



M 2017

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÓMICA DE INSTALAÇÕES DE RECUPERAÇÃO DA ENERGIA HÍDRICA EM SISTEMAS DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA. APLICAÇÃO A UM CASO DE ESTUDO.

AFONSO MANUEL PINTO DA ROCHA BARBOSA
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO APRESENTADA
À FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO
EM HIDRÁULICA

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÓMICA DE INSTALAÇÕES DE RECUPERAÇÃO DA ENERGIA HÍDRICA EM SISTEMAS DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA.

Aplicação a um Caso de Estudo.

AFONSO MANUEL PINTO DA ROCHA BARBOSA

Dissertação submetida para satisfação parcial dos requisitos do grau de
MESTRE EM ENGENHARIA CIVIL — ESPECIALIZAÇÃO EM HIDRÁULICA

Orientador: Professor Doutor José Carlos Tentúgal Valente

Coorientador: Professor Doutor Francisco Manuel de Oliveira Piqueiro

PORTO, FEVEREIRO DE 2017

MESTRADO INTEGRADO EM ENGENHARIA CIVIL 2016/2017

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL

Tel. +351-22-508 1901

Fax +351-22-508 1446

✉ miec@fe.up.pt

Editado por

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Rua Dr. Roberto Frias

4200-465 PORTO

Portugal

Tel. +351-22-508 1400

Fax +351-22-508 1440

✉ feup@fe.up.pt

🌐 <http://www.fe.up.pt>

Reproduções parciais deste documento serão autorizadas na condição que seja mencionado o Autor e feita referência a *Mestrado Integrado em Engenharia Civil – 2016/2017 – Departamento de Engenharia Civil, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2017.*

As opiniões e informações incluídas neste documento representam unicamente o ponto de vista do respetivo Autor, não podendo o Editor aceitar qualquer responsabilidade legal ou outra em relação a erros ou omissões que possam existir.

Este documento foi produzido a partir de versão eletrónica fornecida pelo respetivo Autor.

À minha família, em especial à Betina
e ao meu avô e padrinho Manuel Barbosa

Se tens que lidar com água, consulta primeiro a experiência, depois a razão.

Leonardo da Vinci

AGRADECIMENTOS

Para a elaboração desta dissertação, tornou-se imprescindível a colaboração de muitas pessoas, sem as quais não seria possível realizá-la, pelo que não poderia deixar de expressar aqui o meu agradecimento.

Aos Senhores Professores José Carlos Tentúgal Valente e Francisco Manuel de Oliveira Piqueiro, orientador e coorientador respetivamente, pela confiança, interesse e disponibilidade demonstrada, bem como pelos ensinamentos e acompanhamento crítico na execução deste projeto.

À sociedade Águas do Norte, S.A. (Grupo Águas de Portugal), particularmente aos colegas e amigos da Gestão de Energia da Direção de Manutenção, Engenheiros Ricardo Ferreira e Domingos Gomes, na cedência de documentação técnica e na vasta explicação e transmissão de informação.

Aos colegas e amigos Engenheiro Hélder Amorim e Dr. Francisco Castro, dos Estudos e Projetos e dos Sistemas de Informação Geográfica respetivamente da Direção de Engenharia e Gestão de Ativos, e Engenheiro Ulisses Biscaia, do Centro Operacional de Abastecimento de Água do Minho e Lima da Direção de Operação, pela informação técnica e disponibilidade prestada.

Também, uma palavra de gratidão à Engenheira Rosário Cancelino, da empresa AdP – Energias, S.A. (Grupo Águas de Portugal), pela partilha de informação e na cedência de publicações normativas.

Por fim, a todos aqueles que de forma direta ou indireta contribuíram, em maior ou menor grau, para a conclusão desta dissertação.

Muito obrigado a todos!

RESUMO

A presente dissertação de mestrado visa, objetivamente, estudar a análise técnico-económica sobre o aproveitamento eficiente da energia hídrica excedentária nas condutas adutoras dos sistemas de abastecimento de água “em alta” (na recuperação parcialmente de desníveis energéticos), através da implementação, imediatamente a montante de reservatórios e de estações elevatórias, de micro-turbinas hidráulicas incorporadas nas condutas e acopladas a geradores de energia elétrica assíncronos.

Esta energia excedentária integra-se no duplo conceito de energia renovável e de energia alternativa – renovável porque a fonte primária é a água; alternativa porque a produção de energia elétrica é utilizada em consumo nas instalações de elevação e/ou de tratamento de águas em alternância e/ou em simultâneo com a energia da rede.

Foi efetuada uma microanálise ao estudo de alguns casos de aplicabilidade em sistemas de abastecimento de água, concretamente na sociedade Águas do Norte, S.A. (Grupo Águas de Portugal), com o objetivo de recuperar parcialmente desníveis energéticos, pela conversão em energia elétrica, pela aplicação de micro sistemas hidroelétricos, suportados em micro-turbinas e bombas em funcionamento reverso, e sistemas de conversão e colocação da energia na rede elétrica. Para tal, desenvolveu-se um modelo de análise de sensibilidade, integrando a consideração da colocabilidade da energia produzida e sua valorização económica, observando o enquadramento atual do sistema de produção distribuída (autoconsumo e pequena produção).

PALAVRAS-CHAVE: sistemas de abastecimento de água, aproveitamento da energia hídrica, unidades de produção de autoconsumo e pequena produção, turbinas hidráulicas, viabilidade técnica-económica.

ABSTRACT

This master thesis, objectively, aims to understand the technical-economic analysis concerning the use of surplus hydro energy in the pipelines which supply the high-level water distribution (in the partial recovery of energetic unbalance), by the implementation, immediately upstream reservoirs and lifting stations, of hydraulic micro-turbines incorporated and attached to asynchronous electric energy generators.

This surplus energy integrates itself in the double concept of renewable energy and alternative energy – renewable because the primary source is water; alternative because the production of electric energy is used for consumption in the lifting facilities and/or water treatment, alternating and/or simultaneously with the network energy.

We carried out a microanalysis to the study of some illustrative cases in water supply systems, specifically in Águas do Norte, S.A. (Águas de Portugal Group), aiming to partially retrieve the energetic unbalances through electric conversion, applying hydroelectric micro systems supported by micro-turbines and reverse operational pumps, and converting and placing energy in the electricity network. To that end, a model of sensitivity analysis has been developed, thus considering the applicability of the produced energy as well as its economic appreciation, observing the current context of the dealt production system (self-consumption and short production).

KEY-WORDS: water supply systems, hydric energy use, self-consumption production units and short production, hydraulic turbines, technical-economic viability.

ÍNDICE GERAL

AGRADECIMENTOS	i
RESUMO	iii
ABSTRACT	v
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. PREÂMBULO	1
1.2. OBJETIVOS PRINCIPAIS	2
1.3. METODOLOGIA DO TRABALHO	3
1.4. ESTRUTURAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	4
2. ESTADO DA ARTE	5
2.1. INTRODUÇÃO	5
2.2. RECUPERAÇÃO DA ENERGIA HÍDRICA EM SISTEMAS DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA	6
2.3. METODOLOGIA DE SOLUÇÕES TÉCNICAS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA DESCENTRALIZADA	7
2.4. LIGAÇÃO À REDE DAS CENTRAIS MINI-HÍDRICAS	10
3. SITUAÇÃO ENERGÉTICA HÍDRICA EM PORTUGAL	13
3.1. INTRODUÇÃO	13
3.2. ENERGIA RENOVÁVEL EM PORTUGAL	13
3.2.1. CONTEXTUALIZAÇÃO	13
3.2.2. CONSUMO DE ELETRICIDADE COM BASE EM FER EM PORTUGAL	14
3.3. ENERGIA HÍDRICA EM PORTUGAL	16
3.3.1. ENQUADRAMENTO E EVOLUÇÃO DA HIDROELETRICIDADE EM PORTUGAL	16
3.3.2. ENERGIA EM CENTRAIS MINI-HÍDRICAS	20
3.3.2.1. Contextualização	20
3.3.2.2. Classificação das Centrais Mini-Hídricas	21
3.3.2.3. Exploração das Centrais Mini-Hídricas	22
3.3.2.4. Interdependência e Capacidade de Regularização	23
3.3.2.5. Perspetivas de Desenvolvimento das Centrais Mini-Hídricas	23

4. ENQUADRAMENTO LEGAL E NORMATIVO	25
4.1. INTRODUÇÃO	25
4.2. ORGANIZAÇÃO LEGISLATIVA.....	25
4.2.1. ORGANIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL.....	25
4.2.2. PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL (PRE)	26
4.2.3. REGIME DE PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA	27
4.2.3.1. Atual Enquadramento Legislativo (Projetos já Consignados)	27
4.2.3.2. Objetivos da Revisão do Regime Legislativo	28
4.2.3.3. Autoconsumo	29
4.2.3.4. Pequena Produção	30
4.3. REMUNERAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA INJETADA NA RESP	30
4.3.1. UNIDADE DE PRODUÇÃO DE AUTOCONSUMO (UPAC)	30
4.3.2. UNIDADE DE PEQUENA PRODUÇÃO (UPP)	33
4.4. PROCEDIMENTO DE LICENCIAMENTO DE PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA	34
4.4.1. UNIDADE DE PRODUÇÃO DE AUTOCONSUMO (UPAC)	34
4.4.2. UNIDADE DE PEQUENA PRODUÇÃO (UPP)	34
4.5. PROCEDIMENTO PARA O LICENCIAMENTO DE CENTRAIS MINI-HÍDRICAS	35
4.5.1. PEDIDO DE INFORMAÇÃO PRÉVIA (PIP)	35
4.5.2. CONCURSO	36
4.5.3. CONSTRANGIMENTOS AO DESENVOLVIMENTO DAS CENTRAIS MINI-HÍDRICAS	37
 5. POTENCIAL ENERGÉTICO EM SISTEMAS DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA.....	 39
5.1. APROVEITAMENTO DO EXCESSO DE ENERGIA DISPONÍVEL NO SISTEMA.....	39
5.1.1. CONCEITOS GERAIS DE DIMENSIONAMENTO.....	39
5.1.2. ASPETOS GERAIS DE FUNCIONAMENTO DAS VÁLVULAS REDUTORAS DE PRESSÃO.....	41
5.1.3. ASPETOS GERAIS DE FUNCIONAMENTO DAS VÁLVULAS DE CONTROLO ALTIMÉTRICO	42
5.1.4. ESCOLHA DO TIPO DE TURBINA EM FUNÇÃO DO CIRCUITO HIDRÁULICO.....	43
5.1.5. COMPORTAMENTO DAS TURBOMÁQUINAS FACE ÀS VÁLVULAS REDUTORAS DE PRESSÃO ...	43
5.2. AVALIAÇÃO DA PRODUÇÃO ENERGÉTICA	45
5.2.1. POTÊNCIA DISPONÍVEL.....	45
5.2.2. PARÂMETROS INFLUENCIADORES – SISTEMAS DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA	47

5.2.2.1. Caudal Nominal	47
5.2.2.2. Lei de Consumos Diários	48
5.2.3. REGIMES DE EXPLORAÇÃO A ESTUDAR.....	49
5.2.4. ENERGIA PRODUTÍVEL	50
6. TURBOMAQUINAS HIDRÁULICAS.....	51
6.1. INTRODUÇÃO	51
6.2. ANÁLISE DIMENSIONAL DE TURBINAS.....	51
6.3. PRINCIPAIS TIPOS DE TURBINAS – AÇÃO E REAÇÃO.....	52
6.3.1. TURBINAS DE REAÇÃO.....	53
6.3.2. TURBINAS DE AÇÃO	55
6.4. RENDIMENTOS DE VÁRIOS TIPOS DE TURBINAS.....	58
6.5. ELEMENTOS DE REGULAÇÃO DE TURBINAS	63
6.6. <i>PUMPS AS TURBINES</i> [PAT] – FUNCIONAMENTO DE BOMBAS COMO TURBINAS	64
7. FUNDAMENTOS DE ANÁLISE TÉCNICO-ECONÓMICA EM PROJETOS DE INVESTIMENTO	65
7.1. INTRODUÇÃO	65
7.2. MODELOS DE AVALIAÇÃO	66
7.2.1. VALOR ATUAL LÍQUIDO (VAL)	66
7.2.2. TAXA INTERNA DE RENTABILIDADE (TIR)	67
7.2.3. PERÍODO DE RECUPERAÇÃO DE CAPITAL INVESTIDO (PRC)	69
7.2.4. ÍNDICE DE RENTABILIDADE (IR)	70
7.3. CUSTOS DO EMPREENDIMENTO	71
7.3.1. INVESTIMENTOS INICIAIS	71
7.3.1.1. Custos Iniciais	71
7.3.1.2. Custos de Instalação e Arranque da Obra	71
7.3.2. INVESTIMENTOS DE EXPLORAÇÃO	71
7.3.2.1. Custos de Manutenção Periódica	71
7.3.2.2. Custos Associados a Anomalias que Permitam Algum Tipo de Paragem	72
7.3.3. CUSTOS RELACIONADOS COM O AMBIENTE E COM O TERRENO	72
7.3.4. OBTENÇÃO DO CUSTO TOTAL DO APROVEITAMENTO HIDROELÉTRICO	72

8. CASO DE ESTUDO	75
8.1. INTRODUÇÃO	75
8.2. DESCRIÇÃO DA INTERLIGAÇÃO DO SUBSISTEMA DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA DE SÃO JORGE AO SUBSISTEMA DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA AOS CONCELHOS DE MELGAÇO, MONÇÃO E VALENÇA	76
8.3. CARACTERIZAÇÃO DA “SOBREPRESSORA DE VALENÇA”	79
8.3.1. MODO DE FUNCIONAMENTO 1.....	81
8.3.2. MODO DE FUNCIONAMENTO 2.....	81
8.3.3. MODO DE FUNCIONAMENTO 3.....	82
8.3.4. MODO DE FUNCIONAMENTO 4.....	82
8.3.5. MODO DE FUNCIONAMENTO 5.....	83
8.3.6. MODO DE FUNCIONAMENTO 6.....	84
8.3.7. MODO DE FUNCIONAMENTO 7.....	84
8.3.8. GRUPOS ELETROBOMBA	85
8.3.9. CAUDAL MENSAL ELEVADO	86
8.4. CARACTERIZAÇÃO DA CONDUTA ELEVATÓRIA/ADUTORA PRINCIPAL	86
8.5. CARACTERIZAÇÃO DO RESERVATÓRIO R1 DE GANFEI	87
8.5.1. LOCALIZAÇÃO E CAPACIDADE	88
8.5.2. NÍVEIS DE EXPLORAÇÃO.....	88
8.5.3. FUNÇÕES DO RESERVATÓRIO.....	88
8.6. CARACTERIZAÇÃO DO RESERVATÓRIO DA VILA (VILA NOVA DE CERVEIRA)	89
8.6.1. LOCALIZAÇÃO E CAPACIDADE	89
8.6.2. NÍVEIS DE EXPLORAÇÃO.....	89
8.6.3. FUNÇÕES DO RESERVATÓRIO.....	89
8.7. CARACTERIZAÇÃO DA PROPOSTA TÉCNICA PARA A CONDUTA DE INTERLIGAÇÃO ENTRE A SOBREPRESSORA DE OUTEIRO/VALENÇA E O RESERVATÓRIO DA VILA	90
 9. ANÁLISE TÉCNICO-ECONÓMICA DO CASO DE ESTUDO	 91
9.1. ENQUADRAMENTO.....	91
9.2. AVALIAÇÃO TÉCNICA DO CENÁRIO DE TURBINAMENTO [R1 DE GANFEI – RVILA (CERVEIRA)]	91
9.2.1. DESCRIÇÃO E CÁLCULO DAS PERDAS DE CARGA E PRESSÕES DO SISTEMA.....	91
9.2.2. SELEÇÃO DO TIPO DE TURBOMÁQUINA HIDRÁULICA (TURBINA)	95

