



**Universidade de Évora - Escola de Ciências e Tecnologia**

**Mestrado em Engenharia da Energia Solar**

Dissertação

**Estudo de admissibilidade económica para pequena hídrica**

Rodrigo Fernando Batalha Calhandro

Orientador(es) | Rui Melício

Victor Manuel Fernandes Mendes

Évora 2022

---

---

---

---



**Universidade de Évora - Escola de Ciências e Tecnologia**

**Mestrado em Engenharia da Energia Solar**

Dissertação

**Estudo de admissibilidade económica para pequena hídrica**

Rodrigo Fernando Batalha Calhandro

Orientador(es) | Rui Melício

Victor Manuel Fernandes Mendes

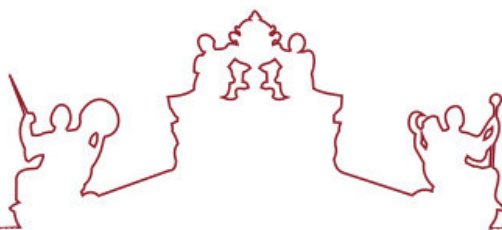
Évora 2022

---

---

---

---



A dissertação foi objeto de apreciação e discussão pública pelo seguinte júri nomeado pelo Diretor da Escola de Ciências e Tecnologia:

Presidente | Paulo Canhoto (Universidade de Évora)

Vogais | Rui Manuel Garneiro de Castro (Instituto Superior Técnico)  
Victor Manuel Fernandes Mendes (Instituto Superior de Engenharia de Lisboa)  
(Orientador)

**Dissertação realizada em regime de coorientação sob orientação do**

**Doutor Mário Rui Melício da Conceição**

Professor Associado com Agregação

Departamento de Engenharia Mecatrónica, Escola de Ciências e Tecnologia

**Universidade de Évora**

**e do**

**Doutor Vítor Manuel Fernandes Mendes**

Professor Coordenador com Agregação

Área Departamental de Engenharia Electrotécnica Energia e Automação

**Instituto Superior de Engenharia de Lisboa**

*À minha Mãe*

## **Resumo**

### **Estudo de Admissibilidade Económica para Pequena Hídrica**

*Esta dissertação é um estudo de uma metodologia de avaliação económica de investimento para pequenas centrais hidroelétricas no contexto de avaliação de energia renovável, i.e., a avaliação económica conhecida como projeto preliminar do investimento. Esta metodologia para definir o caudal nominal das turbinas constitui um novo critério dado por um problema de programação matemática maximizando a função objetivo dada pelo valor atual líquido. Este problema está sujeito às restrições inferidas a partir das características físicas do rio. As principais linhas teóricas para a função objetivo e os dados são provenientes de comunicações científicas sobre análise de custos em pequenas centrais hidroelétricas, no que diz respeito ao custo de instalação, i.e., aos custos de equipamentos eletromecânicos e de construção civil. Uma comparação com três critérios para a determinação do caudal nominal, provenientes da experiência profissional ou conceitos sobre o proveito adicional obtido, permite concluir as vantagens do critério proposto.*

### **Palavras-chave**

*Pequena Hídrica*

*Turbina*

*Caudal*

*Altura de Queda*

*Potência Hídrica*

*Energia Produzida*

*Admissibilidade*

## **Abstract**

### **Economic Admissibility Study on Small Hydro**

*This dissertation is a study on a methodology for economic assessment of investment for small hydropower plants in the context of a renewable energy evaluation, i.e., the economic evaluation known as a preliminary investment project. The methodology is a new criterion for setting the nominal flow of turbines by a mathematical programming problem maximizing the objective function given by a net present value, subjected to constraints inferred from the physical characteristics of the river. The main theoretical guidelines for addressing the objective function and data are from papers about cost analysis for small hydropower plants, regarding the installation cost, i.e., the electromechanical equipment and civil work costs. A comparison with three criteria for setting the nominal flow, coming from the professional experience of accumulated knowledge or concepts about the added value obtained, shows the advantages of the proposed criterion.*

### **Keywords**

*Small Hydropower*

*Turbine*

*Flow*

*Head Height*

*Hydro Power*

*Energy Produced*

*Feasibility*

## **Agradecimentos**

*Ao Doutor Mário Rui Melício da Conceição, Professor Associado com Agregação, no Departamento de Engenharia Mecatrónica, Escola de Ciências e Tecnologia da Universidade de Évora, responsável como orientador científico em regime de coorientação científica, quero prestar o meu enorme agradecimento pela amizade e palavras de apoio durante a realização desta dissertação, mas sobretudo pela disponibilidade e atitude sempre positiva que tornaram todo o processo mais fácil.*

*Ao Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes, Professor Coordenador com Agregação da Área Departamental de Engenharia Electrotécnica Energia e Automação do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, responsável como orientador em regime de coorientação científica, quero prestar o meu enorme agradecimento pela atitude positiva e orientação sempre interessada e muito clara, que serviu de motivação para explorar o tema da dissertação, mas sobretudo a sua disponibilidade e amizade durante a realização desta dissertação.*

*Aos meus amigos, namorada e família quero prestar o meu profundo agradecimento pelos conselhos, preocupação, amizade e apoio durante os altos e baixos que surgiram durante o período de realização desta dissertação.*



<b>Lista de Figuras .....</b>	<b>vii</b>
<b>Lista de Tabelas.....</b>	<b>ix</b>
<b>Lista de Siglas .....</b>	<b>x</b>
<b>Lista de Símbolos.....</b>	<b>xi</b>
<b>1. Introdução.....</b>	<b>1</b>
1.1. Enquadramento.....	2
1.2. Motivação.....	11
1.3. Organização do Texto .....	13
1.4. Notação.....	15
<b>2. Estado da Arte .....</b>	<b>16</b>
2.1. Introdução às Pequenas Centrais Hidroelétricas .....	17
2.2. Panorama da pequena hídrica em Portugal .....	19
2.3. Classificação das pequenas hídricas.....	20
2.4. Caudal.....	22
2.5. Regime de Exploração .....	23
2.6. Constituição de uma PCH .....	24
2.7. Turbinas.....	32
2.8. Geradores .....	38
<b>3. Estudo Analítico .....</b>	<b>40</b>
3.1. Potência do aproveitamento .....	41
3.2. Energia anual em ano médio .....	43
3.3. Critérios para determinar o caudal nominal .....	45
3.4. Aplicação dos critérios para duas turbinas .....	54
<b>4. Avaliação Económica de Projetos.....</b>	<b>58</b>
4.1. Indicadores Económicos .....	59

4.2. Conceitos de matemática financeira.....	61
4.3. Indicadores de avaliação de investimentos .....	62
<b>5. Casos de Estudo .....</b>	<b>68</b>
5.1. Introdução aos casos de estudo .....	69
5.2. 1º Caso de Estudo – Aproveitamento com uma turbina utilizando uma aproximação da curva de duração de caudais .....	72
5.3. 2º Caso de Estudo – Aproveitamento com uma turbina utilizando o método de integração trapezoidal .....	79
5.4. 3º Caso de Estudo – Aproveitamento com duas turbinas utilizando o método de integração trapezoidal .....	86
<b>6. Conclusões.....</b>	<b>91</b>
6.1. Conclusões .....	92
6.2. Lista de publicações .....	94
6.3. Direções de Investigação Futura .....	95
<b>7. Referências Bibliográficas .....</b>	<b>96</b>
<b>Anexo A .....</b>	<b>102</b>

## Lista de Figuras

Figura 1.1 – Evolução da procura mundial de energia e previsão até ao ano de 2035 .....	3
Figura 1.2 – Evolução histórica da potência total instalada em Portugal (2012-março 2021) .	5
Figura 1.3 – Evolução da energia produzida em Portugal através de FER .....	6
Figura 1.4 – Potência hídrica anual instalada em todo o mundo . .....	7
Figura 1.5 – Potência instalada em PCH no Mundo (GW) .....	8
Figura 1.6 – Potencial em PCH no Mundo (GW) .....	8
Figura 1.7 – Potencial em PCH a explorar por região (MW) .....	9
Figura 2.1 – Evolução histórica da potência instalada em PCH . .....	19
Figura 2.2 – Conceitos de queda.....	21
Figura 2.3 – Conceitos de caudal.....	22
Figura 2.4 – Configuração típica de uma pequena hídrica . .....	24
Figura 2.5 – Configurações mais utilizadas para PCH . .....	25
Figura 2.6 – Esquema de um pequeno açude .....	26
Figura 2.7 – Canal de adução .....	28
Figura 2.8 – Câmara de carga . .....	29
Figura 2.9 – Conduta forçada .....	30
Figura 2.10 – Edifício da central .....	31
Figura 2.11 – Ábaco para seleção das turbinas hidráulicas . .....	34
Figura 2.12 – Turbina Pelton .....	35
Figura 2.13 – Turbina Francis .....	36
Figura 2.14 – Turbina Kaplan .....	37
Figura 2.15 – Turbina Bolbo .....	38
Figura 3.1 – Exemplo de uma série média cronológica de caudais médios diários .....	44

Figura 3.2 – Curva de duração de caudais: marcação dos limites de operação .....	44
Figura 3.3 – Curva de duração de caudais: 1ºcritério. ....	46
Figura 3.4 – Curva de duração de caudais: 2ºcritério. ....	49
Figura 3.5 – Caudal nominal ótimo. ....	50
Figura 3.6 – Aproveitamento para duas turbinas. ....	55
Figura 3.7 – Aproveitamento com duas turbinas quando $Q1 < Q1 + Q2$ .....	56
Figura 3.8 – Aproveitamento com duas turbinas quando $Q1 > Q1 + Q2$ .....	57
Figura 4.1 – Distribuição dos investimentos para um aproveitamento hidroelétrico . ....	59
Figura 5.1 – Série média cronológica de caudais médios diários. ....	69
Figura 5.2 – Curva de duração de caudais. ....	69
Figura 5.3 – Curva de duração de caudais aproximada. ....	74
Figura 5.4 – VAL da Kaplan de dupla regulação do Estudo 1C atualizado para o ano 0, crit. proposto. ....	78
Figura 5.5 – Receitas da Kaplan de dupla regulação e da Hélice do Estudo1A atualizadas para o ano 0. ....	79
Figura 5.6 – Método de integração trapezoidal. ....	80
Figura 5.7 – TIR dos três estudos do 2º Caso de Estudo. ....	85
Figura 5.8 – VAL dos três estudos do 2º Caso de Estudo. ....	85
Figura 5.9 – Caudais nominais com duas turbinas para o 3º Caso de Estudo, 3º critério.....	89
Figura 5.10 – Comparação entre o volume turbinado do Estudo 2C e do 3º Caso de Estudo, 3º critério.....	89
Figura 5.11 – Comparação entre o VAL do 3º critério e do critério proposto, 3º Caso de Estudo. .....	90

## Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Classificação das pequenas hídricas por potência instalada (MW), conforme definido por vários países .....	20
Tabela 2.2 – Classificação das pequenas hídricas quanto à potência instalada .....	20
Tabela 2.3 – Classificação das PCH quanto à altura de queda útil .....	21
Tabela 2.4 – Intervalos de queda útil do aproveitamento .....	34
Tabela 3.1 – Limites de operação das turbinas .....	43
Tabela 5.1 – Resultados do Estudo 1A .....	74
Tabela 5.2 – Resultados do Estudo 1B .....	75
Tabela 5.3 – Caudal nominal ótimo e potência nominal do Estudo 1C, 3º critério.....	76
Tabela 5.4 – Resultados do Estudo 1C, 3º critério.....	77
Tabela 5.5 – Caudal nominal que maximiza o VAL do Estudo 1C.....	78
Tabela 5.6 – Resultados do Estudo 2A .....	81
Tabela 5.7 – Resultados do Estudo 2B .....	82
Tabela 5.8 – Caudal nominal ótimo e potência nominal do Estudo 2C, 3º critério.....	83
Tabela 5.9 – Resultados do Estudo 2C, 3º critério.....	83
Tabela 5.10 – Caudal nominal que maximiza o VAL do Estudo 2C.....	84
Tabela 5.11 – Caudal nominal ótimo e potência nominal do 3º Caso de Estudo, 3º critério...	86
Tabela 5.12 – Resultados do 3º Caso de Estudo, 3º critério .....	87
Tabela 5.13 – Caudal nominal que maximiza o VAL do 3º Caso de Estudo .....	88

## Lista de Siglas

COP	Conferência das Partes
CQNUAC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas
EUA	Estados Unidos da América
FER	Fontes de Energia Renováveis
GEE	Gases com Efeito de Estufa
GRG	<i>Generalized Reduced Gradient</i>
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico
PCH	Pequena Central Hidroelétrica
PNBEPH	Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico
PNEC	Plano Nacional Energia e Clima
PRI	Período de Recuperação de Investimento
ROI	Retorno sobre Investimento
TIR	Taxa Interna de Rendibilidade
$T_r$	Tempo de retorno
$T_{rb}$	Tempo de retorno bruto
UE	União Europeia
UNIPEDA	União Internacional dos Produtores e Distribuidores de Energia Elétrica
VAL	Valor Atual Líquido
WSHPDR	<i>World Small Hydropower Development Report</i>

### *Índices*

$i$	Índice da turbina
$j$	Índice do ano
$k$	Índice da iteração
$t$	Índice do dia ou número de dias

### *Constantes e variáveis*

$P$	Potência elétrica
$Q_N^*$	Caudal nominal ótimo
$Q_0$	Parâmetro de caudal da aproximação exponencial
$\tau$	Parâmetro da constante de tempo da aproximação exponencial
$Q$	Caudal
$Q_e$	Caudal ecológico
$Q_c$	Caudal de cheia
$Q_N$	Caudal nominal
$t_N$	Número de dias com caudal não inferior ao nominal
$H$	Altura de queda
$H_b$	Altura de queda bruta
$H_{bmax}$	Altura de queda bruta máxima
$H_u$	Altura de queda útil
$P_N$	Potência nominal
$\alpha_1$	Fator para obtenção do caudal mínimo da turbina

$\alpha_2$	Fator para obtenção do caudal máximo da turbina
$\underline{Q}$	Caudal mínimo de operação
$\overline{Q}$	Caudal máximo de operação
$t_0$	Número de dias com caudais de cheia
$t_1$	Número de dias com caudal não inferior ao caudal máximo de operação
$t_2$	Número de dias com caudal não inferior ao caudal mínimo de operação
$V_T$	Volume de água turbinada em ano médio
$E_a$	Energia anual em ano médio
$V_T^*$	Volume máximo turbinado
$B$	Benefício
$a$	Taxa de atualização
$C_{Pelton}$	Custo do equipamento eletromecânico para a turbina Pelton
$C_{Francis}$	Custo do equipamento eletromecânico para a turbina Francis
$C_{Kaplan}$	Custo do equipamento eletromecânico para a turbina Kaplan
$h_a$	Número de horas anuais da conversão equivalente à potência nominal
$F_j$	Valor futuro ao fim de $j$ anos
$F_0$	Valor no presente, momento atual ( $j = 0$ )
$T$	Número de anos do horizonte temporal de vida útil do aproveitamento
$R_{Lj}$	Receita líquida no ano $j$
$I_j$	Investimento no ano $j$
$I$	Valor total presente do investimento
$c_{omj}I_0$	Custo de manutenção
$p_{venda}$	Preço de venda de energia elétrica
$E_j$	Energia produzida no ano $j$



---

# CAPÍTULO

# 1

---

## **Introdução**

*Neste capítulo é apresentada uma introdução ao estudo da admissibilidade económica para pequena hídrica. É apresentado o enquadramento da investigação e a motivação para abordar o tema da dissertação no âmbito da energia solar. É descrita a forma como o texto está organizado e a notação utilizada na dissertação.*

## **1.1. Enquadramento**

A energia solar é a energia primária mais importante para o ecossistema terrestre, promovendo a conservação da fauna e da flora existente nos seus diversos ecossistemas. É fundamental para a existência de outras fontes de energia primárias, como o caso da energia hídrica. Este processo é evidente no ciclo hidrológico, no qual as águas da superfície terrestre recebem a energia solar elevando a sua temperatura até que ocorra o fenómeno da evaporação da água. Neste processo, a água transita do estado líquido para o gasoso e é deslocada para a atmosfera. A acumulação de gotículas na atmosfera dá origem à condensação criando nuvens. Quando a condensação se adensa e é acompanhada de correntes de ar frias, ocorre o fenómeno de precipitação, originando a queda de água. Assim, a água cai em quotas superiores, criando caudais afluentes aos leitos dos rios. Resultando num processo semelhante às centrais hídricas com bombagem, visto que a água transita de uma quota inferior para uma quota mais elevada [1].

No passado da exploração da conversão de outras formas de energia para a forma de energia elétrica, foi verificada a importância de garantir a diversificação e a segurança do fornecimento de energia elétrica, bem como a necessidade de proteger o meio ambiente, que apresenta uma degradação devido à utilização de combustíveis fósseis. Deste modo, o interesse pelas fontes de energia renováveis (FER) tem vindo a aumentar. As FER possuem um papel fundamental no setor elétrico, pois diversificam o fornecimento e contribuem para a produção de energia elétrica, que normalmente seria produzida por intermédio de combustíveis fósseis, fonte de emissões antropogénicas de gases com efeito de estufa (GEE) para a atmosfera [2]. As FER são ditas hoje na linguagem usual, e por abuso de linguagem, energias renováveis.

A substituição do uso de carvão pela energia elétrica permitiu o desenvolvimento das indústrias e diversos avanços tecnológicos, bem como, o aumento da qualidade de vida da população. A energia elétrica passou a ter um papel fundamental tanto para a economia como para a sociedade, o que provocou o aumento da procura de energia elétrica. A produção de energia através de FER permite ajudar a compensar este aumento, que é maioritariamente satisfeito pela produção através de combustíveis fósseis [3].

Ao longo das últimas décadas tem sido verificado o aumento da procura mundial de energia, sendo que o aumento populacional e o crescimento da economia são os maiores influenciadores

desta procura. Uma evolução da procura mundial de energia e previsão até ao ano de 2035 [3] é apresentada na Figura 1.1.

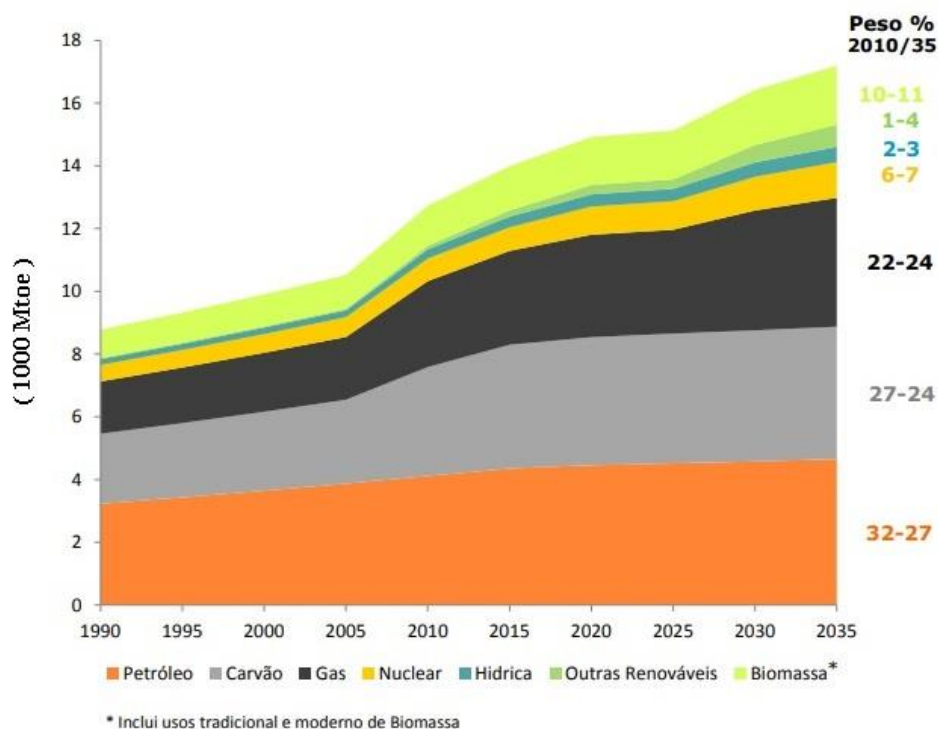


Figura 1.1 – Evolução da procura mundial de energia e previsão até ao ano de 2035 [3].

Em 2009 [4], a demanda global de energia em 2030 é prevista com um aumento de cerca de 35%, relativamente aos valores registados em 2005, mesmo tendo em conta a recessão que reduziu a demanda de energia em 2009. Este crescimento é liderado pela rápida expansão em países não pertencentes à Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), como a China e a Índia, onde o uso da energia é previsto aumentar cerca de 65%. A demanda será particularmente intensa para a geração de energia elétrica, que compreenderá 40% da demanda global de energia até 2030. O petróleo e o gás natural permanecerão essenciais, mas outras fontes, incluindo nucleares e renováveis, terão um papel expandido.

A produção de energia através de FER é relevante para a redução da dependência exterior energética dos países que detêm geograficamente suficiente acesso à FER, pois permite reduzir a importação de energia e de combustíveis fósseis, diminuindo também a emissão de GEE para a atmosfera [5].

A União Europeia (UE) tem realizado diversos processos políticos sobre a política energética com o objetivo de garantir a existência física contínua de produtos e serviços energéticos no mercado para todos os consumidores com um preço justo. Pelo que, tem havido uma procura crescente de tecnologias FER, proporcionando os requisitos necessários para o

desenvolvimento do uso da FER. Em 2007, foram adotados objetivos para 2020 em matéria de energia e alterações climáticas, sendo que estes objetivos foram incluídos na Estratégia Europa 2020 para favorecer um crescimento inclusivo, inteligente e sustentável. Nesta estratégia estão incluídas várias medidas, que têm como objetivo [6]:

- Reduzir em 20% as emissões de GEE, em relação aos níveis de 1990;
- Aumentar para 20% a quota de consumo de energia na UE, produzida através de FER;
- Melhorar em 20% a eficiência energética, reduzindo o consumo energético.

A UE, em contexto de um esforço coletivo no sentido da descarbonização, assumiu o compromisso de reduzir, a longo prazo, as emissões de GEE de 80% a 95% até 2050, relativamente aos valores registados em 1990, aplicável à UE e a outros países industrializados [6].

A Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas (CQNUAC) foi assinada pela UE e Estados-Membros. Também são signatários de documentos relevantes provenientes de duas Conferências das Partes (COP), COP3 e COP21, conhecidos como Protocolo de Quioto e Acordo de Paris sobre as alterações climáticas [7].

Em 1992, a CQNUAC foi adotada com o objetivo de estabilizar os níveis de concentração de GEE na atmosfera, para valores que evitem uma interferência perigosa para o clima, entrando em vigor em 1994 após um número suficiente de países a ter ratificado [7].

Em 1997, o Protocolo de Quioto foi o tratado jurídico que iniciou a imposição de limites aos países desenvolvidos, no âmbito das emissões quantificadas de GEE [7].

Em 2015, o Acordo de Paris foi ratificado, sendo um acordo a nível global no combate às alterações climáticas, tendo como principal objetivo não exceder 1.5°C no aumento da temperatura global, relativamente aos níveis pré-industriais, reduzindo significativamente os riscos e impactos das alterações climáticas [8].

Em 2014, com o Pacote Energia-Clima 2030, ficou estabelecida uma meta vinculativa de uso de FER não inferior a 27% para uso de energia na UE em 2030. Os diferentes Estados-Membros devem atingir esta meta de forma coletiva, mas podem estabelecer metas nacionais mais ambiciosas [5].

O Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030) é o principal plano no âmbito da política energética e climática a concretizar no período 2021-2030. As medidas no PNEC 2030 têm como fim a concretização das metas definidas para Portugal no horizonte 2030, e visam [9]:

- Reduzir de 45% a 55% as emissões de GEE, em relação aos valores registados em 1990;
- Aumentar a eficiência energética em 35%;
- Aumentar a quota de FER para 47% do consumo final;
- Aumentar a quota de FER para 20% no setor dos transportes;
- Aumentar para 15% as interligações elétricas com outros países da UE.

Em 2007, foi emitido o Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), com o objetivo de identificar e definir os investimentos hidroelétricos de maior relevância a concretizar no período de 2007 a 2020. O PNBEPH permitiu explorar de forma mais eficiente o potencial hídrico existente em Portugal e a viabilização do crescimento da energia eólica. Visto que a intermitência do recurso eólico dificulta a integração da energia eólica no sistema elétrico, é necessário introduzir um elemento estabilizador, para uma integração mais fácil. Este elemento é assegurado de forma parcial pelo incremento na potência hídrica impulsionado pelo PNBEPH. Este aumento previsto está associado a novos empreendimentos e em reforços de potência nas diversas centrais, tendo como meta em 2020, exceder os 7 000 MW de potência instalada em energia hídrica [10].

Em março de 2021, a potência hídrica instalada em Portugal [11] ronda os 7129 MW, como é apresentado na Figura 1.2.

	Potência Instalada (MW)									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Total Renovável	11 052	11 311	11 677	12 273	13 416	13 762	13 994	14 405	14 538	14 600
Hídrica	5 537	5 535	5 570	6 031	6 812	7 086	7 098	7 129	7 129	7 129
Grande Hídrica (>30MW)	4 877	4 879	4 916	5 367	6 147	6 417	6 417	6 447	6 447	6 447
PCH (>10 e ≤ 30 MW)	257	257	254	255	254	254	266	266	266	266
PCH (≤ 10 MW)	403	399	400	409	410	414	414	415	415	415
Eólica	4 529	4 731	4 953	5 034	5 313	5 313	5 379	5 459	5 478	5 478
Biomassa	564	564	539	552	564	564	629	693	685	707
c/ cogeração	441	441	416	428	434	434	484	467	443	467
s/ cogeração	123	123	123	123	130	130	144	226	242	240
Resíduos Sólidos Urbanos	86	86	86	89	89	89	89	89	89	89
Biogás	62	67	81	85	89	91	92	93	93	96
Geotérmica	29	29	29	29	29	34	34	34	34	34
Fotovoltaica	244	299	419	454	520	585	673	907	1 029	1 067
FV de concentração	0	0	6	9	9	14	15	15	15	15

Figura 1.2 – Evolução histórica da potência total instalada em Portugal (2012-março 2021) [11].

Na Figura 1.2, entre o início de 2012 e março de 2021, a energia hídrica foi a tecnologia que apresentou a maior evolução em termos de potência instalada, com um aumento de 1.6 GW. A tecnologia que mais evoluiu em termos de proporção foi a energia fotovoltaica, apresentando um aumento de potência instalada de 244 MW para 1067 MW [11].

As centrais hídricas e as centrais convencionais de energia constituíram o panorama dos principais tipos de conversão de energia existentes para a satisfação dos consumos quer industriais quer domésticos de utilização de energia elétrica. Este panorama foi alterado devido ao aumento das preocupações ambientais, aumentando consideravelmente as instalações de outros tipos de FER, como a energia eólica e a solar fotovoltaica.

A importância dos aproveitamentos hidroelétricos no panorama atual das FER é apresentada na Figura 1.3 [11].

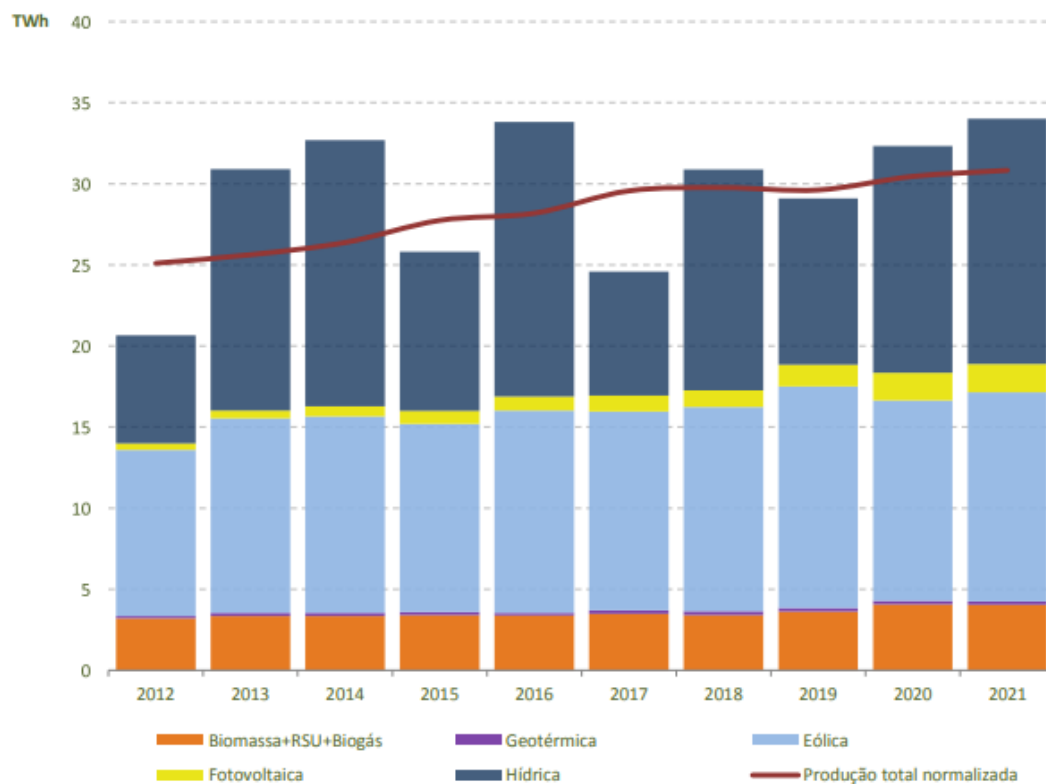


Figura 1.3 – Evolução da energia produzida em Portugal através de FER [11].

Na Figura 1.3 é verificado um aumento na ordem dos 5% na produção de FER, entre 2020 e o ano móvel de março 2021, sendo que a energia hídrica apresentou um aumento na ordem dos 8%. A queda na produção de FER, que se verificou em 2012 e 2017, foi provocada pelos períodos de seca que ocorreram nesses anos [11].

A potência hídrica anual instalada a nível mundial registou um valor de aproximadamente 21 GW, um crescimento superior a 2019, mas inferior aos anos anteriores, como é apresentado

na Figura 1.4. A China apresentou o maior aumento de potência instalada, aproximadamente 12.1 GW. Na Europa, o aumento da potência hídrica instalada foi de 845 MW, sendo que a Áustria foi o principal responsável por este aumento, registrando um valor de 550 MW. Já em Portugal e em conformidade com [12], a potência instalada não sofreu alterações, relativamente a 2019, apresentando uma potência total instalada de aproximadamente 7.3 GW. Também em conformidade, a potência hídrica instalada em todo o mundo passa a ser cerca de 1332 GW.

