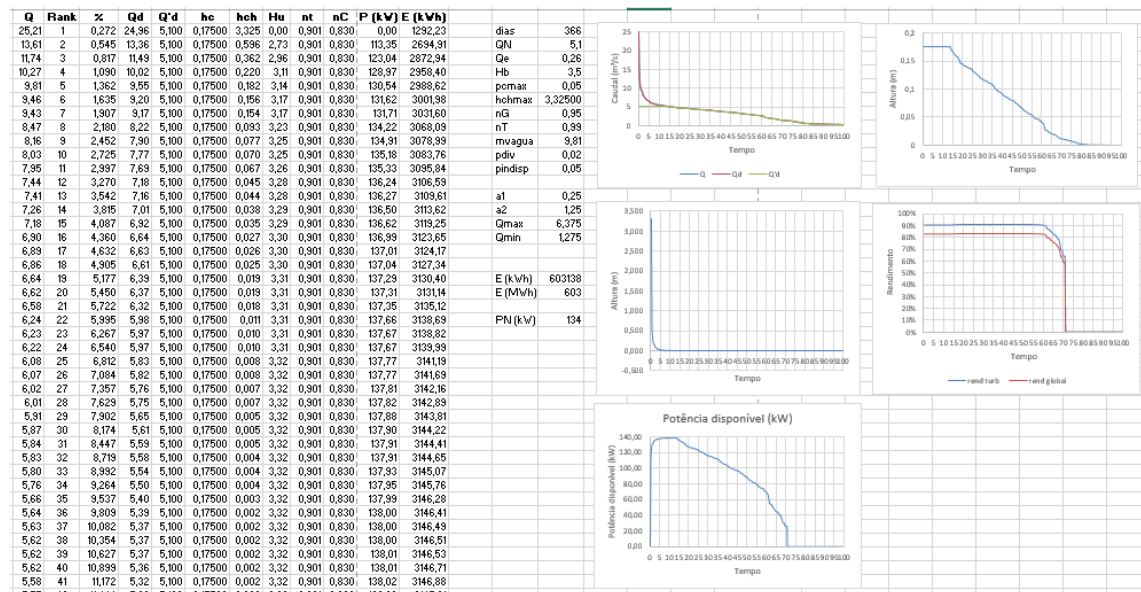




# Anexo A

## Situação A - Um Grupo Instalado

### A.1 Análise técnica



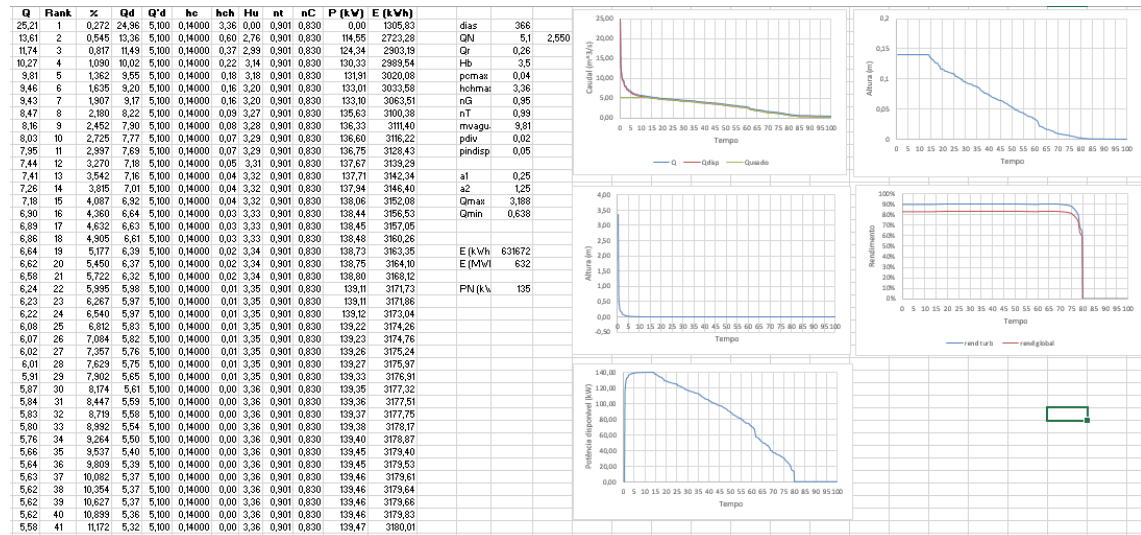
## A.2 Análise económica

QN	5,1	m <sup>3</sup> /s		Estudos	5 000,00	2,5%	Ano	Investimento	Receita	O&M	CF	CF atu	
Hb	3,5	m		Projeto e licenças	10 000,00	5,0%	0	- 201000,00			-201000,00	-201000,00	
PN	0,134	MW		Construção civil	20 000,00	10,0%	1		33 172,62	10 050,00	23 122,62	21020,56	
E	603	MWh		Turbina	100 000,00	49,8%	2		33 172,62	10 050,00	23 122,62	19 109,60	
ha	4505	h		Gerador	20 000,00	10,0%	3		33 172,62	10 050,00	23 122,62	17 372,36	
c	17	h/MWh		Instalação, Montagem e Ensaio	40 000,00	19,3%	4		33 172,62	10 050,00	23 122,62	15 793,06	
pvenda	55	h/MWh		<b>Sub Total</b>	<b>195 000,00</b>		5		33 172,62	10 050,00	23 122,62	14 357,33	
IOI	1501	h/kW		Despesas extra	6 000,00	3,0%	6		33 172,62	10 050,00	23 122,62	13 052,11	
n	30	anos		<b>Total</b>	<b>201 000,00</b>		7		33 172,62	10 050,00	23 122,62	11 865,56	
It	201000,00						8		33 172,62	10 050,00	23 122,62	10 786,87	
O&M	10 050,00						9		33 172,62	10 050,00	23 122,62	9 806,25	