9.2.3. CÁLCULO DA PRODUÇÃO ENERGÉTICA	95
9.2.4. CÁLCULO DA REMUNERAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA INJETADA NA RESP	96
9.2.5. ANÁLISE SENSIBILIDADE ECONÓMICA DA SOLUÇÃO TÉCNICA PROPOSTA.....	96
9.3. AVALIAÇÃO TÉCNICA DO CENÁRIO DE TURBINAMENTO [R1 DE GANFEI – PONTO DE ENTREGA RVILA]	98
9.3.1. DESCRIÇÃO E CÁLCULO DAS PERDAS DE CARGA E PRESSÕES DO SISTEMA	98
9.3.2. SELEÇÃO DO TIPO DE TURBOMÁQUINA HIDRÁULICA (TURBINA)	99
9.3.3. CÁLCULO DA PRODUÇÃO ENERGÉTICA	99
9.3.4. CÁLCULO DA REMUNERAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA INJETADA NA RESP	100
9.3.5. ANÁLISE SENSIBILIDADE ECONÓMICA DA SOLUÇÃO TÉCNICA PROPOSTA.....	100
9.4. AVALIAÇÃO TÉCNICA DO CENÁRIO DE TURBINAMENTO [R1 DE GANFEI – SOBREPRESSORA DE VALENÇA]	101
9.4.1. DESCRIÇÃO E CÁLCULO DAS PERDAS DE CARGA E PRESSÕES DO SISTEMA	101
9.4.2. SELEÇÃO DO TIPO DE TURBOMÁQUINA HIDRÁULICA (TURBINA)	102
9.4.3. CÁLCULO DA PRODUÇÃO ENERGÉTICA	103
9.4.4. CÁLCULO DA REMUNERAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA INJETADA NA RESP	103
9.4.5. ANÁLISE SENSIBILIDADE ECONÓMICA DA SOLUÇÃO TÉCNICA PROPOSTA.....	104
9.5. COMPARAÇÃO DE RESULTADOS DOS CENÁRIOS DE TURBINAMENTO	105
 10. CONCLUSÕES	 107
10.1. CONSIDERAÇÕES FINAIS	107
10.2. RECOMENDAÇÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	108
 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	 109
 ANEXO N.º 1 – LOCALIZAÇÃO DAS SOBREPRESSORAS DE VALENÇA E DE OUTEIRO	 113
ANEXO N.º 2 – LOCALIZAÇÃO DO RESERVATÓRIO R1 DE GANFEI	114
ANEXO N.º 3 – LOCALIZAÇÃO DO RESERVATÓRIO RVILA (VILA NOVA DE CERVEIRA)	115
ANEXO N.º 4 – CATÁLOGO DO FORNECEDOR DE MICRO-TURBINAS (TECNOTURBINES, S.L.)	116
ANEXO N.º 5 – ANÁLISE SENSIBILIDADE ECONÓMICA DO CENÁRIO DE TURBINAMENTO [R1 DE GANFEI – RVILA (CERVEIRA)	125
ANEXO N.º 6 – ANÁLISE SENSIBILIDADE ECONÓMICA DO CENÁRIO DE TURBINAMENTO [R1 DE GANFEI – PONTO DE ENTREGA RVILA)	126
ANEXO N.º 7 – ANÁLISE SENSIBILIDADE ECONÓMICA DO CENÁRIO DE TURBINAMENTO [R1 DE GANFEI – SOBREPRESSORA DE VALENÇA)	127

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 – Esquema geral de instalação de uma turbina num sistema de abastecimento de água [10]	2
Figura 1.2 – Aproveitamento hidroelétrico de Beiriz, na Póvoa de Varzim – instalação de recuperação da energia hídrica num sistema de abastecimento de água (Fonte: AdNORTE)	3
Figura 2.1 – Elementos de uma instalação de recuperação de energia de sistema de abastecimento de água [41]	6
Figura 2.2 – Instalação de abastecimento de água (Águas da Região de Aveiro, S.A.) de recuperação de energia, com turbina <i>Cross-flow</i> (foto gentilmente cedida pela FotoEngenho)	7
Figura 2.3 – Esquema de um sistema macro autónomo <i>pumped hydroelectric storage</i> [37]	8
Figura 2.4 – Intervenções para colocação em serviço das CMH [19]	10
Figura 3.1 – Potência instalada em Portugal, para as diferentes fontes de produção renovável (Fonte: APREN)	13
Figura 3.2 – Evolução do consumo de eletricidade por fonte de produção no <i>mix</i> nacional (Fonte: APREN)	14
Figura 3.3 – Peso das diferentes fontes de produção de eletricidade em Portugal, em 2015 (Fonte: APREN)	14
Figura 3.4 – Perspetiva de evolução do setor elétrico em Portugal – fontes de energia renovável (Fonte: APREN)	15
Figura 3.5 – Repartição das fontes na produção de eletricidade em abril de 2016 (Fonte: APREN) ..	15
Figura 3.6 – Evolução da potência instalada (MW) em grandes aproveitamentos hidroelétricos [18] .	16
Figura 3.7 – Evolução da potência instalada (MW) em pequenos aproveitamentos hidroelétricos [18] .	16
Figura 3.8 – Esquema geral de um aproveitamento hidroelétrico [33]	18
Figura 3.9 – Composição esquemática de um pequeno aproveitamento hidroelétrico comum em Portugal [43]	20
Figura 3.10a – Açude da CMH de Bragado [15]	21
Figura 3.10b – Açude da CMH de Labruja (foto cedida pela EDP – Produção Hidráulica, S.A.)	21
Figura 3.11 – Centrais Mini-Hídricas em Portugal – distribuição por concelhos, em 2000 [22]	22
Figura 4.1 – Modelo organizativo simplificado do Sistema Elétrico Nacional (Fonte: REN)	25
Figura 4.2 – Modelo organizativo da Produção em Regime Especial, adaptado (Fonte: REN)	26
Figura 4.3 – Principais características da produção distribuída (autoconsumo e pequena produção) [21]	28
Figura 4.4 – Diagrama de produção e consumo – consumidor doméstico (sem baterias de armazenamento) [21]	29
Figura 4.5 – Modelo de categorias para atribuição de potência [21]	30
Figura 4.6 – Potência instalada em unidades de micro e pequena produção (Fonte: APREN)	33

Figura 4.7 – Exemplo Ilustrativo de registo para UPAC com potência superior a 1,5 kW [21]	34
Figura 4.8 – Exemplo Ilustrativo de registo para UPP [21]	34
Figura 4.9 – Tramitação processual para o licenciamento de Centrais Mini-Hídricas (Fonte: APA, IP) 35	
Figura 5.1 – Esquema de um sistema gravítico adutor – diferentes hipóteses de funcionamento [25] 40	
Figura 5.2 – Esquema de válvula redutora de pressão de controlo por mola [46]	41
Figura 5.3 – Válvula redutora de pressão em estado ativo, com pressão constante a jusante [28] ...	41
Figura 5.4 – Exemplo de válvula de controlo do nível altimétrico [45]	42
Figura 5.5 – Configuração esquemática da linha de energia para 2 escoamentos de características diferentes [25]	44
Figura 5.6 – Lei típica de consumos diários (adimensional) [25]	48
Figura 5.7 – Diagramas cronológicos propostos [26]	49
Figura 6.1 – Representação esquemática de uma turbina [30]	52
Figura 6.2 – Órgãos de uma turbina de reação (tipo <i>Francis</i>) [30]	53
Figura 6.3 – Curva de eficiência de uma turbina <i>Pelton</i> , <i>Kaplan</i> e <i>Francis</i> para várias gamas de caudal, em relação ao caudal nominal [20]	54
Figura 6.4 – Modelo computacional da geometria de uma turbina <i>Kaplan</i> [34]	54
Figura 6.5 – Representação de uma turbina <i>Francis</i> [39]	55
Figura 6.6 – Modelo computacional da geometria de uma roda <i>Pelton</i> [35]	56
Figura 6.7 – Pormenor do jacto de água a incidir nas pás da turbina <i>Turgo</i> [40]	57
Figura 6.8 – Curva da eficiência de uma turbina <i>Cross-flow</i> para várias gamas de caudal [36]	57
Figura 6.9 – Representação de uma turbina <i>Cross-flow</i> [38]	58
Figura 6.10 – Curvas de rendimento de alguns tipos de turbinas [44]	59
Figura 6.11 – Diagrama de seleção do tipo de turbinas [20]	60
Figura 6.12 – Campos de aplicação abrangidos por vários tipos de turbina [30]	61
Figura 6.13 – Esquema de uma bomba centrífuga a funcionar como bomba [7]	64
Figura 6.14 – Esquema de uma bomba centrífuga a funcionar como turbina [42]	64
Figura 7.1 – Curva característica do VAL [14]	68
Figura 7.2 – Interceção de <i>Fisher</i> de dois projetos [14]	69
Figura 7.3 – Custo do equipamento eletromecânico [12]	72
Figura 7.4 – Custo do equipamento eletromecânico, em EUR [12]	73
Figura 7.5 – Custo dos estudos e projetos, em EUR [12]	73
Figura 8.1 – Organização territorial dos centros operacionais (Fonte: AdNORTE)	75
Figura 8.2 – Localização da Captação, Estação Elevatória e Estação de Tratamento de Águas de Cavada, e do Reservatório R103, Concelho de Caminha (Fonte: AdNORTE)	76

Figura 8.3 – Localização do Reservatório de Outeiro, da “Sobrepessora de Outeiro”, da “Sobrepessora de Valença” e do Reservatório R1 de Ganfei (Fonte: AdNORTE)	77
Figura 8.4 – Esquema do sistema “adutor” da interligação de Valença	78
Figura 8.5 – Esquema do sistema “elevatório” da interligação de Valença.....	78
Figura 8.6 – Planta da Estação Elevatória de Outeiro/Valença, limites do recinto exterior, e pormenor da “Sobrepessora de Valença”, sem escala – <i>WebSIG</i> (Fonte: AdNORTE)	79
Figura 8.7 – Pormenor do esquema hidromecânico da “Sobrepessora de Valença” (s. escala) [16] ..	80
Figura 8.8 – Corte da “Sobrepessora de Valença” (sem escala) [16]	80
Figura 8.9 – Esquema do modo de funcionamento n.º 1 da “Sobrepessora de Valença” (sem escala) [16]	81
Figura 8.10 – Esquema do modo de funcionamento n.º 2 da “Sobrepessora de Valença” (sem escala) [16]	81
Figura 8.11 – Esquema do modo de funcionamento n.º 3 da “Sobrepessora de Valença” (sem escala) [16]	82
Figura 8.12 – Circuito hidráulico do sistema elevatório da “Sobrepessora de Valença” (Fonte: AdNORTE)	82
Figura 8.13 – Esquema do modo de funcionamento n.º 4 da “Sobrepessora de Valença” (sem escala) [16]	83
Figura 8.14 – Esquema do modo de funcionamento n.º 5 da “Sobrepessora de Valença” (sem escala) [16]	83
Figura 8.15 – Esquema do modo de funcionamento n.º 6 da “Sobrepessora de Valença” (sem escala) [16]	84
Figura 8.16 – Esquema do modo de funcionamento n.º 7 da “Sobrepessora de Valença” (sem escala) [16]	84
Figura 8.17 – Grupos eletrobomba da “Sobrepessora de Valença” (Fonte: AdNORTE)	85
Figura 8.18 – Caudal mensal (m ³) produzido pela “Sobrepessora de Valença”, em 2016 (Fonte: AdNORTE)	86
Figura 8.19 – Planta do Reservatório R1 de Ganfei, limites do recinto exterior, e pormenor do circuito hidráulico de entrada e saída das células, sem escala – <i>WebSIG</i> (Fonte: AdNORTE)	87
Figura 8.20 – Panorâmica lateral do Reservatório R1 de Ganfei (Fonte: AdNORTE)	88
Figura 8.21 – Panorâmica lateral e do interior (câmara de manobras – válvula de controlo altimétrico) do Reservatório da Vila de Vila Nova de Cerveira (Fonte: AdNORTE)	89
Figura 8.22 – Planta da localização da conduta de interligação, sem escala – <i>WebSIG</i> (Fonte: AdNORTE)	90
Figura 9.1 – Esquema do cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – RVila (Cerveira)] (Adaptado pelo Autor)	91
Figura 9.2 – Diagrama de alturas piezométricas dos nós, considerando várias gamas de caudais a turbinar	93

Figura 9.3 – Esquema do cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – RVila (Cerveira)], prevendo alteração do DN.....	93
Figura 9.4 – Diagrama de alturas piezométricas dos nós, considerando várias gamas de caudais a turbinar.....	94
Figura 9.5 – Seleção da turbina a instalar através do diagrama de turbinas HYDROGEN (Anexo n.º 4)	95
Figura 9.6 – VAL para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – RVila (Cerveira)]	97
Figura 9.7 – Esquema do cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Ponto de Entrega RVila] (Adaptado pelo Autor)	98
Figura 9.8 – Seleção da turbina a instalar através do diagrama de turbinas HYDROGEN (Anexo n.º 4)	99
Figura 9.9 – VAL para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Ponto de Entrega RVila]	101
Figura 9.10 – Esquema do cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Sobrepressora de Valença] (Adaptado pelo Autor)	101
Figura 9.11 – Seleção da turbina a instalar através do diagrama de turbinas HYDROGEN (Anexo n.º 4)	102
Figura 9.12 – VAL para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Sobrepressora de Valença]	104

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.1 – Produção de energia elétrica a partir de FER (Portugal), em GWh (Fonte: APREN)	19
Tabela 3.2 – Classificação das CMH, quanto à potência elétrica instalada [8]	21
Tabela 3.3 – Classificação das CMH, quanto à altura da queda de água [3]	21
Tabela 3.4 – Potencial hidroelétrico em exploração e por explorar em Portugal [15]	23
Tabela 4.1 – Principais características da produção distribuída (autoconsumo e pequena produção) [21]	29
Tabela 4.2 – Percentagens sobre a tarifa referência, conforme tipo de energia primária [21]	33
Tabela 5.1 – Correspondência do factor de ponta com o aglomerado populacional [26]	49
Tabela 6.1 – Fatores de limite de exploração mínimos e máximos de algumas turbinas [30]	59
Tabela 6.2 – Limites máximos e mínimos da altura de queda útil em relação ao rendimento ótimo [30]	60
Tabela 6.3 – Coeficiente de velocidade específica para cada tipo de turbina [30]	62
Tabela 6.4 – Síntese de características e aplicações dos diversos tipos de turbinas [26]	63
Tabela 7.1 – Custo total do aproveitamento Hidroelétrico [12]	74
Tabela 8.1 – Cotas característica do Reservatório R1 de Ganfei [13]	88
Tabela 8.2 – Cotas característica do Reservatório RVila [13]	89
Tabela 9.1 – Perdas de carga totais calculadas e cotas piezométricas nos troços, para o caudal de 45,0 l/s.	92
Tabela 9.2 – Pressões calculadas nos nós, para o caudal de 45,0 l/s	92
Tabela 9.3 – Perdas de carga totais calculadas e cotas piezométricas nos troços (alteração DN 250/300 mm), para o caudal de 45,0 l/s.	94
Tabela 9.4 – Pressões calculadas nos nós (alteração DN 250/300 mm), para o caudal de 45,0 l/s	94
Tabela 9.5 – Produção energética anual para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – RVila (Cerveira)]	95
Tabela 9.6 – Remuneração da energia elétrica injetada na RESP para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – RVila (Cerveira)]	96
Tabela 9.7 – Custos de investimento de conceção e construção do aproveitamento hidroelétrico para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – RVila (Cerveira)]	97
Tabela 9.8 – Perdas de carga totais calculadas e cotas piezométricas nos troços, para o caudal de 35,0 l/s	98
Tabela 9.9 – Pressões calculadas nos nós, para o caudal de 35,0 l/s	98
Tabela 9.10 – Produção energética anual para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Ponto de Entrega RVila]	99

Tabela 9.11 – Remuneração da energia elétrica injetada na RESP para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Ponto de Entrega RVila]	100
Tabela 9.12 – Custos de investimento de conceção e construção do aproveitamento hidroelétrico para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Ponto de Entrega RVila]	100
Tabela 9.13 – Perdas de carga totais calculadas e cotas piezométricas nos troços, para o caudal de 25,0 l/s.	102
Tabela 9.14 – Pressões calculadas nos nós, para o caudal de 25,0 l/s	102
Tabela 9.15 – Produção energética anual para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Sobrepressora de Valença]	103
Tabela 9.16 – Remuneração da energia elétrica injetada na RESP para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Sobrepressora de Valença]	103
Tabela 9.17 – Custos de investimento de conceção e construção do aproveitamento hidroelétrico para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Sobrepressora de Valença]	104
Tabela 9.18 – Resultados obtidos para os três cenários de turbinamento	105

SÍMBOLOS, ACRÓNIMOS E ABREVIATURAS

AdNORTE – Águas do Norte, S.A.
AdP – Águas de Portugal
APA – Agência Portuguesa do Ambiente, I.P.
APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis
ARH – Administrações de Região Hidrográfica
BFT – Bombas Funcionando como Turbinas
BT – Bomba-Turbina
CC – Custos de Instalação
CCDR – Comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional
CFE – Fluxo Financeiro de Rentabilidade (*cash-flow* de exploração)
CHM – Central Mini-Hídrica
CI – Custos do Investimento
CIEG – Custos de Política Energética, de Sustentabilidade e de Interesse Económico Geral
CUR – Comercializadores de Último Recurso
DGEg – Direção-Geral de Energia e Geologia
DRE – Direção Regional de Economia
EDP – Energias de Portugal, S.A. (Direção de Produção Hidráulica)
EN – Estrada Nacional
ERSE – Entidade Reguladora de Serviços Energéticos
EUR – Euros
FER – Fontes de Energia Renovável
FFD – Ferro Fundido Dúctil
FIT – *Feed-in Tariff*
GO – Garantias de Origem
I – Investimento Inicial
IGT – Instrumentos de Gestão Territorial
IPMA – Instituto Português do Mar e da Atmosfera
IR – Índice de Rentabilidade
IST – Instituto Superior Técnico
MAOTE – Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia
MCA – Metros Coluna Água

MEI – Ministério da Economia e Inovação

NMA – Nível Máximo de Armazenamento

NPA – Nível de Pleno Armazenamento

OMIE – Operador do Mercado Ibérico de Energia

PAT – *Pumps as Turbines* (funcionamento de bombas como turbinas)

PEAD – Polietileno de Alta Densidade

PIP – Pedido de Informação Prévia

PNBEPH – Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico

PRC – Período de Recuperação de Capital Investido

PRE – Produção em Regime Especial

R – Reservatório

RAC – Reservatório de Ar Comprimido

REN – Rede Elétrica Nacional

RESP – Redes de Sistema Elétrico de Serviço Público

RJ – Reservatório de Jusante

RM – Reservatório de Montante

SEI – Sistema Elétrico Independente

SEN – Sistema Elétrico Nacional

SENV – Sistema Elétrico Não Vinculativo

SEP – Sistema Elétrico de Abastecimento Público

SRUP – Servidões e Restrições de Utilidade Pública

TIR – Taxa Interna de Rentabilidade

UPAC – Unidade de Produção de Autoconsumo

UPP – Unidade de Pequena Produção

VA – Válvula Altimétrica

VAL – Valor Atual Líquido

VCA – Válvula de Controlo Altimétrico

VRP – Válvula Redutora de Pressão

CO₂ – Dióxido de Carbono

D – Diâmetro (mm)

GW.h – Gigawatt-hora

H – Altura (m)

J – Perda de Carga (m/m)

KW – Kilowatt (unidade de potência correspondente a 10³ watts, 1 kW = 1.000 W)

KVA – Kilovoltampere (unidade de medida correspondente a 10³ voltamperes)

MW – Megawatt (unidade de medida correspondente a 10⁶ watts)

P – Potência (KW.h ou MW.h)

Q – Caudal (l/s ou m³/s)

V – Velocidade (m/s)

1

INTRODUÇÃO

1.1. PREÂMBULO

Os sistemas de captação, transporte e distribuição de água são compostos por bombas, condutas, reservatórios e diversos equipamentos de comando e controlo, sendo em geral importantes consumidores de energia. Esta energia é consumida principalmente pelos equipamentos de bombagem e pelas instalações de tratamento.