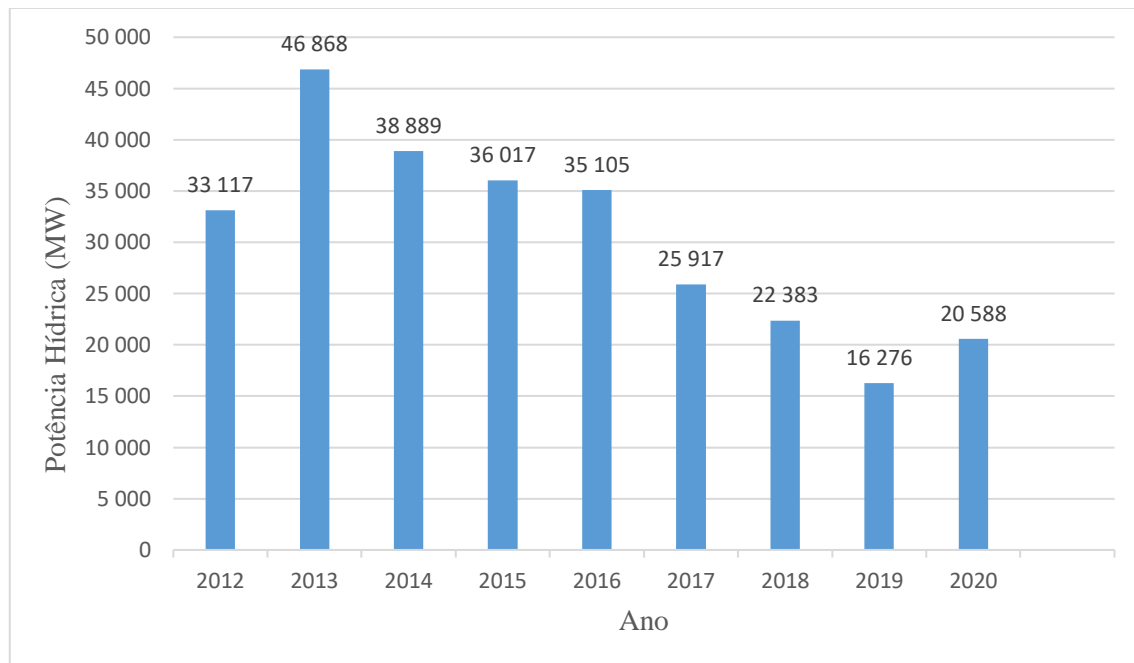


Figura 1.4 – Potência hídrica anual instalada em todo o mundo [12].

As centrais hidroelétricas possuem uma tecnologia madura e bem desenvolvida, possibilitando a geração de energia elétrica de uma forma segura, barata e não poluente, sendo uma excelente alternativa, uma vez que não existe a emissão de GEE e permite diminuir a importação de combustíveis fósseis [13].

A energia hidroelétrica é dividida em diversas categorias consoante a potência instalada. Na pequena hídrica, ainda não existe uma definição internacionalmente aceite. Um máximo de 10 MW é o valor com maior aceitação em todo o mundo [14].

As pequenas centrais hidroelétricas (PCH) representam aproximadamente 1.5% da potência elétrica instalada pelo mundo. Estes aproveitamentos representam 4.5% da potência total de FER e 7.5% (definição de até 10 MW) da capacidade total de energia hidroelétrica [15].

A potência mundialmente instalada em PCH [15], para centrais de até 10 MW é cerca de 78 GW, de acordo com o *World Small Hydropower Development Report (WSHPDR) 2019*,

tendo sofrido um aumento de aproximadamente 10% em comparação com os dados do WSHPDR 2013, como é apresentado na Figura 1.5.

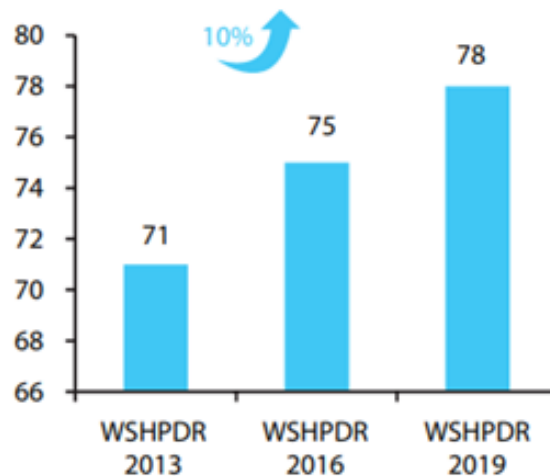


Figura 1.5 – Potência instalada em PCH no Mundo (GW) [15].

Segundo [15], o potencial em PCH descoberto desde o WSHPDR 2013 teve um aumento de, aproximadamente, 30%, comparativamente ao WSHPDR 2019, como é apresentado na Figura 1.6. Apesar dos incentivos e dos benefícios das PCH, muito do potencial em PCH no mundo permanece inexplorado, na ordem dos 66%.

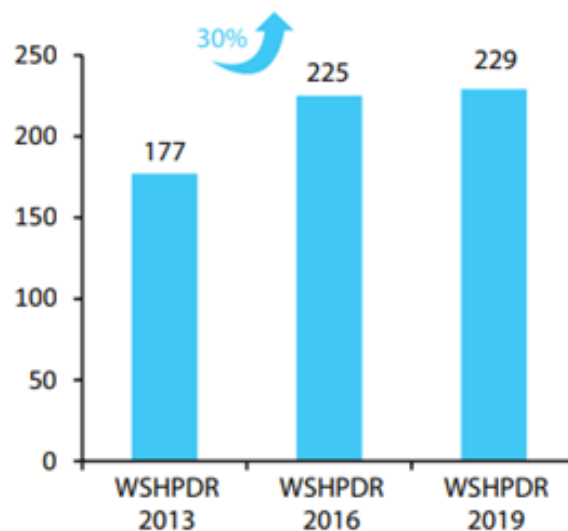


Figura 1.6 – Potencial em PCH no Mundo (GW) [15].

Segundo [15], a Ásia possui a maior potência instalada e o maior potencial em PCH (até 10 MW), sendo que a Ásia Oriental possui 61% do potencial desenvolvido. Por outro lado, a Europa tem a maior taxa de desenvolvimento em PCH, com a Europa Ocidental apresentando



85% do potencial desenvolvido. Em 2019, as Américas atingiram uma taxa de desenvolvimento em PCH na ordem dos 15%, como é apresentado na Figura 1.7.

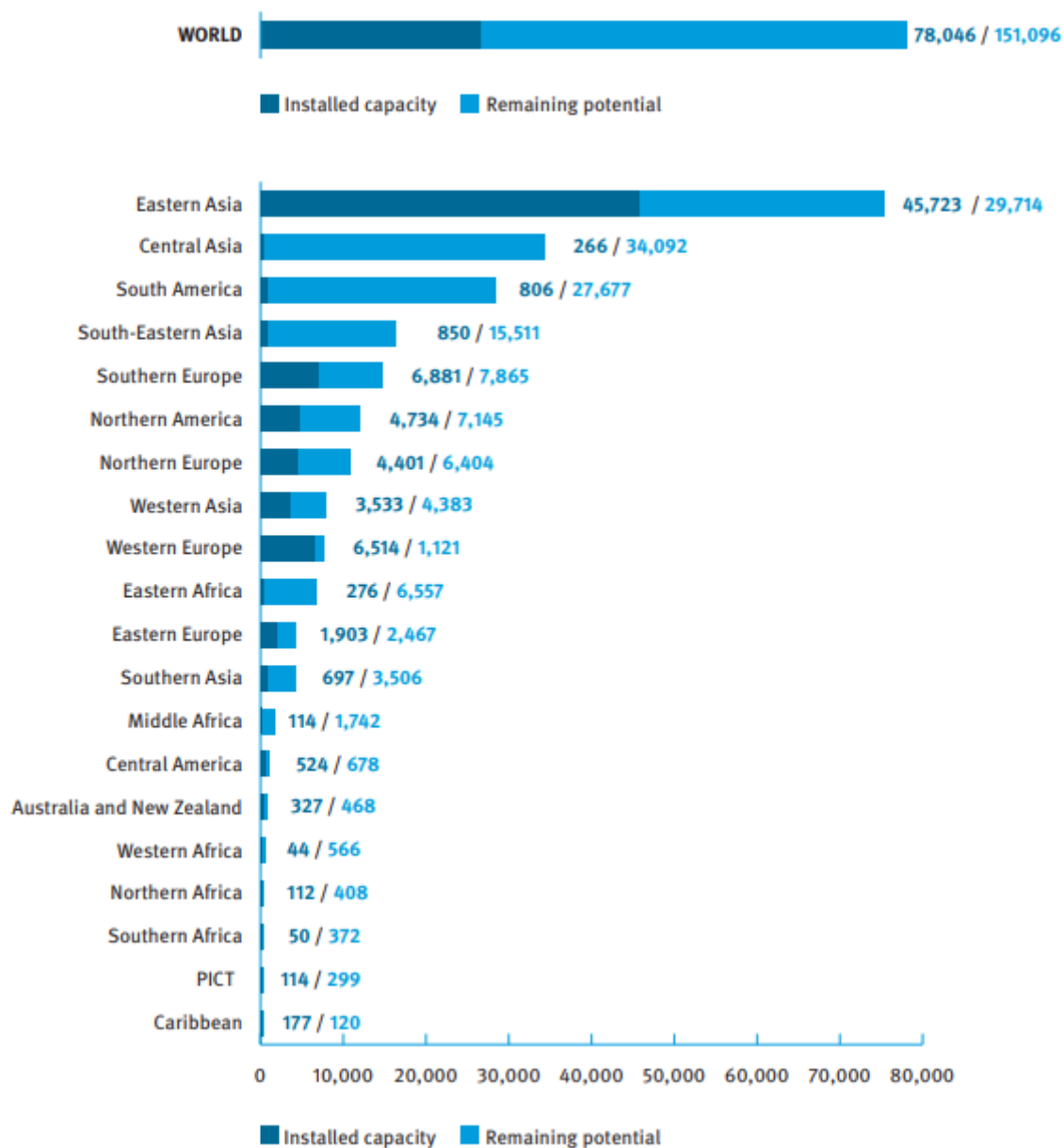


Figura 1.7 – Potencial em PCH a explorar por região (MW) [15].

Segundo [15], a China continua a dominar o cenário global em PCH, com 54% da potência mundialmente instalada (definição de até 10 MW) e, aproximadamente, 28% do potencial mundial em PCH. A China possui mais de quatro vezes a potência instalada em PCH da Itália, do Japão, da Noruega e dos Estados Unidos da América (EUA) combinados. A China, os EUA, o Japão, a Itália, a Noruega e a Turquia são responsáveis por 67% da potência mundialmente instalada em PCH.

A PCH é, na maioria dos casos, "*run-of-river*", sem barragem e possuindo algum armazenamento de água. É uma das tecnologias de energia mais económicas e ambientalmente benignas a ser considerada para a eletrificação rural em países menos desenvolvidos e empreendimentos hídricos na Europa [14]. As PCH são a forma mais próspera de penetração adicional de energia hidroelétrica no mercado europeu de eletricidade, considerando que a maioria das oportunidades de grande escala já foram exploradas ou enfrentam sérias contradições por parte da população local, sendo consideradas ambientalmente inaceitáveis [16, 17].

As PCH recorrem à utilização de açudes com alguma capacidade de regularização, que aproveitam a energia dos caudais fluviais em regime natural. Estes pequenos aproveitamentos hidroelétricos podem apresentar diversas configurações, de forma a otimizar em cada local o caudal turbinável e a altura de queda disponível [13].

Este tipo de centrais assume um papel relevante para a segurança no abastecimento de energia elétrica. Esta tecnologia beneficia das características da produção dispersa de energia elétrica, estando próximo ao local de consumo, pelo que permite reduzir as perdas existentes nas linhas de transmissão [18].

São centrais que apresentam uma elevada confiabilidade e flexibilidade de operação, visto que conseguem responder de forma imediata a rápidas mudanças no sistema. Possibilitam ainda ser controladas remotamente, dispensando a presença humana no edifício da central [18].

## 1.2. Motivação

As alterações climáticas têm sido tema de debate nas últimas décadas, tendo como meta principal reduzir as emissões de GEE para a atmosfera, para esse efeito é necessário reduzir a utilização de centrais de energia convencionais e uma maior utilização de FER, evitando alterações perigosas no sistema climático.

Este trabalho, no âmbito do Mestrado da Engenharia da Energia Solar, aborda a temática da utilização da conversão desta energia em energia hídrica no ecossistema terrestre, avaliando em termos económicos o interesse da sua utilização em instalações. Ainda, permite constituir um sistema de suporte à tomada de decisão de valia económica para a coordenação com outras FER [19]. No âmbito das FER, a energia hídrica e, em particular, a proveniente dos pequenos aproveitamentos tem significativo interesse para a redução das emissões antropogénicas de GEE.

Várias diretivas que controlam as emissões de GEE estão, atualmente, em vigor e estabelecem metas para a sua redução, de forma a cumprir estas metas foram estudadas novas estratégias políticas, que consistem em promover o aumento da integração de FER no sector elétrico [20, 21].

A eficiência energética possui um elevado impacto a nível económico, permitindo ao país poupar recursos, reduzir o endividamento, aumentar a competitividade e diminuir a dependência exterior energética [22], deste modo é necessário continuar a investir no sector elétrico no sentido de o tornar mais competitivo e sustentável.

Aumentar a exploração de FER, bem como, a eficiência de exploração do sistema electroprodutor, são políticas energéticas que possibilitam reduzir a dependência exterior energética dos países, em relação aos combustíveis fósseis [2].

As centrais hidroelétricas possuem a vantagem de conseguir responder com maior rapidez a solicitações de potência por parte da rede elétrica, apoiando os picos do diagrama de carga, reduzindo a mobilização de outros centros produtores com encargos mais elevados. Deste modo, os recursos hídricos são uma peça fundamental para qualquer sistema electroprodutor, sendo altamente seguros e fiáveis, possuindo uma elevada flexibilidade de operação [23, 24].

A energia continua a ser uma das questões económicas, ambientais e de desenvolvimento mais críticas que a nossa sociedade enfrenta na atualidade. É estimado que 1.06 biliões de

peessoas, cerca de 13% da população terrestre, ainda não possuem acesso à eletricidade, sendo uma população predominantemente rural. O acesso a eletricidade confiável e acessível tem um impacto elevado e imediato na transformação da qualidade de vida da população local, permitindo o acesso a serviços básicos (como, por exemplo, saúde e educação) e meios de subsistência. Assim, a pequena hídrica é um alicerce fundamental para atingir os objetivos de desenvolvimento associados à sustentabilidade ambiental, prestação de serviços públicos e erradicação da pobreza [15].

A PCH, como uma forma de energia descentralizada, de baixo custo e confiável, está na vanguarda de diversos países em desenvolvimento para alcançar a autossuficiência energética. Representa um importante benefício na vertente ambiental, permitindo auxiliar o desenvolvimento sustentável devido a ser considerada com emissão nula de GEE. Pode ser vista como uma solução, no sentido de, como dar às comunidades geograficamente isoladas os benefícios do acesso à energia elétrica. O crescimento da PCH permite suprir a lacuna da produção descentralizada e da produção da atividade privada ou municipal para venda à rede elétrica ou licitação em mercados de energia elétrica [25] ou para indústrias de abastecimento, zonas rurais ou isoladas, melhorando o seu desenvolvimento [26].

Esta dissertação apresenta o estudo da admissibilidade económica para pequenas hídricas, sendo apresentadas as diversas etapas que permitem realizar a avaliação técnica e económica da conversão de energia hídrica em energia elétrica, vulgarmente designada de produção de energia elétrica. Assim, através de uma pequena central hídrica que opera como sistema “*run-of-river*” é pretendido conhecer as diversas características da pequena hídrica, bem como as diversas etapas e estudos/metodologias necessárias para o estudo da viabilidade económica. Será realizado um estudo dos caudais cronológicos afluentes com o objetivo de encontrar a potência a instalar no aproveitamento hídrico. De modo a concluir se existe admissibilidade económica, é necessário prever o investimento a realizar e o retorno esperado de modo a garantir que o projeto seja viável, como contribuição é desenvolvida uma metodologia para a determinação do valor atual líquido. Esta metodologia é encarada como uma proposta de um novo critério para a determinação do caudal nominal da pequena hídrica, que seja mais favorável em conformidade com o valor atual líquido e informação sobre a taxa interna de rendibilidade.

### **1.3. Organização do Texto**

Ao escrever esta dissertação existiu o intuito de proporcionar uma linguagem agradável, fácil e harmoniosa para que o tema possa ser facilmente compreendido pelo leitor. Pelo que, a organização do texto desta dissertação, para além do presente capítulo, se encontra dividida nos seguintes capítulos:

Capítulo 2, Estado da Arte.

Capítulo 3, Estudo Analítico.

Capítulo 4, Análise Económica de Projetos.

Capítulo 5, Casos de Estudo.

Capítulo 6, Conclusões.

Uma descrição mais detalhada dos capítulos citados é apresentada seguidamente.

No capítulo 2, é apresentado o estado da arte das pequenas centrais hidroelétricas. É apresentado o panorama da pequena hídrica em Portugal, a sua classificação e constituição. Ainda, são descritos os principais elementos que constituem uma Pequena Central Hidroelétrica, a seleção da turbina e do gerador.

No capítulo 3, é apresentada uma descrição formal sobre a avaliação económica para projetos de pequena hídrica no âmbito dos estudos de FER. Esta avaliação tem por base o volume de água turbinada, que determina a energia anual em ano médio. O volume de água turbinada é função das afluências em ano médio, do caudal nominal do aproveitamento e das características tecnológicas do tipo de turbina instalado. Ainda, são descritos os critérios que permitem atribuir o caudal nominal do aproveitamento e a aplicação desses critérios para a instalação de duas turbinas.

No capítulo 4, é apresentada a avaliação económica para projetos de pequenas hídricas. Esta avaliação é realizada com base na determinação do valor necessário para a instalação do aproveitamento e do retorno de receita previsto em ano médio de afluências. Ainda, são descritos os indicadores de avaliação de investimento que permitem avaliar a valia do projeto, nomeadamente o valor atual líquido, taxa interna de retorno, período de recuperação de investimento, tempo de retorno bruto e o retorno sobre investimento.

No capítulo 5, são apresentados os casos de estudo referentes a um projeto preliminar de investimento para pequenas hídricas, sendo feita uma comparação entre um critério novo proposto com três critérios para a determinação do caudal nominal. Estes critérios são provenientes da experiência profissional ou conceitos sobre o proveito adicional obtido e são utilizados para concluir vantagens do critério proposto. Adicionalmente, é efetuada uma análise aos resultados obtidos para o projeto preliminar de investimento, usando casos de estudo para o pequeno aproveitamento hidroelétrico com uma turbina ou duas turbinas.

No capítulo 6, são apresentadas as conclusões sobre o estudo de admissibilidade económica para pequenas hídricas. Ainda, são indicadas as direções para futuros desenvolvimentos.

Nas referências bibliográficas, são apresentadas as fontes que foram referidas e inseridas no texto desta dissertação.

## 1.4. Notação

Em cada um dos capítulos desta dissertação é utilizada a notação mais usual na literatura especializada, harmonizando, sempre que possível, aspetos comuns a todos os capítulos. Contudo, quando necessário, em cada um dos capítulos é utilizada uma notação apropriada. As expressões matemáticas, figuras e tabelas são identificadas com referência ao capítulo em que são apresentadas e são numeradas de forma sequencial no capítulo respetivo, sendo a numeração reiniciada quando se transita para o capítulo seguinte. A identificação de expressões matemáticas é efetuada através de parênteses curvos ( ) e a identificação de referências bibliográficas é efetuada através de parênteses retos [ ]. A notação está estruturada em siglas que derivam de síntese de nome provenientes da divulgação em textos em língua portuguesa com grande aceitação ao nível das comunicações técnico-científicas ou retiradas de textos anglo-saxónicos cujas siglas não foram ainda convenientemente convertidas para a língua portuguesa. Esta dissertação foi escrita conforme o novo acordo ortográfico da língua portuguesa.

---

# CAPÍTULO

# 2

---

## **Estado da Arte**

*Neste capítulo é apresentado o estado da arte das pequenas centrais hidroelétricas. É apresentado o panorama da pequena hídrica em Portugal, a sua classificação e constituição. Ainda, são descritos os principais elementos que constituem uma Pequena Central Hidroelétrica, a seleção da turbina e do gerador.*



## 2.1. Introdução às Pequenas Centrais Hidroelétricas

As PCH tornaram a ter interesse político após a década de 80, como consequência dos choques petrolíferos de 1973 e 1981, estes acontecimentos permitiram que o desenvolvimento deste tipo de centrais fosse impulsionado. Diversos fatores influenciaram este renovado interesse, o preço da energia elétrica aumentou, o que levou à necessidade de aumentar a produção de energia; os locais com maior potencial para a instalação de grandes centrais hidroelétricas já se encontravam ocupados e os avanços atingidos na área da automação possibilitaram diminuir de forma drástica as despesas de exploração das PCH. Do leque de fontes de energia elétrica descentralizada, as PCH eram aquelas que possuíam as características necessárias para um desenvolvimento mais acelerado, graças ao potencial do recurso hidrológico português e à experiência e conhecimentos acumulados na área dos recursos hidroenergéticos [27, 28].

Em 1988, com a publicação do Decreto-Lei n. °189/88, foi criada em Portugal a primeira legislação com o intuito de promover a produção de energia elétrica através de FER, combustíveis nacionais ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, e da cogeração. Sendo que, necessitavam de cumprir apenas as normas técnicas e de segurança previstas, com o limite de 10 MW de potência instalada [27, 28, 29]. Esta lei permitiu promover a produção de energia elétrica através de PCH.

As PCH podem ser analisadas como uma versão em pequena escala das grandes centrais hidroelétricas, mas possuem particularidades que as diferenciam das grandes centrais [30]:

- Possibilitam a utilização de tecnologias mais recentes, de modo a diminuir os custos de investimento;
- Utilizam infraestruturas simples e compactas que simplificam os trabalhos de construção no local de implementação;
- Utilizam turbinas normalizadas com rendimentos mais elevados para diversas gamas de quedas de operação;
- Possibilitam que a central seja totalmente automatizada graças à elevada simplicidade de operação, reduzindo os custos de mão de obra;
- Funcionam em esquema fio-de-água, possuindo pouca ou nenhuma água armazenada, muitas vezes recorrendo à utilização de açudes e com alguma capacidade de regularização do caudal afluente.

As principais vantagens que destacam as PCH de outras FER, como a eólica, solar e dos oceanos são [31]:

- Uma tecnologia robusta e duradoura, podendo ser projetada com um horizonte temporal de vida útil de 50 anos ou mais;
- O baixo impacto ambiental;
- A elevada eficiência de conversão, apresentando rendimentos na ordem dos 70% a 90%;
- O elevado fator de capacidade, i.e., valor elevado para a razão entre energia convertida na central e a capacidade total máxima de conversão em um determinado período, normalmente de um ano, na ordem dos 50% para as PCH, e para outras FER, como a solar e a eólica, na ordem dos 20% e 30%, respetivamente;
- Uma boa correlação com a demanda de energia, visto que a produção é máxima no Inverno;
- A geração de energia 24 horas por dia, i.e., possibilitando a produção durante o período noturno;
- O elevado nível de previsibilidade, permite realizar previsões do recurso disponível com maior facilidade, uma vez que o recurso varia com os padrões de precipitação anual;
- As pequenas variações e baixa intermitência do recurso ao longo do dia.

Algumas das desvantagens que as PCH apresentam podem ser atenuadas com a implementação de algumas medidas preventivas numa fase inicial do projeto. Sendo algumas destas desvantagens [31]:

- O impacto visual que as diversas estruturas da central provocam na paisagem;
- Os impactos provocados no caudal ecológico do rio;
- Os impactos provocados nos ecossistemas terrestres e aquáticos.

## 2.2. Panorama da pequena hídrica em Portugal

As estatísticas publicadas pela Direção-Geral de Energia e Geologia [11], referentes ao mês de março de 2021, indicam que existem em Portugal cerca de 415 MW de potência instalada em PCH, dos quais 237 kW correspondem a mini/microcentrais de hídrica descentralizada, i.e., produção de eletricidade em baixa tensão para consumo próprio, com possibilidade de entrega de energia à rede elétrica. A evolução histórica da potência instalada em PCH em Portugal é apresentada na Figura 2.1.

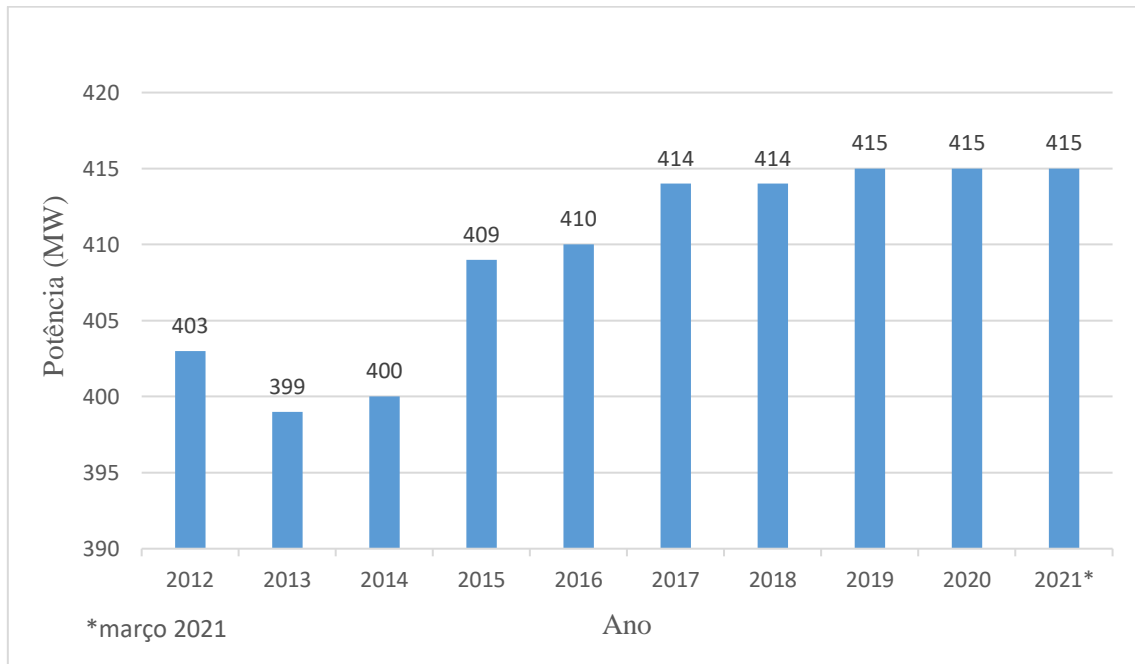


Figura 2.1 – Evolução histórica da potência instalada em PCH [11].

Na Figura 2.1 é observado que, nos últimos anos, a potência instalada em PCH estagnou, permanecendo constante após um ligeiro aumento entre 2013 e 2017. A estagnação na instalação de PCH foi provocada por uma maior aposta noutra tipo de tecnologias, como a fotovoltaica, eólica e biomassa, que obtiveram um aumento da potência instalada superior ao verificado na energia hídrica desde 2017 até março de 2021 [11].

Em Portugal [15], existe um potencial em PCH na ordem dos 750 MW, pelo que, caso todo o potencial seja admissível economicamente para ser explorado, existem 335 MW de potencial em PCH por explorar.

## 2.3. Classificação das pequenas hídricas

As pequenas hídricas podem ser classificadas segundo duas características: a potência e a altura de queda.

### 2.3.1. Potência

Em Portugal, a designação pequena hídrica ou PCH é utilizada para classificar os aproveitamentos hidroelétricos cuja potência instalada não exceda os 10 MW, esta fronteira é utilizada para diferenciar as pequenas centrais das grandes centrais hidroelétricas. No entanto, esta classificação não é igual em todos os países, pelo que existem diversas definições deste valor de potência para classificar uma central como pequena hídrica, como é apresentado na Tabela 2.1 [28].

Tabela 2.1 – Classificação das pequenas hídricas por potência instalada (MW), conforme definido por vários países [15]

País	Definição da potência instalada em PCH (MW)
Albânia, Grécia	$\leq 15$
Alemanha, Bulgária	$< 1$
Brasil	$\leq 30$
Canadá	$\leq 50$
China	$\leq 50$
EUA	$\leq 30$ [32]
Índia	$\leq 25$
Hungria, Irlanda	$\leq 5$
Rússia, Sérvia	$\leq 30$
Áustria, França, Itália, Noruega, Espanha, Portugal, Reino Unido	$\leq 10$

A classificação das pequenas hídricas quanto à potência instalada recomendada pela União Internacional dos Produtores e Distribuidores de Energia Elétrica (UNIPEDA) é apresentada na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Classificação das pequenas hídricas quanto à potência instalada [28]

Designação	Potência Instalada (MW)
Micro Central Hidroelétrica	$< 0.5$
Mini Central Hidroelétrica	$< 2$
Pequena Central Hidroelétrica	$< 10$

### 2.3.2. Queda

A altura de queda pode ter uma origem natural ou artificial e é um dos fatores cruciais para as PCH, visto que, é desta característica que é convertida a energia potencial gravítica presente na água e a energia cinética que advém da queda. E corresponde à diferença entre a altura vertical do nível da água no ponto de captação, a montante da central, e a altura vertical do nível da água no ponto de restituição a jusante da central.

As centrais hidroelétricas são classificadas em conformidade com a altura de queda, como é apresentado na Tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Classificação das PCH quanto à altura de queda útil [28]

Designação	Queda útil (m)
Baixa queda	$2 < H_u \leq 20$
Média queda	$20 < H_u \leq 150$
Alta queda	$H_u > 150$

A altura de queda possui diversos conceitos, como é apresentado na Figura 2.2. Estes conceitos permitem caracterizar a altura de queda, como é indicado seguidamente [33]:

- Altura de queda bruta  $H_b$  (*Gross Head*) – É a diferença entre a altura vertical do ponto de captação e do ponto de restituição para situações de caudal nominal (caudal médio);
- Altura de queda bruta máxima  $H_{bmax}$  – É a diferença entre a altura vertical máxima do ponto de captação e da altura vertical mínima do ponto de restituição;
- Altura de queda útil  $H_u$  (*Net Head*) – É a diferença entre a altura de queda bruta e a altura equivalente a todas as perdas hidráulicas (*Head Loss*).

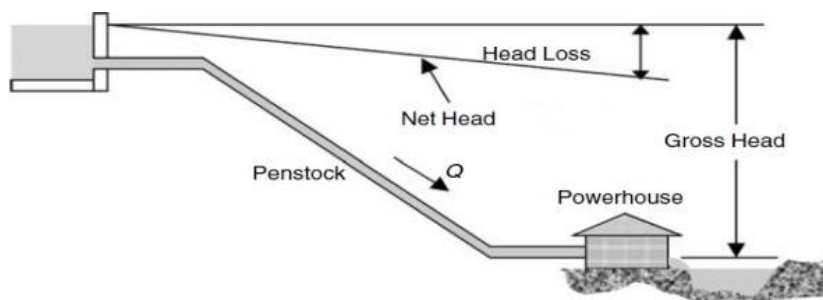


Figura 2.2 – Conceitos de queda.

Nas PCH, as perdas hidráulicas relacionadas com a altura de queda são relevantes, pelo que se consideram dois tipos, as perdas de carga e de cheia [28].

### 2.3.2.1. Perdas de carga

As perdas de carga são provocadas pelo atrito existente nos canais ou nas condutas do circuito hidráulico, consequência das curvaturas ou das válvulas existentes no circuito [28].

### 2.3.2.2. Perdas de cheia

As perdas de cheia ocorrem em períodos nos quais os caudais se encontram elevados, i.e., o caudal afluente supera o caudal nominal, e como consequência a queda diminui [28]. A entrada de água em excesso no ponto de captação durante um período de cheia, pode provocar a entrada de detritos no circuito hidráulico, danificando a turbina.

## 2.4. Caudal

O caudal é característico de cada rio e consiste no volume de água que passa numa determinada secção do rio por unidade de tempo. É uma característica fundamental para uma PCH, visto que é este fator que determina e condiciona a produção de energia elétrica da central. A montante da central, no ponto de captação, é realizada uma derivação no caudal do rio, dando origem ao caudal turbinado e ao caudal ecológico, como é apresentado na Figura 2.3.