a	10,00%						10		33 172,62	10 050,00	23 122,62	8 914,77	
cl	333,257	h/MWh					11		33 172,62	10 050,00	23 122,62	8 104,34	
							12		33 172,62	10 050,00	23 122,62	7 367,58	
VAL	16 974,93						13		33 172,62	10 050,00	23 122,62	6 637,80	
	16 974,93						14		33 172,62	10 050,00	23 122,62	6 088,91	
TIR	11,00%						15		33 172,62	10 050,00	23 122,62	5 535,37	
Trb	8,69	anos					16		33 172,62	10 050,00	23 122,62	5 032,16	
Tr	21,35	anos					17		33 172,62	10 050,00	23 122,62	4 574,69	
ROI	1,08						18		33 172,62	10 050,00	23 122,62	4 158,81	
							19		33 172,62	10 050,00	23 122,62	3 780,73	
							20		33 172,62	10 050,00	23 122,62	3 437,03	
							21		33 172,62	10 050,00	23 122,62	3 124,57	
							22		33 172,62	10 050,00	23 122,62	2 840,52	
							23		33 172,62	10 050,00	23 122,62	2 582,29	
							24		33 172,62	10 050,00	23 122,62	2 347,54	
							25		33 172,62	10 050,00	23 122,62	2 134,12	
							26		33 172,62	10 050,00	23 122,62	1 940,11	
							27		33 172,62	10 050,00	23 122,62	1 763,74	
							28		33 172,62	10 050,00	23 122,62	1 603,40	
							29		33 172,62	10 050,00	23 122,62	1 457,64	
							30		33 172,62	10 050,00	23 122,62	1 325,12	