A água é captada a partir de origens superficiais ou subterrâneas, sendo elevada por meio de grupos eletrobomba para reservatórios a cotas mais elevadas, sendo seguidamente tratada e enviada para consumo. Conforme a extensão e complexidade dos sistemas, os locais de consumo podem ficar consideravelmente afastados dos locais de captação, sendo necessário estabelecer condutas para o transporte da água.

A orografia do terreno onde tais sistemas se desenvolvem pode implicar que o transporte da água se faça com recurso a elevação, mediante bombagem, ou em escoamento gravítico. No primeiro caso verifica-se consumo de energia; no segundo, a energia necessária ao escoamento é a energia potencial armazenada na água do reservatório de origem.

O aumento da poluição da água nas origens tradicionais obriga a custos de tratamento cada vez maiores, incluindo-se nestes uma importante parcela de energia. Por outro lado, as entidades gestoras dos sistemas de abastecimento de água têm a necessidade de procurar novas fontes de abastecimento, menos poluídas, mas mais distantes dos locais de consumo [10].

Condutas de transporte mais extensas representam maiores custos de investimento e também de exploração. Sendo a água um bem indispensável à vida e essencial nas mais diversas atividades produtivas, a sua gestão reveste-se de uma responsabilidade social da maior importância.

A gestão dos sistemas de abastecimento de água envolve, como se referiu, aspetos relativos ao consumo de energia associado ao tratamento e elevação da água. A questão energética assume uma importância crescente, não só pelo impacto do custo da energia no valor do produto final, mas também pela questão ambiental que lhe está associada.

Com efeito, grande parte da energia elétrica que se consome em Portugal é produzida com recurso à queima de combustíveis fósseis que, como se sabe, é responsável por grande parte da produção de gases com efeito de estufa e outros poluentes atmosféricos.

Uma das grandes preocupações na gestão dos recursos consumidos pelos sistemas de abastecimento de água é a melhoria da eficiência energética dos seus processos de produção e transporte [10].

Investe-se em sistemas de monitorização de consumos e em ações de manutenção preventiva como forma de evitar a degradação do rendimento dos equipamentos de bombagem.

Mais recentemente, as entidades gestoras tomam atitudes mais pró-ativas no sentido de melhorar a eficiência energética através da produção de energia elétrica obtida pela recuperação da energia dissipada em algumas etapas dos seus processos produtivos.

Uma das áreas que têm sido objeto de análise é a do transporte de água em condutas em que o escoamento se faz de forma gravítica. O estudo do balanço energético associado a estas instalações pretende identificar locais onde se verifica dissipação de energia e avaliar a viabilidade técnica e económica do seu aproveitamento.

Na exploração dos sistemas de adução gravítica é necessário regular o caudal por forma a adaptá-lo às necessidades do consumo. Nos sistemas de maior dimensão o escoamento é, em geral, permanente, ajustando-se o valor do caudal ao longo do dia em função do consumo verificado, pelo que se torna necessário introduzir uma perda de carga localizada através de uma válvula especial.

Uma perda de carga num sistema de transporte de água representa uma dissipação de energia. Sendo um recurso necessário para efetuar a regulação do caudal a abastecer e controlar a piezométrica, a preocupação de melhorar a eficiência do sistema, sugere a oportunidade de aproveitar a energia [10].

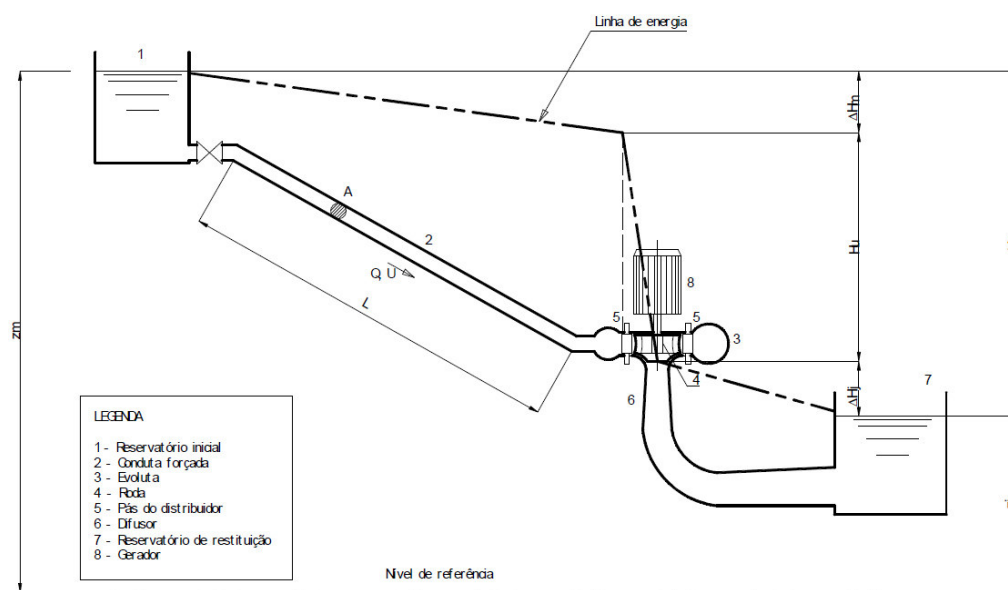


Figura 1.1 – Esquema geral de instalação de uma turbina num sistema de abastecimento de água [10].

1.2. OBJETIVOS PRINCIPAIS

O objetivo geral desta dissertação será avaliar se as turbinas se tornam uma alternativa viável a implementar nos sistemas de abastecimento de água. Para tal, pretende-se elaborar uma ferramenta em Excel onde se poderá avaliar a viabilidade deste tipo de sistemas.

Como um dos temas deste trabalho é aproveitar a energia dissipada para a produção de energia elétrica, é muito importante conhecer onde e como esta é desperdiçada. Uma situação onde se assiste a este fenómeno é em sistemas onde são utilizadas, por exemplo, as válvulas redutoras de pressão e válvulas altimétricas.

Estas são consideradas estruturas dissipadoras de energia, e usadas para uniformização e controlo de pressão, dando origem a perdas de carga localizadas. Visto isto, é então necessário avaliar e estudar se a substituição destas, por micro-turbinas, se torna numa boa alternativa para os sistemas de abastecimento de água.

O objetivo de um aproveitamento hidroelétrico será sempre a produção de energia elétrica a partir da energia do fluido, onde se pretende avaliar, se a venda da energia elétrica produzida se torna uma boa fonte de rendimento ao longo do período de vida útil.

Para a implantação destes sistemas é necessária a construção de uma estrutura de transformação de energia do fluido em energia elétrica e onde se vai, posteriormente, inserir a energia produzida na rede pública. Além disso, é importante e necessário contabilizar todos os custos envolvidos no empreendimento, como o investimento inicial, manutenção, exploração, operação e equipamentos. Após isto, está-se em condições de proceder ao estudo da viabilidade de uma construção deste tipo.



Figura 1.2 – Aproveitamento hidroelétrico de Beiriz, na Póvoa de Varzim – instalação de recuperação da energia hídrica num sistema de abastecimento de água (Fonte: AdNORTE).

1.3. METODOLOGIA DO TRABALHO

A metodologia deste trabalho será desenvolvida de acordo com os objetivos já apresentados anteriormente. Desta forma, a metodologia deste trabalho é constituída pelas seguintes etapas fundamentais:

- I. Contextualização do *mix* energético nacional e produção descentralizada;
- II. Enquadramento legal e normativo do regime de produção distribuída;
- III. Avaliação da produção energética em sistemas de abastecimento de água;
- IV. Análise sensibilidade técnico-económica do caso de estudo;
- V. Apresentação das principais conclusões e recomendações futuras.

Neste trabalho é realizado um estudo sobre as turbomáquinas hidráulicas, o seu funcionamento, classificação, constituição e principais características de funcionamento.

É de salientar, que a metodologia deste trabalho de dissertação engloba o desenvolvimento e aplicação de um algoritmo em Excel, capaz de auxiliar na perceção e nas conclusões dos resultados do comportamento do sistema implantado nos sistemas de abastecimento de água.

1.4. ESTRUTURAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

O presente documento encontra-se dividido em 10 capítulos, com os correspondentes subcapítulos, sendo que o presente capítulo (1) faz uma breve contextualização e introdução ao tema da dissertação, aos objetivos propostos e à própria estruturação do trabalho.

No capítulo 2 é efetuada a análise ao estado da arte do projeto, ou seja, referencia ao que já foi pesquisado e elaborado relativamente ao tema em questão, nomeadamente metodologias aplicadas, soluções técnicas implementadas e inovação.

O capítulo 3 aborda o *mix* energético em Portugal e a situação energética hídrica e o enquadramento da produção descentralizada de energia hídrica no panorama energético nacional.

Já quanto ao capítulo 4, no mesmo é abordado o regime legislativo da mini/micro produção e da sua transposição para a legislação atual, ou seja, o regime de produção distribuída. É dado enfoque ao cálculo da remuneração da energia elétrica injetada nas Redes de Sistema Elétrico de Serviço Público e ao licenciamento das unidades de produção de autoconsumo e pequena produção.

No capítulo 5 é realizada a abordagem ao potencial energético existente nos sistemas de abastecimento de água em “alta”, aspetos de dimensionamento destes sistemas, às particularidades gerais de funcionamento de válvulas redutoras de pressão e válvulas altimétricas e aos critérios empregues para a escolha de turbina em função de determinado circuito hidráulico. É também efetuada a descrição da avaliação da produção energética em sistemas de abastecimento de água.

O capítulo 6 tem como principal objetivo dar a conhecer o conceito geral das turbomáquinas hidráulicas, o seu funcionamento, como se podem classificar, a sua constituição e a sua aplicabilidade.

No capítulo 7 é feita a explanação dos conceitos de avaliação de projetos de investimento, aos critérios utilizados e que fundamentem a decisão por parte do proponente na opção de determinada alternativa.

No capítulo 8 é efetuada a caracterização do caso de estudo, onde se enfatiza as condições de funcionamento de algumas instalações da sociedade Águas do Norte, S.A. (Grupo Águas de Portugal).

O capítulo 9 desenvolve a análise técnico-económica do estudo de instalação de micro-turbinas em locais estratégicos, com potencial de recuperação da energia hídrica dissipada, num sistema de abastecimento de água entre dois reservatórios.

No capítulo 10 apresentam-se as principais conclusões a retirar na elaboração do trabalho, bem como eventuais possibilidades e recomendações para futuros projetos.

Por fim, apresenta-se no final da dissertação a relação de referências bibliográficas e os anexos.

Resumidamente, a presente dissertação encontra-se estruturada pelos seguintes capítulos:

1. Introdução;
2. Estado da Arte;
3. Situação Energética Hídrica em Portugal;
4. Enquadramento Legal e Normativo;
5. Potencial Energético em Sistemas de Abastecimento de Água;
6. Turbomáquinas Hidráulicas;
7. Fundamentos de Análise Técnico-económica em Projetos de Investimento;
8. Caso de Estudo;
9. Análise Técnico-económica do Caso de Estudo;
10. Conclusões.

2

ESTADO DA ARTE

2.1. INTRODUÇÃO

A produção de energia com o recurso a soluções inovadoras constitui o paradigma do mundo atual. O aumento do consumo de energia, do preço do petróleo e consequentemente os protocolos celebrados, para a diminuição dos gases emitidos para a atmosfera, faz com que a população em geral se preocupe com o desperdício de energia.

As fontes de energia, embora apresentem custos elevados e restrições geográficas e ambientais importantes, representam uma opção viável para a produção de energia, dado que:

- a) Os recursos energéticos renováveis usualmente estão disponíveis localmente;
- b) O aproveitamento dos recursos energéticos renováveis traduz-se em benefícios ambientais com a redução das emissões de CO₂ e outros poluentes;
- c) Contribuem para a criação de emprego, promovendo a coesão social e económica;
- d) Estimulam a competitividade da indústria europeia;
- e) Aumentam a segurança e estabilidade no fornecimento de energia, reduzindo as importações.

Em geral, os países têm-se dedicado a gerar energia adicional, em particular através de geração de energia hidroelétrica, que pode ser uma fonte barata. Tal pode incentivar pequenas indústrias a competir internacionalmente através de uma vasta gama de novas opções de fontes de energia. A energia hidráulica é uma das fontes de energia mais antiga da humanidade. As pico-centrais hidroelétricas são uma das respostas mais valiosas para a questão de como oferecer às comunidades rurais isoladas alguns benefícios com a produção de energia elétrica. Esta pode ser uma solução para problemas complexos de fornecimento de energia. A produção em pequena escala da eletricidade tem vindo a crescer, pois pode preencher as lacunas da descentralização e mesmo a produção na atividade privada e municipal para a venda à rede elétrica ou alternativamente para fornecer energia a indústrias ou a comunidades isoladas. Assim, as pico-centrais hidroelétricas apresentam vantagens, como é o exemplo do baixo custo. Estas estão na vanguarda para muitos países poderem alcançar a sua autossuficiência energética [29].

Com o objetivo de satisfazer as necessidades energéticas de uma população em franco crescimento e com níveis de qualidade de vida mais exigentes, surgiu a necessidade de projetar aproveitamentos hidroelétricos com capacidade de armazenamento da água turbinada para sua futura reutilização. Sucintamente, este tipo de instalações constitui, desde aí, a forma mais eficiente e ambientalmente mais aceitável de armazenar energia potencial hidráulica durante fases de baixa necessidade para torná-la disponível na rede em picos de procura [25].

A análise do cenário energético atual levou a um maior recurso a fontes de energia renováveis, obrigando, para tal, à construção e exploração de pequenas e mini-hídricas e abrindo portas ao desenvolvimento de soluções alternativas, com especial ênfase no aproveitamento de energia hidráulica dentro do contexto dos sistemas de abastecimento de água sob pressão.

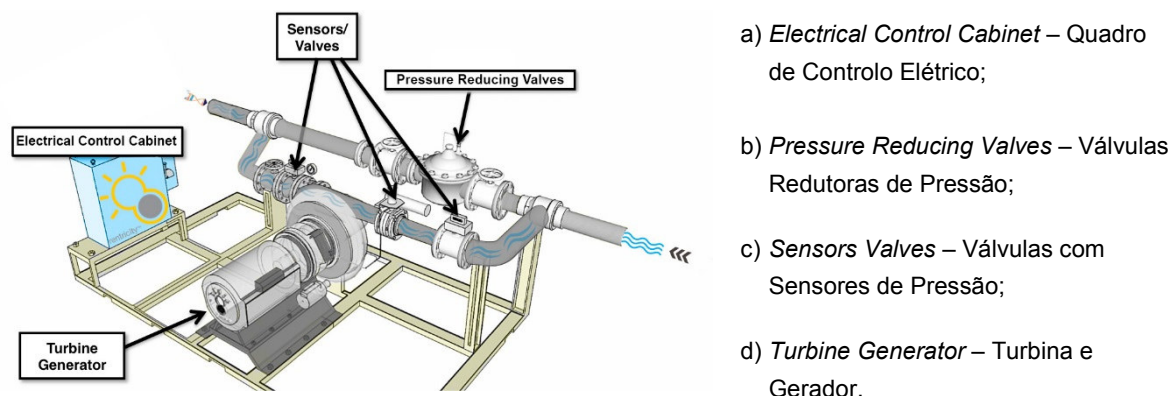


Figura 2.1 – Elementos de uma instalação de recuperação de energia de sistema de abastecimento de água [41].