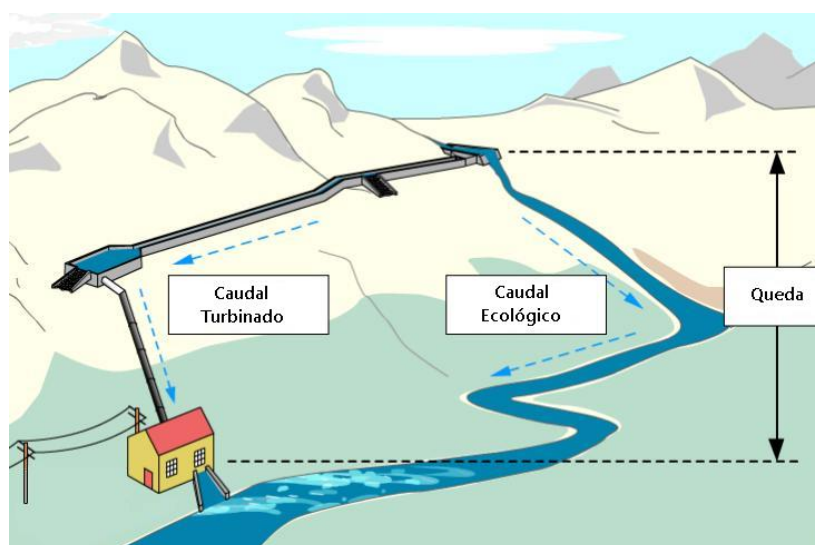


Figura 2.3 – Conceitos de caudal.

O caudal turbinado é o caudal que percorre o circuito hidráulico da central, sendo posteriormente, restituído ao rio principal.

O caudal ecológico ( $Q_e$ ) é o caudal que por motivos ecológicos e ambientais não é turbinado. O caudal ecológico deve ser conhecido ou estimado numa fase inicial do projeto, caso não existam informações sobre este caudal, são utilizados geralmente valores entre 3% a 5% do caudal nominal. O caudal ecológico deve ser subtraído a cada um dos valores da curva de duração de caudais [28].

O caudal instalado ou nominal é o caudal garantido durante aproximadamente 20% a 30% do ano médio e é utilizado para dimensionar a turbina. É habitualmente superior ao caudal modular, que é o caudal médio anual medido ao longo de vários anos, que ocorre entre 15% a 20% do ano médio [28, 33].

## **2.5. Regime de Exploração**

O regime de exploração permite atribuir outro tipo de classificação às PCH, caso exista capacidade de armazenamento através da utilização de uma albufeira. Pelo que, se a central possuir uma albufeira é classificada como central de albufeira, caso contrário é classificada como central a fio-de-água [18].

As PCH são, geralmente, a fio-de-água, possuindo alguma capacidade de armazenamento de água, i.e., alguma capacidade de regularização do caudal do rio. Pelo que, o valor do caudal turbinado é próximo ao caudal instantâneo do rio, visto que somente a pequena parte do caudal afluente destinada ao caudal ecológico segue o curso natural do rio. No entanto, as centrais de albufeira com regularização possuem uma albufeira que lhes permite adaptar os caudais afluentes [18, 28].

## 2.6. Constituição de uma PCH

Os principais elementos que constituem uma PCH são apresentados na Figura 2.4:

- *Weir and Intake* – Albufeira e respetivo açude;
- *Feeder Canal* – Canal de adução;
- *Forebay* – Câmara de carga;
- *Penstock* – Conduta forçada;
- *Powerhouse* – Edifício da central;
- *Tailrace* – Ponto de restituição.

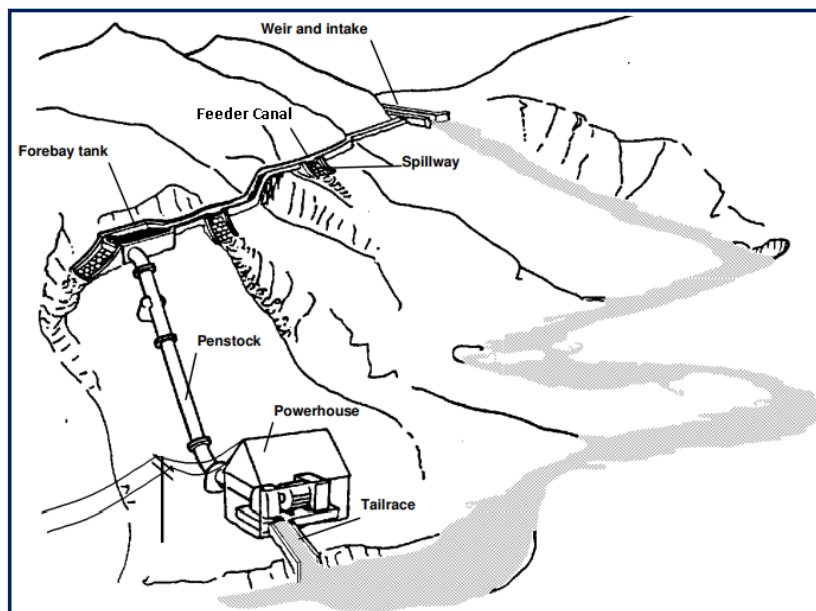


Figura 2.4 – Configuração típica de uma pequena hídrica [31].

Na Figura 2.4 é apresentada a configuração de uma PCH de queda média/alta, juntamente com o respetivo circuito hidráulico, que pode percorrer dezenas a centenas de metros, tendo início na albufeira e fim no ponto de restituição.

Nas PCH, a água é retirada do rio através de uma derivação provocada por um açude. Nas centrais de queda média/alta, a água antes de chegar à câmara de carga pode ser transportada horizontalmente pelo canal de adução. Antes de descer para a turbina, a água passa por uma câmara de carga, onde a velocidade é desacelerada o suficiente para que as partículas suspensas se possam sedimentar. A câmara de carga é geralmente protegida por uma grade formada por barras de metal, que permite filtrar os detritos transportados pela água. Ao deixar a câmara de



carga, a água é transportada pela conduta forçada até à turbina, localizada no interior do edifício da central, juntamente com o gerador e equipamento de controlo. Após deixar a turbina, a água é restituída ao rio principal, pelo canal de restituição [31].

### 2.6.1. Configurações de uma PCH

Os locais adequados para a implementação de uma PCH variam bastante, incluem desde locais montanhosos, onde se encontram riachos de desnível elevado e com um caudal rápido, a áreas de planície com rios bastante vastos. Em alguns casos, a implementação de uma PCH pode envolver a renovação de infraestruturas hídricas antigas, podendo exigir noutros casos uma infraestrutura inteiramente nova [31]. As configurações mais comuns para uma PCH são apresentadas na Figura 2.5.

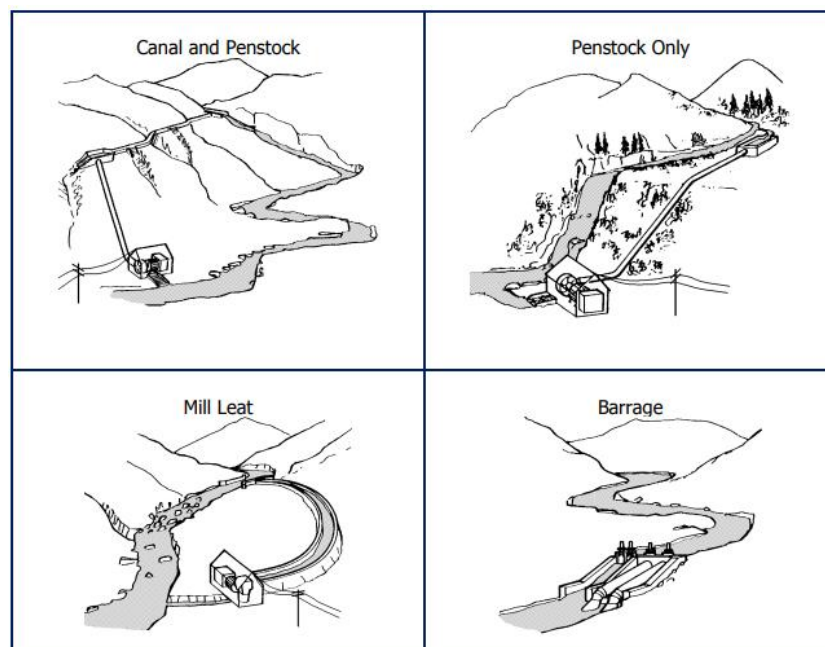


Figura 2.5 – Configurações mais utilizadas para PCH [31].

A escolha da configuração adequada para uma PCH vai depender da localização da central e das características geológicas e topográficas do local de implementação [31].

Na Figura 2.5 as configurações apresentadas podem ser associadas a alturas de queda diferentes. Para centrais que possuem uma queda média/alta, é comum a utilização de uma configuração *Canal and Penstock*, que é apresentada de forma mais detalhada na Figura 2.4, ou uma variação dessa configuração, *Penstock Only*, na qual é utilizada apenas uma conduta forçada, não existindo canal de adução. Esta configuração é aplicada em locais onde o terreno torna inviável a construção do canal, ou caso o local seja sensível a nível ambiental, pelo que a única solução aceitável consiste em ocultar a estrutura e contruir uma conduta forçada

debaixo do solo. Para centrais de queda baixa, existem duas configurações que devido à altura de queda não possuem conduta forçada, ao contrário do que é verificado nas centrais de queda média/alta. A configuração *Mill Leat*, consiste na reconstrução de uma infraestrutura hídrica antiga, como canais de transporte de água para moinhos. Poderá fazer sentido a reutilização do canal, mas este pode ter sido dimensionado para um caudal menor, o que não é economicamente viável para uma nova central. Neste caso, pode ser utilizada uma configuração do tipo *Barrage*, i.e., uma central encastrada na barragem, onde as turbinas que constituem a central são construídas como parte do açude ou imediatamente adjacentes a esta estrutura, pelo que, quase nenhum canal de adução ou tubulação são necessários. Esta configuração é mais compacta, pelo que pode requerer um maior número de trabalhos de construção, provocando custos mais elevados para o aproveitamento e um impacto ambiental maior [31].

## 2.6.2. Principais elementos que constituem uma PCH

Nesta subsecção são apresentados de forma mais detalhada, os principais elementos que constituem uma PCH.

### 2.6.2.1. Açude

O açude é a estrutura que intercepta o caudal do rio, provocando uma derivação no caudal, dando origem ao caudal turbinado e ao caudal ecológico. A capacidade de armazenamento do açude é reduzida [30, 34, 35]. O esquema de um pequeno açude é apresentado na Figura 2.6 [35].

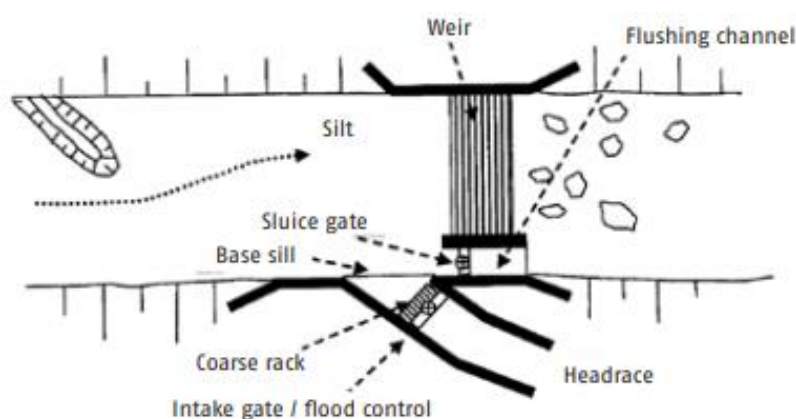


Figura 2.6 – Esquema de um pequeno açude [35].

Quando ocorre a derivação da água, existem partículas sólidas, como areia e gravilha, que são transportadas pelo rio. Estas partículas necessitam de ser removidas para prevenir que, ao

longo do tempo, as partículas percorram o circuito hidráulico e cheguem à turbina, danificando a turbina e, conseqüentemente, prejudicando o rendimento da turbina e o da central [35].

A remoção deste tipo de partículas sólidas pode ser efetuada utilizando as condições naturais do local, i.e., recorrendo a curvaturas existentes no leito do rio, ou utilizando uma estrutura artificial, caso o ponto de captação esteja situado numa secção reta do rio, criando uma curvatura artificial, prevenindo que a maior parte das partículas sólidas entrem no canal de adução [30, 35].

Na Figura 2.6 é observada a existência de uma estrutura constituída por grades em barras de metal, o *Coarse rack*, que constitui uma medida de proteção adicional para o circuito hidráulico.

Na Figura 2.6 é observada a existência de um canal de descarga de partículas sólidas (*Flushing channel*), que deve ser localizado na lateral do açude para libertar os sedimentos depositados a montante. A existência de uma comporta de pequenas dimensões (*Intake gate*) deve ser considerada, de modo a regular o caudal turbinado [34, 35]. Em situações específicas, é indispensável a existência de um sistema de transposição de peixes [35].

É necessário ter em consideração alguns dos aspetos construtivos do açude, nomeadamente, a localização geográfica, a altura e o tipo de construção, visando os níveis de segurança. Estes fatores vão influenciar o volume de água do reservatório e a área de terrenos inundados. Pelo que é fundamental realizar um estudo técnico-económico, que envolva fatores como: os aspetos ambientais, o volume de regularização e a localização do ponto de captação.

#### **2.6.2.2. Albufeira**

A albufeira é um reservatório de água artificial, que resulta da implementação de um açude ou de uma barragem. Nas centrais a fio-de-água, é utilizado um açude de pequenas dimensões e, nos grandes aproveitamentos hidroelétricos, são utilizadas barragens de grandes dimensões. A albufeira é localizada num ponto mais elevado do terreno, constituindo um aspeto bastante importante na configuração da central, visto que é neste local que se efetua a derivação da água. É necessário que a albufeira seja corretamente planeada, para obter o caudal turbinado indicado que permita operar com o rendimento desejado na central hidroelétrica e garantir um caudal ecológico adequado para preservar a qualidade de vida do ecossistema [30, 35].

Nos pequenos aproveitamentos hidroelétricos, é essencial um bom conhecimento das características do local de implementação, permitindo aproveitar as condições naturais do local, reduzindo os custos de construção e diminuindo os impactos ambientais [30, 35].

### **2.6.2.3. Canal de adução**

O canal de adução é a estrutura responsável, em alguns aproveitamentos, pelo transporte da água desde a albufeira até à câmara de carga. Normalmente, esta estrutura funciona em canal aberto e apresenta um ligeiro declive para permitir a circulação da água. Caso exista a impossibilidade de funcionar como um canal aberto, podem ser construídas secções em túnel ou conduta fechada. A construção do canal de adução pode ser realizada por intermédio da escavação de uma vala, permitindo aproveitar as condições naturais do local de implementação, ou construindo estruturas artificiais. Pode existir a hipótese de reaproveitar infraestruturas antigas existentes no local de implementação, como canais de transporte de água para moinhos. O canal de adução pode alcançar um comprimento de dezenas de metros até a alguns quilómetros, pelo que, possui um custo elevado, juntamente com o açude e a conduta forçada [30, 35].

O canal de adução pode apresentar diversos formatos, como condutas em formato semicircular, triangular, retangular ou trapezoidal, possuindo características próprias, que devem ser consideradas na escolha a adotar para a central. O formato semicircular é o mais eficiente, mas acarreta custos de construção mais elevados e possui uma manutenção mais difícil, pelo que, é utilizado apenas em canais com uma secção transversal pequena, utilizando materiais pré-fabricados. Em pequenos aproveitamentos hidroelétricos, o formato mais comum é o retangular, visto que apresenta menores custos de construção e uma manutenção mais simples [30, 35]. Um canal de adução de formato retangular é apresentado na Figura 2.7.



Figura 2.7 – Canal de adução [36].

#### 2.6.2.4. Câmara de Carga

A câmara de carga é a estrutura localizada entre o canal de adução e a conduta forçada, e é apresentada na Figura 2.8.

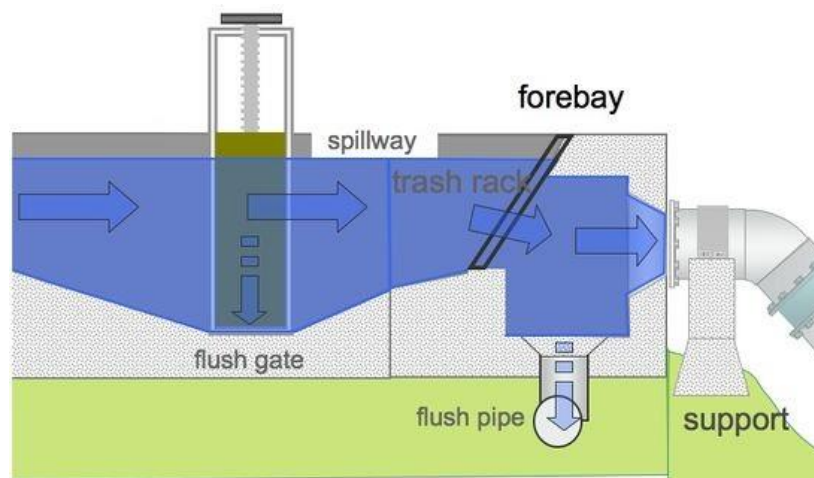


Figura 2.8 – Câmara de carga [37].

Esta estrutura promove a transição do escoamento livre, presente no canal de adução, para o escoamento sob pressão, existente na conduta forçada. Protege o circuito hidráulico, atenuando o choque provocado pelas variações de pressão hidráulica que ocorrem na conduta forçada, sempre que o dispositivo que controla o caudal na turbina é fechado de forma brusca. Funciona como reservatório de água, fornecendo água à conduta forçada sempre que o dispositivo que controla o caudal sofre uma abertura severa, até que o regime permanente de escoamento seja reestabelecido no canal de adução [38].

A PCH pode não possuir câmara de carga, pelo que é necessária a instalação de chaminés de equilíbrio, que protegem o circuito hidráulico contra as mudanças de pressão que ocorrem quando os grupos turbina-gerador entram ou saem de serviço. Estes dispositivos hidráulicos são normalmente posicionados entre o final do canal de adução e imediatamente a montante da conduta forçada [39].

É importante referir que o dimensionamento da câmara de carga depende da altura de queda da central, visto que as dimensões da conduta forçada, são diretamente proporcionais à altura de queda, sendo necessária uma maior quantidade de água para encher a conduta forçada, para alturas de queda mais elevadas. Pelo que, a câmara de carga necessita de um volume de água suficiente, para que a turbina possa funcionar sem interrupções até se verificar um novo movimento de águas no canal de adução [38].

### 2.6.2.5. Conduto Forçada

A conduta forçada é a estrutura responsável por transportar a água desde a câmara de carga até ao edifício da central, onde é localizada a turbina. Esta estrutura possui um declive mais acentuado relativamente ao canal de adução. O aumento do declive provoca um maior desnivelamento na conduta forçada, pelo que quanto maior for o desnível da conduta, maior será a altura de queda, aumentando a quantidade de energia produzida [30].

Normalmente, a conduta forçada é instalada à superfície ou debaixo do solo, dependendo de fatores como a natureza do solo, o material da conduta, a temperatura ambiente e os requisitos ambientais. A instalação de condutas com grandes dimensões é efetuada maioritariamente debaixo do solo, pelo que é necessário tomar as devidas precauções para evitar a corrosão do material e manutenções futuras. A instalação da conduta de baixo do solo possui a vantagem de não constituir uma barreira para a vida selvagem e a instalação à superfície facilita o acesso à conduta em caso de rutura ou manutenção [30]. É uma estrutura que acarreta um elevado custo e dependendo do comprimento pode inviabilizar a implementação da PCH. Sendo normalmente, construída em aço, permitindo suportar a pressão da água. A conduta forçada possui um formato circular e é apresentada na Figura 2.9 [30, 34].

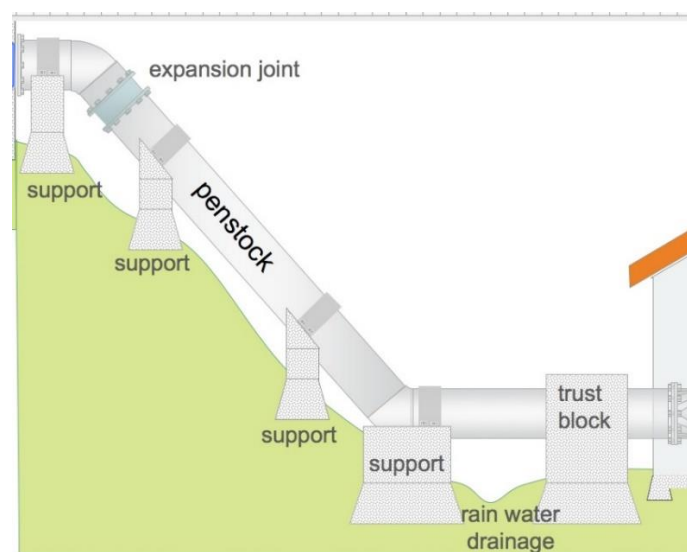


Figura 2.9 – Conduto forçada [37].

### 2.6.2.6. Edifício da Central

O edifício da central é o local onde são instalados a maior parte dos equipamentos eletromecânicos. Estes equipamentos convertem a energia potencial armazenada na água em energia elétrica. Os equipamentos eletromecânicos presentes no edifício da central são a turbina

e o gerador, bem como outros equipamentos elétricos, nomeadamente, a aparelhagem de proteção, o contador e os quadros elétricos, como é apresentado na Figura 2.10 [30].

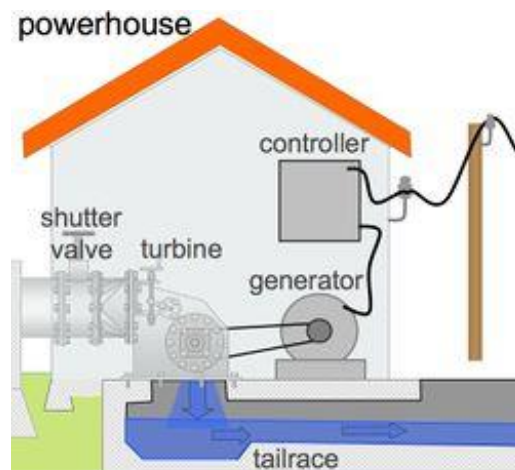


Figura 2.10 – Edifício da central [37].

O edifício da central deve ser construído com o menor tamanho possível, as suas dimensões variam consoante o número, o tipo, a potência e a configuração dos equipamentos, em conformidade com a geomorfologia do terreno, onde o edifício é implementado [18, 30].

O edifício da central pode ser implementado num local mais distante do ponto de captação, utilizando um canal de adução e uma conduta forçada para transportar a água, como é apresentado na subsecção 2.6.1, ou encastrado numa pequena barragem.

#### **2.6.2.7. Restituição**

Após ser turbinada, a água é devolvida ao rio utilizando um pequeno canal chamado canal de restituição. Este elemento conecta o edifício da central ao rio, a jusante da central [18, 30].

As turbinas de ação podem atingir velocidades de saída relativamente altas, pelo que o canal de restituição deve ser projetado para garantir que o edifício da central não seja danificado. A proteção pode ser realizada utilizando estruturas em betão, colocadas entre o edifício e o rio. O projeto deve garantir que, durante caudais relativamente altos, a água no canal de restituição não suba ao ponto de interferir com o rotor da turbina [30].

Nas turbinas de reação, o nível de água no canal de restituição influencia o funcionamento da turbina, nomeadamente, o início da cavitação. O nível da água no canal influencia a queda útil disponível, pelo que, em sistemas de queda baixa, pode ter uma influência decisiva nos resultados económicos [30].

## 2.7. Turbinas

As turbinas hidráulicas são os componentes mecânicos mais importantes de uma PCH, estas máquinas primárias são responsáveis por transformar em energia mecânica, a energia potencial e cinética, presentes na água que percorre o circuito hidráulico da central [28, 40].

Segundo [28], as turbinas correspondem a uma grande percentagem do custo de investimento de uma PCH (até cerca de 50%), pelo que se torna essencial estudar e seleccionar criteriosamente o tipo de turbina a instalar no aproveitamento.

O número de turbinas a instalar no aproveitamento depende de diversos fatores como as características das turbinas, os caudais existentes no local de implementação e as condições de operação. A solução mais económica para pequenos aproveitamentos é a instalação de apenas uma turbina. A instalação de duas ou mais turbinas pode ser uma solução economicamente mais rentável, caso exista uma grande variação de caudais, permitindo um melhor aproveitamento dos diversos níveis de caudais, nomeadamente, os caudais mais reduzidos [30].

Ao longo do horizonte temporal de vida útil, as turbinas sofrem um grande desgaste por ação da pressão da água, pelo que é necessário realizar uma grande manutenção periódica, para que a turbina não apresente sinais de degradação e mantenha os elevados níveis de rendimento [40].

Existem dois tipos de turbinas hidráulicas: as turbinas de ação e as de reação. Esta classificação depende do modo de operação de cada tipo de turbina.

### 2.7.1. Turbinas de Ação

As turbinas de ação ou de impulso operam com o rotor exposto ao ar livre e utilizam um ou mais injetores, que convertem a pressão da água em energia cinética, criando um ou mais jatos de água a alta velocidade que vão colidir com as pás acopladas no perímetro do rotor da turbina, provocando a rotação do rotor, convertendo a energia cinética em energia mecânica. Este tipo de turbinas é geralmente utilizado em aproveitamentos com elevadas quedas e pequenos caudais. Dentro deste tipo de turbinas as mais usadas são: as Banki-Mitchell, as Pelton, e as Turgo [28, 30, 41].

As turbinas de ação, quando comparadas com as turbinas de reação, apresentam um maior número de vantagens. Possuem um *design* mais simples, permitindo facilitar o processo de



fabrico e o acesso aos componentes durante a manutenção da turbina. Estas turbinas possuem maior tolerância a areias e a outros tipos de partículas presentes na água. Possuem a desvantagem de, normalmente, não serem adequadas para operação em aproveitamentos de queda baixa [42].

### **2.7.2. Turbinas de Reação**

As turbinas de reação operam com os rotores totalmente submersos, contidos dentro de uma câmara de pressão (*pressure casing*), visto que, a superfície das pás do rotor fica sujeita a uma força exercida pela pressão da água, que diminui à medida que a água atravessa a turbina, provocando a sua rotação. As pás do rotor são projetadas para que a diferença de pressão entre as superfícies das pás imponha forças que fazem rodar o rotor. Este tipo de turbinas deve ser suficientemente robusto para suportar a pressão de operação. Neste tipo de turbinas, são distinguidos dois grandes grupos: turbinas axiais, do tipo Kaplan e Hélice, e turbinas radiais, do tipo Francis. As turbinas Kaplan e Hélice são adequadas para operar sob condições de queda útil baixa e caudais nominais elevados. Enquanto, as turbinas Francis são adequadas para operar sob condições de queda útil e de caudal nominal intermédias [28, 30, 41].

As turbinas de reação possuem um processo de fabrico mais sofisticado, devido à alta qualidade das pás. Este processo gera uma despesa extra, que é compensada pelos elevados níveis de eficiência da turbina e pelas elevadas velocidades de rotação obtidas com máquinas relativamente compactas em aproveitamentos de queda baixa. Este tipo de turbinas tem a vantagem de, normalmente, apresentar uma velocidade específica elevada, o que permite o acoplamento direto da turbina ao gerador, pelo que é desnecessária a utilização de sistemas reguladores de velocidade [42].

### **2.7.3. Seleção da Turbina**

A seleção do tipo de turbina é um processo crucial para que a central possua um bom rendimento e seja economicamente viável. Esta seleção é condicionada pela interação de dois parâmetros fundamentais: a altura de queda útil e o caudal nominal [28].

O primeiro parâmetro a considerar na seleção da turbina é a altura de queda útil, visto que permite relacionar, com alguma precisão, o tipo de turbina com a altura de queda do

aproveitamento [30]. A gama de quedas de operação para cada tipo de turbina é apresentada na Tabela 2.4.

Tabela 2.4 – Intervalos de queda útil do aproveitamento [30]

Turbina	Queda útil (m)
Kaplan e Hélice	$2 \leq H_u \leq 40$
Crossflow ou Banki-Mitchell	$5 \leq H_u \leq 200$
Francis	$25 \leq H_u \leq 350$
Turgo	$50 \leq H_u \leq 250$
Pelton	$50 \leq H_u \leq 1300$

Na Tabela 2.4 é verificada a sobreposição entre alguns intervalos de queda útil, visto que, para uma determinada altura de queda útil podem ser utilizados vários tipos de turbinas.

O regime de caudais do recurso hídrico é representado pela curva de duração de caudais e demonstra de modo organizado, para um determinado ponto de um rio, a proporção de tempo durante o qual o caudal nesse local é igual ou superior a determinados valores [30].

O ábaco das turbinas hidráulicas que permite relacionar a altura de queda útil e o caudal nominal para determinar o tipo de turbina a instalar no aproveitamento hidroelétrico é apresentado na Figura 2.11. A potência a instalar no aproveitamento depende da altura de queda útil e do caudal nominal.

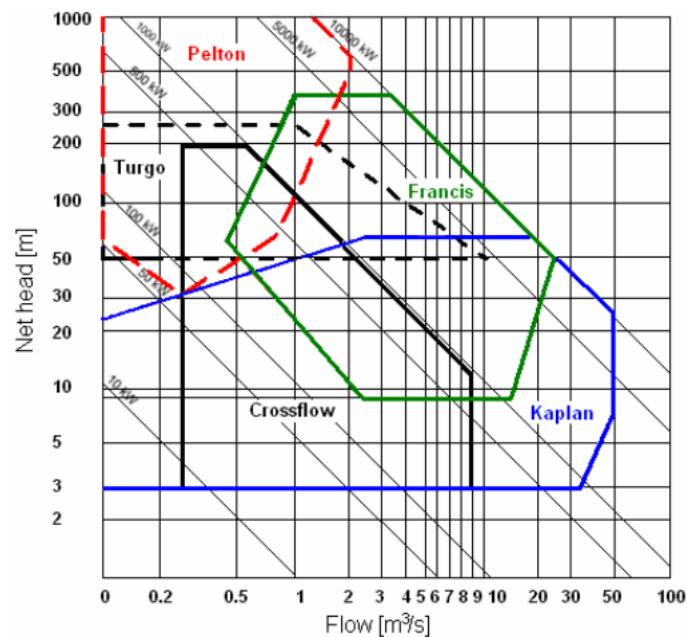


Figura 2.11 – Ábaco para seleção das turbinas hidráulicas [43].

Na Figura 2.11 é observado que um determinado ponto definido por um caudal nominal e uma altura de queda útil pode corresponder a várias zonas de funcionamento aceitável, pelo que todos os tipos de turbina correspondentes são adequados para a central. Para determinar o tipo de turbina a instalar no aproveitamento, é necessário realizar o estudo de admissibilidade económica. As zonas de funcionamento aceitável variam conforme o tipo de turbina, pelo que, é necessário verificar se a solução é tecnicamente factível, em conformidade com o ábaco das turbinas hidráulicas da Figura 2.11.

Nesta dissertação, são abordados apenas os três tipos de tecnologia de turbinas mais estudados do mercado, seguidamente são descritas de forma mais detalhada as turbinas Pelton, Kaplan e Francis.

#### 2.7.4. Turbina Pelton

As turbinas Pelton são constituídas por um rotor circular que possui diversas pás com formato especial em concha, acopladas uniformemente no perímetro do rotor. Um ou mais injetores, distribuídos uniformemente pela periferia do rotor, direcionam jatos de água a alta velocidade que incidem, tangencialmente, sobre as pás da turbina [40, 41], como é apresentado na Figura 2.12.