# Anexo B

## Situação B - Dois Grupos Instalados

### B.1 Análise técnica




## B.2 Análise económica

Q/N	5,1	m <sup>3</sup> /s		Estudos	5 000,00	2,07%	Ano	Investimento	Receita	O&M	CF	CF atu
Hb	3,5	m		Projeto e licenças	10 000,00	4,13%	0	- 242 000,00			- 242 000,00	- 242 000,00
PN	0,135	MW		Construção civil	30 000,00	12,40%	1		34 741,94	12 100,00	22 641,94	21 160,69
Ea	632	MWh		Turbinas	110 000,00	45,45%	2		34 741,94	12 100,00	22 641,94	19 776,35
ha	4669	h		Geradores	30 000,00	12,40%	3		34 741,94	12 100,00	22 641,94	18 482,57
o	19	l/MWh		Instalação, Montagem e Ensaio	50 000,00	20,66%	4		34 741,94	12 100,00	22 641,94	17 273,43
pvenda	55	l/MWh		<b>Sub Total</b>	<b>235 000,00</b>	<b>97,11%</b>	5		34 741,94	12 100,00	22 641,94	16 143,39
IOI	1769	l/kW		Despesas extra	7 000,00	2,89%	6		34 741,94	12 100,00	22 641,94	15 087,28
n	30	anos		<b>Total</b>	<b>242 000,00</b>	<b>100,00%</b>	7		34 741,94	12 100,00	22 641,94	14 100,26
It	242 000,00						8		34 741,94	12 100,00	22 641,94	13 177,81
O&M	12 100,00						9		34 741,94	12 100,00	22 641,94	12 315,71
a	7,00%						10		34 741,94	12 100,00	22 641,94	11 510,01
cl	383,11	l/MWh					11		34 741,94	12 100,00	22 641,94	10 757,02
							12		34 741,94	12 100,00	22 641,94	10 053,29
							13		34 741,94	12 100,00	22 641,94	9 395,60
VAL	38 964,74						14		34 741,94	12 100,00	22 641,94	8 780,93
	38 964,74						15		34 741,94	12 100,00	22 641,94	8 206,48
TIR	8,56%						16		34 741,94	12 100,00	22 641,94	7 669,61
Trb	10,69	anos					17		34 741,94	12 100,00	22 641,94	7 167,86
Tr	20,38	anos					18		34 741,94	12 100,00	22 641,94	6 698,93
ROI	1,16						19		34 741,94	12 100,00	22 641,94	6 260,68
							20		34 741,94	12 100,00	22 641,94	5 851,11
							21		34 741,94	12 100,00	22 641,94	5 468,32
							22		34 741,94	12 100,00	22 641,94	5 110,58
							23		34 741,94	12 100,00	22 641,94	4 776,25
							24		34 741,94	12 100,00	22 641,94	4 463,78
							25		34 741,94	12 100,00	22 641,94	4 171,76
							26		34 741,94	12 100,00	22 641,94	3 898,84
							27		34 741,94	12 100,00	22 641,94	3 643,78
							28		34 741,94	12 100,00	22 641,94	3 405,40
							29		34 741,94	12 100,00	22 641,94	3 182,61
							30		34 741,94	12 100,00	22 641,94	2 974,41

# Anexo C

## Dimensionamento do canal de adução

		teta	sin(teta)	Q	V
A	0,64	0,0625	0,0011	0,2502	0,391
P	2,4	0,125	0,0022	0,3538	0,5529
n	0,035	0,25	0,0044	0,5004	0,7819
R	0,2667	0,50	0,0087	0,7077	1,1058
		1,00	0,0175	1,0008	1,5638
		1,50	0,0262	1,2257	1,9152
		2,00	0,0349	1,4153	2,2113



Type of Channel	Manning's n
<b>Excavated earth channels</b>	
Clean	0.022
Gravelly	0.025
Weedy	0.030
Stony, cobbles (or natural streams)	0.035
<b>Artificially lined channels</b>	
Brass	0.011
Steel, smooth	0.012
Steel, painted	0.014
Steel, riveted	0.015
Cast iron	0.013
Concrete, well-finished	0.012
Concrete, unfinished	0.014
Planed wood	0.012
Clay tile	0.014
Brickwork	0.015
Asphalt	0.016
Corrugated metal	0.022
Rubble masonry	0.025

$$R = \frac{A}{P}$$

$$V = \frac{Q}{A}$$

Tabela 3.3: Coeficientes de Manning para os diferentes materiais. [6]

$$Q = \frac{A \times R^{2/3} \times S^{1/2}}{n} = \frac{A^{5/3} \times S^{1/2}}{n \times P^{2/3}}$$

Onde:

- A é a secção transversal [m<sup>2</sup>];
- R é o raio hidráulico [m];
- S é o gradiente hidráulico;
- n é o coeficiente de Manning [s/m<sup>1/3</sup>];
- P é o perímetro molhado [m].