2.2. RECUPERAÇÃO DA ENERGIA HÍDRICA EM SISTEMAS DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA

Uma estratégia integrada das políticas energética e ambiental deverá encontrar um ponto de equilíbrio entre a viabilidade técnico-económica e as condicionantes ambientais, tendo em consideração a relação custo-eficácia e o desenvolvimento social e económico na promoção de um desenvolvimento sustentável, não perdendo de vista a segurança do abastecimento e sua competitividade.

A necessidade de reduzir o consumo de energia à escala global dita a necessidade de cada país desenvolver políticas energéticas capazes de cumprir metas. Tendo por base o compromisso assumido pelos países da União Europeia no âmbito do Protocolo de Quioto, os Estados Membros mobilizaram-se no sentido de adotar modelos energéticos que permitam alcançar um melhor desempenho no setor, não sendo Portugal exceção. Assim, esta experiência vai ao encontro de algumas linhas de ação da Política Energética Nacional, tais como ter em conta a energia no desenvolvimento sustentável, reduzir a intensidade energética, liberalização de mercado energético, aumentar a diversidade energética, promover a eficiência energética em 20%, promover as energias renováveis em 20%, redução de gases que promovem o aumento do efeito de estufa, nomeadamente o CO₂ em 20% até 2020 [20].

Na área do abastecimento de água e saneamento de águas residuais, o Grupo Águas de Portugal (AdP) atua em todas as fases do ciclo urbano da água, integrando a captação, o tratamento e a distribuição de água para consumo público e a recolha, o tratamento e rejeição de águas residuais urbanas e industriais, incluindo a sua reciclagem e reutilização. De acordo com o relatório de Sustentabilidade de 2013 do AdP, em 2013 foram consumidos 701,055 MW.h de energia sob a forma de eletricidade. Atualmente existem 68 instalações consumidoras intensivas de energia nas empresas operacionais, 85% das quais pertencem ao setor de abastecimento e saneamento. Neste, os consumos de eletricidade são mais elevados devido à necessidade de elevação da água e água residual [20]. O aproveitamento dos ativos e recursos endógenos permite a produção de energias alternativas, contribuindo para a descentralização da produção de energia elétrica e de combustíveis, utilizando fontes de energia não fósseis. As empresas de gestão de resíduos são as que mais contribuem para a produção de energias de fontes renováveis.

Em sistemas de abastecimento de água, o uso de Válvulas Redutoras de Pressão (VRP) visa a uniformização e controlo de pressões, promovendo uma perda de carga localizada. As VRP, que dissipam a energia hidráulica presente através da redução dos valores da pressão a jusante, são fundamentais no controlo e redução de pressão. Porém, o seu uso reflete-se em energia dissipada. A utilização de microturbinas é uma alternativa sustentável para o controle de pressão e, simultaneamente, para a produção de energia elétrica.

Atualmente, o abastecimento e a conversão de energia procuram soluções cada vez mais eficientes, tanto a nível económico como ambiental. Neste sentido, a instalação de micro-turbinas nas redes de abastecimento de água surge como uma solução quer na produção de energia elétrica, quer na otimização dos sistemas de abastecimento de água, convergindo, simultaneamente, com a Política Energética Nacional.



Figura 2.2 – Instalação de abastecimento de água (Águas da Região de Aveiro, S.A.) de recuperação de energia, com turbina *Cross-flow* (foto gentilmente cedida pela FotoEngenho).

Para esse efeito é necessário conceber sistemas eficientes, não poluidores, económicos e diversificados que permitam uma gestão integrada e racionalizada de um recurso tão escasso como é a água. Noutro sentido, a própria rede de abastecimento em Portugal é deficiente, uma vez que existe um consumo energético excessivo associado à bombagem e pressões desadequadas ao longo da rede. Este consumo energético adicional representa uma grande fatura podendo ser corrigido com a otimização da rede e com a reconversão de energias perdidas [20].

2.3. METODOLOGIA DE SOLUÇÕES TÉCNICAS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA DESCENTRALIZADA

A água e a energia elétrica são essenciais para a sobrevivência e realização de atividades comerciais de uma sociedade. A energia consumida ao nível mundial em hidroelétricas é cerca de 7% da energia produzida. Atualmente, devido ao aumento da distância entre a população e os locais de captação de água, houve a necessidade de criar-se novas obras para corresponder ao novo volume de água consumido pela população em crescimento. Ao mesmo tempo o consumo *per capita* (por indivíduo) quadruplicou nos últimos 50 anos e é previsível que este valor continue a aumentar nos próximos anos. Com as preocupações reais sobre o desenvolvimento sustentável, a melhoria de eficiência energética em sistemas de abastecimento de água deve ser de grande importância [32].

A água e os recursos energéticos são fundamentais para a existência humana, tendo sido criados regulamentos que incidem sobre a economia, as tecnologias e as utilizações, para que estas funcionem de forma sustentável. É estimado que 2 a 3% de todo o consumo de eletricidade seja usado em grupos eletrobomba inseridos em sistemas de abastecimento de água, cerca de 80 a 90% deste consumo é absorvido pelos grupos eletrobomba [32]. Este representa o maior custo no funcionamento dos sistemas de abastecimento de água.

O bom funcionamento de uma estação elevatória é importante para possibilitar atingir os diversos objetivos motivadores da sua construção. A tarefa principal da estação elevatória é manter um volume adequado de água no reservatório (mais elevado) para permitir as várias utilizações associadas a este quando necessárias; a utilização racional em função do tempo permite um menor custo, possibilitando uma redução das dimensões das infraestruturas civis a construir para corresponder às utilizações. É objetivo da formulação na sua gestão: minimizar o custo da operação em função de diferentes variáveis que contribuem para o funcionamento do sistema. O custo do funcionamento da estação elevatória está relacionado com o preço da energia elétrica e a manutenção eletromecânica, por sua vez, o gasto para a manutenção é função do número de grupos eletrobomba; e o custo da energia elétrica utilizada é função da potência dos motores e da tarifa em vigor [32].

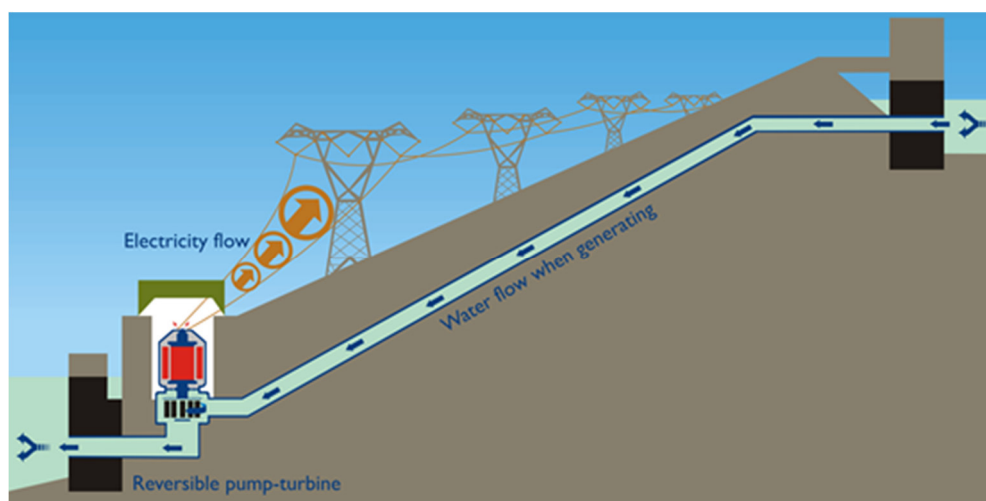


Figura 2.3 – Esquema de um sistema macro autónomo *pumped hydroelectric storage* [37].

A implementação de grupos geradores, que funcionam com recurso a energia potencial, transformam a energia da água em energia elétrica, permitindo uma diminuição do custo relacionado com o investimento inicial da construção dos sistemas de abastecimento. Este tipo de solução é aplicável sempre que existe uma orografia que possibilite a existência de valores para a energia potencial “aceitáveis”, minimizando custos na instalação de válvulas para reduzir a pressão e permitindo a obtenção de receita na venda da energia elétrica fornecida.

Existem vários parâmetros que influenciam a eficiência na produção de energia, merecendo destaque: as perdas de água e o consequente não redirecionar desta para a produção de energia elétrica; este parâmetro, quando otimizado, possibilita um aumento da receita na exploração do empreendimento. Estas perdas são normalmente verificadas nas captações, no transporte e na retenção da água (câmaras de carga). A distribuição da água deve estar em conformidade com as necessidades do consumo doméstico, com uma boa qualidade e em quantidade proporcional às utilizações [32].

O termo “eficiência” está relacionado com o melhor uso do recurso disponível (material no estado natural, recursos financeiros, etc.), expressando uma interligação entre o desempenho do processo físico e das diversas utilizações do recurso. A redução da necessidade de manutenção pode ser conseguida com uma redução no número de vezes que se liga vs desliga os grupos eletrobomba.

Porém se estes acionamentos forem bem controlados podem representar uma eficiência energética de 10-20% da energia total utilizada [32]. As melhorias na eficiência energética em sistemas de abastecimento (e consequente distribuição) podem ser implementadas através da monitorização das fugas no transporte da água, da gestão dos grupos eletrobomba e da gestão dos grupos geradores. Com um controlo do armazenamento e produção (respetivamente) em tempo real.

Porém, é de notar que estes sistemas de abastecimento já podem satisfazer estes requisitos, respondendo à otimização dos caudais para as diferentes utilizações. Por esta razão, a modelação numérica é uma ferramenta auxiliar importante para os estudos de eficiência energética em sistemas de abastecimento de água [32].

Produção de energia e eficiência no abastecimento hidráulico são parâmetros importantes para garantir um desenvolvimento sustentável de sistemas de abastecimento de água. O sistema tem por objetivo garantir água com boa qualidade para a população. Porém para garantir um correto funcionamento é necessário existir grupos eletrobomba, para elevar a água necessária, correspondendo ao maior custo da exploração dum sistema desta natureza, variando o custo com o volume de água elevada e a tarifa utilizada.

A eficiência do sistema pode ser obtida: com melhorias nos equipamentos ineficientes existentes; escolha das tarifas mais baratas para ativação das bombas; utilização de energia renovável; e otimização do tempo de funcionamento dos grupos.

As melhorias na eficiência energética podem ser obtidas através das seguintes etapas:

- Etapa 1 – melhorias nas estações elevatórias;
- Etapa 2 – melhoria na geometria do sistema;
- Etapa 3 – controlo da velocidade do caudal no sistema; e
- Etapa 4 – diminuição da pressão para existir menos fugas (ex.: ligações condutas forçadas).

A otimização do uso racional da energia pode ser desenvolvida em vários estágios de intervenção: nível 1 – eliminação dos desperdícios (perdas e/ou não aproveitamento) – correspondendo ao principal nível de intervenção (ex.: água perdida em juntas de dilatação térmicas e/ou de união); nível 2 – aumentar a eficiência da energia consumida nos diversos elementos eletromecânicos (ex.: grupos eletrobomba); nível 3 – aumento da eficiência dos grupos geradores (ex.: turbinas *Pelton*); nível 4 – criação de sistemas reversíveis que permitam a otimização do recurso várias vezes em função das utilizações; nível 5 – estudo do meio envolvente, podendo descentralizar as utilizações aproveitando, assim, possíveis novas captações que não são economicamente viáveis de serem direcionadas para o sistema principal; nível 6 – alterar comportamentos de consumo na população [32].

A otimização da operação dos sistemas de consumo e/ou produção de energia têm vindo a ser investigados durante várias décadas. O interesse desta temática não está somente relacionado com a complexidade do sistema mas, está relacionada, também, com o benefício económico resultante das soluções escolhidas no ato de projeto e na exploração. O problema de otimização do modelo matemático tem por objetivo a minimização ou maximização do custo no uso da eletricidade ou energia gerada, respetivamente, com base nas funções objetivo. Os modelos de otimização têm aumentado em número e eficiência, resultante da melhor capacidade computacional.

2.4. LIGAÇÃO À REDE DAS CENTRAIS MINI-HÍDRICAS

O processo de colocação em serviço de Centrais Mini-Hídricas (CMH) em Portugal é complexo e requer a intervenção de várias entidades públicas ligadas a dois ministérios: a APA – Agência Portuguesa do Ambiente, I.P. (que agrega as ARH – Administrações de Região Hidrográfica) e as Comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional (CCDR), que integram o Ministério da Agricultura, do Mar, do Ambiente e do Ordenamento do Território; e a Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e as Direcções Regionais de Economia (DRE), que integram o Ministério da Economia e do Emprego. As entidades do Ministério do Ambiente promovem a vistoria final para verificação da implementação do projeto aprovado, incluindo o que se refere a medidas ambientais, enquanto as ligadas ao Ministério da Economia emitem a licença de exploração após a vistoria especificamente efetuada para esse efeito.

Para além das entidades públicas antes referidas, o processo requer ainda a participação de um laboratório credenciado para “Auditoria Tipo I” (que procede à certificação do sistema de contagem, bem como várias empresas do grupo EDP), que verificam as proteções da interligação, confirmam o primeiro paralelo com a rede, celebram o auto de ligação, atribuem o código de ponto de entrega e subscrevem com o produtor o contrato de compra da energia produzida [19].

O elenco destes intervenientes e das etapas para colocação em serviço das CMH é representado no fluxograma que constitui a figura 2.4.

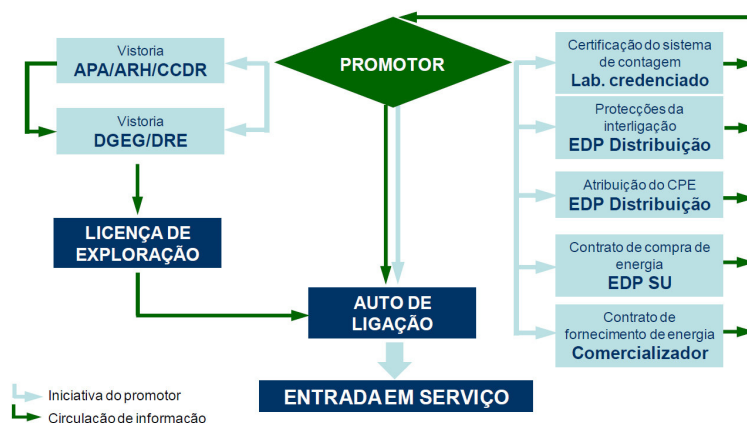


Figura 2.4 – Intervenções para colocação em serviço das CMH [19].

Apesar da evolução positiva, considera-se que é possível introduzir melhorias de carácter operacional na interligação das centrais mini-hídricas com a rede pública de distribuição, de forma que contemple e harmonize os interesses do distribuidor, dos produtores e dos consumidores envolvidos.

De facto, em períodos de elevada produção hídrica e eólica, nos quais existe maior probabilidade de disparos sucessivos, com rejeição de carga a 100%, podem ocorrer danos graves nos equipamentos instalados nas centrais e subestações e piorar a qualidade de serviço da rede circunvizinha. Para minimizar tais riscos, a experiência na exploração CMH leva a reduzir a injeção de energia reativa, por forma a baixar, mesmo que ligeiramente, a tensão na interligação à rede.

Todavia, a adoção do referido procedimento de exploração, com inquestionável benefício técnico geral, acarreta desvios na injeção de energia reativa em relação aos quantitativos que são impostos regulamentarmente [19].

A racionalização da exploração do sistema que atrás se menciona, embora reduza a probabilidade de disparos nas proteções de interligação por máximo de tensão e contribua para a manutenção da integridade dos equipamentos, penaliza a faturação da energia pelo produtor.

Ora, sendo de interesse dos vários intervenientes, afigura-se justificada a introdução de uma melhoria nas condições de exploração que se reflita na interligação das CMH com a rede, através de um acordo entre a EDP e os produtores que permita modificar o regime de exploração de energia reativa nos casos e períodos em que tal seja justificado e benéfico para os produtores e para a qualidade de serviço da rede, despenalizando esse regime [19].

3

SITUAÇÃO ENERGÉTICA HÍDRICA EM PORTUGAL

3.1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo faz-se uma retrospectiva das Fontes Energéticas Renováveis e o enquadramento da produção descentralizada de energia hídrica no panorama energético nacional, apresentando a sua evolução histórica e caracterizando as centrais hídricas de potência inferior a 10 MW.

3.2. ENERGIA RENOVÁVEL EM PORTUGAL

3.2.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

O total da potência instalada renovável ultrapassou os 12.000 MW em 2015, sofrendo um acréscimo de cerca de 50% comparativamente a 2005. Para este crescimento contribuiu fortemente o comportamento da componente hídrica que continua a registar uma produção exceccionalmente elevada. A incorporação de Fontes de Energia Renovável (FER) no consumo bruto de energia elétrica foi de 45% em 2009, colocando Portugal no quinto lugar dos países da União Europeia com maior incorporação de energias renováveis. A evolução verificada por Portugal deveu-se ao acréscimo, de cerca de 30%, verificado na produção da componente hídrica, componente esta que contribui com 53% da potência instalada em 2009 [9].