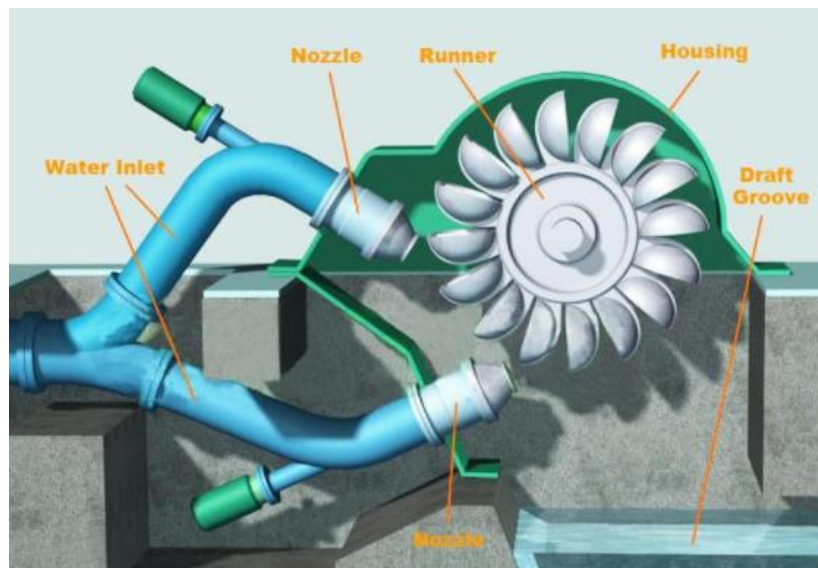


Figura 2.12 – Turbina Pelton [44].

Os injetores possuem uma válvula em formato de agulha, que permite controlar o caudal e, conseqüentemente, a potência mecânica fornecida por este tipo de turbinas [40, 41]. O impulso resultante provoca a rotação do rotor da turbina, transmitindo a energia ao eixo. As pás da turbina são divididas em duas metades, para que a área central não atue como um ponto morto,

incapaz de defletir a água do jato que se aproxima. Este tipo de turbina pode ter o eixo orientado na horizontal ou na vertical, sendo utilizado em alturas de queda média/alta [41].

### 2.7.5. Turbina Francis

As turbinas Francis possuem uma câmara de entrada em espiral, que pode ter um *design* aberto ou fechado. Esta câmara apresenta um distribuidor que direciona a água tangencialmente ao rotor da turbina, sendo composto por aletas fixas ou móveis, dispostas em formato circular, que permitem regular o caudal e que a turbina funcione de forma eficiente para uma ampla gama de caudais. O rotor da turbina é composto por uma coroa de aletas fixas, que forma um conjunto de canais hidráulicos que recebem a água radialmente e a direcionam para a saída do rotor numa direção axial, através do tubo de saída de água [40, 41], como é apresentado na Figura 2.13.

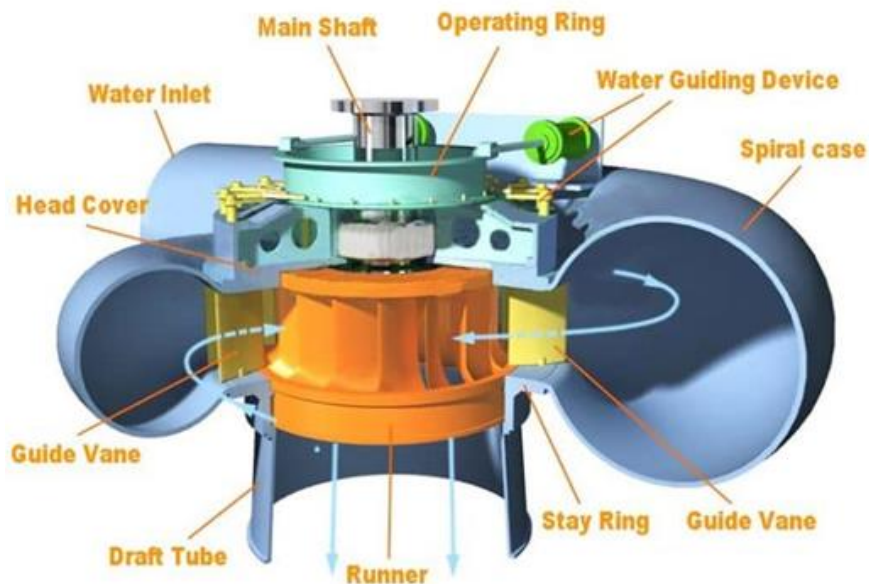


Figura 2.13 – Turbina Francis [45].

O tubo de saída de água é moldado para ajudar a desacelerar o caudal e recuperar a pressão. O caudal radial resultante atua sobre as pás do rotor, provocando a sua rotação [40, 41].

As turbinas Francis são adequadas para alturas de queda média/alta e podem ser instaladas utilizando um eixo horizontal ou vertical [40, 41]

### 2.7.6. Turbina Kaplan

As turbinas Kaplan são compostas por uma câmara de entrada que pode apresentar um *design* aberto ou fechado, um distribuidor e um rotor que possui quatro ou cinco pás no formato de hélice [40], como é apresentado na Figura 2.14.

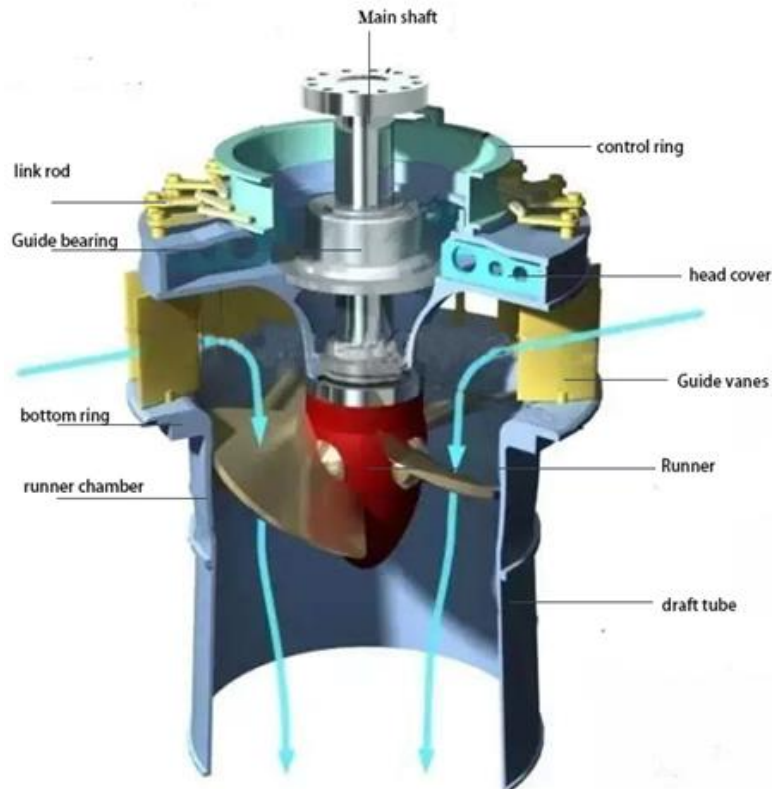


Figura 2.14 – Turbina Kaplan [45].

Este tipo de turbinas possui uma grande capacidade de regulação, imposta através da variação do ângulo de ataque das pás do rotor e das aletas ajustáveis no distribuidor. Se as pás e as aletas forem ajustáveis, a turbina é de dupla regulação, visto que podem ser adaptadas a qualquer momento para variações de altura de queda e de caudal. Caso as pás sejam fixas, a turbina é de rotor regulado. As turbinas de Kaplan de pás fixas são chamadas de turbinas de Hélice ou turbina propulsora, sendo utilizadas quando a altura de queda e o caudal permanecem praticamente constantes, característica que as torna incomuns em pequenos aproveitamentos hidroelétricos [30].

Na turbina de dupla regulação, o sistema de controle é projetado, para que a variação do ângulo das pás seja conectada ao ajuste das aletas do distribuidor, permitindo obter eficiências superiores para uma ampla gama de caudais e alturas de queda [30].

O eixo das turbinas Hélice e Kaplan possui, geralmente, uma disposição vertical. No entanto, se a disposição do eixo destas turbinas for na horizontal, são designadas por turbinas Bolbo [40], como é apresentado na Figura 2.15.

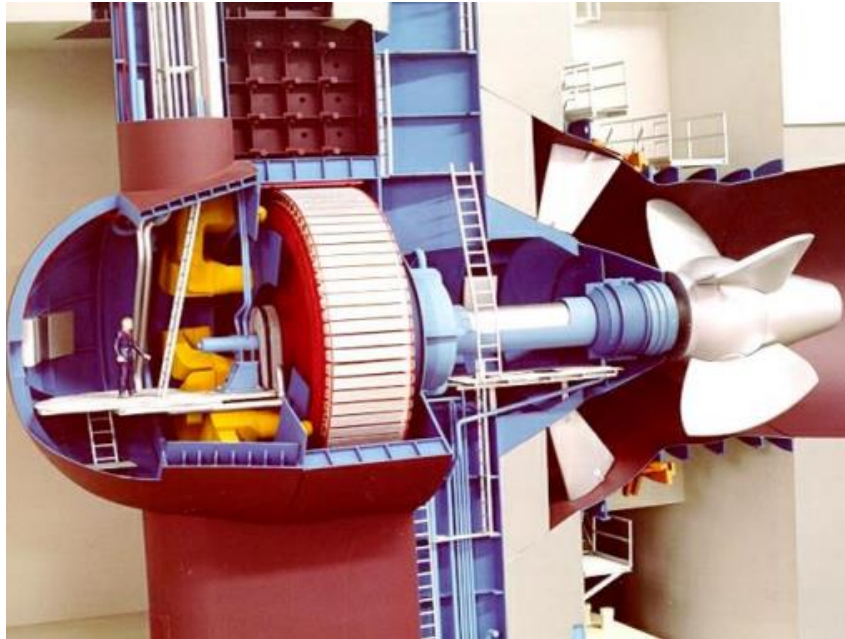


Figura 2.15 – Turbina Bolbo [46].

## 2.8. Geradores

O gerador é o componente responsável por transformar a energia mecânica em energia elétrica, que resulta do movimento de rotação da turbina quando acoplada ao rotor do gerador. Existem dois tipos de geradores: o gerador síncrono e o gerador assíncrono [28, 30].

### 2.8.1. Geradores Síncronos

Os geradores síncronos, conhecidos como alternadores, são equipados com um sistema de excitação elétrico ou de ímanes permanentes (rotativos ou estáticos), associado a um regulador de tensão que controla a tensão de saída antes do gerador ser conectado à rede. Estes geradores permitem uma instalação em modo isolado ou em paralelo com a rede, visto que a excitação não depende da ligação à rede [30].

### 2.8.2. Geradores Assíncronos

Os geradores assíncronos são motores simples de indução em gaiola de esquilo, sem possibilidade de regulação de tensão e funcionam a uma velocidade de rotação que depende diretamente da frequência do sistema ao qual o gerador é ligado. Os geradores assíncronos não

possuem sistema de excitação, pelo que extraem a corrente de excitação da rede, absorvendo a energia reativa do próprio magnetismo. É necessário instalar um banco de condensadores para compensar a energia reativa absorvida. Este tipo de geradores não gera energia quando se encontram desconectados da rede, visto que são incapazes de fornecer a própria corrente de excitação. No entanto, podem ser utilizados em sistemas autónomos muito pequenos, como uma solução barata, quando a qualidade necessária do fornecimento de eletricidade não é muito elevada [30].

### **2.8.3. Seleção do gerador**

A seleção do gerador indicado para equipar uma PCH depende de aspetos económicos e técnicos, como, por exemplo [28]:

- O modo de exploração do gerador, visto que pode funcionar em modo isolado ou em paralelo com a rede;
- As especificações impostas à turbina, relativas à velocidade nominal e de embalamento, ao rendimento, ao tipo de regulação, à constante de inércia, etc.

Embora a maioria dos primeiros geradores utilizados em sistemas hidroelétricos fossem de corrente contínua, para corresponder aos primeiros sistemas elétricos comerciais, atualmente, apenas geradores trifásicos de corrente alternada são utilizados [30].

Nos aproveitamentos que possuem uma potência inferior a 1 MW, o gerador assíncrono é a solução técnica e economicamente mais viável para o aproveitamento, devido à robustez, fiabilidade e custos mais reduzidos. No entanto, os geradores síncronos apresentam rendimentos ligeiramente superiores e custos mais elevados para potências inferiores a 1 MW [28, 30].

Nos aproveitamentos de potência mais elevada, são necessárias soluções técnicas mais elaboradas e os aspetos económicos são menos críticos, pelo que, quando a potência excede alguns MW, um gerador síncrono é instalado [28, 30].

---

# CAPÍTULO

# 3

---

## **Estudo Analítico**

*Neste capítulo é apresentada uma descrição formal sobre a avaliação económica para projetos de pequena hídrica no âmbito dos estudos de FER. Esta avaliação tem por base o volume de água turbinada, que determina a energia anual em ano médio. O volume de água turbinada é função das afluências em ano médio, do caudal nominal do aproveitamento e das características tecnológicas do tipo de turbina instalado. Ainda, são descritos os critérios que permitem atribuir o caudal nominal do aproveitamento e a aplicação desses critérios para a instalação de duas turbinas.*



### 3.1. Potência do aproveitamento

A potência num aproveitamento hidroelétrico determina a sua classificação e depende do caudal e da altura de queda disponível no local de implementação. O valor teórico para esta potência é dado por [18, 30]:

$$P = \rho g H_u Q \quad (3.1)$$

Onde:

- $P$  – Potência elétrica [W];
- $\rho$  – Densidade da água [kg/m<sup>3</sup>];
- $g$  – Aceleração da gravidade [m/s<sup>2</sup>];
- $H_u$  – Altura de queda útil [m];
- $Q$  – Caudal [m<sup>3</sup>/s].

Por este processo de conversão de energia não ser ideal, existem perdas intrínsecas ao processo. Pelo que, ao considerar as perdas dos equipamentos e do processo de conversão, a potência passa a ser dada por [14, 18, 28]:

$$P = \gamma H_u Q \eta_a \quad (3.2)$$

Onde:

- $\gamma$  – Peso volúmico da água [N/m<sup>3</sup>], onde  $\gamma = \rho g$ ;
- $\eta_a$  – Rendimento global do aproveitamento.

O rendimento global do aproveitamento é dado por [28]:

$$\eta_a = \eta_T \eta_G \eta_t \quad (3.3)$$

Onde:

- $\eta_T$  – Rendimento da turbina;
- $\eta_G$  – Rendimento do gerador;
- $\eta_t$  – Rendimento do transformador.

Devido à dificuldade existente em estimar o caudal nominal é comum que o caudal nominal seja igualado ao caudal médio, de modo a simplificar o processo. O rendimento global do aproveitamento hidroelétrico tem valores entre 70% a 90% e depende diretamente do caudal e da altura de queda, sendo definido pelo produto dos rendimentos da turbina, do gerador e do transformador [28].

Considerando (3.1) e admitindo para o aproveitamento hidroelétrico um rendimento global de 81.6%, que corresponde aos valores mais otimistas esperados na prática de projeto para este tipo de aproveitamento, o cálculo da potência nominal é dado por [28]:

$$P_N = 8 Q_N H_u \quad (3.4)$$

Onde:

- $P_N$  – Potência nominal [kW];
- $Q_N$  – Caudal nominal [ $\text{m}^3/\text{s}$ ].

A utilização de 81.6% como valor médio do rendimento global do aproveitamento hidroelétrico, pode ser visto como um valor demasiado otimista para pequenos aproveitamentos. Pelo que, é normalmente utilizada uma versão dita de mais realista, i.e., são utilizados valores mais conservadores de rendimento, na ordem dos 70%. Pelo que a potência nominal é dada por [28]:

$$P_N = 7 Q_N H_u \quad (3.5)$$

O valor da potência nominal calculado por (3.5) serve como referência para a seleção do grupo turbina-gerador. No entanto, a disponibilidade do grupo turbina-gerador é comercialmente limitada a valores discretos em conformidade com os fabricantes. A seleção da potência do grupo turbina-gerador deve estar na vizinhança do valor de potência obtido pelos estudos de dimensionamento. Consequentemente, é necessário proceder à correção do valor do caudal nominal inicial utilizando (3.5) [28].

### 3.2. Energia anual em ano médio

O rendimento da turbina influencia a capacidade de produção de energia do aproveitamento hidroelétrico, i.e., dependendo o rendimento das turbinas do caudal turbinado e para que se tenha rendimentos aceitáveis há que estabelecer limites de operação para o valor destes caudais, como por exemplo, os limites indicados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Limites de operação das turbinas [28]

Turbina	$\alpha_1 = \frac{Q}{Q_N}$	$\alpha_2 = \frac{\bar{Q}}{Q_N}$
Pelton	0.15	1.15
Francis	0.35	1.15
Kaplan de dupla regulação	0.25	1.25
Kaplan de rotor regulado	0.4	1.0
Hélice	0.75	1.0

Onde:

- $\alpha_1$  – Fator para obtenção do caudal mínimo da turbina;
- $\alpha_2$  – Fator para obtenção do caudal máximo da turbina;
- $Q$  – Caudal mínimo de operação;
- $\bar{Q}$  – Caudal máximo de operação.

Os limites de operação definem um intervalo de operação admissível ao redor do caudal nominal no qual as variações de rendimento são aceitáveis. Quando estes limites são excedidos por insuficiência de rendimento existe funcionamentos indesejáveis, tais como detioração que pode ser ocasionada por cavitação [28].

O fator para obtenção do caudal mínimo (máximo) da turbina identifica o valor do caudal mínimo (máximo) de operação em por unidade (p.u.) do caudal nominal.

A determinação da energia anual em ano médio utiliza a curva de duração de caudais, para uma determinada secção do rio. Esta curva advém da ordenação de forma decrescente dos valores da série média cronológica de caudais médios diários. Um exemplo desta série é apresentado na Figura 3.1 [28].

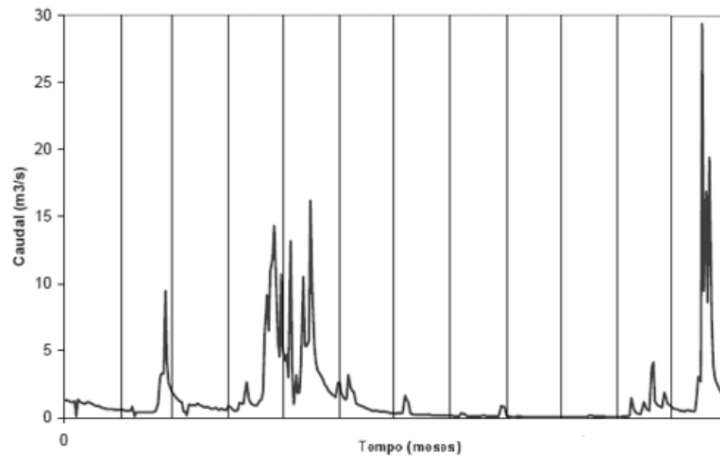


Figura 3.1 – Exemplo de uma série média cronológica de caudais médios diários [28].

O primeiro passo consiste em traçar na curva os limites mínimos e máximos de operação da turbina, que correspondem, respetivamente,  $\alpha_1 Q_N$  e  $\alpha_2 Q_N$ , e o caudal de cheia  $Q_c$ , que consiste no caudal acima do qual a queda é muito baixa e não permite a produção de energia elétrica, i.e., valor a partir do qual nunca se turbinava água. Estes limites definem os tempos  $t_0$ ,  $t_1$  e  $t_2$ , que correspondem, respetivamente, ao número de dias com caudais de cheia, com caudal não inferior ao caudal máximo de operação e com caudal não inferior ao caudal mínimo de operação, como é apresentado na Figura 3.2.

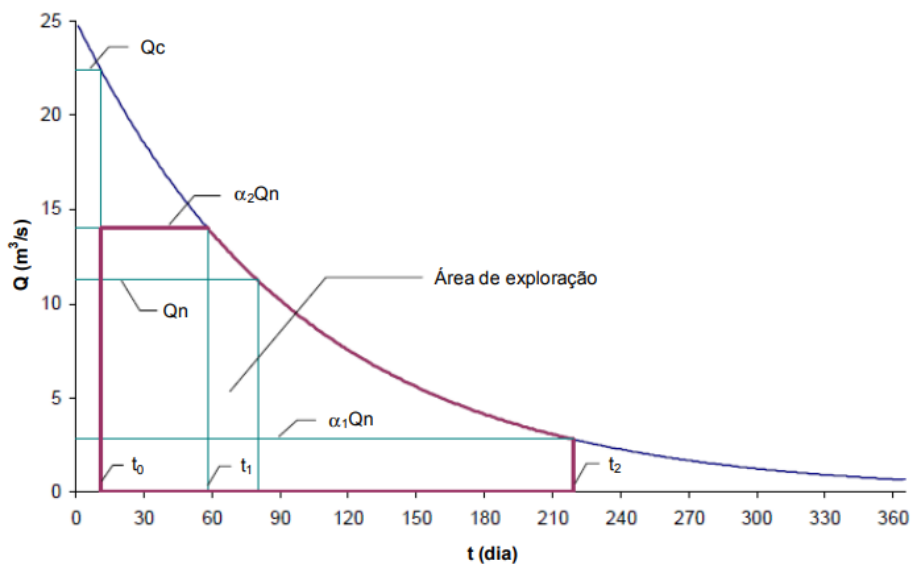


Figura 3.2 – Curva de duração de caudais: marcação dos limites de operação [28].

O limite máximo de caudal na turbina impõe que entre  $t_0$  e  $t_1$  a turbina opere no limite máximo. Por sua vez, o limite mínimo de caudal da turbina corresponde ao caudal abaixo do qual não existem condições técnicas para que a turbina possa operar em boas condições. Entre  $t_1$  e  $t_2$  a turbina opera com o valor do caudal dado pela curva de duração dos caudais.

Considerando constantes a altura de queda e o rendimento global, em conformidade com (3.5), a energia anual em ano médio  $E_a$  é proporcional à área de exploração indicada a traço roxo na Figura 3.2.  $E_a$  em kWh é dada por:

$$E_a = 24 \times \{7H_b[(t_1 - t_0)\alpha_2 Q_N + \int_{t_1}^{t_2} Q(t)dt]\} \quad (3.6)$$

Em (3.6) é realizada a conversão de kWdia para kWh (i.e.,  $24 \times$ ): as unidades de volume que provêm da integração da curva de duração de caudais da secção do rio são  $m^3s^{-1}$ dia, visto que, a unidade de tempo como consta na Figura 3.2 é normalmente o dia. Ainda, é utilizada a altura de queda bruta para o cálculo da energia anual do aproveitamento em ano médio, deste modo não são consideradas as perdas de carga, pelo que se toma um cenário mais otimista. No intuito de obter resultados mais conservadores no caso de estudo, é utilizada a altura de queda útil que corresponde a 80% da altura de queda bruta, i.e., considerando 20% de perdas de carga.

### 3.3. Critérios para determinar o caudal nominal

O caudal nominal do aproveitamento pode ser determinado por definição de critérios que advêm quer da experiência profissional de dimensionamento acumulada ou de conceitos sobre a mais-valia que se pode obter do aproveitamento, por exemplo:

- 1º Critério – O  $Q_N$  para o qual o caudal do aproveitamento durante um número particular de dias  $t_N$ , nunca é inferior a esse valor;
- 2º Critério – O  $Q_N$  determinado pelo caudal médio do aproveitamento;
- 3º Critério – O  $Q_N$  determinado pela maximização em ano médio do volume de água turbinada.

#### 3.3.1. 1º Critério – O caudal nominal para 100 dias

Na subsecção 2.4 é indicado que o caudal nominal é o caudal garantido durante aproximadamente 20% a 30% do ano médio. Neste critério, o caudal nominal utilizado corresponde a  $Q_N = Q(100)$ , para  $t_N = 100$ , i.e., durante 100 dias o caudal do rio não é inferior a esse valor.

Considerando uma aproximação da curva de duração de caudais exponencial não crescente, o caudal é dado por:

$$Q(t) = Q_0 e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (3.7)$$

Onde:

- $Q_0$  – Parâmetro de caudal da aproximação exponencial [ $\text{m}^3/\text{s}$ ];
- $t$  – Número de dias;
- $\tau$  – Parâmetro da constante de tempo da aproximação exponencial [dia].

Procedendo à derivação de (3.7) no ponto  $t$ , é determinado o declive da reta tangente à curva de duração de caudais dado por:

$$Q'(t) = \left(-\frac{1}{\tau}\right) Q_0 e^{-\frac{t}{\tau}} = -\frac{Q(t)}{\tau} = \tan \theta \quad (3.8)$$

Onde:

- $\theta$  – Declive da reta tangente à curva de duração de caudais no ponto  $t$ .

Pelo que, utilizando (3.8) é determinado o  $\tau$  e  $-Q(t)$  para qualquer ponto da aproximação da curva de duração de caudais, como é apresentado na Figura 3.3.

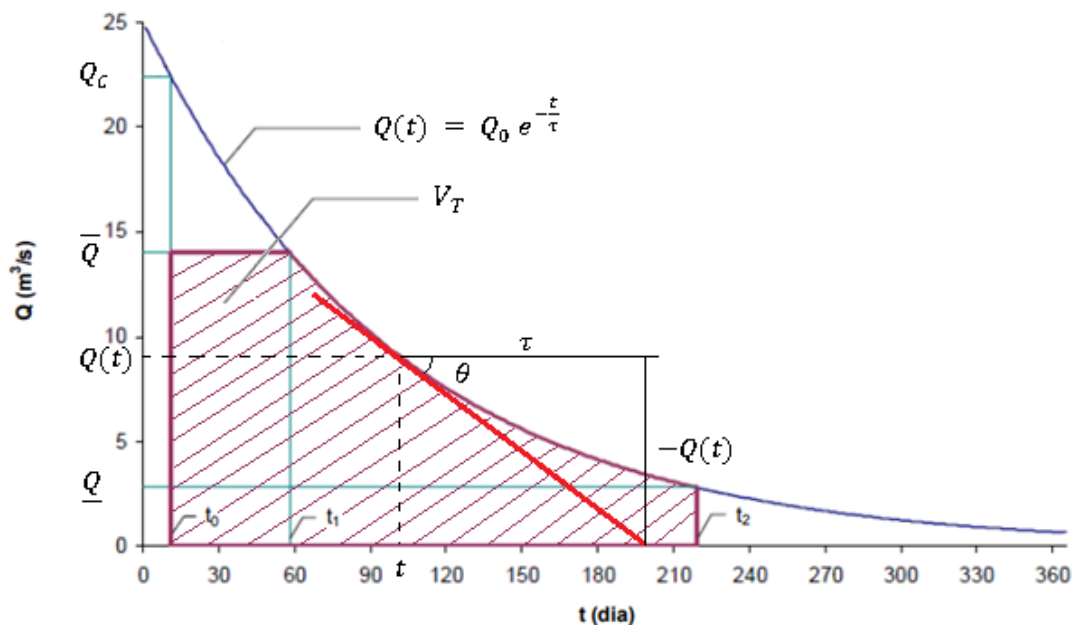


Figura 3.3 – Curva de duração de caudais: 1ºcritério.

Na Figura 3.3 o volume de água turbinada corresponde à área tracejada a roxo e é dado por:

$$V_T = \bar{Q}(t_1 - t_0) + \int_{t_1}^{t_2} Q(t) dt \quad [\text{m}^3\text{s}^{-1}\text{dia}] \quad (3.9)$$

Onde,

$$\underline{Q} = \alpha_1 Q_N, \quad \bar{Q} = \alpha_2 Q_N \quad (3.10)$$

Considerando (3.7), o integral em (3.9) é dado por:

$$\begin{aligned} \int_{t_1}^{t_2} Q(t) dt &= Q_0 \int_{t_1}^{t_2} e^{-\frac{t}{\tau}} dt = -\tau Q_0 \left[ e^{-\frac{t}{\tau}} \right]_{t_1}^{t_2} = \\ &= -\tau (Q(t_2) - Q(t_1)) = \tau (Q(t_1) - Q(t_2)) \end{aligned} \quad (3.11)$$

Substituindo (3.11) em (3.9), o volume de água turbinada é dado por:

$$V_T = \alpha_2 Q_N(t_1 - t_0) + \tau (Q(t_1) - Q(t_2)) \quad (3.12)$$

Os caudais mínimo e máximo de operação na aproximação exponencial correspondem, respetivamente, a  $Q(t_2)$  e a  $Q(t_1)$ . Pelo que, considerando (3.10), o volume de água turbinada passa a ser dado por:

$$V_T = \alpha_2 Q_N(t_1 - t_0) + \tau (\alpha_2 Q_N - \alpha_1 Q_N) \quad (3.13)$$

$$V_T = Q_N[\alpha_2 (t_1 - t_0) + \tau (\alpha_2 - \alpha_1)] \quad (3.14)$$

Considerando (3.7) quando  $t = t_1$ , o caudal é dado por (3.15) e determinando a função inversa é obtido o valor de  $t_1$  como é indicado seguidamente:

$$Q(t_1) = Q_0 e^{-\frac{t_1}{\tau}} = \alpha_2 Q_N \quad (3.15)$$

$$e^{-\frac{t_1}{\tau}} = \alpha_2 \frac{Q_N}{Q_0} \quad (3.16)$$

$$-\frac{t_1}{\tau} = \ln\left(\alpha_2 \frac{Q_N}{Q_0}\right) \quad (3.17)$$

$$t_1 = -\tau \ln\left(\alpha_2 \frac{Q_N}{Q_0}\right) \quad (3.18)$$

Substituindo (3.18) em (3.14), o volume de água turbinada passa a ser dado por:

$$V_T = Q_N \left[ \alpha_2 \left( -\tau \ln \left( \alpha_2 \frac{Q_N}{Q_0} \right) - t_0 \right) + (\alpha_2 - \alpha_1) \tau \right] \quad (3.19)$$

Normalmente é verificado que,

$$\alpha_2 \frac{Q_N}{Q_0} < 1 \quad (3.20)$$

A condição (3.20) é verificada, visto que, o valor de  $Q_0$  é superior ao  $Q_c$ , e o  $Q_c$  é superior ao caudal máximo de operação, i.e., quando o caudal é superior ao caudal de cheia nunca se turbinava. Caso não exista caudal de cheia, o caudal máximo de operação pode ser igual ao  $Q_0$  e a condição (3.20) é igual a 1.

### 3.3.2. 2º Critério – O caudal nominal é igual ao caudal médio

Neste critério e, considerando a aproximação exponencial e a curva de duração de caudais médios diários (3.7), a potência do aproveitamento em kW como função explícita do caudal turbinado  $Q_T$ , em m<sup>3</sup>/s, que por sua vez é uma função de  $t$  em dias é dada por:

$$P_T(t) = 7 Q_T(t) H \quad (3.21)$$

E a energia anual em ano médio em kWh é dada por:

$$E_a = \int_0^{365} P_T(t) dt = 168 H \int_0^{365} Q_T(t) dt \quad (3.22)$$

O 2º critério que consiste em estabelecer o caudal nominal igual ao caudal médio é apresentado na Figura 3.4.