		0,0625	0,0011	1,5595	0,6498
A	2,4	0,125	0,0022	2,2055	0,919
P	4,2	0,25	0,0044	3,1191	1,2996
n	0,035	0,50	0,0087	4,411	1,8379
R	0,5714	1,00	0,0175	6,238	2,5992
		1,50	0,0262	7,6397	3,1832
		2,00	0,0349	8,8212	3,6755



# Anexo D

## Dimensionamento da turbina

Q	Rank	%	Qd	Q'd	hc	hch	Hu	nt	nC	P (kW)	E (kWh)	nQE	n (rps)	n (rpm)	σ					
25,21	1	0,272	24,96	5,100	0,17500	3,325	0,00	0,901	0,830	0,00	1292,23	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	dias	366			
13,61	2	0,545	13,36	5,100	0,17500	0,536	2,73	0,901	0,830	113,35	2694,91	1,41	7,34	162,55	2,53	QN	5,1			
11,74	3	0,817	11,49	5,100	0,17500	0,362	2,96	0,901	0,830	123,04	2872,94	1,35	7,50	164,32	2,44	Ge	0,26			
10,27	4	1,030	10,02	5,100	0,17500	0,220	3,11	0,901	0,830	128,87	2958,40	1,32	7,59	165,34	2,36	Hb	3,5			
9,61	5	1,362	9,55	5,100	0,17500	0,162	3,14	0,901	0,830	130,54	2988,62	1,31	7,62	165,61	2,34	pcmax	0,05			
9,46	6	1,635	9,20	5,100	0,17500	0,156	3,17	0,901	0,830	131,62	3001,98	1,31	7,63	165,79	2,32	hchmax	3,32500			
9,43	7	1,907	9,17	5,100	0,17500	0,154	3,17	0,901	0,830	131,71	3031,60	1,31	7,64	165,80	2,32	nG	0,95			
8,47	8	2,180	8,22	5,100	0,17500	0,093	3,23	0,901	0,830	134,22	3068,09	1,30	7,67	166,22	2,29	nT	0,99			
8,16	9	2,452	7,90	5,100	0,17500	0,077	3,25	0,901	0,830	134,91	3078,99	1,29	7,68	166,33	2,28	mvagua	9,81			
8,03	10	2,725	7,77	5,100	0,17500	0,070	3,25	0,901	0,830	135,18	3083,76	1,29	7,69	166,37	2,28	pdiv	0,02			
7,95	11	2,997	7,69	5,100	0,17500	0,067	3,26	0,901	0,830	135,33	3095,84	1,29	7,69	166,40	2,28	pindisp	0,05			
7,44	12	3,270	7,18	5,100	0,17500	0,045	3,28	0,901	0,830	136,24	3106,59	1,29	7,70	166,54	2,27					
7,41	13	3,542	7,16	5,100	0,17500	0,044	3,28	0,901	0,830	136,27	3109,61	1,29	7,71	166,55	2,27	a1	0,25			
7,26	14	3,815	7,01	5,100	0,17500	0,038	3,29	0,901	0,830	136,50	3113,62	1,29	7,71	166,59	2,26	a2	1,25			
7,18	15	4,087	6,92	5,100	0,17500	0,035	3,29	0,901	0,830	136,62	3119,25	1,29	7,71	166,61	2,26	Qmax	6,375			
6,90	16	4,360	6,64	5,100	0,17500	0,027	3,30	0,901	0,830	136,99	3123,65	1,28	7,72	166,67	2,26	Qmin	1,275			
6,89	17	4,632	6,63	5,100	0,17500	0,026	3,30	0,901	0,830	137,01	3124,17	1,28	7,72	166,67	2,26					
6,86	18	4,905	6,61	5,100	0,17500	0,025	3,30	0,901	0,830	137,04	3127,34	1,28	7,72	166,67	2,26					
6,84	19	5,177	6,39	5,100	0,17500	0,019	3,31	0,901	0,830	137,29	3130,40	1,28	7,72	166,71	2,25	E (kWh)	603138			
6,82	20	5,450	6,37	5,100	0,17500	0,019	3,31	0,901	0,830	137,31	3131,14	1,28	7,72	166,72	2,25	E (MWh)	603	Kaplan	$n_{QE} = \frac{2,294}{10^4 \times 486} \dots$	Schweiger e Gregory
6,58	21	5,722	6,32	5,100	0,17500	0,018	3,31	0,901	0,830	137,35	3135,12	1,28	7,72	166,72	2,25					
6,24	22	5,995	5,98	5,100	0,17500	0,011	3,31	0,901	0,830	137,66	3138,69	1,28	7,73	166,77	2,25	PN(kW)	134			
6,23	23	6,267	5,97	5,100	0,17500	0,010	3,31	0,901	0,830	137,67	3138,82	1,28	7,73	166,77	2,25					
6,22	24	6,540	5,97	5,100	0,17500	0,010	3,31	0,901	0,830	137,67	3139,99	1,28	7,73	166,77	2,25					
6,08	25	6,812	5,83	5,100	0,17500	0,008	3,32	0,901	0,830	137,77	3141,19	1,28	7,73	166,79	2,25					
6,07	26	7,084	5,82	5,100	0,17500	0,008	3,32	0,901	0,830	137,77	3141,69	1,28	7,73	166,79	2,25	De	2,62239			
6,02	27	7,357	5,76	5,100	0,17500	0,007	3,32	0,901	0,830	137,81	3142,16	1,28	7,73	166,80	2,25	Di	0,85051			
6,01	28	7,629	5,75	5,100	0,17500	0,007	3,32	0,901	0,830	137,82	3142,89	1,28	7,73	166,80	2,25					
5,91	29	7,902	5,65	5,100	0,17500	0,005	3,32	0,901	0,830	137,88	3143,81	1,28	7,73	166,81	2,25					
5,87	30	8,174	5,61	5,100	0,17500	0,005	3,32	0,901	0,830	137,90	3144,22	1,28	7,73	166,81	2,25					
5,84	31	8,447	5,59	5,100	0,17500	0,005	3,32	0,901	0,830	137,91	3144,41	1,28	7,73	166,81	2,25					
5,83	32	8,719	5,58	5,100	0,17500	0,004	3,32	0,901	0,830	137,91	3144,65	1,28	7,73	166,81	2,25					
5,80	33	8,992	5,54	5,100	0,17500	0,004	3,32	0,901	0,830	137,93	3145,07	1,28	7,73	166,82	2,25					
5,76	34	9,264	5,50	5,100	0,17500	0,004	3,32	0,901	0,830	137,95	3145,76	1,28	7,73	166,82	2,25					
5,66	35	9,537	5,40	5,100	0,17500	0,003	3,32	0,901	0,830	137,99	3146,28	1,28	7,73	166,83	2,25					