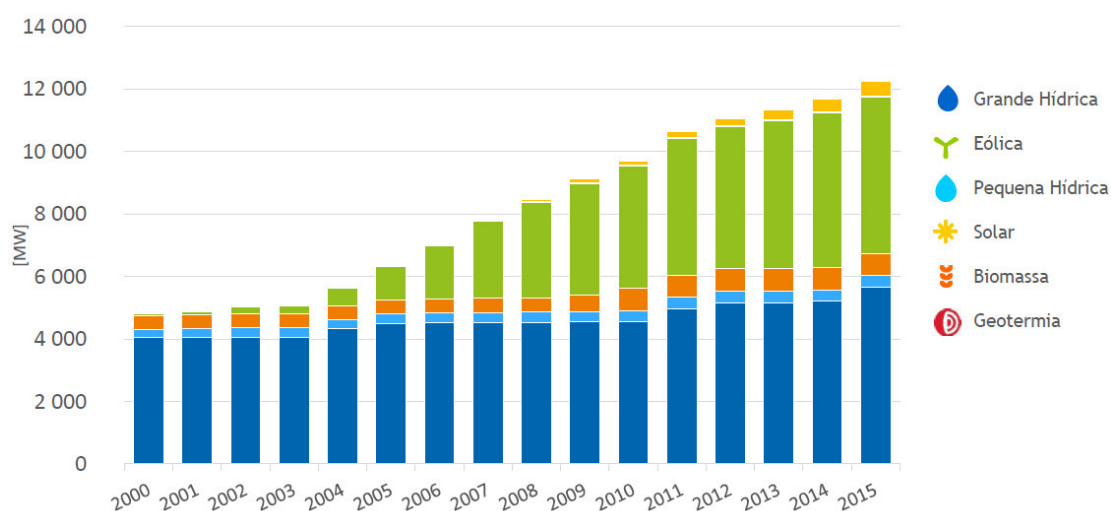


Figura 3.1 – Potência instalada em Portugal, para as diferentes fontes de produção renovável (Fonte: APREN).

3.2.2. CONSUMO DE ELETRICIDADE COM BASE EM FER EM PORTUGAL

A figura seguinte representa o panorama dos últimos quinze anos relativamente ao consumo de eletricidade por fonte de produção. O consumo de eletricidade como fonte de produção tecnológica “Grande Hídrica” atingiu os 28% no ano de 2014, o que é um valor significativo face ao registo de outros anos [9].

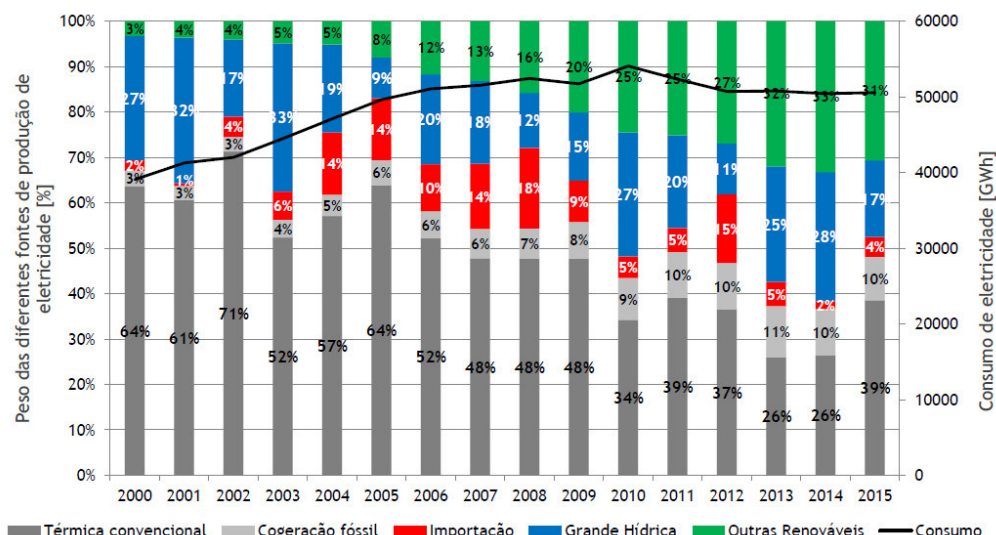


Figura 3.2 – Evolução do consumo de eletricidade por fonte de produção no *mix* nacional (Fonte: APREN).

A produção de eletricidade em Portugal de origem “Grande Hídrica”, no ano de 2015, atingiu o valor 17,4%. A figura 3.3 representa, em termos percentuais, o peso das diferentes fontes de produção de eletricidade em Portugal.

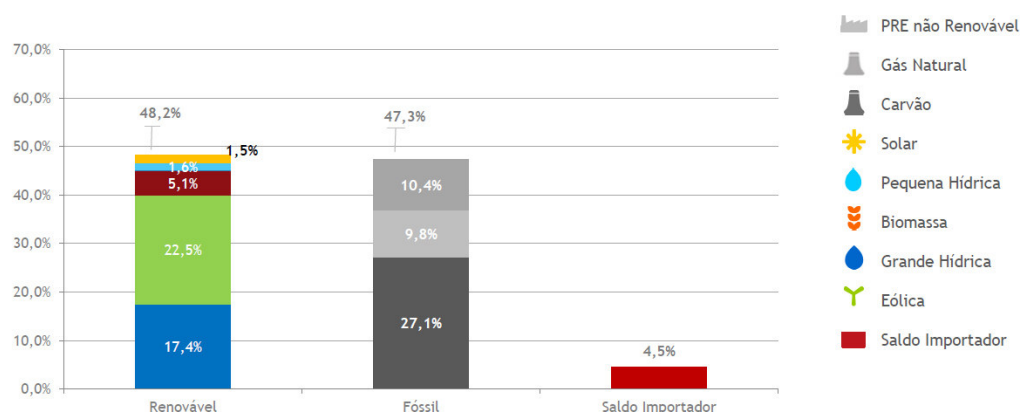


Figura 3.3 – Peso das diferentes fontes de produção de eletricidade em Portugal, em 2015 (Fonte: APREN).

A eólica correspondeu a 22,5% da produção de eletricidade – a segunda maior penetração de energia eólica no consumo de eletricidade no mundo, apenas atrás da Dinamarca. A produção de eletricidade a partir de fontes renováveis representou 48,2% [9].

O *mix* energético de Portugal está assente principalmente em importações de petróleo e gás natural, trazendo graves prejuízos ambientais e económicos, sendo assim Portugal vulnerável aos mercados externos. Por isso, é fundamental reforçar a segurança energética, reduzindo as importações e a exposição à instabilidade dos países fornecedores de combustíveis fósseis.

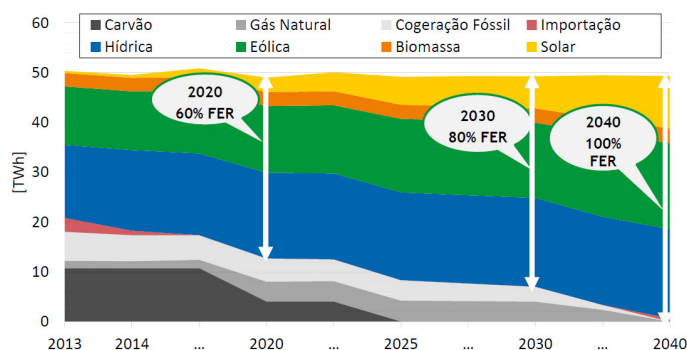


Figura 3.4 – Perspetiva de evolução do setor elétrico em Portugal – fontes de energia renovável (Fonte: APREN).

Em abril de 2016 as FER mantiveram-se como a principal origem de abastecimento de energia elétrica em Portugal. A produção FER foi de 3.933 GWh, representando 95,5% do consumo elétrico do Continente, 4.117 GWh, voltando a atingir valores históricos. O peso da produção FER de abril, relativamente ao consumo de eletricidade do Continente, é o 2.º maior do século, ultrapassando o recorde do mês de fevereiro de 2016.

As condições meteorológicas favoráveis à produção renovável foram as grandes contribuidoras para este desfecho mensal positivo da eletricidade renovável. Segundo o Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA), o valor médio de pluviosidade foi de 136,5 mm, o que terá contribuído para um índice mensal de produtividade hidroelétrica de 2,24 [1]. Por seu turno, a elevada eolicidade verificada durante o mês findo originou um índice mensal de produtividade eólica de 1,17 [1].

Na figura 3.5, ilustra-se o valor acumulado, desde o início de 2016, da repartição das fontes de produção de eletricidade no Continente que foram responsáveis pelo abastecimento do consumo nacional e que, adicionalmente, permitiram alcançar um saldo exportador de 3.030 GWh [1].

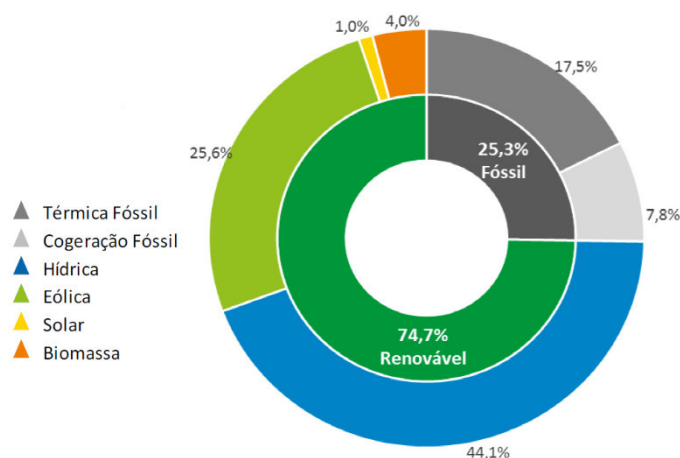


Figura 3.5 – Repartição das fontes na produção de eletricidade em abril de 2016 (Fonte: APREN).

3.3. ENERGIA HÍDRICA EM PORTUGAL

3.3.1. ENQUADRAMENTO E EVOLUÇÃO DA HIDROELETRICIDADE EM PORTUGAL

A utilização da água como força motriz para produção de energia elétrica, nomeadamente para alimentar pequenas instalações de iluminação pública e industriais, iniciou-se em Portugal, na última década do século XIX. A primeira central hidroelétrica portuguesa, para aproveitamento da então chamada “hulha branca”, entrou em exploração em 31 de março de 1894 e turbinava as águas do rio Corgo, mais precisamente no Poço do Aguieirinho, junto a Vila Real, apresentando a modesta potência instalada de 120 kW (na altura dizia-se 161 Hp). Há pois 120 anos de história na produção hidroelétrica em Portugal [18].

A efetiva eletrificação do país desenvolve-se a partir de 1920, através de sistemas regionais e de centrais hidroelétricas de média dimensão (de que na altura relevava a do Lindoso, com 28 MW), adquirindo uma dimensão expressiva na década de 1950, com o início da construção das grandes centrais hidroelétricas (entre as quais avultam as de Venda Nova, Castelo do Bode, Belver, Caniçada, Cabril, Picote e Miranda). O grande impulso foi dado pelo Prof. Ferreira Dias, através da publicação da Lei n.º 2002, de 26 de dezembro de 1944, verdadeira mola da eletrificação do país, na qual se afirma:

“... (Base II) a produção de energia elétrica será principalmente de origem hidráulica. As centrais térmicas desempenharão as funções de reserva e apoio, consumindo os combustíveis pobres na proporção mais económica e conveniente.”.

Nessa linha de orientação entraram em exploração em Portugal, de 1951 a 1960, mais de 1.040 MW – fundamentalmente com a construção dos grandes aproveitamentos nas bacias hidrográficas dos rios Cávado e Zêzere e no trecho internacional do rio Douro reservado para Portugal – cuja contribuição para o consumo total de energia elétrica (então cerca de 3.260 GWh) chegou a atingir os 95%. Na figura 3.6 pode-se observar a evolução temporal da potência instalada na grande hídrica, até ao final da última década, registando-se na figura 3.7 a evolução, no mesmo período, da potência instalada na pequena hídrica, onde se observa o claro incremento registado a partir do final da década de 80 do século XX, com a entrada em cena dos produtores independentes de eletricidade [18].

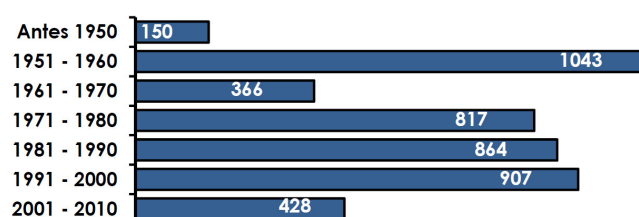


Figura 3.6 – Evolução da potência instalada (MW) em grandes aproveitamentos hidroelétricos [18].

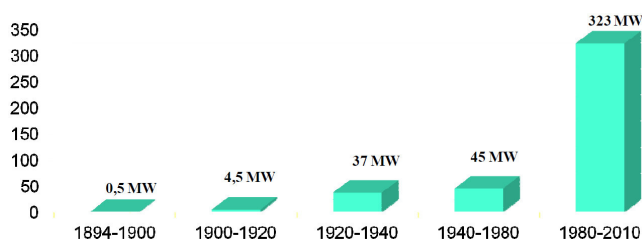


Figura 3.7 – Evolução da potência instalada (MW) em pequenos aproveitamentos hidroelétricos [18].

Os grandes aproveitamentos hidroelétricos apresentam impactos diferentes, tanto na diversidade como na magnitude, das restantes energias renováveis, quer pela sua dimensão, quer pela sua área de influência. Este tipo de empreendimentos traz consigo uma panóplia de vantagens, entre as quais, se destacam [24]:

a) Para o sector elétrico:

- Fonte de energia renovável limpa, não poluente e inesgotável, uma vez que a água não se consome aquando da produção de energia;
- Grande flexibilidade de exploração, sendo um serviço dinâmico que dá uma resposta quase imediata às variações da procura e, consequentemente, um rápido ajuste da produção ao consumo;
- Nível de disponibilidade e fiabilidade muito elevados, permitindo uma intervenção rápida em situações de problemas na rede, garantindo, assim, a continuidade dos fornecimentos. As centrais hidroelétricas asseguram facilmente variações significativas de carga e são as únicas que podem responder satisfatoriamente às ocorrências acidentais de redução de potência na rede;
- Constituição de uma reserva operacional de exploração, através do armazenamento estratégico de grandes quantidades de energia nas albufeiras que é essencial para situações de pico de consumo;
- Contribuição para a segurança do abastecimento energético, contribuindo a integração de outras fontes de energia renováveis de geração aleatória, como a eólica;
- Atenuação do impacto da variabilidade da produção eólica aumentando ou diminuindo rapidamente a potência disponível ou aumentando o consumo (centrais com bombagem) no caso de excesso de produção eólica;
- Contribuição para a independência energética do exterior.

b) Para a sociedade:

- Criação de condições que permitem o desenvolvimento regional e fixação da população, nomeadamente, a construção de infraestruturas (como pontes e estradas) aquando da construção dos novos aproveitamentos, que contribuem para um significativo desenvolvimento das populações adjacentes;
- Abastecimento de água para consumo humano, industrial e agropecuário;
- Regularização de caudais e controlo de cheias, diminuindo os prejuízos causados por estas;
- Criação de condições de navegabilidade, como o exemplo do rio Douro;
- Turismo e lazer, através da criação de condições propícias a atividades de recreio, desporto, campismo, hotelaria e restauração.

c) Para o ambiente:

- Proteção contra a crescente irregularidade climática prevista;
- Garantia de caudais em períodos críticos;
- Diminuição da emissão atmosférica de gases de efeito de estufa, através do decréscimo de consumo de combustíveis fósseis, poluentes;
- Diminuição de catástrofes, como os incêndios, uma vez que, são criadas condições necessárias para o reabastecimento de meios aéreos.

Não obstante, os aproveitamentos hidroelétricos também têm as suas desvantagens. Uma delas prende-se ao facto de a produção de hidroeletricidade ser dependente de fatores climáticos, nomeadamente da pluviosidade. O aumento da área submersa também pode interferir com algumas atividades económicas, nomeadamente agrícolas e pode mesmo levar à submersão de aldeias, com consequente necessidade de deslocação das populações nativas.

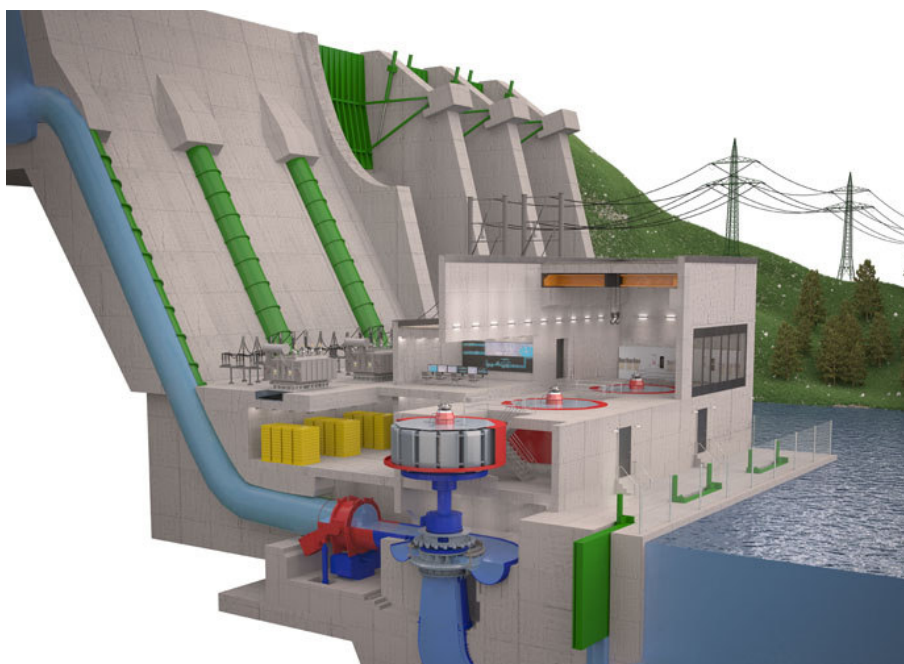


Figura 3.8 – Esquema geral de um aproveitamento hidroelétrico [33].