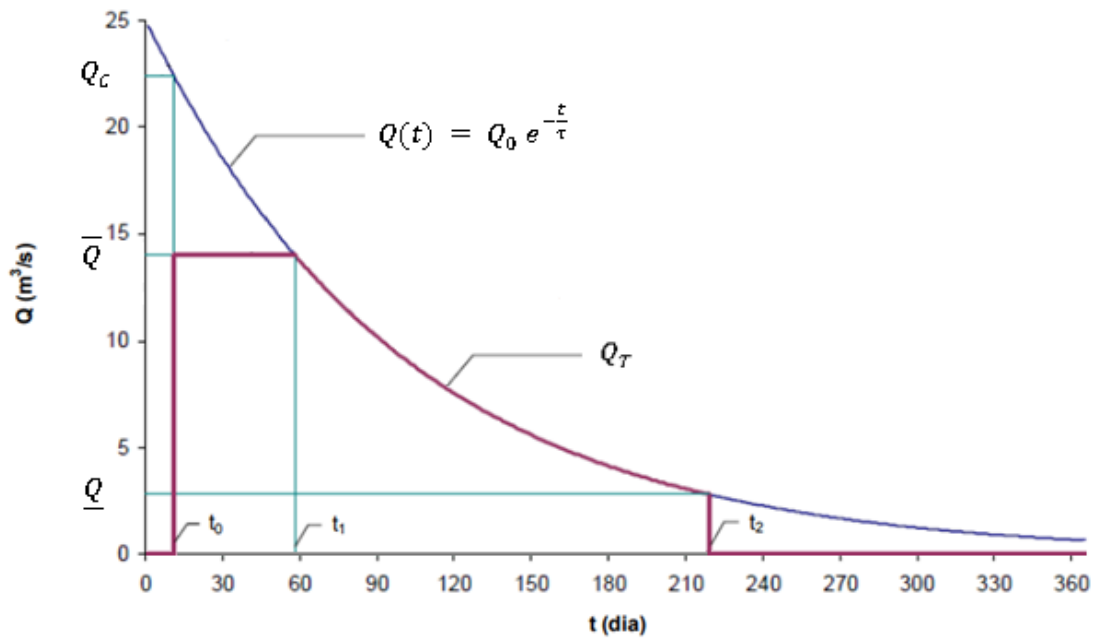


Figura 3.4 – Curva de duração de caudais: 2ºcritério.

O volume de água que passa em ano médio na secção do rio é dado por:

$$V = \int_0^{365} Q(t) dt \quad (3.23)$$

O volume de água turbinada é igual à área dada por:

$$V_T = \int_0^{365} Q_T(t) dt = \alpha_2 Q_N (t_1 - t_0) + \int_{t_1}^{t_2} Q(t) dt \quad (3.24)$$

Quando o critério for o caudal nominal igual ao caudal médio anual, o caudal nominal é dado por:

$$Q_N = \frac{1}{365} \int_0^{365} Q(t) dt = \frac{\tau}{365} [Q_0 - Q(365)] \quad (3.25)$$

Em (3.25) o caudal nominal  $Q_N$  é diretamente proporcional ao parâmetro de caudal da aproximação exponencial  $Q_0$  e ao  $\tau$ , mas é inversamente proporcional ao caudal mínimo do rio proveniente da aproximação  $Q(365)$ .

### 3.3.3. 3º Critério – O $Q_N$ que maximiza em ano médio o volume de água turbinada

A energia anual em ano médio é maximizada quando o volume de água turbinada é máximo. Pelo que, o caudal nominal ótimo  $Q_N^*$  é determinado quando o volume de água turbinada (3.9) é máximo. O problema para a determinação da maximização do volume de água turbinada é dado por:

$$\max \left[ \alpha_2 Q_N (t_1 - t_0) + \int_{t_1}^{t_2} Q(t) dt \right] \quad (3.26)$$

Sujeito a,

$$0 \leq \underline{Q} \leq Q_N \leq \frac{Q_c}{\alpha_2} \quad (3.27)$$

$$Q(t_1) = \alpha_2 Q_N \quad (3.28)$$

$$Q(t_2) = \alpha_1 Q_N \quad (3.29)$$

Seja  $f(x) = V_T(Q_N)$  com  $x^* = Q_N^*$ , o caudal nominal ótimo corresponde ao ponto no qual  $f(x)$  é máximo,  $x^*$ , i.e., se  $f(x)$  for uma função diferenciável satisfaz à condição  $\left(\frac{df}{dx}\right) = 0$ , caso  $x \leq b$  e  $x \geq a$ , como é apresentado na Figura 3.5.

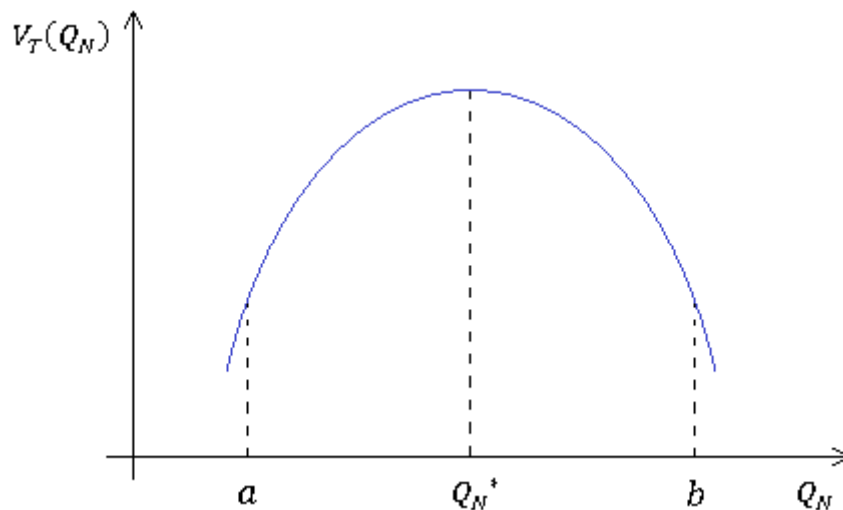


Figura 3.5 – Caudal nominal ótimo.

Considerando a expressão que determina o volume de água turbinada em função do caudal nominal  $V_T(Q_N)$  (3.9) e considerando que  $t_1$  e  $t_2$  são funções explícitas de  $Q_N$ , i.e., são as

funções inversas associadas com os caudais mínimos e máximos turbináveis. Pelo que o volume de água turbinada é dado por:

$$V_T(Q_N) = \alpha_2 Q_N (t_1 - t_0) + \int_{t_1(Q_N)}^{t_2(Q_N)} Q(t) dt \quad (3.30)$$

O caudal nominal que maximiza o volume de água turbinada é determinado quando  $\left(\frac{dV_T(Q_N)}{dQ_N}\right) = 0$ . Pelo que,  $\frac{dV_T(Q_N)}{dQ_N}$  é dado por:

$$\frac{dV_T(Q_N)}{dQ_N} = \alpha_2 (t_1 - t_0) + \alpha_2 Q_N \left(\frac{dt_1}{dQ_N}\right) + \frac{d}{dQ_N} \int_{t_1(Q_N)}^{t_2(Q_N)} Q(t) dt \quad (3.31)$$

Onde,

$$\frac{d}{dQ_N} \int_{t_1(Q_N)}^{t_2(Q_N)} Q(t) dt = Q(t_2) \frac{dt_2}{dQ_N} - Q(t_1) \frac{dt_1}{dQ_N} \quad (3.32)$$

Substituindo (3.32) em (3.31),  $\frac{dV_T}{dQ_N}$  é dado por:

$$\frac{dV_T}{dQ_N} = \alpha_2 (t_1 - t_0) + \alpha_2 Q_N \left(\frac{dt_1}{dQ_N}\right) + Q(t_2) \frac{dt_2}{dQ_N} - Q(t_1) \frac{dt_1}{dQ_N} \quad (3.33)$$

Onde  $Q(t_1) = \alpha_2 Q_N$ ,

$$\frac{dV_T}{dQ_N} = \alpha_2 (t_1 - t_0) + Q(t_2) \frac{dt_2}{dQ_N} \quad (3.34)$$

O caudal nominal ótimo é determinado quando é verificada a seguinte condição:

$$\left(\frac{dV_T}{dQ_N}\right)_* = \alpha_2 (t_1 - t_0) + \frac{Q(t_2)}{\left(\frac{dQ_N}{dt_2}\right)} = 0 \quad (3.35)$$

Em (3.35) é necessário determinar  $\left(\frac{dQ_N}{dt_2}\right)$ , assumindo uma curva de duração de caudais exponencial não crescente (3.7), é verificado que:

$$Q(t_1) = \bar{Q} = \alpha_2 Q_N = Q_0 e^{-\frac{t_1}{\tau}} \quad (3.36)$$

$$Q(t_2) = \underline{Q} = \alpha_1 Q_N = Q_0 e^{-\frac{t_2}{\tau}} \quad (3.37)$$

$$Q_N = Q_0 e^{-\frac{t_N}{\tau}} \quad (3.38)$$

$$Q_c = Q_0 e^{-\frac{t_0}{\tau}} \quad (3.39)$$

Como  $\left(\frac{dQ_N}{dt_2}\right)$  se encontra em ordem a  $t_2$ , é utilizado (3.37) e o  $Q_N$  passa a ser dado por:

$$Q_N = \frac{1}{\alpha_1} Q_0 e^{-\frac{t_2}{\tau}} \quad (3.40)$$

Pelo que,  $\left(\frac{dQ_N}{dt_2}\right)$  passa a ser dado por:

$$\frac{dQ_N}{dt_2} = \frac{1}{\alpha_1} Q_0 e^{-\frac{t_2}{\tau}} \left(-\frac{1}{\tau}\right) = -\frac{1}{\tau \alpha_1} Q(t_2) \quad (3.41)$$

Substituindo (3.41) em (3.35),  $\left(\frac{dV_T}{dQ_N}\right)_*$  passa a ser dado por:

$$\left(\frac{dV_T}{dQ_N}\right)_* = \alpha_2(t_1 - t_0) + \frac{Q(t_2)}{Q(t_2)}(-\tau \alpha_1) = 0 \quad (3.42)$$

$$\left(\frac{dV_T}{dQ_N}\right)_* = \alpha_2(t_1 - t_0) - \tau \alpha_1 = 0 \quad (3.43)$$

Para determinar o  $Q_N^*$  (3.43) é utilizada a determinação de  $t_N^*$ . Pelo que, é necessário determinar  $t_1$  em função de  $t_N^*$ , tendo em consideração (3.44) a (3.46), a determinação de  $t_1^*$  é dada como é indicada seguidamente:

$$\frac{\bar{Q}}{Q_N} = \frac{\alpha_2 Q_N}{Q_N} = \frac{Q_0 e^{-\frac{t_1}{\tau}}}{Q_0 e^{-\frac{t_N}{\tau}}} \quad (3.44)$$

$$\alpha_2 = e^{-\frac{1}{\tau}(t_1 - t_N)} \quad (3.45)$$

$$\ln \alpha_2 = -\frac{1}{\tau}(t_1 - t_N) \quad (3.46)$$

$$t_1^* = t_N^* - \tau \ln \alpha_2 \quad (3.47)$$

Substituindo (3.47) em (3.43)  $t_N^*$  é dado por:

$$\alpha_2(t_N^* - \tau \ln \alpha_2 - t_0) - \tau \alpha_1 = 0 \quad (3.48)$$

$$\alpha_2(t_N^* - t_0) - \tau(\alpha_1 + \alpha_2 \ln \alpha_2) = 0 \quad (3.49)$$

$$t_N^* = t_0 + \frac{1}{\alpha_2} \tau(\alpha_1 + \alpha_2 \ln \alpha_2) \quad (3.50)$$

Como o  $Q_N^*$  é determinado para  $t_N^*$  (em dias) e utilizando a aproximação exponencial (3.38) para  $Q_N^*$ ,  $\frac{t_N^*}{\tau}$  é dado por:

$$\frac{t_N^*}{\tau} = \frac{t_0}{\tau} + \frac{1}{\alpha_2} (\alpha_1 + \alpha_2 \ln \alpha_2) \quad (3.51)$$

Substituindo (3.51) em (3.38) o caudal nominal ótimo é dado por:

$$Q_N^* = Q_0 e^{-\frac{t_N^*}{\tau}} = Q_0 e^{-\frac{t_0}{\tau}} e^{-\left(\frac{\alpha_1}{\alpha_2} + \ln \alpha_2\right)} \quad (3.52)$$

$$Q_N^* = Q_c e^{-\left(\frac{\alpha_1}{\alpha_2} + \ln \alpha_2\right)} \quad (3.53)$$

$$Q_N^* = Q_c e^{-\frac{\alpha_1}{\alpha_2}} e^{-\ln \alpha_2} = Q_c \frac{e^{-\frac{\alpha_1}{\alpha_2}}}{\alpha_2} \quad (3.54)$$

O volume ótimo de água turbinada considerando (3.14) é dado por:

$$V_T^* = Q_N^* [\alpha_2 (t_1^* - t_0) + \tau (\alpha_2 - \alpha_1)] \quad (3.55)$$

Substituindo (3.47) em (3.55), o volume máximo turbinado passa a ser dado por:

$$V_T^* = \alpha_2 Q_N^* \tau \quad (3.56)$$

No 3º critério é necessário adaptar a tecnologia à secção do rio, i.e., há que ter em consideração o comportamento hidrológico das aflúências antevistas para o aproveitamento. Em (3.56) o volume máximo turbinado  $V_T^*$  é diretamente proporcional ao  $\tau$ . O  $\alpha_2$  é um parâmetro que depende da tecnologia, i.e., o volume máximo turbinado pode aumentar ou diminuir consoante o tipo de turbina instalado no aproveitamento. O caudal de cheia é uma característica do rio que influencia o cálculo para o caudal nominal ótimo como é verificado em (3.54), caso se verifique um aumento do caudal de cheia, o caudal nominal ótimo aumenta, resultando num aumento do volume máximo turbinado.

### **3.4. Aplicação dos critérios para duas turbinas**

A instalação de duas turbinas pode ser uma solução mais económica para o aproveitamento hidroelétrico, permitindo aproveitar de uma forma mais eficiente os caudais mais reduzidos, permitindo continuar a produzir energia elétrica em caso de manutenção, caso esta seja planeada para que nesse período o caudal existente permita operar com apenas uma turbina.

A instalação de duas ou mais turbinas é uma configuração mais dispendiosa do que instalar apenas uma turbina de potência equivalente, considerando o formalismo apresentado na referência [48], visto que, a função de custo da turbina não é linear. Pelo que, é mais barato produzir em grande escala do que em pequena escala. No entanto, se a instalação de duas ou mais turbinas permitir aproveitar mais a bondade do rio, compensando a diferença de custo com a venda da energia elétrica, a utilização dessa configuração é mais proveitosa.

Num aproveitamento para duas turbinas pode ser requerido que as turbinas sejam iguais, i.e., com o mesmo tipo de tecnologia e potência nominal, mas podem ser utilizadas turbinas com potência nominal e tecnologia diferentes. Nos casos de estudo efetuados na subsecção 5.4 são também utilizadas duas turbinas com a mesma tecnologia.

Quando se trata de um aproveitamento para duas turbinas iguais, o  $Q_N$  para cada turbina é metade do caudal nominal. Os valores de  $\alpha_1$  e  $\alpha_2$ , são os mesmos para ambas as turbinas, uma vez que estas possuem o mesmo tipo de tecnologia. O caudal mínimo e máximo de operação é dado, respetivamente, por:

$$\underline{Q}_i = \alpha_1 Q_{Ni} \quad (3.57)$$

$$\overline{Q}_i = \alpha_2 Q_{Ni} \quad (3.58)$$

Sujeito a,  $i = 1, 2$ .

A curva de duração de caudais de um aproveitamento a operar com duas turbinas é apresentado na Figura 3.6.

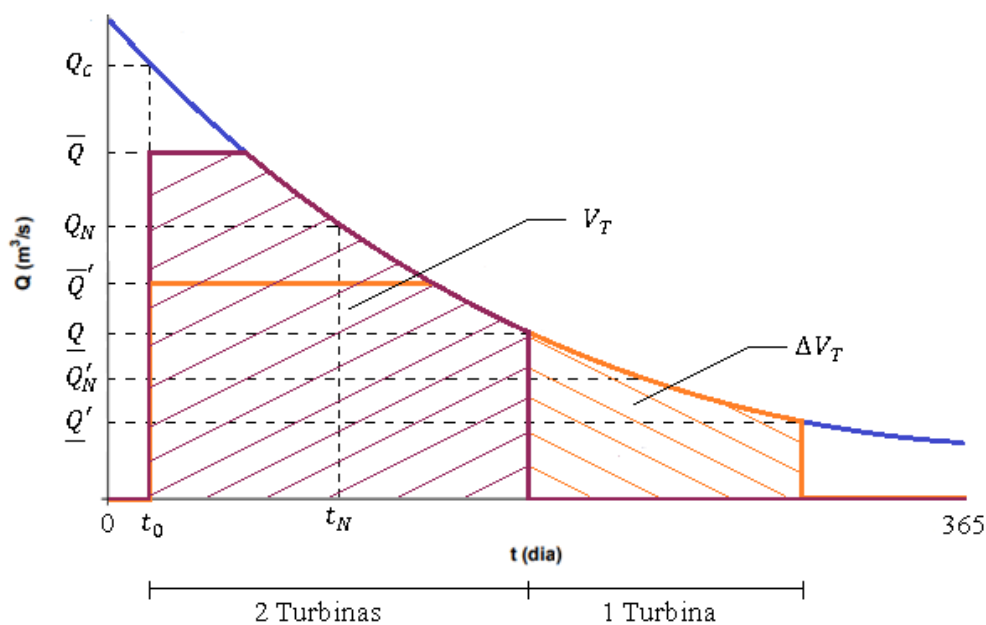


Figura 3.6 – Aproveitamento para duas turbinas.

Na Figura 3.6 é apresentada a curva de duração de caudais, também são apresentados os domínios para os caudais em função de  $t$  em dias, respetivamente, para o aproveitamento de uma ou de duas turbinas. O  $\Delta V_T$  representa o incremento no volume de água turbinada. Em um aproveitamento com duas turbinas quando  $\overline{Q}_1 < \underline{Q}_1 + \underline{Q}_2$  os domínios de operação são os representados na Figura 3.7.

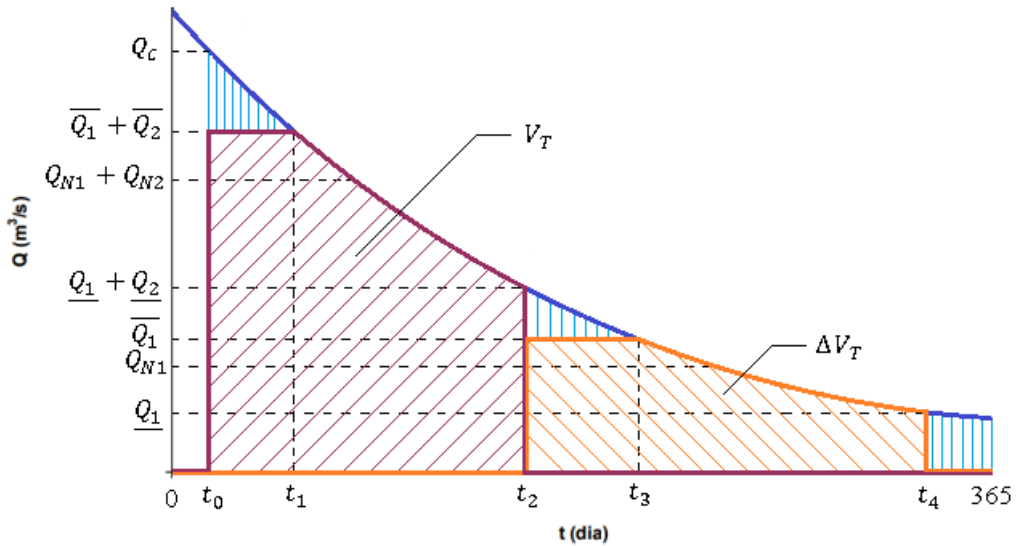


Figura 3.7 – Aproveitamento com duas turbinas quando  $\overline{Q_1} < \underline{Q_1} + \underline{Q_2}$ .

Na Figura 3.7 é representada a operação com duas turbinas, sendo  $t_3$  o número de dias com caudal não inferior ao caudal máximo de operação com uma turbina para aproveitamentos com duas turbinas,  $t_4$  o número de dias com caudal não inferior ao caudal mínimo de operação com uma turbina para aproveitamentos com duas turbinas. Nesta figura é possível verificar que  $\overline{Q_1} < \underline{Q_1} + \underline{Q_2}$ , i.e., o caudal máximo da turbina 1 é inferior ao caudal mínimo das turbinas 1 e 2 a operar em simultâneo, perante esta condição o volume total de água turbinada é dado por:

$$\begin{aligned}
 V_{T_{total}} &= V_T + \Delta V_T = \\
 &= \left[ (\overline{Q_1} + \overline{Q_2})(t_1 - t_0) + \int_{t_1}^{t_2} Q(t) dt \right] + \\
 &\quad + \left[ \overline{Q_1}(t_3 - t_2) + \int_{t_3}^{t_4} Q(t) dt \right]
 \end{aligned} \tag{3.59}$$

Em caso de manutenção de uma turbina, se houver um dia cronológico que fique entre  $t_0$  e  $t_2$  a outra turbina opera com o caudal máximo  $\overline{Q_1}$ . Em um aproveitamento com duas turbinas quando  $\overline{Q_1} > \underline{Q_1} + \underline{Q_2}$  os domínios de operação são os representados na Figura 3.8.



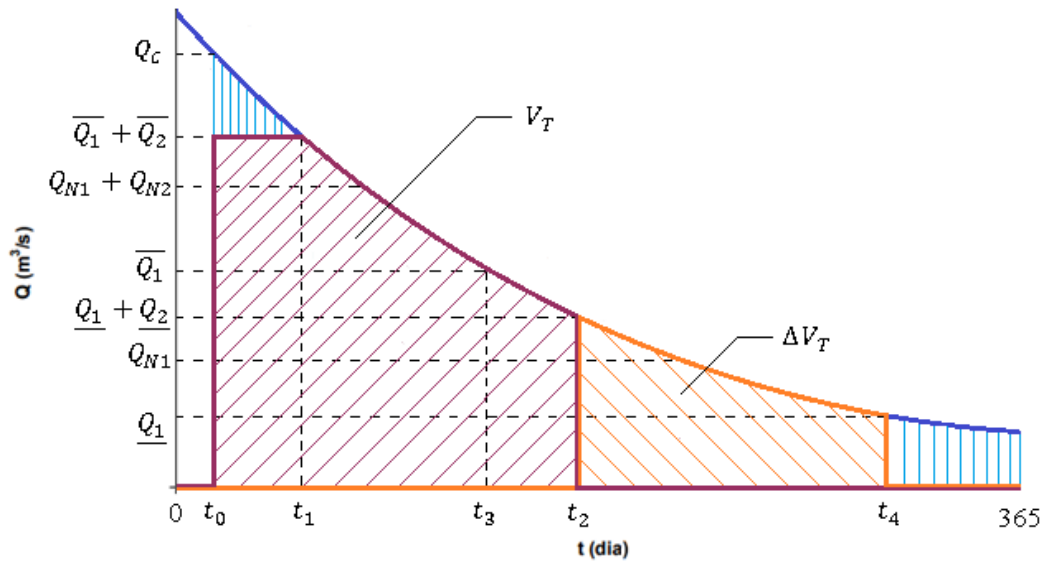


Figura 3.8 – Aproveitamento com duas turbinas quando  $\overline{Q_1} > \underline{Q_1} + \underline{Q_2}$ .

Na Figura 3.8 é representado outro aproveitamento que também opera com duas turbinas, mas neste, o caudal máximo da turbina 1 é superior ao caudal mínimo das turbinas 1 e 2 a operar em simultâneo, i.e.,  $\overline{Q_1} > \underline{Q_1} + \underline{Q_2}$ , pelo que, o volume total de água turbinada passa a ser dado por:

$$V_{T_{total}} = V_T + \Delta V_T = (\overline{Q_1} + \overline{Q_2})(t_1 - t_0) + \int_{t_1}^{t_4} Q(t) dt \quad (3.60)$$

Em caso de manutenção de uma turbina, quando  $\overline{Q_1} > \underline{Q_1} + \underline{Q_2}$ , se houver um dia cronológico que fique entre  $t_0$  e  $t_3$ , a outra turbina opera com o caudal máximo  $\overline{Q_1}$ .

O benefício que se obtém com o aproveitamento ao operar com duas turbinas é dada pela razão entre o incremento de volume de água turbinada pela operação de uma só turbina e o volume de água turbinada pelas duas turbinas em operação simultânea, sendo dado por:

$$B = \frac{\Delta V_T}{V_T} \quad (3.61)$$

---

# CAPÍTULO

# 4

---

## **Avaliação Económica de Projetos**

*Neste capítulo é apresentada a avaliação económica para projetos de pequenas hídricas. Esta avaliação é realizada com base na determinação do valor necessário para a instalação do aproveitamento e do retorno de receita previsto em ano médio de afluências. Ainda, são descritos os indicadores de avaliação de investimento que permitem avaliar a valia do projeto, nomeadamente o valor atual líquido, taxa interna de retorno, período de recuperação de investimento, tempo de retorno bruto e o retorno sobre investimento.*

## 4.1. Indicadores Económicos

### 4.1.1. Investimento inicial

Numa PCH, os custos de investimento inicial, i.e., os custos que correspondem à instalação da central, podem ser difíceis de estimar.

Segundo [28], à medida que as dimensões da central diminuem, o custo por unidade de potência instalada do aproveitamento aumenta. Este aumento é provocado pelas economias de escala e por os aproveitamentos possuírem um determinado conjunto de equipamentos, em que a variação do custo não é significativa com o aumento das dimensões da central.

Segundo [47], o custo do equipamento eletromecânico, i.e., a turbina, o gerador e o transformador, constitui uma percentagem significativa do custo inicial de um pequeno aproveitamento, cerca de 30% a 40%. Pelo que, é de extrema importância a determinação deste custo, visto que, pode afetar a viabilidade económica do aproveitamento.

A distribuição geral dos custos de investimento em percentagem para um aproveitamento hidroelétrico é apresentada na Figura 4.1.

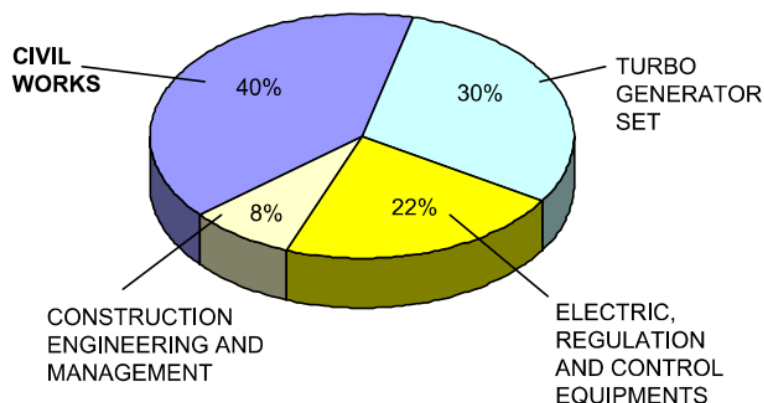


Figura 4.1 – Distribuição dos investimentos para um aproveitamento hidroelétrico [47].

A metodologia proposta por [48] é utilizada com o objetivo de obter uma expressão analítica para o custo do investimento inicial. Esta metodologia propõe uma nova abordagem para a estimativa do custo do equipamento eletromecânico, na qual o custo final é decomposto em três termos, que dependem respetivamente da altura de queda útil, do caudal nominal e da potência nominal do aproveitamento. No entanto, na programação desenvolvida é considerado que a potência útil é uma função linear do caudal. Pelo que, o custo do equipamento eletromecânico é determinado como uma função da altura de queda e do caudal.

O custo mecânico associado com os dois primeiros termos do custo final está relacionado com as dimensões da turbina e ao nível de stress mecânico admissível. Os custos associados com os equipamentos elétricos são representados pelo terceiro termo. Os custos eletromecânicos para as turbinas Pelton, Francis e Kaplan são dados, respetivamente, por:

$$C_{Pelton}[\text{€}] = 1358677.67 H^{0.014} + 8489.85 Q^{0.515} + 3382.1 P^{0.416} - 1479160.63 \quad (4.1)$$

$$C_{Francis}[\text{€}] = 190.37 H^{1.27963} + 1441610.56 Q^{0.03064} + 9.62402 P^{1.28487} - 1621571.28 \quad (4.2)$$

$$C_{Kaplan}[\text{€}] = 139318.161 H^{0.02156} + 0.06372 Q^{1.45636} + 155227.37 P^{0.11053} - 302038.27 \quad (4.3)$$

Na Figura 4.1 é indicado que o custo eletromecânico é cerca de 30% do valor do investimento inicial, pelo que, para obter uma estimativa do custo do investimento inicial, utilizando o custo obtido pela metodologia proposta por [48], é multiplicado o custo eletromecânico por 3.33, que corresponde à razão entre o custo de investimento inicial e o custo eletromecânico em percentagem.

#### 4.1.2. Período de utilização

O número de horas anuais da conversão equivalente à potência nominal  $h_a$  é determinado pela energia anual em ano médio  $E_a$  expressa em MWh, dividida pela potência nominal a instalar  $P_N$  expressa em MW e é dado por [28]:

$$h_a = \frac{E_a}{P_N} \quad (4.4)$$

Os valores típicos de utilização anual de potência instalada das centrais em operação para cenários secos, variam entre as 1500 horas e as 2000 horas, quando se trata de cenários húmidos, variam entre as 2500 horas e as 3000 horas, pelo que, é aceitável o uso de 2500 horas de utilização anual como valor médio [28].

## 4.2. Conceitos de matemática financeira

### 4.2.1. Atualização do capital

O valor futuro de um investimento realizado no presente à taxa constante, i.e., a atualização do capital com uma taxa de atualização fixa ao longo do horizonte do investimento  $F_0$  no final de  $j$  anos, é dado por [28]:

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

Onde:

- $F_j$  – Valor futuro ao fim de  $j$  anos;
- $F_0$  – Valor no presente, momento atual ( $j = 0$ );
- $a$  – Taxa de atualização;
- $j$  – Índice do ano.

Pelo que, o valor presente de um valor futuro  $F_j$  realizado no fim de  $j$  anos, equivale a um valor pago no presente dado por [28]:

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

### 4.2.2. Taxa de atualização

O valor do dinheiro sofre uma variabilidade ao longo do tempo, i.e., receber ou pagar um valor monetário no presente é diferente de pagar ou receber esse mesmo valor no futuro. Pelo que, a taxa de atualização converte esses valores entre o tempo considerado como o presente e o tempo considerado como o futuro.

A taxa de atualização é composta por três componentes [28]:

- Taxa de rendimento real – Taxa de remuneração real mínima sem risco, que compensa o investidor por ter investido no presente em determinado projeto com o fim de ter um retorno no futuro;
- Taxa de risco – Taxa que representa o risco associado ao projeto. É uma taxa difícil de estimar pelo nível de risco envolvido em cada tipologia de investimento e depende da evolução económica e financeira (global e sectorial) do projeto, bem como, do valor total envolvido;
- Taxa de inflação – Taxa associada à variação percentual dos preços num determinado período. Esta taxa é desprezada caso seja considerada uma análise a preços constantes. Se for considerada uma taxa de inflação, a taxa de atualização é intitulada de real, caso contrário é a taxa de atualização nominal.

Segundo [28] a taxa de atualização é dada por:

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

Onde:

- $T_1$  – Taxa de atualização real;
- $T_2$  – Taxa de risco;
- $T_3$  – Taxa de inflação.

Na eventualidade de não existirem dados suficientes e devido à dificuldade em estimar as diversas taxas que determinam a taxa de atualização é comum serem utilizados valores que variam entre os 7% e os 10% [28, 30].