Figura 3.24: Esquema de uma turbina Kaplan. [6]

Os raios exteriores e interiores, respectivamente,  $R_e$  e  $R_i$  são calculados pelas equações [6]:

$$R_e = 84,5 + (0,79 + 1,002 \times n_{QE}) \times \frac{\sqrt{H_u}}{60 \times n} \quad (3.24)$$

$$R_i = \left( 0,25 + \frac{0,0051}{n_{QE}} \right) \times D_s \quad (3.25)$$

Kaplan  $n_{QE} = \frac{2,294}{10^4 \times 486} \dots$  Schweiger e Gregory

$$n_{QE} = \frac{n \sqrt{Q_N}}{(g H_u)^{3/4}}$$

Kaplan  $\sigma = 1,5241 \times n_{QE}^{1,46} + \frac{\bar{V}^2}{2 \times g \times H_u}$





# Referências

- [1] H. Ramos e A. Betâmio de Almeida. Small hydro as one of the oldest renewable energy sources. URL: <http://www.civil.ist.utl.pt/~hr/hidroenergia.pdf>. (Última visita: 24/06/2016).
- [2] European Commission. 2020 energy strategy. URL: <https://ec.europa.eu/energy/en> → TOPICS → Energy strategy → 2020 Energy Strategy. (Última visita: 24/06/2016).
- [3] European Commission. 2030 Energy Strategy. URL: <https://ec.europa.eu/energy/en> → TOPICS → Energy strategy → 2030 Energy Strategy. (Última visita: 24/06/2016).
- [4] INE. Estatísticas do Ambiente 2014. Relatório técnico, Instituto Nacional de Estatística, 2015. URL: [https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine\\_main](https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_main) → Publicações. (Última visita: 24/06/2016).
- [5] Andreia Montez. Moinhos e azenhas podem ser rentabilizados com produção de energia elétrica. *Semanário V*, 2015. URL: <http://vilaverde.net/?s=moinhos>. (Última visita: 24/06/2016).
- [6] Ministério do Ambiente Ordenamento do Território e Energia. Decreto-Lei n.º 49/2015. *Diário da República*, 1(70):1804–1806, 2015. URL: <https://dre.tretas.org/dre/598549/>. (Última visita: 24/06/2016).
- [7] IFC. Hydroelectric Power - A Guide for Developers and Investors. Relatório técnico, International Finance Corporation, 2015. URL: <http://www.ifc.org/sustainabilitypublications>. (Última visita: 24/06/2016).
- [8] Bryan Leyland. *Small hydroelectric engineering practice*. CRC Press, 2014.
- [9] Rui Castro. Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica. páginas 27–112. IST Press, 2ª edição, 2012.
- [10] Rodrigo Proença de Oliveira. Hidrologia e Recursos Hídricos - Escoamento Anual Médio, Curva de Duração Média Anual do Caudal Médio Diário, 2008. URL: [https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/3779574555762/IST\\_HRH\\_200910\\_Trab3\\_v1.pdf](https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/3779574555762/IST_HRH_200910_Trab3_v1.pdf). (Última visita: 24/06/2016).
- [11] Agência Portuguesa do Ambiente I. P. Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos. URL: <http://snirh.apambiente.pt/index.php?idMain=>. (Última visita: 24/06/2016).