Além disso, a construção de aproveitamentos hidroelétricos, ao promover a edificação de um obstáculo transversal ao curso de água, com a subsequente divisão do habitat em dois compartimentos, altera, inevitavelmente, as características ecológicas da secção da bacia hidrográfica onde a obra hidráulica se insere.

Esta alteração ecológica e ambiental apresenta algumas desvantagens, nomeadamente: o efeito de barreira à atividade migratória dos peixes, minimizado com a criação de eclusas para peixes; alteração do habitat devido à interrupção do fluxo unidirecional da água; mudanças no regime de escoamento que, em situações extremas, sobretudo entre a captação e a restituição dos aproveitamentos, a alteração dos caudais poderá ser drástica, permanecendo esta secção sem água; alteração da qualidade e dos parâmetros físico-químicos da água, devido ao seu represamento que provoca a sedimentação de material sólido e mudanças ao nível da temperatura; além disso, a retenção de água pode aumentar a intrusão salina nas áreas próximas da foz [24].

Como é fácil inferir, a energia é a força motriz da nossa sociedade atual. Questões prementes como as alterações climáticas e a crescente dependência de petróleo e de outros combustíveis fósseis, bem como o aumento dos custos da energia estão a obrigar-nos a repensar o modo como produzimos e consumimos energia.

Assim, as fontes de energia renováveis constituem uma parte importante da solução para um futuro energético sustentável [24].

O desenvolvimento industrial promoveu o desenvolvimento de grandes projetos hidroelétricos. Porém, alguns sofreram algumas condicionantes devido a contestações ambientais, suspendendo a construção de alguns projetos. No início deste século, a barragem do Alqueva, inserida no aproveitamento de fins múltiplos, deu origem ao maior lago artificial da Europa [20].

Tabela 3.1 – Produção de energia elétrica a partir de FER (Portugal), em GWh (Fonte: APREN).

Ano	Hídrica > 10MW	Hídrica < 10MW	Biomassa	Eólica	Geotérmica	Fotovoltaica	Total
1995	7.962	492	988	16	42	1	9.501
1996	14.207	658	959	21	49	1	15.895
1997	12.537	638	1.036	38	51	1	14.301
1998	12.488	566	1.022	89	58	1	14.224
1999	7.042	589	1.081	122	80	1	8.915
2000	11.040	675	1.296	168	80	1	13.260
2001	13.605	770	1.345	256	105	2	16.083
2002	7.551	706	1.473	362	96	2	10.190
2003	15.163	891	1.394	496	90	3	18.037
2004	9.570	577	1.547	816	84	3	12.597
2005	4.737	381	1.651	1.773	71	3	8.616
2006	10.633	834	1.704	2.926	85	5	16.187
2007	9.927	522	1.882	4.037	201	24	16.593
2008	6.781	517	1.852	5.757	192	41	15.140
2009	8.108	901	2.087	7.577	184	160	19.017
2010	15.459	1.088	2.614	9.182	197	214	28.754
2011	11.294	820	2.923	9.162	210	282	24.691
2012	6.093	567	2.951	10.260	146	393	20.410
2013	13.701	1.167	3.051	12.015	197	479	30.610
2014	15.071	1.341	3.049	12.111	205	627	32.405

Os recursos energéticos endógenos são decisivos para a segurança do abastecimento energético, uma vez que a sua utilização não depende de fatores externos ao país, nomeadamente das conjeturas internacionais e consequentes variações dos preços dos combustíveis fósseis.

Portugal (um dos Estados-Membros da União Europeia com maior dependência energética face ao exterior, na ordem dos 80% de energia primária importada) tem vindo a desenvolver políticas que promovem uma produção energética dominada pelas fontes energéticas renováveis, em detrimento dos combustíveis fósseis. Para além desta vantagem económica, os recursos renováveis inesgotáveis e não poluentes, são uma aposta ambiental contra as alterações climáticas, cada vez mais evidentes, diminuído a emissão de gases de efeito de estufa. Estas premissas estiveram na génese da reformulação da política energética nacional e fizeram com que se concentrassem as atenções no investimento das energias renováveis [24].

Entre outras metas ambiciosas, o Ministério da Economia e Inovação (MEI) propôs-se, em 2007, atingir uma potência instalada hidroelétrica nacional de 7.000 MW, em 2020. Como tal, tendo em conta que cerca de metade do potencial hídrico está desaproveitado, a hidroeletricidade tornou-se uma aposta prioritária no sector energético Português.

É neste contexto que surgiu o Plano Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH) com o objetivo de identificar e definir quais os investimentos mais apropriados em termos de aproveitamentos hidroelétricos entre 2007 e 2020, de forma a assegurar valores de capacidade instalada adicional na ordem dos 2.000 MW [24].

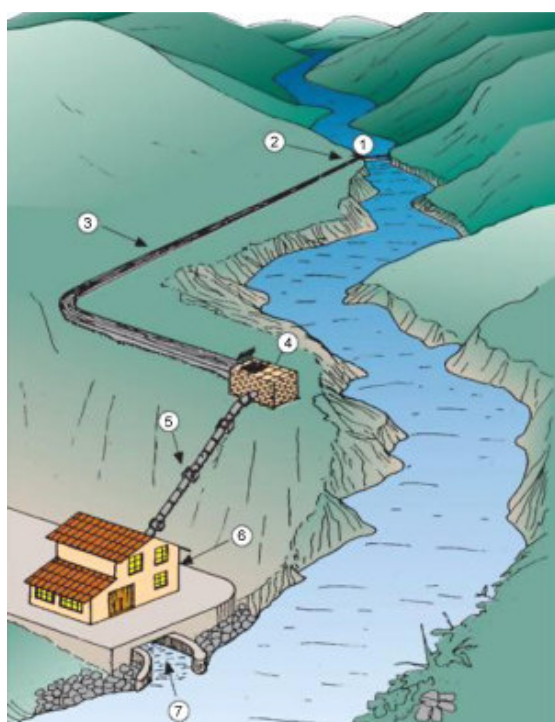
3.3.2. ENERGIA EM CENTRAIS MINI-HÍDRICAS

3.3.2.1. Contextualização

A produção de eletricidade em centrais hidroelétricas utiliza o caudal e o desnível disponíveis numa determinada secção fluvial. O potencial produtivo em energia hidroelétrica está assim diretamente relacionado com a orografia do território, que gera as quedas aproveitáveis, e com os recursos hídricos superficiais disponíveis, que por sua vez determinam os volumes turbináveis.

Em resultado da variabilidade geográfica do potencial produtivo (função dos caudais e das quedas disponíveis), os pequenos aproveitamentos hidroelétricos apresentam uma distribuição heterogénea em Portugal, estando 95% da capacidade instalada localizada da bacia do Mondego para Norte. É também no Norte do país que se encontra o maior potencial para a construção de novos aproveitamentos.

As centrais hidroelétricas são em geral implantadas junto ao leito dos rios, podendo estar associadas a barragens com capacidade de regularização, geralmente de média e grande dimensão, ou a açudes sem capacidade de regularização, que aproveitam a energia dos caudais fluviais em regime natural (exploração a fio-de-água). As CMH podem apresentar configurações diversas, visando otimizar em cada local o binómio caudal turbinável e queda disponível [15]. Na figura 3.9 apresenta-se o esquema de um dos tipos de pequeno aproveitamento hidroelétrico mais comum nos rios do Norte de Portugal, em zonas de cabeceira, onde se encontram os maiores desníveis orográficos.



Legenda:

- 1 – Albufeira;
- 2 – Açude;
- 3 – Canal aberto de adução;
- 4 – Câmara de carga;
- 5 – Conduta forçada;
- 6 – Edifício da central de produção de energia;
- 7 – Restituição.

Figura 3.9 – Composição esquemática de um pequeno aproveitamento hidroelétrico comum em Portugal [43].

Esses aproveitamentos são geralmente explorados em regime de fio-de-água, sempre que possível com regularização parcial através de eclusagem no circuito hidráulico para concentração da energia produzida nas horas fora de vazio, e integram pequenas obras de captação, circuitos hidráulicos em superfície livre e em pressão, centrais equipadas com turbinas geralmente do tipo *Francis* ou *Pelton* e as necessárias interligações com a rede elétrica nacional [15].

A tecnologia das centrais mini-hídricas encontra-se bem desenvolvida, possibilitando a geração de eletricidade de modo seguro, barato e não poluente, representando uma excelente alternativa, tanto na vertente ambiental (não emissão de gases com efeito de estufa), como na vertente económica (diminuição das importações de combustíveis fósseis) [15].

3.3.2.2. Classificação das Centrais Mini-Hídricas

Em Portugal generalizou-se a designação de CMH para aproveitamentos hidroelétricos de potência inferior a 10 MW. As CMH classificam-se em função da potência elétrica instalada de acordo com a tabela 3.2, assim como em função da altura da queda de água, tabela 3.3.

Tabela 3.2 – Classificação das CMH, quanto à potência elétrica instalada [8].

Designação	Pi (MW)
Pequena Central Hidroelétrica	< 10
Mini Central Hidroelétrica	< 2
Micro Central Hidroelétrica	< 0,5
Pico Central Hidroelétrica	< 0,05

Tabela 3.3 – Classificação das CMH, quanto à altura da queda de água [3].

Designação	Hb (m)
Queda Baixa	2 - 20
Queda Média	20 - 150
Queda Alta	> 150

Para além destas classificações, também existe a necessidade de as classificar no que respeita à sua capacidade de regularizar o caudal, em que temos:

- Central com regularização, quanto possuem uma albufeira que lhes permite adaptar o caudal afluente, figura 3.10a;
- Central a fio de água, quando não tem capacidade de regularizar o caudal, pelo que o caudal utilizável é o caudal instantâneo do rio, figura 3.10b [7].



Figura 3.10a – Açude da CMH de Bragado [15].



Figura 3.10b – Açude da CMH de Labruja (foto cedida pela EDP – Produção Hídrica, S.A.).

3.3.2.3. Exploração das Centrais Mini-Hídricas

As CMH estão geralmente associadas a um regime de exploração a fio-de-água, dada a reduzida capacidade de regularização das respetivas albufeiras que na maior parte dos casos não excede algumas horas de retenção do caudal médio. Daí que, na estimativa da produção energética, se aceite esse tipo de funcionamento [6].

No entanto, sempre que possível, procurar-se-á concentrar a produção em períodos mais rentáveis. Isto sucede pela disposição de controlos de nível da albufeira, com arranque da turbina a um nível superior e a paragem a um nível inferior, sendo a gestão feita na base de experiência dos responsáveis pela operação da central, que de algum modo tendem a reproduzir aquele funcionamento automático.

Naturalmente que esta possibilidade de controlo e rentabilização da pequena capacidade de armazenamento se restringe praticamente às situações de estiagem, prolongando-se por períodos mais longos apenas em situações excecionais de caudal de turbinamento extremamente reduzido [6].

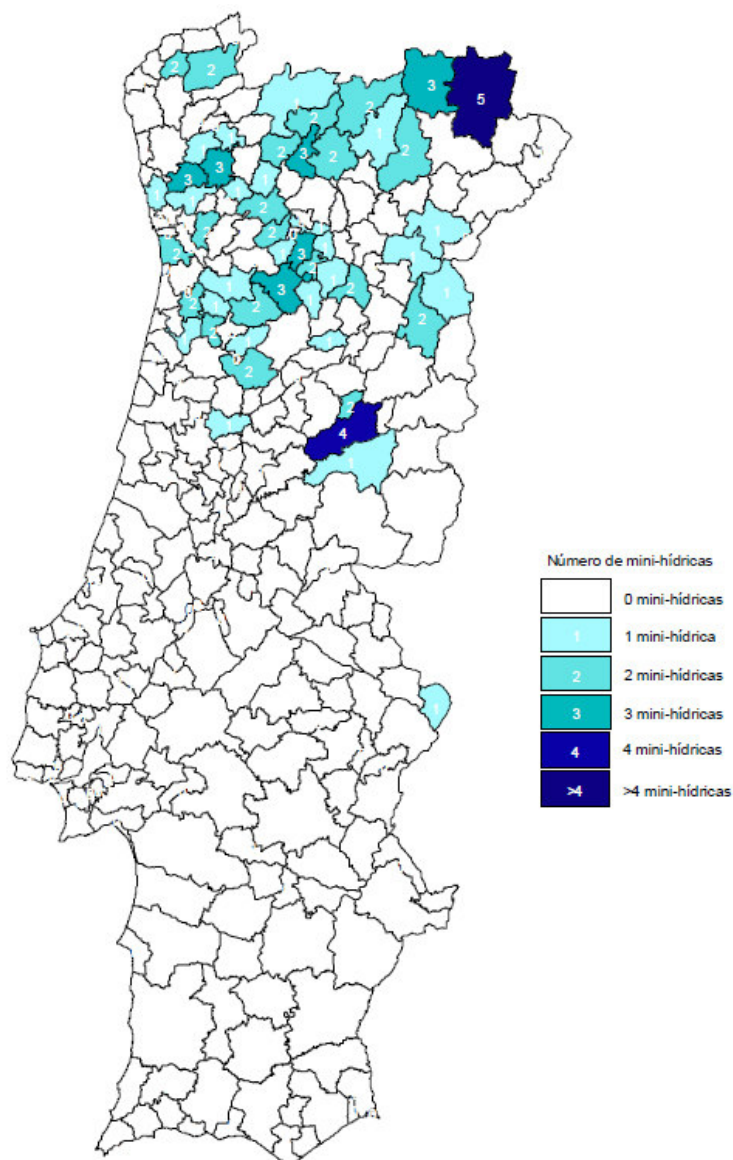


Figura 3.11 – Centrais Mini-Hídricas em Portugal – distribuição por concelhos, em 2000 [22].

3.3.2.4. Interdependência e Capacidade de Regularização

A gestão interdependente de aproveitamentos hidroelétricos é uma prática adquirida, e indispensável no que se refere a aproveitamentos que dispõem de grandes albufeiras. A sua grande capacidade de regularização permite-lhes um domínio quase total das variáveis endógenas que neles intervêm para obter uma resposta pronta e controlada quando tal é solicitado pelo sistema de albufeiras em que se insere. A coordenação da intervenção das várias centrais está naturalmente apoiada num completo sistema de deteção das disponibilidades hídricas conjuntas e das necessidades da rede, cujo tratamento integrado conduz a uma definição permanente das políticas energéticas, a curto, médio e longo prazo.

O mesmo não se passa relativamente às CMH: o domínio da componente hidrológica é escasso, a sua flexibilidade na resposta energética é limitada e a sua inserção num conjunto global de aproveitamentos não é geralmente sequer contemplada. No entanto, a significativa incidência que as CMH estão a conquistar no panorama nacional suscita novos interesses e surgem novas preocupações nas quais se pensou poder incluir-se a questão da sua gestão integrada [6].

3.3.2.5. Perspetivas de Desenvolvimento das Centrais Mini-Hídricas

Atualmente, e em ano médio, aproximadamente 30% da eletricidade consumida em Portugal tem origem hídrica, com base em empreendimentos de diferentes características. Encontram-se em funcionamento em Portugal cerca de 120 CMH. Estas centrais, em conjunto com as cerca de 40 centrais hidroelétricas com potência compreendida entre os 10 MW e os 30 MW, têm instalada uma capacidade total superior a 400 MW.

Numa avaliação prospetiva do potencial hidroelétrico português, apresentam-se na tabela 3.4 estimativas do potencial existente, já em exploração ou ainda por aproveitar, conforme os valores disponíveis referentes ao final de 2013. Da análise dos valores contidos nessa tabela, salienta-se a considerável capacidade ainda não explorada, sobretudo através de aproveitamentos de pequena e média dimensão, onde há cerca de dois terços do potencial avaliado por instalar [15].

Tabela 3.4 – Potencial hidroelétrico em exploração e por explorar em Portugal [15].

Tipo de Aproveitamento	Exploradas⁽ⁱ⁾ (MW)	Por Explorar (MW)	Total (MW)
Pequena e Média Dimensão (< 30 MW)	417	703	1.120 ⁽ⁱⁱ⁾
Grande Dimensão	5.494	4.225	9.720 ⁽ⁱⁱⁱ⁾
Total FER	11.068 ^(iv)	11.052	22.120

Relativamente aos aproveitamentos hidroelétricos cuja execução se previa, salientam-se os novos grandes aproveitamentos em grande parte equipados com grupos reversíveis (abrangendo 8 centrais com uma capacidade global de 2.280 MW), os reforços de potência de centrais existentes (em execução pela EDP, S.A., nas bacias hidrográficas dos rios Douro e Cávado, com 1.270 MW de potência instalável) e os pequenos aproveitamentos que poderiam acrescentar mais cerca de 300 MW.