### **4.3. Indicadores de avaliação de investimentos**

A avaliação de investimentos visa compreender se um projeto é economicamente viável, sendo realizada utilizando diversos critérios baseados em previsões futuras de receitas e despesas, que possuem incertezas e riscos associados à tipologia do projeto. Esta avaliação é baseada em decisões subjetivas por parte do responsável pela avaliação de investimento, pelo

que, em alguns casos, a avaliação pode ser mais otimista e noutros mais pessimista. Nesta avaliação é considerado que as movimentações monetárias ocorrem de modo variável de  $j = 1$  até  $j = T$  para as receitas e de  $j = 0$  até  $j = T - 1$  para as despesas [28].

#### 4.3.1. Valor atual líquido – VAL

O VAL é a diferença entre as receitas e as despesas de custo ao longo do projeto a valores presentes descontados em conformidade com a taxa de atualização, esta taxa pode ser considerada fixa ao longo do horizonte temporal do projeto ou variável. Quer as receitas quer as despesas, conhecidas como *cash flow* ou fluxos monetários, são atualizadas ao longo do horizonte temporal [28]. O VAL considerando que a taxa de atualização é fixa é dado por:

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

Onde:

- $T$  – Número de anos do horizonte temporal de vida útil do aproveitamento;
- $R_{Lj}$  – Receita líquida para o ano  $j$  [€];
- $I_j$  – Investimento no ano  $j$  [€].

Segundo [28] a receita líquida para o ano  $j$  é dada por:

$$R_{Lj} = R_j - c_{omj}I_0 \quad (4.9)$$

Onde:

- $R_j$  – Receita bruta no ano  $j$  [€];
- $c_{omj}I_0$  – Custo de manutenção [€].

O custo de manutenção depende do tipo e dimensão do sistema em análise. Este custo é difícil de estimar devido à sua variabilidade e aos diversos fatores económicos externos. Pelo que, é atribuído a este custo entre 1% a 5% do valor do investimento inicial do aproveitamento [28, 30].

Segundo [28], a receita anual bruta considera que o preço de venda de energia elétrica se mantém constante durante o horizonte temporal de vida útil do aproveitamento e é dada por:

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

Onde:

- $P_N$  – Potência nominal instalada [MW];
- $h_a$  – Número de horas anuais da conversão equivalente à potência nominal;
- $p_{venda}$  – Preço de venda de energia elétrica [€/MWh].

Substituindo (4.4) em (4.10), a receita anual bruta passa a ser dada por:

$$R_j = E_a p_{venda} \quad (4.11)$$

Os valores obtidos para o VAL permitem concluir que [28]:

- $VAL > 0$  : O projeto é economicamente viável, i.e., é possível recuperar todos os custos associados ao projeto e obter para o investidor uma remuneração do investimento igual ao valor do VAL;
- $VAL = 0$  : O projeto permite recuperar todos os custos associados e é obtida a remuneração mínima exigida pelo investidor, mas não é obtido um excedente, i.e., a taxa de atualização é igual à taxa interna de retorno do investimento;
- $VAL < 0$  : O projeto é economicamente inviável para a taxa de atualização requerida pelo investidor, i.e., os custos totais associados ao projeto não são totalmente recuperados.

A taxa de atualização possui uma elevada influência sobre o VAL, i.e., o VAL é um polinómio de grau igual a  $T$  na variável  $\frac{1}{(1+a)}$ . Pelo que, para o mesmo valor de VAL, quanto maior é a taxa de atualização, maior tem de ser as receitas provenientes do projeto.



### 4.3.2. Taxa interna de rendibilidade – TIR

A TIR é o conceito que permite determinar a valia do aproveitamento a ser implementado, na escala de avaliação do mercado financeiro, o que não se sucede com o VAL. A TIR é o menor valor estritamente positivo da taxa de atualização que anula o VAL. Considerando (4.8) a TIR deve satisfazer a seguinte condição [28]:

$$\sum_{j=1}^T \frac{R_{Lj}}{(1 + TIR)^j} - \sum_{j=0}^{T-1} \frac{I_j}{(1 + TIR)^j} = 0 \quad (4.12)$$

Segundo [28, 49], a TIR permite avaliar a viabilidade de um aproveitamento quando comparada com a taxa de atualização considerada no cálculo do VAL, i.e.:

- $TIR >$  Taxa de atualização: O projeto é economicamente viável, visto que existe a capacidade de ser gerada uma taxa de rendibilidade maior que o custo de oportunidade do capital;
- $TIR =$  Taxa de atualização: A viabilidade do projeto é possível;
- $TIR <$  Taxa de atualização: O projeto é inviável, visto que não é atingida a rendibilidade mínima exigida pelo investidor.

A robustez do projeto pode ser dimensionada pela distância entre a taxa de atualização e a TIR, i.e., quanto maior a distância entre a taxa de atualização e a TIR, maior a robustez de investimento face às incertezas e riscos futuros.

É possível resolver a expressão (4.12) recorrendo ao uso de métodos iterativos, como Bisseções Sucessivas, Gauss, Newton, etc. Pelo que, a TIR pode ser calculada por [28]:

$$R_L \frac{(1 + TIR)^T - 1}{TIR(1 + TIR)^T} - I = 0 \quad (4.13)$$

$$I = \sum_{j=0}^{T-1} \frac{I_j}{(1 + TIR)^j} \quad (4.14)$$

Onde:

- $I$  – Valor total presente do investimento, i.e., o valor presente da série de investimentos realizados ao longo do horizonte temporal de vida útil do aproveitamento [€].

Adaptando (4.13) para a aplicação do método iterativo de Gauss é obtido [28]:

$$TIR^{(k+1)} = \frac{R_L (1 + TIR^{(k)})^T - 1}{I (1 + TIR^{(k)})^T} \quad (4.15)$$

Onde:

- $k$  – Índice da iteração.

### 4.3.3. Tempo de retorno bruto

O *payback* ou tempo de retorno bruto do investimento é um critério de avaliação simplificado, no qual o tempo de retorno bruto é dado em anos, considerando receitas e despesas iguais ao longo do horizonte temporal de vida útil do investimento, sem considerar o valor do dinheiro, i.e., a taxa de atualização não é considerada e é dado por [28]:

$$T_{rb} = \frac{I}{R_{L1}} \quad (4.16)$$

Onde:

- $R_{L1}$  – Receita bruta no 1º ano de exploração subtraída dos encargos de operação e manutenção.

### 4.3.4. Período de recuperação de investimento – PRI

O período de recuperação do investimento é um critério com maior informação sobre a valia do investimento, identificando o tempo de retorno do investimento face à taxa de atualização, sendo definido como o número de anos necessário para a recuperação do investimento total.

Concentrando todo o investimento no presente e utilizando (4.17) [28]:

$$\sum_{j=1}^{T_r} \frac{R_{Lj}}{(1+a)^j} = I \quad (4.17)$$

Considerando que  $R_{Lj}$  é constante ao longo do horizonte temporal de vida útil do investimento, o período de recuperação é dado por [28]:

$$T_r = \frac{\ln\left(\frac{R_L}{R_L - aI}\right)}{\ln(1+a)} \quad (4.18)$$

#### 4.3.5. Retorno sobre o investimento – ROI

O ROI é uma medida de rentabilidade efetiva do investimento por unidade de capital investido e é dado por [28]:

$$ROI = \frac{\sum_{j=1}^z \frac{R_{Lj}}{(1+a)^j}}{\sum_{j=0}^{z-1} \frac{I_j}{(1+a)^j}} \quad (4.19)$$

Se o ROI for igual a 1, é obtida uma unidade de capital (atualizada), por cada unidade de capital investida (atualizada), i.e.:

$$ROI = 1 \Rightarrow VAL = 0 \quad (4.20)$$

---

# CAPÍTULO

# 5

---

## **Casos de Estudo**

*Neste capítulo são apresentados os casos de estudo referentes a um projeto preliminar de investimento para pequenas hídricas, sendo feita uma comparação entre um critério novo proposto com três critérios para a determinação do caudal nominal. Estes critérios são provenientes da experiência profissional ou conceitos sobre o proveito adicional obtido e são utilizados para concluir vantagens do critério proposto. Adicionalmente, é efetuada uma análise aos resultados obtidos para o projeto preliminar de investimento, usando casos de estudo para o pequeno aproveitamento hidroelétrico com uma turbina ou duas turbinas.*

## 5.1. Introdução aos casos de estudo

Os casos de estudo abordados neste capítulo visam estudar a admissibilidade económica de uma pequena hídrica, com uma altura de queda útil de 40 metros e com um horizonte temporal de vida útil de 25 anos. O recurso hídrico a ser estudado é um pequeno aproveitamento sendo o rio caracterizado na secção de instalação pela série média cronológica de caudais médios diários que é apresentada na Figura 5.1.

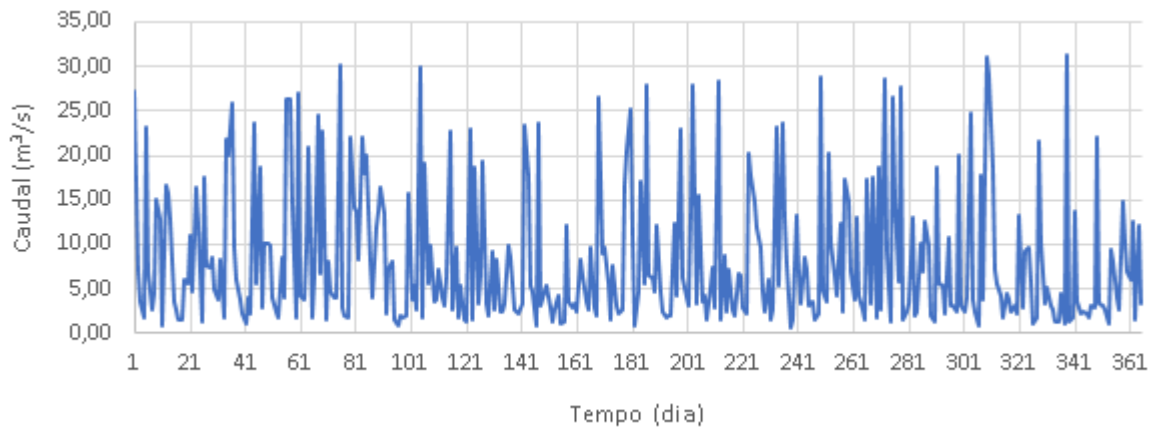


Figura 5.1 – Série média cronológica de caudais médios diários.

Na Figura 5.1 a base de dados para as afluências cronológicas está disponível no Anexo A. Esta base de dados das afluências é considerada como as afluências disponíveis à entrada do aproveitamento, i.e., já se encontra sem a quota de caudal destinada ao caudal ecológico se este for requerido. A curva de duração de caudais advém da organização de forma não crescente dos dados da série média cronológica de caudais médios diários e para os caudais indicados na Figura 5.1 é apresentada na Figura 5.2.

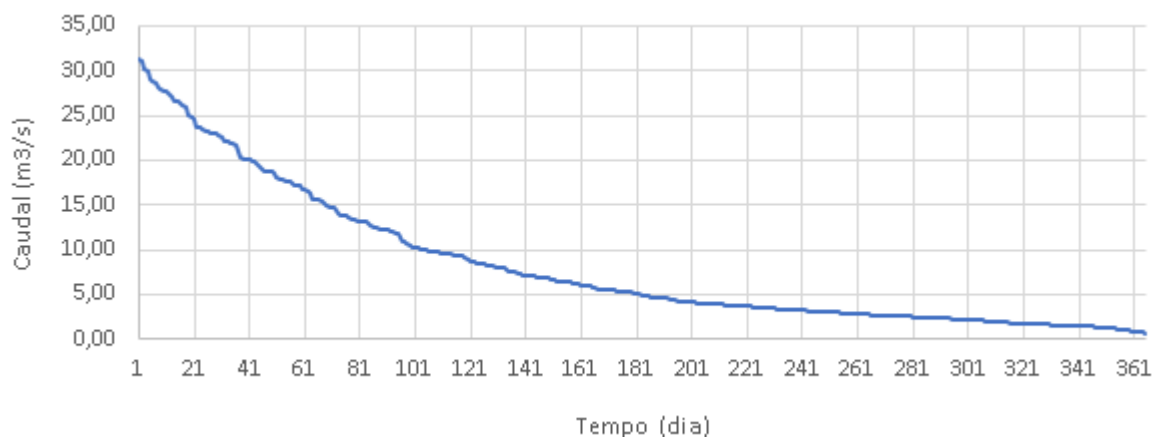


Figura 5.2 – Curva de duração de caudais.

Com o objetivo de proceder a uma comparação de resultados provenientes do critério proposto, o caudal nominal no 1º e 2º Casos de Estudo é determinado utilizando os seguintes critérios apresentados na subsecção 3.3: caudal nominal para 100 dias, caudal nominal igual ao caudal médio, e caudal nominal que maximiza em ano médio o volume de água turbinada. Estes critérios são utilizados para concluir vantagens do critério proposto, i.e., o máximo valor do VAL. A potência nominal do aproveitamento depende do caudal nominal e da altura de queda útil e é dada por (3.5). Como a altura de queda útil do aproveitamento é de 40m, a turbina do tipo Pelton não é admissível para os casos de estudo, visto que, a turbina de Pelton possui um intervalo de queda útil entre 50 m e 1300 m. Os limites de operação que foram usados para determinar o caudal mínimo e máximo das turbinas são os apresentados na Tabela 3.1.

As funções de custo para os equipamentos eletromecânicos das turbinas são retiradas do estudo real realizado em [48]. No entanto, este estudo só apresenta funções de custo para as turbinas do tipo Pelton, Francis e Kaplan. Pelo que, para a Kaplan de dupla regulação, de rotor regulado e para a Kaplan sem regulação, designada seguidamente por Hélice foram utilizadas funções de custo proporcionais. Esta proporcionalidade foi assumida em conformidade com: um fator de 2 vezes para a Kaplan de dupla regulação, um fator de 1.5 vezes para a Kaplan de rotor regulado, e um fator igual a 1 para a Hélice.

O investimento inicial do aproveitamento corresponde a 3.33 vezes o custo do equipamento eletromecânico da turbina segundo [47], i.e., é relatado que os custos eletromecânicos correspondem a 30% do custo do investimento inicial, como é apresentado na subsecção 4.1.1. Na avaliação de investimento é assumido que o investimento inicial está totalmente concentrado no ano zero, que existem despesas de manutenção de 5% do investimento, e não são consideradas despesas referentes a impostos ou de seguros. Esta consideração é, no entanto, facilmente implementável no código desenvolvido, visto que, podem ser consideradas como uma percentagem fixa das receitas anuais do aproveitamento.

Segundo o Decreto-Lei n.º 126/2010, a remuneração de energia elétrica possui um tarifário específico, a vigorar por 25 anos, com um valor médio indicativo de 95 €/MWh [50]. No entanto, a Direção-Geral de Energia e Geologia [51] indica um valor de 91 €/MWh a 95 €/MWh, para o mesmo ano, pelo que, se optou por utilizar o preço de venda mais pessimista para os casos de estudo.

O volume de água turbinada  $V_T$  para o 1º Caso de Estudo é determinado utilizando uma aproximação da curva de duração de caudais por uma função exponencial não crescente, sendo  $V_T$  dado por (3.19). No 2º e 3º Casos de Estudo é utilizado o método de integração trapezoidal

para determinar o volume turbinado através da curva de duração de caudais. A energia anual depende do volume turbinado, pelo que, considerando (3.6) a energia anual passa a ser dada por:

$$E_a = 168 H_u V_T \quad (5.1)$$

Como o valor de venda da energia à rede é de 91 €/MWh, a receita anual bruta  $R_j$  é dada por (4.11). Para determinar o valor da receita anual líquida  $R_{Lj}$  é assumido, ao longo da vida útil do aproveitamento, um custo de manutenção anual que tem um valor de 5% do investimento inicial. A receita anual líquida é dada por (4.9) e é atualizada para o ano zero por (4.6), utilizando uma taxa de atualização de 7%.

Considerando (5.1), o processo de converter um valor recebido no futuro para um valor equivalente recebido no presente, também é utilizado em energia e é dado por:

$$E_0 = \frac{E_j}{(1 + a)^j} \quad (5.2)$$

Em (5.2)  $E_j$  é a energia produzida no ano  $j$ ,  $a$  é a taxa de atualização e  $E_0$  é o valor presente de  $E_j$ . Pelo que, se  $a > 0$ , 1kWh de energia produzido hoje vale mais que 1kWh produzido amanhã.

Os casos de estudo permitem estudar a admissibilidade económica das turbinas para o pequeno aproveitamento, utilizando os indicadores de avaliação de investimento presentes na subsecção 4.3.

O VAL é a diferença entre as receitas e as despesas de custo ao longo do projeto a valores presentes descontados em conformidade com a taxa de atualização considerada e é dado por (4.8). Em (4.8)  $R_{LT}$  inclui o valor residual de fim de vida do aproveitamento.

O critério proposto é baseado num problema de programação matemática da maximização do VAL para encontrar o  $Q_N$  associado com os tipos de turbinas admissíveis para o aproveitamento. Por exemplo, se  $R_{Lj}$  e  $I_j$ , exceto para  $I_0$ , são constantes ao longo de  $T$  anos, o VAL é dado por:

$$VAL = \sum_{j=1}^T \frac{E_a p_{sale} - c_{omj} I_0}{(1 + a)^j} - I_0 \quad (5.3)$$

Assim, para uma instalação de um aproveitamento com uma ou mais turbinas, o problema de maximização do VAL é dado por:

$$\max \left[ \sum_{j=1}^T \frac{E_a p_{sale} - c_{omj} I_0}{(1+a)^j} - I_0 \right] \quad (5.4)$$

Sujeito a, (4.1) ou (4.2) ou (4.3), e (4.8) e (5.1).

O investimento inicial  $I_0$ , no caso de um aproveitamento com duas turbinas, é a soma do custo de implementação das duas turbinas. A principal característica do critério proposto é considerar na determinação do caudal nominal o custo da instalação das turbinas, o que não acontece nos outros critérios. O problema (5.4) é um problema de programação não linear facilmente resolvido por *solvers* comercialmente disponíveis. Um investimento com um VAL não negativo tem a condição de ser aceite. No entanto, para persuadir quantitativamente o investidor acerca da valia do pequeno aproveitamento são normalmente necessários outros critérios de avaliação de investimento.

A TIR é o menor valor estritamente positivo da taxa de atualização que anula o VAL e é dado por (4.12).

O  $T_{rb}$  é um critério de avaliação que determina o número de anos que o investidor demora a recuperar o investimento realizado no aproveitamento, considerando receitas e encargos iguais todos os anos, sem considerar a taxa de atualização e é dada por (4.16).

Por outro lado, o PRI, dado pelo  $T_r$ , é uma forma mais complexa de calcular o tempo de retorno do investimento, visto que, considera as atualizações de capital, sendo definido como o número de anos necessário para recuperar o investimento e é dado por (4.18).

O ROI é uma medida de rendibilidade efetiva do investimento por unidade de capital investido e é dado por (4.19).

## **5.2. 1º Caso de Estudo – Aproveitamento com uma turbina utilizando uma aproximação da curva de duração de caudais**

Este caso de estudo consiste no estudo de admissibilidade económica para um pequeno aproveitamento com uma turbina. Este caso de estudo é dividido em três estudos, utilizando



para cada estudo um critério diferente para determinar o caudal nominal. O volume turbinado neste caso de estudo é determinado utilizando uma aproximação por uma função exponencial para a curva de duração de caudais. A curva de duração de caudais é uma curva monótona não crescente, pelo que, pode ser aproximada por um comportamento exponencial decrescente, que é dado por (3.7). A turbina só começa a operar para caudais não superiores ao caudal de cheia,  $Q_c = Q(7)$ , pelo que, se tem os resultados dados por:

$$Q(t_0) = Q_c = Q_0 e^{-\frac{t_0}{\tau}} \quad (5.5)$$

$$Q_0 = Q_c e^{\frac{t_0}{\tau}} \quad (5.6)$$

$$Q(t) = Q_c e^{-\frac{t-t_0}{\tau}} \quad (5.7)$$

Em (5.7) é apresentada a reformulação para a aproximação da curva de duração de caudais que caracteriza o caudal do rio em função do  $Q_c$  e de  $\tau$ . Para determinar a aproximação da curva de duração de caudais que passa pelo ponto de caudal de cheia é utilizado o método do mínimo erro quadrático, recorrendo ao otimizador *Solver (add-ins)* disponibilizado pelo Microsoft Excel, utilizando o método GRG (*Generalized Reduced Gradient*) Não Linear. O otimizador permite determinar o  $\tau$  que minimiza o erro quadrático, entre a curva de duração de caudais e a curva de aproximação exponencial de duração de caudais.

A aplicação do método do mínimo erro quadrático permite obter uma função cuja curva, embora não passe necessariamente pelos pontos da curva de duração de caudais, seja resultado de um processo de otimização, cujo objetivo é minimizar a distância entre essa curva e o conjunto de pontos que representam a curva de duração de caudais do rio, i.e., o erro entre os pontos da função aproximada e os pontos da curva de duração de caudais. O método do mínimo erro quadrático é dado por:

$$err_2(t) = (Q_d(t) - Q(t))^2 \quad (5.8)$$

Considerando (5.7), é determinado o erro existente entre cada ponto da série da curva de duração de caudais  $Q_d(t)$  e cada ponto da série de caudais aproximados (5.7), no intervalo  $t \in [t_{0+1}, 365]$ , visto que a turbina só começa em operação para caudais inferiores ao caudal de cheia.

A determinação do  $\tau$  é feita pela minimização da soma de todos os erros quadráticos, no intervalo  $t \in [t_{0+1}, 365]$ , pelo que é utilizado o otimizador *Solver (add-ins)* disponibilizado

pelo Microsoft Excel, através da utilização do método GRG Não Linear, que respeita a seguinte condição:

$$\min \sum_{t_{0+1}}^{365} err_2(t) \rightarrow \tau \quad (5.9)$$

O *Solver* é um programa *add-in* do Microsoft Excel, utilizado para análises de hipóteses, permitindo encontrar um valor ótimo (mínimo ou máximo) para uma célula objetivo, podendo estar sujeito a restrições. O *Solver* ajusta os valores nas células das variáveis de decisão, de modo a conseguir satisfazer os limites das células de restrição e produzir o resultado desejado para a célula objetivo. A aproximação da curva de duração de caudais, obtida pelo método dos mínimos erros quadráticos e otimizada pelo *Solver* do Excel, é representada a cor de laranja na Figura 5.3.

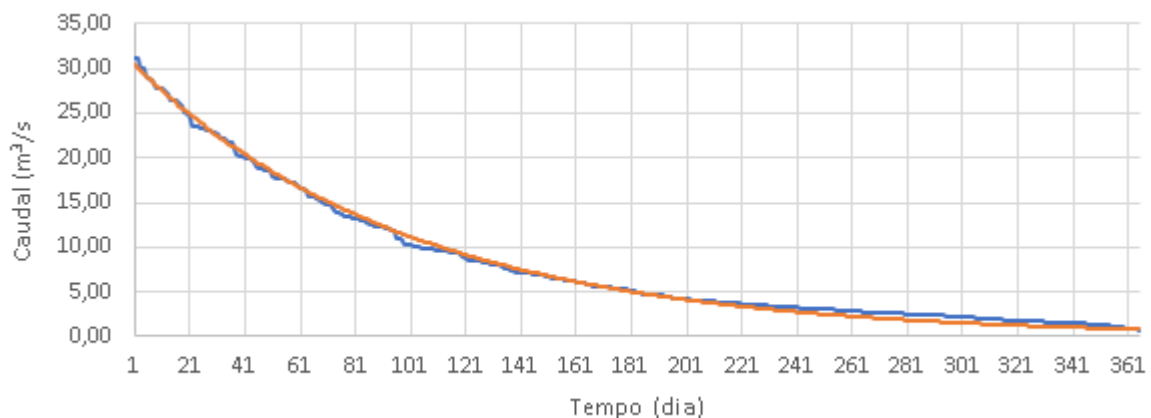


Figura 5.3 – Curva de duração de caudais aproximada.

### 5.2.1. Estudo 1A – Caudal nominal para 100 dias

Neste estudo os resultados obtidos para o aproveitamento correspondem à instalação de uma turbina com uma potência nominal de 2897 kW e são apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Resultados do Estudo 1A

Turbina	$I_0$ (M€)	$V_T$ (m <sup>3</sup> s <sup>-1</sup> dia)	$E_a$ (GWh)	VAL (M€)	TIR	$T_{rb}$	$T_r$	ROI
Francis	1.94	1868	12.55	10.24	53.79%	1.86	2.06	6.27
Kaplan de dupla regulação	1.79	2058	13.83	11.84	65.43%	1.53	1.67	7.62
Kaplan de rotor regulado	1.34	1670	11.22	9.78	71.21%	1.40	1.53	8.30
Hélice	0.89	1309	8.79	7.91	84.58%	1.18	1.28	9.86

Na Tabela 5.1 para determinar o caudal nominal para 100 dias pela curva de duração de caudais, é utilizada a ferramenta PROCX do Microsoft Excel de forma a determinar o valor do caudal nominal para o qual durante 100 dias o rio não apresenta caudal inferior. O caudal nominal para 100 dias é de 10.35 [m<sup>3</sup>/s]. Os resultados permitem concluir que todas as turbinas para o horizonte temporal de vida útil do aproveitamento recuperam o investimento, i.e., obtêm excedente financeiro. Embora todas as turbinas apresentem um VAL positivo, a Kaplan de dupla regulação é a que apresenta o VAL superior. Portanto, de acordo com o critério de escolha baseado no VAL é a opção mais favorável. Todas as turbinas possuem valores de TIR elevados, o que indica uma boa robustez para os investimentos, visto que, o investimento só se torna inviável, caso a taxa de atualização seja superior à TIR. A Hélice apresenta a maior TIR, 84.58%, e apresenta o menor  $T_{rb}$  e  $T_r$ , esta turbina é neste estudo a mais favorável para os decisores que valorizam a indicação do número de anos em que recuperam o investimento. A Hélice apresenta o maior ROI com o valor igual a 9.86, i.e., por cada unidade monetária investida tem um retorno de 9.86 unidades monetárias. A Kaplan de dupla regulação é a opção mais favorável de investimento de acordo com este critério, visto que, apresenta o maior VAL, mas tem inferior valor de TIR. No entanto, tem um valor superior à taxa de atualização considerada, o que indica que este investimento também apresenta uma boa robustez. A Kaplan de dupla regulação apresenta maior  $T_{rb}$ ,  $T_r$  e maior ROI, comparativamente às outras turbinas, considerando que na tomada de decisão o VAL e o TIR são os indicadores de avaliação de investimento com maior significado económico, esta turbina é a escolhida.

### 5.2.2. Estudo 1B – Caudal nominal é igual ao caudal médio

Neste estudo o caudal nominal é determinado pelo 2º critério (3.25), sendo o valor médio dos caudais do rio em ano médio de 8.18 [m<sup>3</sup>/s], consequentemente a potência nominal da turbina é de 2289 kW. Os resultados são apresentados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Resultados do Estudo 1B

Turbina	$I_0$ (M€)	$V_T$ (m <sup>3</sup> s <sup>-1</sup> dia)	$E_a$ (GWh)	VAL (M€)	TIR	$T_{rb}$	$T_r$	ROI
Francis	1.66	1697	11.40	9.46	57.42%	1.74	1.92	6.69
Kaplan de dupla regulação	1.64	1866	12.54	10.71	64.76%	1.54	1.69	7.55
Kaplan de rotor regulado	1.23	1512	10.16	8.83	70.35%	1.42	1.55	8.20
Hélice	0.82	1226	8.24	7.44	86.67%	1.15	1.24	10.10

Na Tabela 5.2 é observado que o investimento inicial, a energia anual (3.6) e evidentemente o volume turbinado (3.19) são inferiores aos do Estudo 1A, visto que, são respetivamente função do caudal nominal, do volume e do caudal nominal e dos parâmetros que caracterizam a curva de duração de caudais do rio, que neste estudo são inferiores ao anterior. Embora exista uma diminuição do investimento, o VAL diminui, visto que, com a diminuição da energia anual em ano médio as receitas diminuem. No entanto, todas as turbinas para o horizonte temporal de vida útil do aproveitamento recuperam o investimento, i.e., obtêm excedente financeiro. A Kaplan de dupla regulação continua a apresentar o maior VAL, pelo que, de acordo com o critério de escolha baseado no VAL é a opção mais favorável. Todas as turbinas possuem valores de TIR elevados, o que indica uma boa robustez para os investimentos. O  $T_{rb}$ ,  $T_r$  e o ROI não apresentam alterações significativas relativamente ao Estudo 1A. A Hélice apresenta a maior TIR, 86.67%, e apresenta o menor  $T_{rb}$  e  $T_r$ , esta turbina é neste estudo a mais favorável para os decisores que valorizam a indicação do número de anos em que recuperam o investimento. A Hélice apresenta o maior ROI com o valor igual a 10.1. A Kaplan de dupla regulação é a opção mais favorável para o investimento de acordo com este critério, visto que, apresenta o maior VAL, embora apresenta valor inferior de TIR. No entanto, tem um valor superior à taxa de atualização considerada, o que indica que este investimento apresenta uma boa robustez. Embora a Kaplan de dupla regulação apresente maior  $T_{rb}$ ,  $T_r$  e maior ROI, comparativamente às outras turbinas, na tomada de decisão o VAL e o TIR são os indicadores de avaliação de investimento com maior aceitação para fundamentar o processo de decisão.

### 5.2.3. Estudo 1C – $Q_N$ que maximiza em ano médio o volume de água turbinada

Este estudo envolve a metodologia proposta para avaliação económica do investimento para pequenas centrais hidroeléctricas no contexto de avaliação de FER. No entanto, o estudo é iniciado pela simulação do 3º critério, maximização do volume de água turbinada em ano médio. Assim, considerando a aproximação exponencial para a curva de duração de caudais (5.7) para a determinação do caudal nominal que maximiza em ano médio o volume turbinado, são obtidos os resultados apresentados na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Caudal nominal ótimo e potência nominal do Estudo 1C, 3º critério

Turbina	$Q_N^*$ [m <sup>3</sup> /s]	Potência Nominal (kW)
Francis	18.35	5139
Kaplan de dupla regulação	18.74	5247
Kaplan de rotor regulado	19.18	5370
Hélice	13.52	3784

Na Tabela 5.3 é observado que o caudal nominal ótimo  $Q_N^*$  apresenta valores diferentes, visto que, os parâmetros que caracterizam os limites de operação são diferentes (3.54). Para maximizar o volume turbinado é usado (3.56). Neste estudo os resultados obtidos na simulação do 3º critério para o pequeno aproveitamento, correspondem à instalação de uma turbina com a potência nominal indicada na Tabela 5.3. Os resultados numéricos da simulação que maximiza o volume turbinado do Estudo 1C são apresentados na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Resultados do Estudo 1C, 3º critério

Turbina	$I_0$ (M€)	$V_T^*$ (m <sup>3</sup> s <sup>-1</sup> dia)	$E_a$ (GWh)	VAL (M€)	TIR	$T_{rb}$	$T_r$	ROI
Francis	3.03	2106	14.15	10.21	37.43%	2.67	3.06	4.36
Kaplan de dupla regulação	2.37	2338	15.71	12.92	55.42%	1.80	2.00	6.46
Kaplan de rotor regulado	1.80	1914	12.86	10.80	60.10%	1.66	1.83	7.00
Hélice	1.00	1349	9.06	8.03	77.35%	1.29	1.40	9.01

Na Tabela 5.4 é facto que o investimento inicial, a energia anual (3.6) e o volume turbinado (3.56) são superiores aos do Estudo 1A e 1B, visto que, são respetivamente função do caudal nominal, do volume e do caudal nominal e dos parâmetros que caracterizam a curva de duração de caudais do rio. Este facto deriva do  $Q_N^*$  ser superior ao caudal nominal para 100 dias e ao caudal nominal correspondente ao 2º critério. Neste estudo, o VAL para as duas Kaplan e para a Hélice é superior e para a Francis é inferior ao Estudo 1A. A diminuição para a Francis é originada pelo aumento do custo de investimento, que é superior ao aumento das receitas. No entanto, todas as turbinas apresentam um VAL positivo, sendo a Kaplan de dupla regulação a que apresenta um VAL superior. Portanto, de acordo com o critério de escolha baseado no VAL é a opção mais favorável. A TIR diminuí para todas as turbinas relativamente aos resultados dos estudos anteriores, mas permanece com um valor elevado, relativamente à taxa de atualização considerada. A Hélice apresenta a maior TIR, 77.35%, e apresenta o menor  $T_{rb}$  e  $T_r$ , esta turbina é neste estudo a mais favorável para os decisores que valorizam a indicação do número de anos em que recuperam o investimento. A Hélice apresenta o maior ROI com o valor igual a 9.01. Neste estudo, o  $T_{rb}$  e  $T_r$  é superior e o ROI inferior aos do Estudo 1A e 1B, para todas as turbinas.