- [12] European Small Hydropower Association. Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant. Relatório técnico, ESHA, 2004. URL: [http://www.esha.be/fileadmin/esha\\_files/documents/publications/GUIDES/GUIDE\\_SHP/GUIDE\\_SHP\\_EN.pdf](http://www.esha.be/fileadmin/esha_files/documents/publications/GUIDES/GUIDE_SHP/GUIDE_SHP_EN.pdf). (Última visita: 24/06/2016).
- [13] Assembleia da República. Resolução n.º 136/2012. *Diário da República*, 1(215):6402, 2012. URL: <https://dre.tretas.org/dre/304617/>. (Última visita: 24/06/2016).
- [14] Presidência do Conselho de Ministros Secretaria-Geral. Declaração de Retificação n.º 26/2015. *Diário da República*, 1(111):3687, 2015. URL: <https://dre.tretas.org/dre/879887/>. (Última visita: 24/06/2016).
- [15] Assembleia da República. Lei n.º 58/2005. *Diário da República*, 1(249):7280–7310, 2005. URL: <https://dre.tretas.org/dre/192805/>. (Última visita: 24/06/2016).
- [16] Ministério da Economia e do Emprego. Decreto-Lei n.º 215-B/2012. *Diário da República*, 1(194):5588–(79) – 5588–(97), 2012. URL: <https://dre.tretas.org/dre/304067/>. (Última visita: 24/06/2016).
- [17] Ministério do Ambiente do Ordenamento do Território e do Desenvolvimento Regional. Decreto-Lei n.º 226-A/2007. *Diário da República*, 1(105):3644–(24) – 3644–(48), 2007. URL: <https://dre.tretas.org/dre/213284/>. (Última visita: 24/06/2016).
- [18] Ministério do Ambiente do Ordenamento do Território e do Desenvolvimento Regional. Decreto-Lei n.º 97/2008. *Diário da República*, 1(111):3395–3403, 2008. URL: <https://dre.tretas.org/dre/234866/>. (Última visita: 24/06/2016).
- [19] DGEG. Renováveis - Estatísticas Rápidas. Relatório técnico, Direção Geral de Energia e Geologia, 2016. URL: <http://www.dgeg.pt/>. (Última visita: 25/06/2016).
- [20] BHA. A Guide to UK Mini-Hydro Developments. Relatório técnico, The British Hydropower Association, 2012. URL: <http://www.british-hydro.org/> → Useful Information → Mini Hydro Guide. (Última visita: 25/06/2016).
- [21] Bilal Abdullah Nasir. Suitable Selection of Components for the Micro-Hydro-Electric Power Plant. *Advances in Energy and Power*, 2014. URL: [http://www.hrpub.org/journals/jour\\_archive.php?id=81&iid=326](http://www.hrpub.org/journals/jour_archive.php?id=81&iid=326). (Última visita: 25/06/2016).
- [22] Ministério da Economia e do Emprego. Decreto-Lei n.º 25/2012. *Diário da República*, 1(26):589–590, 2012. URL: <https://dre.tretas.org/dre/289162/>. (Última visita: 25/06/2016).
- [23] Valentin Schnitzer. Micro Hydro Power Scout Guide. Relatório técnico, 2009. URL: [https://energypedia.info/wiki/Main\\_Page](https://energypedia.info/wiki/Main_Page) → Technologies → Hydro → Micro Hydro Power (MHP) Plants → Micro hydro power scout guide. (Última visita: 25/06/2016).
- [24] Francisco Piza. Hidráulica - Cálculo de Área e Perímetro de Canais Hidráulicos. Relatório técnico, 2013. URL: <https://engenhariacivilfsp.files.wordpress.com/2013/10/calculos-de-canais-hidraulicos.pdf>. (Última visita: 25/06/2016).
- [25] H. Ramos, A. Betâmio de Almeida, M. Manuela Portela, e H. Pires de Almeida. Guidelines for Design of Small Hydropower Plants, 1999. URL:

- <https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/845043405443164/GuidelineforDesignofSMALLHYDROPOWERPLANTS-HR1.pdf>. (Última visita: 25/06/2016).
- [26] Paulo Costa. As máquinas primárias. Relatório técnico, Escola Superior de Tecnologia de Viseu, 1999. URL: <http://www.estgv.ipv.pt/PaginasPessoais/vasco/turbinas.pdf>. (Última visita: 25/06/2016).
- [27] Manuel Vaz Guedes. O Alternador Síncrono Trifásico nos Pequenos Aproveitamentos Hidroelétricos. Relatório técnico, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 1994. URL: [https://paginas.fe.up.pt/maquel/AD/AST\\_pah.pdf](https://paginas.fe.up.pt/maquel/AD/AST_pah.pdf). (Última visita: 25/06/2016).
- [28] Arthur Williams. Pumps as Turbines - A User's Guide. Relatório técnico, Intermediate Technology Publications, 1995. URL: <http://www.webpal.org/SAFE/aaarecovery/> → 4. Creating Alternate Energy → Electricity: Make your own → Waterpower: You should be so lucky → Pumps: Pumping out power → How to do it: Using a pump as a turbine. (Última visita: 25/06/2016).
- [29] Celso Penche. Layman's Guidebook on How to Develop a Small Hydro Site. Relatório técnico, European Small Hydropower Association, 1998. URL: <https://workingthetweed.co.uk/blog/> → Layman's Guidebook on how to develop a small hydro site. (Última visita: 25/06/2016).
- [30] J. A. Peças Lopes. Produção Distribuída e Energias Renováveis - Centrais Mini-Hídricas, 2004. URL: <https://paginas.fe.up.pt/~jpl/> → Textos de apoio de disciplinas leccionadas → Produção Distribuída e Energias Renováveis - Mini-Hídricas. (Última visita: 25/06/2016).
- [31] Ministério da Indústria e Energia. Decreto-Lei 189/88. *Diário da República*, 1(123):2289–2296, 1988. URL: <https://dre.tretas.org/dre/20105/>. (Última visita: 25/06/2016).
- [32] ValSousa - Associação de Municípios do Vale do Sousa. URL: <http://www.valsousa.pt/?Name=Value> → A Valsousa → O Vale do Sousa. (Última visita: 26/06/2016).
- [33] Rede de Parques Metropolitanos na Grande Área Metropolitana do Porto. Relatório técnico, 2009. URL: <http://rios.amp.pt/#!> → Sousa e Ferreira. (Última visita: 26/06/2016).
- [34] Instituto Português do Mar e Atmosfera. Clima de Portugal Continental. URL: <https://www.ipma.pt/pt/educativa/> → Clima em Portugal. (Última visita: 26/06/2016).
- [35] Lancaster University. Hydro Resource Evaluation Tool, 2008. URL: <http://www.engineering.lancs.ac.uk/lureg/nwhrm/index.php> → Hydro Resource Evaluation Tool → Turbine Costs. (Última visita: 26/06/2016).
- [36] S. Faias, J. Sousa, e R. Castro. Estimating future power generation unbalance in the portuguese power system due to increasing integration of renewable sources. *International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, 2007. URL: [http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs\\_all.jsp?arnumber=4380162](http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=4380162). (Última visita: 26/06/2016).

- [37] F Matos, J Sousa, e V Mendes. Os Certificados Verdes : Promoção das Energias Renováveis no Espaço Ibérico. 2012. URL: <http://pwp.net.ipl.pt/deea.isel/jsousa/> → Investigação. (Última visita: 26/06/2016).