(i) Segundo estatísticas da DGEG e da Rede Elétrica Nacional (REN), relativas a dezembro de 2013;

(ii) Conforme “Cenários de Evolução Prev. da Produção em Regime Especial 2005-2025”, da REN;

(iii) Contabilizando PNBEPH, outros aproveitamentos planeados e reforços de potência em curso;

(iv) Produzindo cerca de 50% do consumo total de eletricidade, estando 4.600 MW já instalados em parques eólicos.

4

ENQUADRAMENTO LEGAL E NORMATIVO

4.1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo é efetuada uma descrição concisa quanto à organização do Sistema Elétrico Nacional Português, o Sistema Elétrico Independente e da Produção Elétrica em Regime Especial. É também caracterizado o regime legislativo da mini/micro produção e da sua transposição para a legislação atual, ou seja, o regime de produção distribuída (através do Decreto-lei n.º 153/2014, de 20 de outubro [52]).

É dado especial enfoque ao cálculo da remuneração da energia elétrica injetada nas Redes de Sistema Elétrico de Serviço Público (RESP), ao licenciamento das unidades de produção de autoconsumo e pequena produção, bem como à tramitação legislativa do licenciamento de Centrais Mini-Hídricas.

4.2. ORGANIZAÇÃO LEGISLATIVA

4.2.1. ORGANIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

O Sistema Elétrico Nacional (SEN) encontra-se dividido em dois subsistemas, o Sistema Elétrico de Abastecimento Público (SEP) e o Sistema Elétrico Independente (SEI).

O SEP tem uma função de serviço público, segundo o princípio da uniformidade tarifária no território continental. É composto por centrais vinculadas e por operadores públicos distintos para o transporte e distribuição [26].

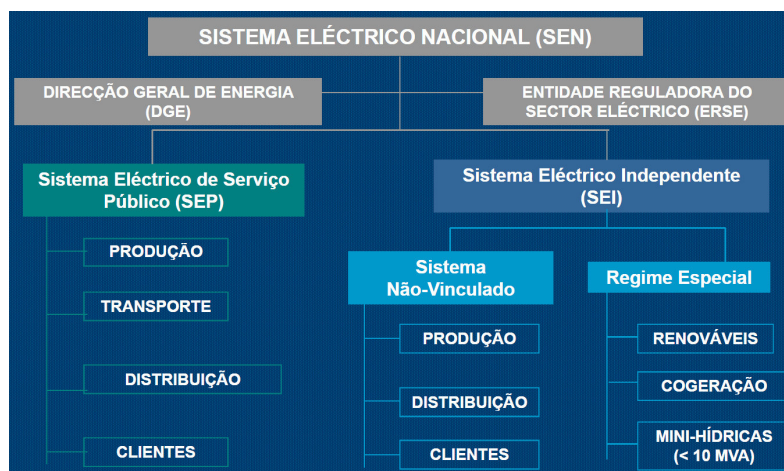


Figura 4.1 – Modelo organizativo simplificado do Sistema Elétrico Nacional (Fonte: REN).

O SEI compõe-se também por dois subsistemas:

- O Sistema Elétrico Não Vinculado (SENV), que está estruturado segundo uma lógica de mercado. Neste subsistema, produtores não vinculados e clientes elegíveis estabelecem contratos bilaterais, estando o acesso às redes garantido na legislação;
- A Produção em Regime Especial (PRE) engloba a produção de energia elétrica, em Centrais Mini-Hídricas com potência instalada até 10 MW, em centrais que usam outros recursos renováveis e em centrais de cogeração. Este subsistema é regido por legislação específica.

4.2.2. PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL (PRE)

A denominada PRE destina-se à produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, de tecnologias de produção combinada de calor e de eletricidade (cogeração) e de produção distribuída.

As vantagens ambientais e a diminuição da dependência externa têm justificado a existência, há já vários anos, de um regime de apoio à PRE. Em consequência deste regime, a evolução da energia entregue à rede deste tipo de produção tem sido muito significativa, com especial destaque para a produção eólica e para a cogeração. Em 2014, a PRE contribuiu em cerca de 45% para a satisfação do consumo (valor que sobe para cerca de 75% se forem contabilizados também os grandes aproveitamentos hidroelétricos).

A definição da política energética em Portugal é da responsabilidade do Governo, nomeadamente através da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG). Porém, no domínio da PRE, existem algumas matérias sobre as quais a Entidade Reguladora de Serviços Energéticos (ERSE) detém competências atribuídas legalmente, designadamente no âmbito dos custos induzidos nas tarifas, da influência na formação dos preços no mercado, do impacto no planeamento e exploração das redes elétricas e da rotulagem de energia elétrica. Decorre destas competências a necessidade de acompanhamento da evolução da PRE por parte da ERSE [26].



Figura 4.2 – Modelo organizativo da Produção em Regime Especial, adaptado (Fonte: REN).

Faz-se notar que a informação publicada é disponibilizada à ERSE pelas empresas com obrigação legal de aquisição desta produção, circunscrita ao subconjunto da PRE com remuneração por tarifa fixada administrativamente em Portugal continental e nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira.

A PRE tem um tratamento específico para efeitos de rotulagem, uma vez que se encontra ao abrigo de um regime legal próprio [26].

Considera-se PRE a atividade licenciada ao abrigo de regimes jurídicos especiais, no âmbito da adoção de políticas destinadas a incentivar a produção de eletricidade, nomeadamente através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e eletricidade. Em síntese, no quadro legal vigente é considerada PRE a produção de energia elétrica:

- Com base em recursos hídricos para centrais até 10 MVA e nalguns casos até 30 MW;
- Que utilize outras fontes de energia renovável;
- Com base em resíduos (urbanos, industriais e agrícolas);
- Em baixa tensão, com potência instalada limitada a 150 kW;
- Por microprodução, com potência instalada até 5,75 kW;
- Através de um processo de cogeração.

Na Região Autónoma dos Açores a produção tendo por base energias renováveis ou cogeração, não se encontra ao abrigo de uma legislação específica como em Portugal continental. Estes produtores são considerados produtores independentes. Nestes contratos, o preço tem por base o preço médio verificado em Portugal continental em 2002 para a produção em regime especial.

Na Região Autónoma da Madeira tem vindo a ser seguido o enquadramento legal de Portugal continental, nomeadamente em termos de tarifário aplicável às vendas à rede de energia elétrica das instalações em regime especial. Para efeitos de rotulagem da energia elétrica, há a considerar que a energia da PRE em Portugal continental não é atribuída na sua totalidade ao comercializador de último recurso, uma vez que o seu sobrecusto é suportado por todos os consumidores, independentemente do comercializador. O sobrecusto da cogeração e da microprodução é distribuído por todos os clientes, na proporção do seu consumo [26].

O sobrecusto da restante PRE (essencialmente eólica, mini-hídrica e resíduos) é essencialmente distribuído pelos clientes em baixa tensão. Deste modo, e tendo em conta este facto, a PRE foi separada nas seguintes categorias - “Renováveis”; - “Cogeração” e; - “Mini-Hídricas (<10 MW)”.

4.2.3. REGIME DE PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA

4.2.3.1. Atual Enquadramento Legislativo (Projetos já Consignados)

Algumas das potencialidades da microprodução¹ (Decreto-lei n.º 363/2007, de 2 de novembro [48]):

- Produção descentralizada de pequena escala através de fontes renováveis até 3,68 kW (bonificado), 5,75 kW (regime geral) e 11,04 kW (condomínios).
- Potência máxima correspondente a 50% da potência contratada na unidade consumo associada;
- Energia produzida é vendida à rede de Comercializadores de Último Recurso (CUR);
- 2 Regimes remuneratórios:
 - a) Geral → tarifa revista anualmente à inflação até entrada de novo diploma;
 - b) Bonificado → Tarifa fixa atribuída por registo;
- Instalação de pelo menos 2 m² de coletores solares térmicos ou caldeira a biomassa;
- Realização de auditoria energética e implementação de medidas para condomínios.

(1) Alterado pelo Decreto-lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro [51], Decreto-lei n.º 363/2007, de 2 de novembro [48], alterado pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de dezembro, e pelo Decreto-lei n.º 118-A/2010, de 25 de outubro [49].

Algumas das potencialidades da miniprodução² (Decreto-lei n.º 34/2011, de 8 de março [50]):

- Produção descentralizada de pequena escala até 250 kW;
- Fontes renováveis (solar, eólica, hídrica, biogás, biomassa e pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de miniprodução renovável);
- Potência máxima inferior a 50% da potência contratada na unidade de consumo. A energia produzida não pode ser superior a duas vezes a energia consumida na unidade associada;
- Toda a energia produzida é vendida à rede (CUR);
- 2 Regimes remuneratórios:
 - a) Geral (“pool”);
 - b) Bonificado (FiT atribuída em leilão);
- 3 Escalões: I → até 20 kW, II → 20 kW - 100 kW e III → 100 kW - 250 kW;
- Potência anual atribuída com quota máxima;
- Realização de auditoria energética.

4.2.3.2. Objetivos da Revisão do Regime Legislativo

O Decreto-lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, veio adequar o atual modelo de geração distribuída ao perfil de consumo verificado no local. Este diploma incentiva a sobre capacidade das instalações face ao nível de consumo instantâneo verificado no local e promove igualmente sobrecusto no Sistema Elétrico Nacional (SEN). Assim, os objetivos deste regime são fundamentalmente os seguintes [21]:

- Dinamizar a atividade de produção distribuída em Portugal, assegurando a sustentabilidade técnica e económica do SEN, e evitando possíveis sobrecustos para o sistema;
- Garantir o desenvolvimento ordenado da atividade, possibilitando a injeção de excedentes nas Redes de Sistema Elétrico de Serviço Público (RESP) (bem de interesse público, que requer uma utilização adequada);
- Garantir que as novas instalações de produção distribuída sejam dimensionadas para fazer face às necessidades de consumo verificadas no local;
- Reduzir a vertente de “negócio” associada ao atual regime de microprodução, que motiva o sobredimensionamento das centrais e o consequente sobrecusto para o SEN;
- Simplificar o modelo da “mini + microprodução”, assegurando que entidades com perfis de consumo menos constante possam enquadrar-se no regime de produção distribuída.

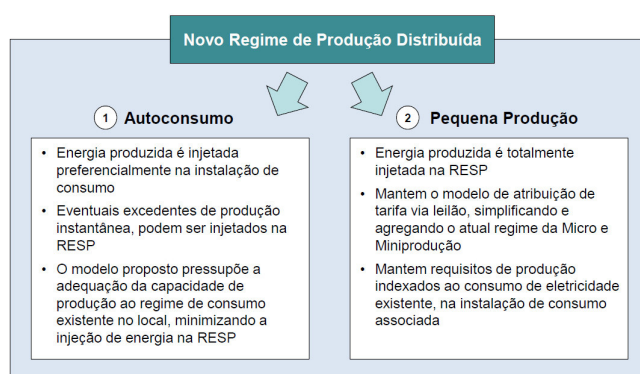


Figura 4.3 – Principais características da produção distribuída (autoconsumo e pequena produção) [21].

(2) Alterado pelo Decreto-lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro [51].

Tabela 4.1 – Principais características da produção distribuída (autoconsumo e pequena produção) [21].

Aspetos	Autoconsumo	Pequena Produção
Fonte	Renovável e Não Renovável	Renovável
Limite Potência	Potência de ligação < 100% da potência contratada na instalação de consumo	Potência de ligação até 250 KW Potência de ligação < 100% da potência contratada na instalação de consumo
Requisitos Produção	Produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo Venda do excedente instantâneo ao CUR	Produção anual < 2x consumo da instalação Venda da totalidade da energia ao CUR
Remuneração	Valor da "pool" para excedente instantâneo de produção, deduzido de custos Numa base anual, o excedente produzido face às necessidades de consumo não é remunerado	Tarifa obtida em leilão para totalidade da produção Numa base anual, o excedente produzido face ao requisito de 2x consumo da instalação não é remunerado
Compensação	Entre 30% e 50% do respetivo valor dos CIEG quando a potência acumulada de unidades de autoconsumo exceda 1% da potência instalada no SEN	N.A.
Contagem	Contagem obrigatória para potências ligadas à RESP superiores a 1,5 kW	Obrigatória para todas as potências, como elemento chave na faturação
Processo Licenciamento	Processo gerido via plataforma eletrónica Mera comunicação prévia: Entre 200 W e 1,5 kW Registo + certificado de exploração: entre 1,5 kW e 1,0 MW Licença de produção + exploração: > 1,0 MW	Processo gerido via plataforma eletrónica Registo + certificado de exploração Inspeções obrigatórias
Outros Aspetos	Não existe quota de atribuição	Quota máxima anual de potência atribuída

4.2.3.3. Autoconsumo

A Unidade de Produção de Autoconsumo (UPAC) produz preferencialmente para satisfazer necessidades de consumo. A energia elétrica produzida é instantaneamente injetada na instalação de consumo e o excedente produzido é injetado na RESP, evitando o desperdício.

A UPAC é instalada no local de consumo, sendo que a potência de ligação da UPAC tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo e não pode ser superior a duas vezes a potência de ligação [21].

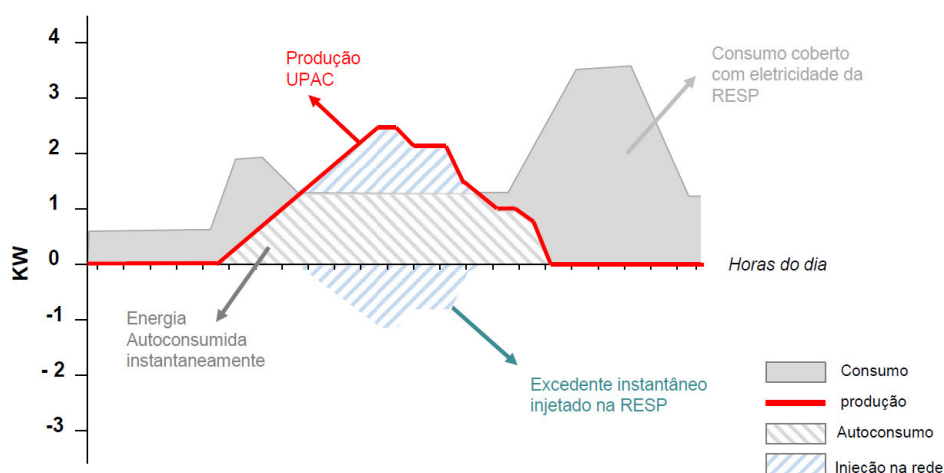


Figura 4.4 – Diagrama de produção e consumo – consumidor doméstico (sem baterias de armazenamento) [21].

4.2.3.4. Pequena Produção

A Unidade de Pequena Produção (UPP) injeta a totalidade da energia produzida na RESP. A instalação de consumo associada recebe toda a eletricidade proveniente do respetivo comercializador.

A UPP é instalada no local de consumo, sendo que a potência de ligação da UPP tem de ser inferior à potência contratada na instalação de consumo e nunca superior a 250 kW.

Numa base anual, a energia produzida pela UPP não pode exceder o dobro da eletricidade consumida na instalação de consumo. Trata-se de um modelo idêntico ao regime da miniprodução.

A potência de ligação a atribuir no âmbito do regime de pequena produção é estabelecida anualmente. A potência a atribuir é segmentada em 3 diferentes categorias, consoante as medidas acessórias implementadas [21].

Anualmente, mediante despacho da DGEG, procede-se ao estabelecimento da:

- Quota de potência de ligação a alocar no ano seguinte;
- A programação de alocação da quota anual através do SRUP;
- Eventuais saldos de potência não atribuídas em anos anteriores.

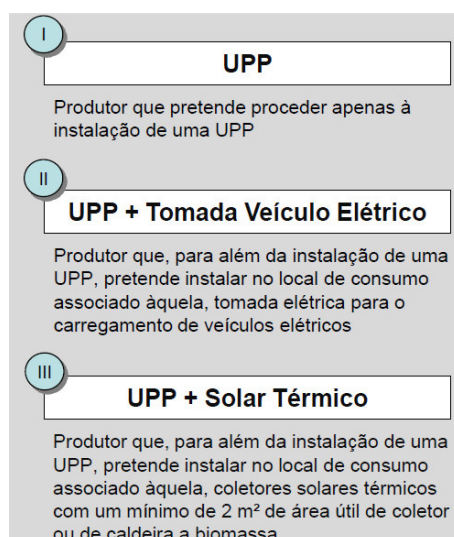


Figura 4.5 – Modelo de categorias para atribuição de potência [21].

4.3. REMUNERAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA INJETADA NA RESP

4.3.1. UNIDADE DE PRODUÇÃO DE AUTOCONSUMO (UPAC)

O excedente de produção instantânea é remunerado ao preço da “pool”, deduzido de 10% (para compensar custos com injeção). UPAC Renovável, com potência inferior a 1 MW³, tem a opção de vender o excedente de energia ao CUR (contratos de 10 + 5 anos). As restantes situações são operadas por via contratos bilaterais.