No Estudo 1C é realizado o procedimento que permite determinar o caudal nominal que maximiza o VAL, indicado por  $VAL^*$ , sendo este procedimento realizado pela resolução de um problema de programação matemática para maximizar o VAL. Esta maximização é realizada com o recurso ao otimizador *Solver* disponibilizado pelo Microsoft Excel, usando o método *Evolutionary*, os resultados são apresentados na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 – Caudal nominal que maximiza o VAL do Estudo 1C

Turbina	$Q_N \rightarrow \max VAL$	$VAL^*$ (M€)	$TIR^*$
Francis	14.46	10.70	45.42%
Kaplan de dupla regulação	16.76	13.04	58.82%
Kaplan de rotor regulado	17.26	10.89	63.64%
Hélice	12.62	8.05	79.76%

Na Tabela 5.5 os resultados obtidos permitem concluir que ao maximizar o VAL, o valor do caudal nominal diminui, relativamente ao caudal nominal ótimo que maximiza o volume turbinado (Tabela 5.3). Este facto é justificado pela consideração explícita do custo do equipamento eletromecânico na função objetivo que determina o cálculo do VAL.

O valor atual líquido do investimento para a Kaplan de dupla regulação do critério proposto do Estudo 1C, apresentado na Tabela 5.5, atualizado para o ano 0 à taxa de atualização de 7%, é apresentado na Figura 5.4.

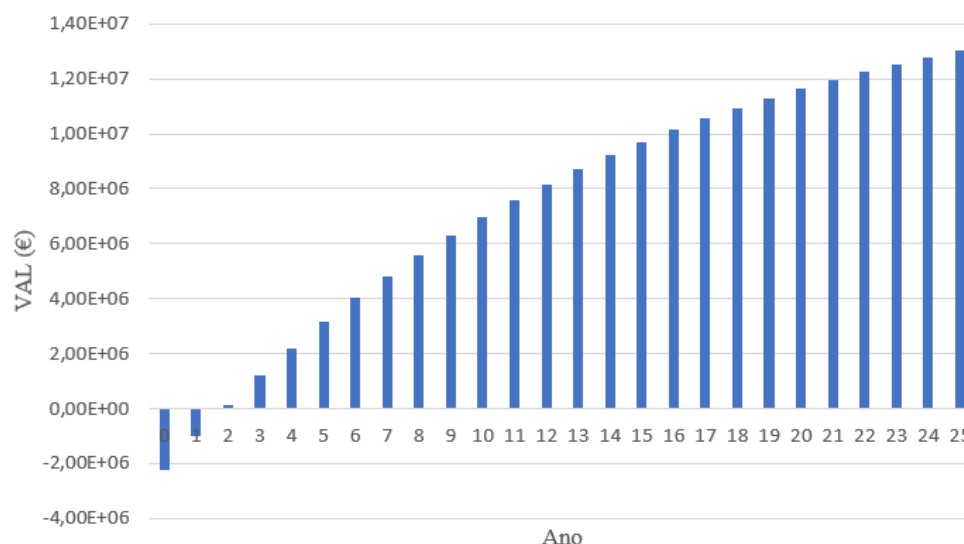


Figura 5.4 – VAL da Kaplan de dupla regulação do Estudo 1C atualizado para o ano 0, crit. proposto.

Na Figura 5.4 é observado que a Kaplan de dupla regulação recupera o custo de investimento ao fim de cerca de 2 anos de operação, apresentando um  $VAL^*$  na ordem dos 13 M€.

As receitas da Kaplan de dupla regulação e da Hélice do Estudo 1A, atualizadas para o ano 0 à taxa de atualização de 7% são apresentadas na Figura 5.5.

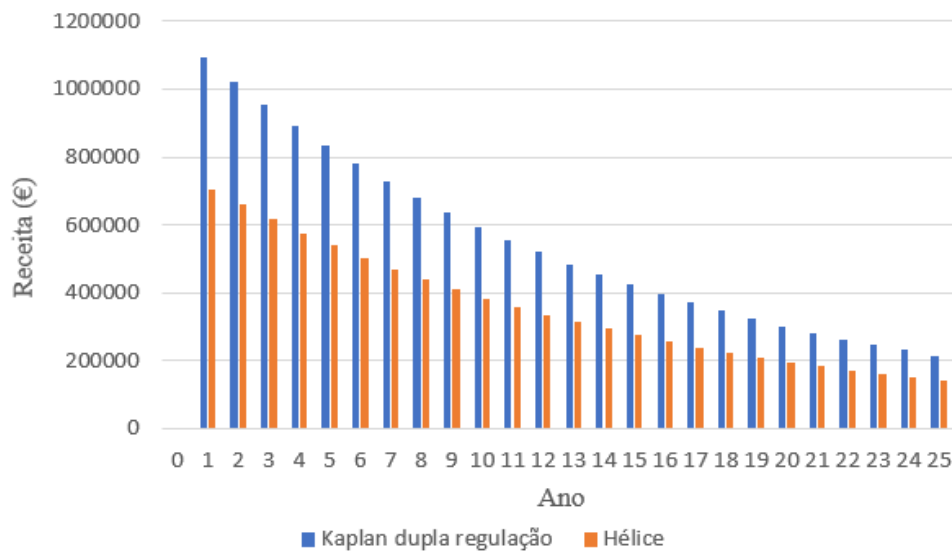


Figura 5.5 – Receitas da Kaplan de dupla regulação e da Hélice do Estudo1A atualizadas para o ano 0.

Na Figura 5.5 é observado que a Kaplan de dupla regulação e a Hélice apresentam no primeiro ano de operação uma receita na ordem dos 1.1 M€ e 0.7 M€, respetivamente. No entanto, ao fim de 25 anos, devido à desvalorização provocada pela taxa de atualização, passam a apresentar em termos de valor presente um valor na ordem dos 0.2 M€ e 0.1 M€, respetivamente.

### 5.3. 2º Caso de Estudo – Aproveitamento com uma turbina utilizando o método de integração trapezoidal

Este caso de estudo também consiste no estudo de admissibilidade económica para um pequeno aproveitamento com uma turbina, sendo constituído por três estudos, utilizando em cada estudo os critérios referidos no caso de estudo anterior para determinar o caudal nominal. O volume turbinado neste caso de estudo é determinado pelo método de integração trapezoidal da curva de duração dos caudais obtida pela ordenação de forma não crescente dos dados provenientes das aflúncias cronológicas. O método de integração trapezoidal utiliza os pontos da curva de duração de caudais para determinar a aproximação da área do gráfico da curva, procedendo à divisão dessa área em pequenos trapézios. A soma da área dos trapézios é uma aproximação do volume turbinado em ano médio. Considerando que  $Q(t_1) = \alpha_2 Q_N$ , é possível determinar o valor de  $t_1$ , no entanto, a curva de duração de caudais está discretizada por pontos.

Pelo que, pode ser necessário recorrer a interpolação para determinar o valor do caudal, i.e., no caso em que se pretenda determinar o caudal para um número de dias com valor não inteiro. Assim, para determinar  $t_1$  é utilizada a função PROCX do Microsoft Excel, esta função permite determinar os valores de  $t$ , pertencentes à curva de duração de caudais, que correspondem aos valores imediatamente antes e depois do valor de  $Q(t_1)$ , i.e., os valores de  $t_1^-$  e  $t_1^+$ . Estes valores por sua vez permitem determinar  $Q(t_1^-)$  e  $Q(t_1^+)$ . O  $t_1$  é determinado pela interpolação dos pontos  $(t_1^-, Q(t_1^-))$  e  $(t_1^+, Q(t_1^+))$ . Para determinar  $t_2$  é utilizado o mesmo processo, mas considerando que  $Q(t_2) = \alpha_1 Q_N$ . O método de integração trapezoidal é o procedimento utilizado entre  $t_1$  e  $t_2$  para determinar de forma aproximada o valor do integral em (3.9). Este procedimento é realizado em conformidade com a indicação das áreas apresentadas na Figura 5.6.

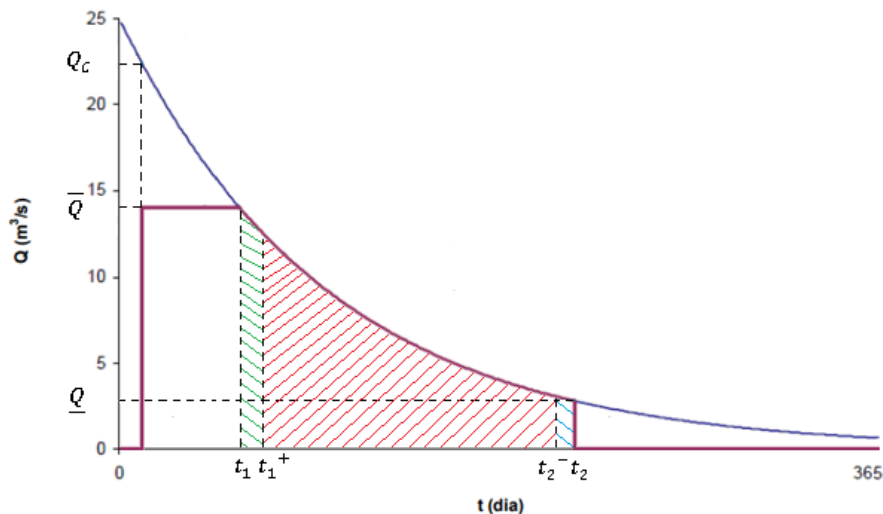


Figura 5.6 – Método de integração trapezoidal.

Na Figura 5.6 é apresentada a repartição das áreas associadas com o volume de água turbinado pela turbina. Estas áreas a tracejado, verde, rosa e azul, na Figura 5.6 são determinadas pelo método de integração trapezoidal, sendo a sua soma dada por:

$$\begin{aligned}
 \int_{t_1}^{t_2} Q(t) dt &\cong \frac{1}{2} (\bar{Q} + Q(t_1^+)) (t_1^+ - t_1) + \\
 &+ \sum_{t=t_1^+}^{t_2^-} Q(t) - \frac{1}{2} (Q(t_1^+) + Q(t_2^-)) + \\
 &+ \frac{1}{2} (Q(t_2^-) + \underline{Q}) (t_2 - t_2^-)
 \end{aligned} \tag{5.10}$$



Substituindo (5.10) em (3.9) o volume turbinado é dado numericamente por:

$$\begin{aligned}
 V_T \cong & \bar{Q}(t_1 - t_0) + \frac{1}{2}(\bar{Q} + Q(t_1^+))(t_1^+ - t_1) + \\
 & + \sum_{t=t_1^+}^{t_2^-} Q(t) - \frac{1}{2}(Q(t_1^+) + Q(t_2^-)) + \\
 & + \frac{1}{2}(Q(t_2^-) + \underline{Q})(t_2 - t_2^-)
 \end{aligned} \tag{5.11}$$

A expressão (5.11) é utilizada seguidamente sempre que seja necessário determinar o volume de água turbinado entre dois números de dias, sendo o inferior referido como  $t_1$  e o superior como  $t_2$ , na expressão (5.11).

### 5.3.1. Estudo 2A – Caudal nominal para 100 dias

Neste estudo os resultados obtidos para o pequeno aproveitamento correspondem à instalação de uma turbina com uma potência nominal de 2897 kW e são apresentados na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Resultados do Estudo 2A

Turbina	$I_0$ (M€)	$V_T$ (m <sup>3</sup> s <sup>-1</sup> dia)	$E_a$ (GWh)	VAL (M€)	TIR	$T_{rb}$	$T_r$	ROI
Francis	1.94	1884	12.66	10.35	54.28%	1.84	2.04	6.33
Kaplan de dupla regulação	1.79	2129	14.31	12.34	67.87%	1.47	1.61	7.91
Kaplan de rotor regulado	1.34	1663	11.18	9.73	70.90%	1.41	1.54	8.26
Hélice	0.89	1275	8.57	7.68	82.31%	1.21	1.31	9.59

Na Tabela 5.6 para determinar o caudal nominal para 100 dias pela curva de duração de caudais, é utilizada a ferramenta PROCX do Microsoft Excel de forma a determinar o valor do caudal nominal para o qual durante 100 dias o rio não apresenta caudal inferior. O caudal nominal para 100 dias é de 10.35 [m<sup>3</sup>/s]. Os resultados permitem concluir que todas as turbinas para o horizonte temporal de vida útil do aproveitamento recuperam o investimento, i.e., obtêm excedente financeiro. Embora todas as turbinas apresentem um VAL positivo, a Kaplan de dupla regulação é a que apresenta um VAL superior. Portanto, de acordo com o critério de escolha baseado no VAL, a Kaplan de dupla regulação é a opção mais favorável. Todas as turbinas possuem valores de TIR elevados, o que indica uma boa robustez para os

investimentos. A Hélice apresenta a maior TIR, 82.31%, e apresenta o menor  $T_{rb}$  e  $T_r$ , esta turbina é neste estudo a mais favorável para os decisores que valorizam a indicação do número de anos em que recuperam o investimento. A Hélice apresenta o maior ROI, com um valor igual a 9.59. Os restantes resultados apresentados na Tabela 5.6 não apresentam qualitativamente alterações significativas em comparação com os resultados obtidos no Estudo 1A.

### 5.3.2. Estudo 2B – Caudal nominal é igual ao caudal médio

Neste estudo o caudal nominal é determinado pelo método de integração trapezoidal, i.e., o volume turbinado é determinado pelo método de integração trapezoidal dividido pelo número de dias do ano, sendo o valor igual a 8.20 [m<sup>3</sup>/s]. Os resultados obtidos para o pequeno aproveitamento correspondem à instalação de uma turbina com uma potência nominal de 2296 kW e são apresentados na Tabela 5.7.

Tabela 5.7 – Resultados do Estudo 2B

Turbina	$I_0$ (M€)	$V_T$ (m <sup>3</sup> s <sup>-1</sup> dia)	$E_a$ (GWh)	VAL (M€)	TIR	$T_{rb}$	$T_r$	ROI
Francis	1.67	1771	11.90	9.98	60.01%	1.67	1.83	6.99
Kaplan de dupla regulação	1.64	1975	13.27	11.48	68.75%	1.45	1.59	8.01
Kaplan de rotor regulado	1.23	1566	10.53	9.22	73.00%	1.37	1.49	8.51
Hélice	0.82	1220	8.20	7.40	86.11%	1.16	1.25	10.03

Na Tabela 5.7 é observado que o investimento inicial, a energia anual (5.1) e o volume turbinado (5.11) são inferiores aos do Estudo 2A. Embora exista uma diminuição do investimento, o VAL diminui, visto que, com a diminuição da energia anual em ano médio as receitas diminuem. No entanto, todas as turbinas para o horizonte temporal de vida útil do aproveitamento recuperam o investimento, i.e., obtêm excedente financeiro. A Kaplan de dupla regulação continua a apresentar o maior VAL, pelo que, de acordo com o critério de escolha baseado no VAL é a opção mais favorável. A TIR permanece elevada para todas as turbinas, o que continua a indicar uma boa robustez para os investimentos. O  $T_{rb}$ ,  $T_r$  e o ROI não apresentam alterações significativas relativamente ao Estudo 1A. A Hélice apresenta a maior TIR, 86.11%, e apresenta o menor  $T_{rb}$  e  $T_r$ , i.e., esta turbina apresenta um menor número de anos para recuperar o investimento. A Hélice apresenta o maior ROI, com valor igual a 10.03. A Kaplan de dupla regulação é a opção mais favorável de investimento de acordo com este

critério, visto que, apresenta o maior VAL, embora tenha valor inferior de TIR, mas com um valor que garante uma boa robustez relativamente ao da taxa de atualização considerada. A Kaplan de dupla regulação apresenta maior  $T_{rb}$ ,  $T_r$  e menor ROI, comparativamente às outras turbinas, considerando que na tomada de decisão o VAL e o TIR são os indicadores de avaliação de investimento com maior significado, esta turbina é a escolhida.

### 5.3.3. Estudo 2C – $Q_N$ que maximiza em ano médio o volume de água turbinada

Este estudo é iniciado pela simulação do 3º critério, maximização do volume de água turbinada em ano médio. O método para a determinação do  $Q_N^*$  é idêntico ao do Estudo 1C. O  $Q_N^*$  e a potência nominal para o pequeno aproveitamento com uma turbina são apresentados na Tabela 5.8.

Tabela 5.8 – Caudal nominal ótimo e potência nominal do Estudo 2C, 3º critério

Turbina	$Q_N^*$ [m³/s]	Potência Nominal (kW)
Francis	17.06	4776
Kaplan de dupla regulação	17.90	5012
Kaplan de rotor regulado	19.92	5578
Hélice	15.75	4409

Na Tabela 5.8 é observado que o caudal nominal ótimo  $Q_N^*$  apresenta valores diferentes para cada tipo de turbina, o que também acontece no Estudo 1C, visto que, os parâmetros que caracterizam os limites de operação são diferentes. Neste estudo os resultados obtidos na simulação do 3º critério para o pequeno aproveitamento, correspondem à instalação de uma turbina com a potência nominal indicada na Tabela 5.8. Os resultados numéricos da simulação que maximiza o volume turbinado do Estudo 2C são apresentados na Tabela 5.9.

Tabela 5.9 – Resultados do Estudo 2C, 3º critério

Turbina	$I_0$ (M€)	$V_T^*$ (m³s⁻¹dia)	$E_a$ (GWh)	VAL (M€)	TIR	$T_{rb}$	$T_r$	ROI
Francis	2.85	2067	13.89	10.22	39.31%	2.54	2.90	4.58
Kaplan de dupla regulação	2.31	2310	15.52	12.81	56.23%	1.78	1.96	6.55
Kaplan de rotor regulado	1.84	1867	12.55	10.40	57.13%	1.75	1.93	6.66
Hélice	1.08	1316	8.85	7.68	69.65%	1.44	1.57	8.12

Na Tabela 5.9 é observado que o investimento inicial, o volume turbinado e a energia anual são superiores aos do Estudo 2A e 2B. Em comparação com o Estudo 2A, a Kaplan de dupla regulação e a de rotor regulado apresentam um VAL superior, mas a Francis apresenta um VAL inferior. Este valor inferior do VAL é originado pelo aumento significativo do custo de investimento, que não é compensada pelo aumento das receitas. Nesta simulação, todas as turbinas têm um VAL positivo, sendo a Kaplan de dupla regulação a que apresenta o maior VAL. Portanto, de acordo com o critério de escolha baseado no VAL, a Kaplan de dupla regulação é a opção mais favorável. A TIR diminuí, para todas as turbinas relativamente aos resultados das simulações anteriores, mas permanece com uma boa robustez, i.e., apresenta um valor elevado relativamente à taxa de atualização considerada. A Hélice apresenta a maior TIR, 69.65%, e apresenta o menor  $T_{rb}$  e  $T_r$ , esta turbina é neste estudo a mais favorável para os decisores que valorizam a indicação do número de anos em que recuperam o investimento. Ainda, é observado que a Hélice apresenta o maior ROI com o valor igual a 8.12. Neste estudo, o  $T_{rb}$  e  $T_r$  é superior e o ROI inferior aos do Estudo 2A e 2B, para todas as turbinas.

No Estudo 2C é realizado o procedimento que permite determinar o caudal nominal que maximiza o VAL, indicado por  $VAL^*$ , sendo este procedimento realizado pela resolução de um problema de programação matemática para maximizar o VAL. Esta maximização é realizada com o recurso ao otimizador *Solver* disponibilizado pelo Microsoft Excel, usando o método *Evolutionary*, os resultados são apresentados na Tabela 5.10.

Tabela 5.10 – Caudal nominal que maximiza o VAL do Estudo 2C

Turbina	$Q_N \rightarrow maxVAL$	$VAL^*$ (M€)	$TIR^*$
Francis	15.09	10.56	43.72%
Kaplan de dupla regulação	14.84	12.97	61.72%
Kaplan de rotor regulado	16.04	10.61	64.36%
Hélice	12.37	7.86	78.68%

Na Tabela 5.10 os resultados obtidos permitem concluir que ao maximizar o VAL, o valor do caudal nominal diminui, relativamente ao caudal nominal ótimo que maximiza o volume turbinado (Tabela 5.8). Este facto é justificado pela consideração explícita do custo do equipamento eletromecânico na função objetivo que determina o cálculo do VAL.

A comparação entre a TIR para todas as turbinas dos três estudos do 2º Caso de Estudo é apresentada na Figura 5.7.

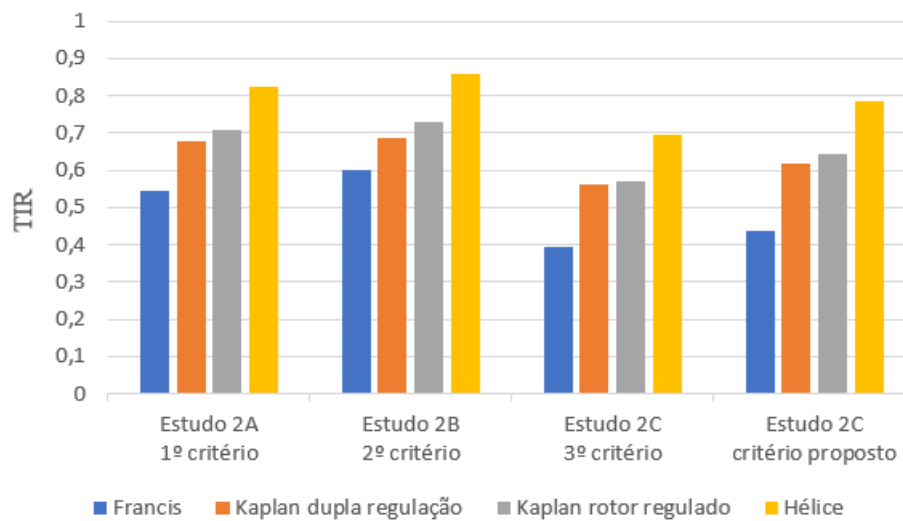


Figura 5.7 – TIR dos três estudos do 2º Caso de Estudo.

Na Figura 5.7 é observado que a TIR da Hélice é superior a todas as turbinas nos três estudos do 2º Caso de Estudo, pelo que, constitui o investimento com maior robustez. A Francis no 3º critério do Estudo 2C é a turbina com a menor TIR, pelo que, caso a taxa de atualização aumente, a Francis é mais suscetível a se tornar um investimento menos favorável ou inviável. Embora seja bastante improvável que a taxa de atualização atinja o respetivo valor da TIR.

A comparação entre o VAL para todas as turbinas dos três estudos do 2º Caso de Estudo é apresentada na Figura 5.8.

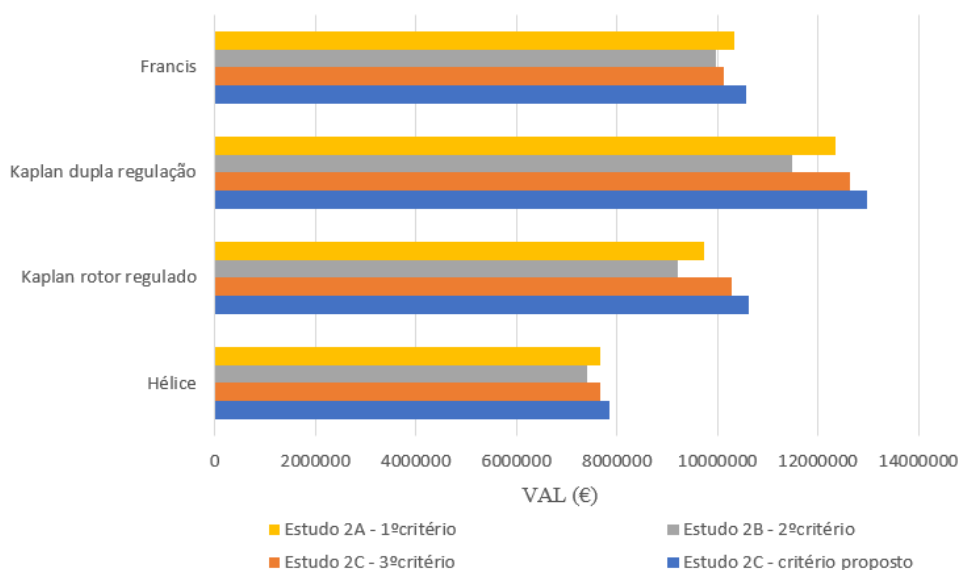


Figura 5.8 – VAL dos três estudos do 2º Caso de Estudo.

Na Figura 5.8 é observado que a Kaplan de dupla regulação apresenta um VAL superior para os três estudos do 2º Caso de Estudo, sendo conseqüentemente a opção de investimento mais favorável.

#### 5.4. 3º Caso de Estudo – Aproveitamento com duas turbinas utilizando o método de integração trapezoidal

Neste estudo o  $Q_N^*$  para cada turbina é determinado em conformidade com o problema de programação matemática, pelo que, os valores para os caudais nominais não são necessariamente iguais. Caso seja imposta a condição das duas turbinas serem iguais, então é facilmente possível realizar esta imposição pela adição de uma restrição que impõe a igualdade entre os caudais nominais. O volume turbinado para este caso de estudo é obtido por intermédio do método de integração trapezoidal, utilizando os caudais provenientes da curva de duração dos caudais, e aplicando o 3º critério para determinar o caudal nominal para um aproveitamento com duas turbinas. O problema de programação matemática tem como função objetivo o volume de água turbinado e é sujeito a restrições que advêm dos limites físicos quer provenientes do rio, quer da tecnologia das turbinas, por exemplo, em operação, o somatório dos caudais máximos das duas turbinas não pode exceder o caudal de cheia. O método para a determinação do  $Q_N^*$  é idêntico ao do Estudo 1C e 2C. Os caudais nominais e a potência nominal do aproveitamento com duas turbinas são apresentados na Tabela 5.11.

Tabela 5.11 – Caudal nominal ótimo e potência nominal do 3º Caso de Estudo, 3º critério

Turbina	$Q_{N1}^*$ [m³/s]	$Q_{N2}^*$ [m³/s]	Potência Nominal (kW)
Francis	5.09	17.67	6373
Kaplan de dupla regulação	4.49	18.36	6399
Kaplan de rotor regulado	5.98	17.22	6497
Hélice	3.99	11.90	4450

Na Tabela 5.11 é observado que os caudais nominais ótimos,  $Q_{N1}^*$  e  $Q_{N2}^*$ , apresentam valores diferentes para cada tipo de turbina simulado, visto que os parâmetros que caracterizam os limites de operação são diferentes. O caudal nominal das duas turbinas do pequeno aproveitamento para os quatro tipos de tecnologia simulados, possuem valores distantes entre si. Visto que, no problema de programação matemática, não foi imposta a condição das duas turbinas serem iguais. Nas simulações ao maximizar o volume de água turbinada, sem a restrição de igualdade, o programa apresentou valores de caudais distantes para as duas turbinas do aproveitamento, o que permite aproveitar os caudais mais elevados, mas essencialmente,

aproveitar de uma forma mais eficiente os caudais mais reduzidos da curva de duração de caudais que caracteriza a bondade do rio.

Neste estudo os resultados obtidos na simulação do 3º critério, correspondem à instalação de duas turbinas para um pequeno aproveitamento com a potência nominal indicada na Tabela 5.11. Os resultados numéricos da simulação que maximiza o volume turbinado do 3º Caso de Estudo são apresentados na Tabela 5.12.

Tabela 5.12 – Resultados do 3º Caso de Estudo, 3º critério

Turbina	$I_0$ (M€)	$V_T^*$ (m <sup>3</sup> s <sup>-1</sup> dia)	$E_a$ (GWh)	VAL (M€)	TIR	$T_{rb}$	$T_r$	ROI
Francis	4.21	2715	18.25	12.69	34.45%	2.90	3.35	4.02
Kaplan de dupla regulação	3.70	2805	18.85	14.14	41.40%	2.42	2.74	4.83
Kaplan de rotor regulado	2.80	2578	17.33	13.94	51.28%	1.95	2.17	5.98
Hélice	1.60	1927	12.95	11.19	68.48%	1.46	1.59	7.98

Na Tabela 5.12 os resultados da simulação permitem concluir que neste caso de estudo o aproveitamento com duas turbinas, permite aproveitar melhor a bondade do rio, turbinando um volume de água superior e produzindo mais energia em ano médio com qualquer das quatro turbinas simuladas, relativamente aos casos de estudos com uma só turbina, 1º e 2º Casos de Estudo. As turbinas apresentam um VAL positivo, sendo a Kaplan de dupla regulação a que apresenta o maior VAL. No entanto, a Kaplan de dupla regulação e a Kaplan de rotor regulado têm VAL vantajosos, i.e., a diferença não é significativa. Embora a Kaplan de dupla regulação apresente o VAL mais favorável, quando o VAL das turbinas é próximo, há que considerar os outros indicadores, como no caso a TIR, que tem um valor superior na Kaplan de rotor regulado. O custo de investimento da Kaplan de rotor regulado é inferior ao da Kaplan de dupla regulação, consequência do seu custo eletromecânico ser menor. Na Kaplan de dupla regulação os custos de reparação têm tendência a serem mais elevados, devido à presença de mais tecnologia. No entanto, estas situações podem ser apresentadas ao investidor, para que a opção mais favorável de investimento seja decida conforme o seu critério. Neste caso de estudo era espectável, como nos anteriores, que o VAL fosse positivo para todas as turbinas, visto que, este resultado já foi verificado no 1º e 2º Casos de Estudo e o aproveitamento com duas turbinas permite aproveitar melhor o caudal do rio. Embora o VAL seja superior para todas as turbinas, a TIR diminuí, relativamente aos resultados numéricos do Estudo 1C e 2C. Esta diminuição é justificada pelo aumento do custo de investimento em todas as turbinas. No entanto, todos os

aproveitamentos apresentam valores de TIR superiores à taxa de atualização considerada, demonstrando que o aproveitamento apresenta boa robustez de investimento. A Hélice apresenta a maior TIR, 68.48%, e apresenta o menor  $T_{rb}$  e  $T_r$ , esta turbina é neste estudo a mais favorável para os decisores que valorizam a indicação do número de anos em que recuperam o investimento. Ainda, a Hélice possui o maior ROI com o valor igual a 7.98. Neste caso de estudo, o  $T_{rb}$  e  $T_r$  é superior e o ROI inferior aos do Estudo 1C e 2C, para todas as turbinas. No 3º Caso de Estudo é realizado o procedimento que permite determinar o caudal nominal que maximiza o VAL, indicado por  $VAL^*$ , sendo este procedimento realizado pela resolução de um problema de programação matemática para maximizar o VAL e sujeito às mesmas restrições que o anterior. A maximização é realizada com o recurso ao otimizador *Solver* disponibilizado pelo Microsoft Excel, usando o método *Evolutionary*, os resultados são apresentados na Tabela 5.13.

Tabela 5.13 – Caudal nominal que maximiza o VAL do 3º Caso de Estudo

Turbina	$Q_{N1} \rightarrow maxVAL$	$Q_{N2} \rightarrow maxVAL$	$VAL^*$ (M€)	$TIR^*$
Francis	4.00	13.59	13.27	41.11%
Kaplan de dupla regulação	3.76	16.03	14.33	44.02%
Kaplan de rotor regulado	5.98	17.13	13.94	51.35%
Hélice	3.94	11.81	11.20	68.73%

Na Tabela 5.13 os resultados obtidos permitem concluir que ao maximizar o VAL, o valor do caudal nominal diminui, relativamente ao caudal nominal ótimo que maximiza o volume turbinado, manifestamente no caso das turbinas Francis e Kaplan de dupla regulação. Este acontecimento é justificado pelo facto de se considerar o custo do equipamento eletromecânico no cálculo do VAL, dependendo do caudal do rio e dos caudais nominais das turbinas. A diminuição no caudal nominal da turbina Francis é mais evidente, visto que, a sua função de custo varia com maior sensibilidade em função do caudal nominal. No entanto, para a Kaplan de dupla regulação e de rotor regulado e para a Hélice foram utilizadas funções de custo proporcionais, sendo o custo das Kaplan obtido por parâmetros mais elevados de modo a ter em consideração o facto de serem respetivamente de dupla regulação e de rotor regulado. Pelo que, a diminuição do caudal nominal para a turbina Kaplan de dupla regulação é mais acentuada, devido a ter um custo incremental superior, visto que, apresenta mais tecnologia, relativamente à Kaplan de rotor regulado e à Hélice.



Os caudais nominais com duas turbinas para o 3º Caso de Estudo, para a maximização do volume de água turbinada, são apresentados na Figura 5.9.

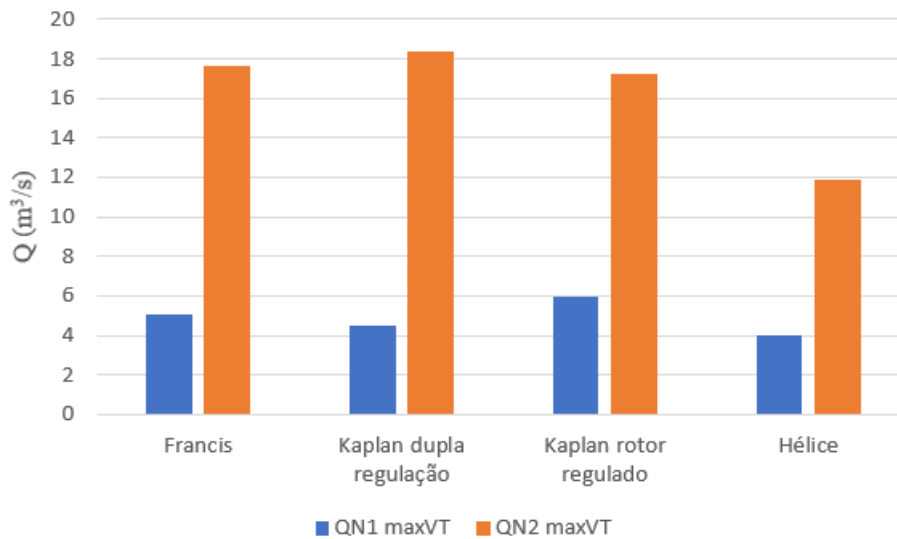


Figura 5.9 – Caudais nominais com duas turbinas para o 3º Caso de Estudo, 3º critério.

Na Figura 5.9 é observado que para o aproveitamento com duas turbinas, a Kaplan de dupla regulação apresenta o maior caudal nominal e a Hélice o menor caudal nominal. A comparação entre a maximização do volume turbinado com duas turbinas no 3º Caso de Estudo e com uma turbina no Estudo 2C é apresentada na Figura 5.10.

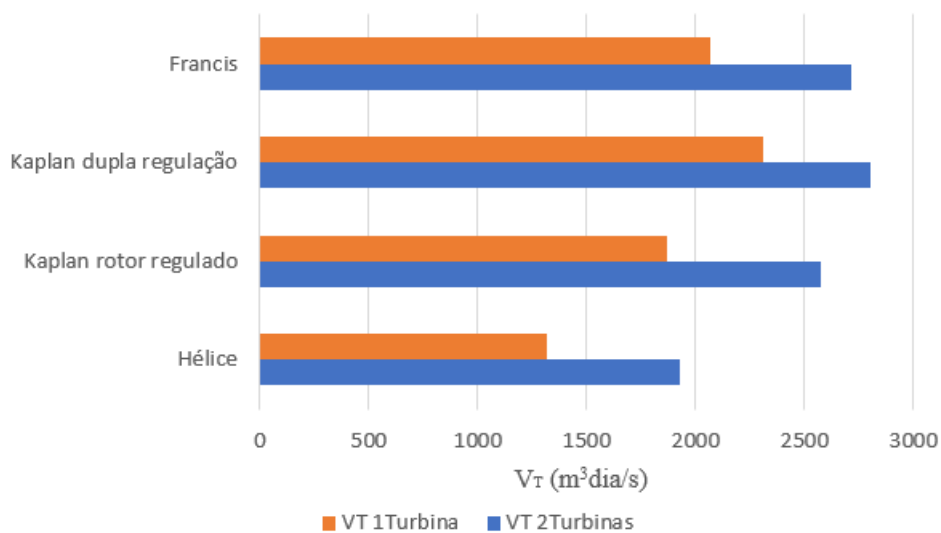


Figura 5.10 – Comparação entre o volume turbinado do Estudo 2C e do 3º Caso de Estudo, 3º critério.

Na Figura 5.10 é observado que a Kaplan de dupla regulação apresenta o maior volume turbinado quer com duas turbinas, quer com uma turbina.

A comparação entre o VAL resultante da simulação para a maximização do volume turbinado e para a maximização do VAL com duas turbinas para o 3º Caso de Estudo é apresentada na Figura 5.11.

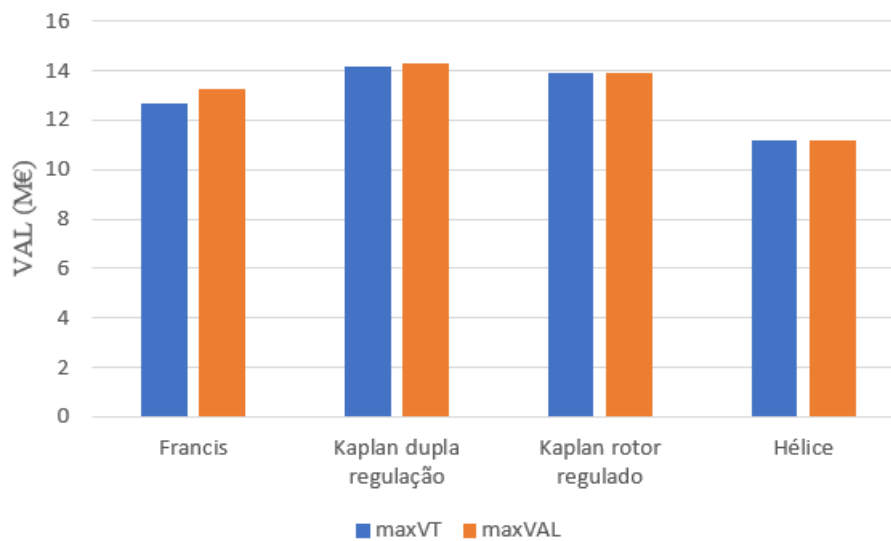


Figura 5.11 – Comparação entre o VAL do 3º critério e do critério proposto, 3º Caso de Estudo.

Na Figura 5.11 é observado que a maximização do VAL de acordo com o critério proposto é superior ao VAL da maximização do volume turbinado, para a Kaplan de dupla regulação e a Francis. No entanto, o VAL não apresenta uma alteração significativa para a Kaplan de rotor regulado e para a Hélice. Esta observação é espectável de acontecer atendendo a que no critério proposto é explicitamente exigida a otimização do VAL. A principal característica do critério proposto é devido ao facto de considerar na determinação do caudal o custo da instalação que no caso é uma função do caudal nominal. Esta mais valia é um compromisso entre turbinar um volume de água superior pelo facto de aumentar o caudal nominal da instalação e a contrapartida do conseqüente aumento do investimento inicial.

---

# CAPÍTULO

# 6

---

## **Conclusões**

*Neste capítulo são apresentadas as conclusões sobre o estudo de admissibilidade económica para pequenas hídricas. Ainda, são indicadas as direções para futuros desenvolvimentos.*

## 6.1. Conclusões

Esta dissertação apresenta um anteprojeto de estudo para aproveitamentos em pequenas hídricas, tendo como objetivo o estudo da viabilidade económica. É realizado um estudo sobre os caudais cronológicos afluentes com o objetivo de encontrar a potência nominal a instalar no aproveitamento hídrico. De modo a concluir sobre a admissibilidade económica, é necessário prever o investimento a realizar e o retorno esperado de modo a garantir que o projeto seja viável, como contribuição é desenvolvida uma metodologia para a determinação do valor atual líquido. Esta metodologia é encarada como uma proposta de um novo critério para a determinação do caudal nominal da pequena hídrica, que seja mais favorável em conformidade com o valor atual líquido e informação sobre a taxa interna de rentabilidade.

No âmbito das simulações foi feita a opção de determinar o volume de água turbinada utilizando uma aproximação da curva de duração de caudais por uma função exponencial e pelo método de integração trapezoidal. A aproximação exponencial é bem adaptada à base de dados das aflúncias cronológicas e a integração trapezoidal corresponde ao método de integração numérico mais utilizado na prática de integração computacional para esta tipologia de estudo.

O VAL e a TIR são os indicadores de avaliação de investimento com maior significado económico para a tomada de decisão, sendo de interesse superior relativamente ao  $T_{rb}$ ,  $T_r$  e ROI, por exemplo: se um aproveitamento apresentar menor  $T_{rb}$ ,  $T_r$  e maior ROI, mas inferior VAL e TIR, então a opção pelo investimento é menos favorável.

A tecnologia da turbina é fundamental para a avaliação económica, visto que, pela expressão de  $V_T^*$ , após a exclusão da turbina de Pelton, já era espectável que a turbina mais indicada fosse a Kaplan de dupla regulação. As outras turbinas devido aos limites de operação não conseguem aproveitar tão bem o caudal do rio, pelo que, a Kaplan de dupla regulação apresenta um volume turbinado que à taxa de atualização exigida pelo investidor permite obter um valor presente de receitas superior.

Para os critérios utilizados para determinar o caudal nominal do pequeno aproveitamento, no 1º e 2º Casos de Estudo o aproveitamento realizado com a turbina que permite um VAL superior é a Kaplan de dupla regulação. No 3º Caso de Estudo, aproveitamento com duas turbinas, quer a Kaplan de dupla regulação, quer a Kaplan de rotor regulado têm indicadores económicos vantajosos, visto que, a diferença dos indicadores não é significativa: existe unicamente diferença na primeira casa decimal, Tabela 5.12 e Tabela 5.13. Para persuadir o

investidor ambas as turbinas são aliciantes, cabendo ao investidor decidir: eventualmente com base na informação respeitante ao TIR; ou considerando o facto do investimento inicial para a turbina Kaplan de dupla regulação ser superior em consequência do custo eletromecânico ser mais elevado. Também é facto que, por avaria da Kaplan de dupla regulação, os custos de reparação têm tendência, devido à presença de mais tecnologia, a serem superiores, pelo que, o investidor pode optar em conformidade com a eventualidade futura de ter de disponibilizar mais meios económicos.

O custo de investimento inicial tem influência no VAL, inclusivamente, nas simulações é considerado que, quanto maior for o custo de investimento, maior é o custo de manutenção. Como o custo de investimento é uma função do caudal nominal, visto que, a altura de queda é constante, portanto a potência nominal na metodologia desenvolvida é uma função linear do caudal nominal. Para alguns aproveitamentos, um caudal nominal superior pode significar mais receitas, mas o incremento no custo de investimento e custo de manutenção podem originar que o investimento passe a ter indicadores económicos inferiores.

Ainda, perante os resultados obtidos, se o investidor for mais conservador pode tender a decidir pela Hélice, visto que, apresenta um menor custo de investimento,  $T_{rb}$  e  $T_r$  e também um ROI e TIR mais elevados.

A configuração presente no 3º Caso de Estudo, aproveitamento com duas turbinas, permite aproveitar melhor a bondade do rio, tendo um caudal nominal de aproveitamento e um volume de água turbinada superior. Pelo que, produz mais energia em ano médio com qualquer dos quatro tipos de turbinas simulados, relativamente à configuração com só uma turbina, 1º e 2º Casos de Estudo.

## 6.2. Lista de publicações

Ao adotar um tema de dissertação cuja investigação permita oferecer algum tipo de contribuição original para a comunidade científica, é importante do ponto de vista científico e tecnológico, proceder à publicação dos progressos efetuados, de modo a inteirar a comunidade científica sobre o tema de investigação e incentivar o debate e a troca de ideias sobre o tema em análise. A contribuição publicada no âmbito desta dissertação é uma Comunicação científica em Conferência Internacional, com revisão por Pares, e é apresentada seguidamente:

- Calhandro, R., Melicio, R., Mendes, V.M.F., Areias, P., “Economic Admissibility Study on Small Hydro”, Proceedings of the IEEE International Conference on Control, Automation and Diagnosis (ICCAD’22), pp 1-6, Lisboa, Portugal, 13-15, julho, 2022.

### **6.3. Direções de Investigação Futura**

No âmbito desta dissertação podem ser estabelecidas algumas direções de investigação para o futuro, visto que, esta dissertação não permite esgotar todos os temas abordados. Pelo que, foram identificadas as seguintes direções para futura investigação:

- Obter com maior rigor as funções de custo para o equipamento eletromecânico das turbinas e a relação com os custos totais do aproveitamento;
- Comparar a maximização do volume de água com a do VAL para duas Kaplan de rotor regulado a fim de compreender a diminuta variação do caudal nominal;
- Comparar para duas Hélice igualmente à direção de investigação anterior a fim de compreender a diminuta variação do caudal nominal;
- Reformular os problemas de otimização matemática a fim de se considerarem variáveis de decisão discretas, utilizando otimizadores adequados.

## Referências Bibliográficas

- [1] Cruz, P., Pousinho, H.M.I., Melício, R., Mendes, V.M.F., “Optimal coordination on wind-pumped-hydro operation”, *Procedia Technology*, Vol. 17, pp. 445–451, dezembro 2014.
- [2] Melício, R., “Modelos dinâmicos de sistemas de conversão de energia eólica ligados á rede elétrica”, Tese de Doutoramento, Universidade da Beira Interior, Portugal, fevereiro 2010.
- [3] Oliveira, M.F., “Consumo energético Mundial – O petróleo no cabaz energético do futuro”, Conferência Indústria Petrolífera: Realidade e Desafios, Lisboa, maio 2013. Disponível: [https://www.apetro.pt/folder/galeria/ficheiro/1659\\_Galp\\_ev91b78a2n.pdf](https://www.apetro.pt/folder/galeria/ficheiro/1659_Galp_ev91b78a2n.pdf). Acedido: 14/11/20.
- [4] Exxon Mobil Corporation, “Outlook for Energy: A View to 2030”, janeiro 2010. Disponível: [http://81.47.175.201/flagship/attachments/exxon\\_mobil.pdf](http://81.47.175.201/flagship/attachments/exxon_mobil.pdf). Acedido: 14/11/20.
- [5] “Energia e Clima – Energias Renováveis”. Disponível: <https://rea.apambiente.pt/content/energias-renov%C3%A1veis>. Acedido: 15/11/20.
- [6] Comissão Europeia, “Energia 2020 – Estratégia para uma energia competitiva, sustentável e segura”, novembro 2010. Disponível: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52010DC0639&qid=1560360072738&from=EN>. Acedido: 15/11/20.
- [7] Decisão do Conselho, de 25 de Abril de 2002, relativa à aprovação, em nome da Comunidade Europeia, do Protocolo de Quioto da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as alterações climáticas e ao cumprimento conjunto dos respetivos compromissos, *Jornal Oficial das*



- Comunidades Europeias, L 130, 15 de maio de 2002. Disponível em: <https://eurocid.mne.gov.pt/sites/default/files/repository/paragraph/documents/4564/protocolo-de-quioto-convencao-quadro-das-nacoes-unidas-sobre-alteracoes-climaticas.pdf>. Acedido: 17/11/20.
- [8] “Alterações Climáticas – Rumo a uma UE com impacto neutro no clima”. Disponível: <https://eurocid.mne.gov.pt/alteracoes-climaticas>. Acedido: 17/11/20.
- [9] “Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030”. Disponível: <https://www.portugalenergia.pt/setor-energetico/bloco-3/>. Acedido: 17/11/20.
- [10] “Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH)”, novembro 2007. Disponível: [http://rioslivresgeota.org/wp-content/uploads/2015/04/plano\\_barragens\\_memoria\\_final1.pdf](http://rioslivresgeota.org/wp-content/uploads/2015/04/plano_barragens_memoria_final1.pdf). Acedido: 18/11/20.
- [11] Direção-Geral de Energia e Geologia, “Renováveis - Estatísticas Rápidas” No. 196, março 2021. Disponível: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/publicacoes/estatisticas-rapidas-das-renovaveis/>. Acedido: 20/11/20.
- [12] International Renewable Energy Agency, “Renewable Capacity Statistics 2021”, março 2021. Disponível: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Apr/IRENA\\_RE\\_Capacity\\_Statistics\\_2021.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Apr/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2021.pdf). Acedido: 23/11/20.
- [13] “Energia Hídrica”. Disponível: [http://pt.hidroerg.pt/energia\\_hidrica.html](http://pt.hidroerg.pt/energia_hidrica.html). Acedido: 23/11/20.
- [14] Paish, O., “Small hydro power: technology and current status”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 6, No. 6, pp. 537–556, dezembro 2002.
- [15] Liu, D., Liu, H., Wang, X., and Kremere, E., “World Small Hydropower Development Report 2019”. United Nations Industrial Development Organization; International Center on Small Hydro Power, 2019. Disponível: [www.smallhydroworld.org](http://www.smallhydroworld.org). Acedido: 02/12/20.

- [16] Kaldellis, J.K., “An integrated time-depending feasibility analysis model of wind energy applications in Greece”, *Energy Policy*, Vol. 30, No. 4, pp. 267–280, março 2002.
- [17] Kaldellis, J.K., “Social approval of electricity generation plants”, 2nd Pre-Conference of Energy 2002 International Congress, Greece, pp. 150–160, 2002.
- [18] Dragu, C., Sels, T., Belmans, R., “Small Hydro-Power State of The Art and Applications”, K.U. Leuven, ESAT-ELEN, Energy Institute, pp. 265–270, 2001.
- [19] Cruz, P., Pousinho, H.M.I., Melício, R., Mendes, V.M.F., Pereira, M.C., “Optimal operation planning of wind-hydro power systems using a MILP approach”, *Technological Innovation for Collective Awareness Systems*, pp. 277–286, abril 2014.
- [20] Denny, E., O’Malley, M., “Wind generation, power system operation, and emissions reduction”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 21, No. 1, pp. 341–347, fevereiro 2006.
- [21] Gil, H.A., Joos, G., “Generalized estimation of average displaced emissions by wind generation”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 22, No. 3, pp. 1035-1043, agosto 2007.
- [22] Taylor, P.G., d’Ortigue, O.L., Francoeur, M., Trudeau, N., “Final energy use in IEA countries: The role of energy efficiency”, *Energy Policy*, Vol. 38, No. 11, pp. 6463–6474, novembro 2010.
- [23] Pousinho, H.M.I., “Nova metodologia de optimização da exploração de recursos hídricos: Programação não linear inteira mista”, *Dissertação de Mestrado*, Universidade da Beira Interior, Covilhã, Portugal, junho 2009.
- [24] Pousinho, H.M.I., “Optimização da exploração de curto prazo e das ofertas em mercado para um sistema electroprodutor considerando incerteza e risco”, *Tese de Doutoramento*, Universidade da Beira Interior, Covilhã, Portugal, maio 2012.

- [25] Pousinho, H.M.I., Melício, R., Mendes, V.M.F., Laia, R., Gomes, I.L.R., Cruz, P., “Bidding strategy: wind-thermal, wind-PV or wind-hydro energy producers”, IDMEC–Center of Intelligent Systems Activity 2015–2016, Poster, Lisboa, Portugal, novembro 2016.
- [26] Ramos, H., Almeida, A.B., “Small Hydro as one of the oldest renewable energy sources”, Water power and dam construction, Small Hydro, pp. 8–12, maio 2000.
- [27] Agência de Energia & Instituto Nacional de Engenharia e Tecnologia Industrial, “Fórum: Energias Renováveis – Relatório Síntese”, novembro 2001. Disponível: <https://www.escoladaenergia.abae.pt/index.php?p=investiga&s=docs>. Acedido: 03/01/21.
- [28] Castro, R.M.G., “Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica”, IST Press, 2a Edição, 2012.
- [29] Redes Energéticas Nacionais, “Potencial Hidroelétrico Nacional: Importância Sócio-Económica e Ambiental do seu Desenvolvimento”, novembro 2006. Disponível: [www.ren.pt](http://www.ren.pt). Acedido: 04/01/21.
- [30] European Small Hydropower Association, “Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant”, Relatório Técnico, 2004. Disponível: <https://workingthetweed.files.wordpress.com/2015/03/updated-guide-to-small-hydro.pdf>. Acedido:05/03/21.
- [31] The British Hydropower Association, “A Guide to UK Mini-Hydro Developments”, Relatório Técnico, 2012. Disponível: <http://www.british-hydro.org/>. Acedido:05/03/21.
- [32] Kosnik, L., “The potential for small scale hydropower development in the US”, Energy Policy, Vol. 38, No. 10, pp. 5512-5519, outubro. 2010.
- [33] Monteiro., C. D., “Mini-hídrica”, Apontamentos de Produção Dispersa, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2007.

- [34] Koei, N., “The Study on Introduction of Renewable Energies in Rural Areas in Myanmar”, Institute of Energy Economics Japan, Final Report, Vol. 4, Part 2, Manuals for Sustainable Small Hydros, setembro 2003.
- [35] Schnitzer, V., “Micro Hydro Power-Scout Guide”, 2009. Disponível: [https://energypedia.info/images/3/3b/Hydro\\_scout\\_guide\\_ET\\_may10.pdf](https://energypedia.info/images/3/3b/Hydro_scout_guide_ET_may10.pdf). Acedido: 07/03/21.
- [36] Opperman, J., “The Unexpectedly Large Impacts of Small Hydropower”, Forbes, agosto 2018. Disponível: <https://www.forbes.com/sites/jeffopperman/2018/08/10/the-unexpectedly-large-impacts-of-small-hydropower/?sh=6ac2508f7b9d>. Acedido: 21/07/21.
- [37] Eletrobrás, “Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas”, janeiro 2000.
- [38] Ramos, H., Almeida, A.B., Portela, M.M., Almeida, H.P., “Guidelines for Design of Small Hydropower Plants”, Western Regional Energy Agency & Network and Department of Economic Development, 2000.
- [39] Chiaradia, T., Michel, A., Noble, N.P., Wilborn, D., Wubet, F.D., “Hydro-Power – Civil Engineering”. Disponível: [https://energypedia.info/wiki/Hydro\\_Power\\_-\\_Civil\\_Engineering](https://energypedia.info/wiki/Hydro_Power_-_Civil_Engineering). Acedido 16/08/21.
- [40] Costa, P.M.A., “As Máquinas Primárias”, Escola Superior de Tecnologia de Viseu, 1999.
- [41] Singh, D., “Micro Hydro Power Resource Assessment Handbook”, Asian and Pacific Centre for Transfer of Technology of the United Nations – Economic and Social Commission for Asia and the Pacific, setembro 2009.
- [42] Gomes, P., Fernandes, P., Silva, N., “Tipos de Tecnologias de Turbinas Utilizadas nas Centrais Mini-Hídricas”, Renováveis Magazine nº 6, pp. 88-90, setembro 2015.

- [43] Penche, C., “Layman’s Guidebook on How to Develop a Small Hydro Site”, European Small Hydropower Association, 1998.
- [44] “Pelton Turbine”. Disponível: <https://firmametal.com/pelton-turbun/>. Acedido:16/11/21.
- [45] “Hydro Turbine Classification: Type of Water Turbine”. Disponível: <http://www.huahydro.com/2019/04/09/type-of-hydro-turbine/>. Acedido 16/11/21.
- [46] Silva, J.M., “Operação de Turbinas Bulbo”, junho 2016. Disponível: <https://docplayer.com.br/30112427-Operacao-de-turbinas-bulbos.html>. Acedido: 16/11/21.
- [47] Ogayar, B., Vidal, P.G., “Cost determination of the electro-mechanical equipment of a small hydro-power plant”, Renewable Energy, Vol. 34, No. 1, pp. 6–13, janeiro 2009.
- [48] Cavazzini, G., Santolin, A., Pavesi, G., Ardizzon, G., “Accurate estimation model for small and micro hydropower plants costs in hybrid energy systems modelling”, Energy, Vol. 103, pp. 746–757, maio 2016.
- [49] Jaipradidtham, C., “Investment cost analysis for electricity generation with renewable energy and measurement of water pressure from weir to water conservation of small hydropower project”, International Journal of Smart Grid and Clean Energy, Vol. 6, No. 1, pp. 67–75, janeiro 2017.
- [50] Decreto-Lei n.º 126/2010, Diário da República, 1.ª série, No. 227, novembro 2010. Disponível: <https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/126-2010-308720>. Acedido: 01/10/21.
- [51] Direção-Geral de Energia e Geologia, “Remuneração das Energias Renováveis”. Disponível: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energia-eletrica/producao-de-energia-eletrica/producao-em-regime-especial-renovavel-pre/remuneracao-das-energias-renovaveis/>. Acedido: 02/10/21.

## Dados das afluições cronológicas

t [dias]	Q [m <sup>3</sup> /s]	t [dias]	Q [m <sup>3</sup> /s]	t [dias]	Q [m <sup>3</sup> /s]	t [dias]	Q [m <sup>3</sup> /s]	t [dias]	Q [m <sup>3</sup> /s]	t [dias]	Q [m <sup>3</sup> /s]
1	27,33	62	3,72	123	1,58	184	17,16	245	3,20	306	0,80
2	7,04	63	9,31	124	18,60	185	5,49	246	3,48	307	17,78
3	3,59	64	20,97	125	3,40	186	27,82	247	1,58	308	3,88
4	1,76	65	1,69	126	6,50	187	6,42	248	2,11	309	31,09
5	23,05	66	6,29	127	19,44	188	6,35	249	28,85	310	29,11
6	6,84	67	24,51	128	3,35	189	4,78	250	4,91	311	18,70
7	2,60	68	6,76	129	2,08	190	12,22	251	3,60	312	7,16
8	4,49	69	22,77	130	9,28	191	4,67	252	20,17	313	5,51
9	15,13	70	1,45	131	2,69	192	2,41	253	10,39	314	4,13
10	12,81	71	8,09	132	8,32	193	1,83	254	6,49	315	1,81
11	0,76	72	4,71	133	2,49	194	2,08	255	4,20	316	4,48
12	16,70	73	3,95	134	2,34	195	1,93	256	12,28	317	3,83
13	15,67	74	3,95	135	3,23	196	12,38	257	2,49	318	2,42
14	12,89	75	30,13	136	9,89	197	4,15	258	17,25	319	3,16
15	3,53	76	2,87	137	8,57	198	23,02	259	14,79	320	2,25
16	2,76	77	1,89	138	2,69	199	6,17	260	6,87	321	13,33
17	1,56	78	1,85	139	2,48	200	5,06	261	3,73	322	2,99
18	1,42	79	22,11	140	2,20	201	3,07	262	13,12	323	9,10
19	5,97	80	14,16	141	3,30	202	13,38	263	4,20	324	9,75
20	5,60	81	13,72	142	23,33	203	27,91	264	2,76	325	5,86
21	10,97	82	8,39	143	17,71	204	3,42	265	1,55	326	1,18
22	4,67	83	21,98	144	5,34	205	15,43	266	17,27	327	1,72
23	16,51	84	17,99	145	4,59	206	3,53	267	3,44	328	21,66
24	12,29	85	19,90	146	0,90	207	4,30	268	17,63	329	10,35
25	1,33	86	8,01	147	23,61	208	1,50	269	1,66	330	3,42
26	17,57	87	3,99	148	3,01	209	5,04	270	18,72	331	5,18
27	7,67	88	11,81	149	4,74	210	7,46	271	2,68	332	3,03
28	7,41	89	13,78	150	5,40	211	2,83	272	28,61	333	2,58
29	8,57	90	16,32	151	2,96	212	28,24	273	9,28	334	1,33
30	4,93	91	13,53	152	1,41	213	1,44	274	1,19	335	1,41
31	3,74	92	2,13	153	2,77	214	8,72	275	26,56	336	4,50
32	8,30	93	7,11	154	4,18	215	2,35	276	15,58	337	1,06
33	1,78	94	7,97	155	1,09	216	7,12	277	5,87	338	31,20
34	21,79	95	1,54	156	1,24	217	2,65	278	27,73	339	1,40
35	19,96	96	0,78	157	12,02	218	1,91	279	1,45	340	1,65
36	25,85	97	2,00	158	3,66	219	6,66	280	2,39	341	13,81
37	9,63	98	1,83	159	2,96	220	6,46	281	3,23	342	3,53
38	5,99	99	1,87	160	3,31	221	2,83	282	13,11	343	2,23
39	3,71	100	15,62	161	2,48	222	2,27	283	2,01	344	2,53
40	2,19	101	3,77	162	8,21	223	20,17	284	2,43	345	2,16
41	0,98	102	5,40	163	6,51	224	17,79	285	10,15	346	1,68
42	3,99	103	2,63	164	3,60	225	14,91	286	6,89	347	3,14
43	2,25	104	29,95	165	2,55	226	11,92	287	12,47	348	2,92
44	23,57	105	1,80	166	9,55	227	9,61	288	9,93	349	22,14
45	5,58	106	19,12	167	2,78	228	4,57	289	2,07	350	3,42
46	18,75	107	5,65	168	1,98	229	2,44	290	1,25	351	3,18
47	2,90	108	9,91	169	26,48	230	6,02	291	18,71	352	2,60
48	10,13	109	3,65	170	8,98	231	1,63	292	5,48	353	1,01
49	10,04	110	3,72	171	9,57	232	2,56	293	5,31	354	9,44
50	9,84	111	7,24	172	5,51	233	23,21	294	2,26	355	7,97
51	4,06	112	4,07	173	1,61	234	5,38	295	10,78	356	4,09
52	2,48	113	3,12	174	7,65	235	23,58	296	3,18	357	2,56
53	1,78	114	6,16	175	3,08	236	13,08	297	3,05	358	14,83
54	8,59	115	22,63	176	2,16	237	7,80	298	2,48	359	10,28
55	3,99	116	2,63	177	2,61	238	0,73	299	20,04	360	7,00
56	26,42	117	9,59	178	16,65	239	1,46	300	3,05	361	6,03
57	26,21	118	1,73	179	20,41	240	13,17	301	2,54	362	12,58
58	14,70	119	5,28	180	25,11	241	6,82	302	3,94	363	1,63
59	1,79	120	1,52	181	11,02	242	3,22	303	24,84	364	12,09
60	27,04	121	1,23	182	0,90	243	8,53	304	3,85	365	3,37
61	4,17	122	22,91	183	4,74	244	7,21	305	2,45		