A energia autoconsumida pode beneficiar da transação futura de Garantias de Origem (GO). A energia injetada na rede não dá direito a GO [21].

(3) A DGEG pode alterar limite, mediante despacho.

O regime de faturação pode ser dilatado no tempo para agilizar procedimentos administrativos e evitar pequenos montantes nas faturas (p.e. uma única fatura anual) [21].

A fórmula de remuneração do excedente injetado na RESP é dada pela seguinte expressão:

$$R_{UPAC, m} = E_{fornecida, m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (4.1)$$

Em que:

$R_{UPAC, m}$ – A remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês m , em €;

$E_{fornecida, m}$ – A energia fornecida à RESP no mês m , em kWh;

$OMIE_m$ – O valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês m , em €/kWh;

m – O mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP.

Sempre que “*pool*” é menor que a $LCOE^4$, há incentivo para que a UPAC seja adequadamente dimensionada ao nível consumo. Assegura um *payback* mais rápido.

As UPAC com potência superior a 1,5 kW e cuja instalação de consumo esteja ligada à RESP, estão sujeitas ao pagamento de uma compensação, que permita recuperar uma parcela dos Custos de Política Energética, de Sustentabilidade e de Interesse Económico Geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema. A compensação a pagar apenas se torna efetiva quando a representatividade das UPAC exceda 1% do total da potência instalada no SEN.

Após atingir 1% de representatividade, a compensação passa a ser devida pelas novas UPAC instaladas nos seguintes termos:

- 30% dos CIEG → enquanto a potência acumulada de UPAC instaladas não exceda 3% do total da potência instalada no SEN;
- 50% dos CIEG → quando a potência acumulada de UPAC instaladas exceda 3% do total da potência instalada no SEN.

A compensação mensal a pagar é fixada no início da entrada em exploração da UPAC e vigora por um período de 10 anos e é fixa e incide sobre a potência instalada da UPAC.

A compensação é apurada pelo Operador da Rede de Distribuição (ORD) e faturada pelo CUR, podendo ser emitida com uma periodicidade anual, caso os montantes em questão sejam de pequena dimensão (p.e. 20,00 EUR) [21].

O cálculo da compensação mensal a pagar é dada pela seguinte expressão:

$$C_{UPAC, m} = P_{UPAC, m} \times V_{CIEG, t} \times K_t \quad (4.2)$$

(4) *Levelized Cost of Energy*.

Em que:

$C_{UPAC,m}$ – A compensação paga no mês m por cada kW de potência instalada, que permita recuperar uma parcela dos CIEG na tarifa de uso global do sistema, relativa ao regime de produção de eletricidade em autoconsumo;

P_{UPAC} – O valor da potência instalada da UPAC, constante no respetivo certificado de exploração;

$V_{CIEG,t}$ – O valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, medido em € por kW, apurado no ano t ;

K_t – O coeficiente de ponderação, entre 0% e 50%, a aplicar ao $V_{CIEG,t}$ tendo em consideração a representatividade da potência total registada das UPAC no SEN, no ano t ;

t – O ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC.

O $V_{CIEG,t}$ é dado pela seguinte expressão:

$$V_{CIEG,t} = \sum_{n=0}^2 (CIEG^p_{i(t-n)}) \times \frac{1}{3} + \sum_{n=0}^2 (CIEG^{e}_{i,h(t-n)}) \times \frac{1}{3} \times \frac{1.500}{12} \quad (4.3)$$

Em que:

$CIEG^p$ – Corresponde ao somatório do valor das parcelas i do CIEG, mencionadas no n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro [54], designadamente na alínea c), medido em € por kW, para o nível de tensão da UPAC, constante nos documentos de suporte da proposta de fixação de tarifas, publicados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) para o ano $t - n$;

$CIEG^{e}_{i,h}$ – Corresponde ao somatório, da média aritmética simples do valor para os diferentes períodos horários h de cada uma das parcelas i dos CIEG, mencionadas no n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro [54], designadamente nas alíneas a), b), d), e), f), g), h), i), e j), medido em € por kWh, para o nível de tensão da respetiva UPAC, constante nos documentos de suporte da proposta de fixação de tarifas, publicados pela ERSE para o ano $t - n$.

i – Refere-se a cada uma das alíneas do n.º 1 do artigo 3.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro [54];

h – Corresponde ao período horário de entrega de energia elétrica aos clientes finais, tal como definido na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro [54].

O coeficiente de ponderação K_t da expressão 4.2 assume os seguintes valores:

- $k_t = 50\%$, caso o total acumulado de potência instalada das UPAC, no âmbito do regime de autoconsumo, exceda 3% do total da potência instalada de centro electroprodutores do SEN;
- $k_t = 30\%$, caso o total acumulado de potência instalada de UPAC, no âmbito do regime de produção de eletricidade em autoconsumo, se situe entre os 1% e 3% do total da potência instalada de centro electroprodutores do SEN;
- $k_t = 0\%$, caso o total acumulado de potência instalada de UPAC, no âmbito do regime de autoconsumo, seja inferior a 1% do total da potência instalada de centro electroprodutores.

4.3.2. UNIDADE DE PEQUENA PRODUÇÃO (UPP)

A energia elétrica ativa produzida pela UPP e entregue à RESP é remunerada pela tarifa atribuída com base num modelo de licitação (leilão), no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência (específico para cada categoria definida no ponto 4.2.3.4.). A tarifa de referência para cada categoria é estabelecida anualmente mediante despacho do SEN. A energia injetada na rede fora dos limites estabelecidos para as UPP não é remunerada.

Por outro lado, a tarifa de remuneração não é acumulável com outro tipo de incentivo à produção da eletricidade produzida em regime especial (p.e. GO). A tarifa de remuneração atribuída em leilão vigora por um período de 15 anos e os produtores não podem optar por aderir a outro regime durante o prazo de vigência da respetiva tarifa.

Após termo do período de 15 anos o produtor entra no regime geral de produção em regime especial. A tarifa a aplicar varia consoante o tipo de energia primária utilizada, sendo determinada mediante a aplicação das seguintes percentagens à tarifa de referência [21].

Tabela 4.2 – Percentagens sobre a tarifa referência, conforme tipo de energia primária [21].

% Sobre Tarifa Ref. ^a	
Solar	100
Eólica	70
Hídrica	60
Biogás	90
Biomassa	90

Conforme já referido, o Decreto-lei n.º 153/2014, de 20 de outubro [52], procedeu à aprovação do regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público (RESP), por intermédio de unidades de pequena produção (UPP), a partir de recursos renováveis, e estabeleceu um regime de remuneração da energia elétrica baseado numa tarifa de referência sujeita a oferta de descontos à tarifa aplicável.

A Portaria n.º 42-A/2016, de 9 de março [55] manteve estes valores durante o ano de 2016, controlando assim os custos e dando garantias de estabilidade aos investimentos no sector das renováveis. Assim, e ao abrigo nos números 3 e 9 do artigo 31.º do Decreto-lei n.º 153/2014, de 20 de outubro [52], e da Portaria n.º 20/2017, de 11 de janeiro [56], a tarifa de referência para o ano 2017 é 95,00 EUR/MW.h.

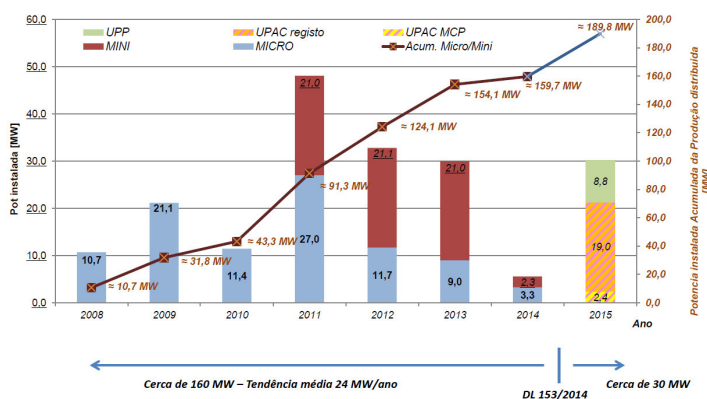


Figura 4.6 – Potência instalada em unidades de micro e pequena produção (Fonte: APREN).

4.4. PROCEDIMENTO DE LICENCIAMENTO DE PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA

4.4.1. UNIDADE DE PRODUÇÃO DE AUTOCONSUMO (UPAC)

O registo é efetuado via plataforma eletrónica (*site SRUP*), gerido pela DGEG (ou entidade terceira cujas competências lhes sejam delegadas). As UPAC com potências inferiores a 200 W não necessitam de registo. Por outro lado, as UPAC com potências entre 200 W e 1,5 kW, ou cuja instalação de consumo não se encontre ligada à RESP (“em regime de ilha”), apenas necessitam de mera comunicação prévia de exploração (registo simplificado efetuado automaticamente sem intervenção da DGEG) [21].

As UPAC com potências superiores a 1 MW necessita de licença de produção e licença de exploração nos termos da legislação em vigor.

O registo da UPAC é efetuado pelo proprietário da instalação de consumo.

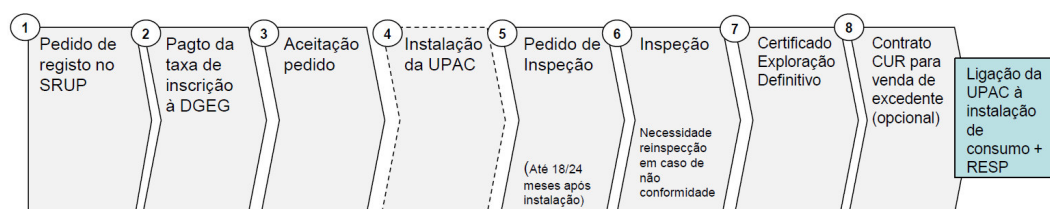


Figura 4.7 – Exemplo Ilustrativo de registo para UPAC com potência superior a 1,5 kW [21].

A instalação da UPAC é obrigatoriamente executada por entidade instaladora de instalações elétricas de serviço particular ou técnicos responsáveis pela execução de instalações elétricas.

4.4.2. UNIDADE DE PEQUENA PRODUÇÃO (UPP)

A gestão dos procedimentos é efetuada via plataforma eletrónica (*site SRUP*), gerido pela DGEG (ou entidade terceira cujas competências lhes sejam delegadas). O procedimento para obtenção do registo é publicado em portaria.

Não são cumuláveis registos relativos a UPP associados a uma mesma instalação de utilização de energia elétrica. O registo de uma UPP poderá ser acedido por entidade terceira autorizada pelo titular do contrato de fornecimento de eletricidade à instalação de utilização [21].

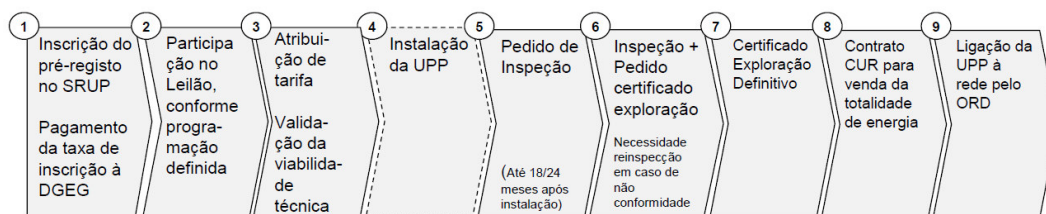


Figura 4.8 – Exemplo Ilustrativo de registo para UPP [21].

Não existem requisitos de auditoria energética para instalar uma UPP.

4.5. PROCEDIMENTO PARA O LICENCIAMENTO DE CENTRAIS MINI-HÍDRICAS

Atendendo ao novo procedimento de acordo com o Decreto-lei n.º 226-A/2007, de 31 de maio [47], refere-se um pequeno esquema explicativo acerca do funcionamento do processo e algumas considerações legislativas a ter em conta [26].

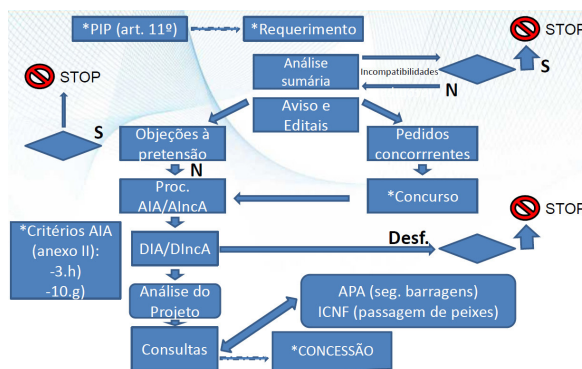


Figura 4.9 – Tramitação processual para o licenciamento de Centrais Mini-Hídricas (Fonte: APA, I.P.).

4.5.1. PEDIDO DE INFORMAÇÃO PRÉVIA (PIP)

O artigo 11.º do Decreto-lei n.º 226-A/2007, de 31 de maio [47], estabelece o seguinte:

- “1 – Qualquer interessado pode apresentar junto da autoridade competente um pedido de informação prévia sobre a possibilidade de utilização dos recursos hídricos para fim pretendido.”;
- “2 – Do pedido previsto no número anterior deve constar:
 - a) A identificação rigorosa da utilização pretendida;
 - b) A indicação exata do local pretendido, nomeadamente com recurso às coordenadas geográficas.”;
- “3 – A entidade competente decide o pedido de informação prévia no prazo de 45 dias contado a partir da data da sua receção.”;
- “4 – A informação prévia vincula a entidade competente desde que o pedido de emissão do título seja apresentado no prazo de um ano a contar da data da sua notificação, excecionalmente prorrogável por decisão fundamentada, sem prejuízo dos condicionalismos resultantes quer do respeito pelas regras do concurso quer das decisões ou pareceres, dotados de carácter vinculativo, emitidos posteriormente no âmbito do licenciamento.”.

Os elementos necessários ao PIP são os seguintes:

- a) Identificação do requerente;
- b) Identificação da linha de água;
- c) Identificação do local, com recurso às coordenadas geográficas;
- d) Características do aproveitamento: cotas do Nível de Pleno Armazenamento (NPA) e restituição, caudal, queda e potência;
- e) Planta de localização, escala 1:25000 com indicação dos locais onde se prevê a implantação do açude, canal adutor, conduta forçada, central e acessos.

A Agência Portuguesa do Ambiente (APA, I.P.) faz a apreciação sumária, ou seja, é feita a verificação dos documentos, se não houve PIP, é verificado para aquele perímetro hidráulico o seguinte:

- a) Se há algum impedimento em termos de Instrumentos de Gestão Territorial (IGT);
- b) Se não interfere com nenhum aproveitamento;
- c) Se há condições de ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (consulta à DGEG).

4.5.2. CONCURSO

O artigo 21.º do Decreto-lei n.º 226-A/2007, de 31 de maio [47], define o seguinte:

- “3 – Quando a atribuição da licença resultar de iniciativa pública, a tramitação do procedimento concursal é a seguinte:
 - a) A autoridade competente procede à publicitação dos termos da utilização a licenciar através de anúncio em Diário da República e afixação de editais onde constem as principais características da utilização em causa, os critérios de escolha e os elementos estabelecidos na portaria a que se refere a subalínea ii) da alínea a) do n.º 3 do artigo 14.º do presente decreto-lei, convidando os interessados a apresentar propostas num prazo de 30 dias, com as respetivas condições de exploração;”;
- “4 – Quando a atribuição da licença resultar do pedido apresentado pelo particular junto da autoridade competente, a tramitação do procedimento concursal é a seguinte:
 - a) O interessado apresenta um pedido de atribuição de licença, do qual constam a localização, o objeto e as características da utilização pretendida;
 - b) A autoridade competente procede à publicitação do pedido apresentado, através da afixação de editais e da publicitação nos locais de estilo durante o prazo de 30 dias, abrindo a faculdade de outros interessados poderem requerer para si a emissão do título com o objeto e finalidade para a utilização publicitada ou apresentar objeções à atribuição do mesmo.”.

A Portaria n.º 1450/2007, de 12 de novembro [53], referencia ainda o seguinte:

- “3 – Do anúncio referido na alínea a) do no n.º 3 do artigo 21.º do Decreto-lei n.º 226-A/2007, de 31 de maio [47], constam, entre outros considerados relevantes pela autoridade competente, os seguintes elementos:
 - a) Objeto e características da utilização;
 - b) Valor de base, quando aplicável;
 - c) Valor da renda, quando aplicável;
 - d) Critérios e fatores de adjudicação, por ordem decrescente de importância;
 - e) Composição do júri de apreciação das propostas;
 - f) Modo e prazo de apresentação das propostas, nomeadamente o endereço e a designação do serviço de receção de propostas, com indicação do respetivo horário de funcionamento;
 - g) Documentos que acompanham as propostas e elementos que devem ser indicados nas propostas;
 - h) No caso de extração de inertes, as áreas abrangidas, o volume de inertes a extrair e o destino final, com indicação dos volumes a restituir ao domínio hídrico ou suscetíveis de comercialização.”.

4.5.3. CONSTRANGIMENTOS AO DESENVOLVIMENTO DAS CENTRAIS MINI-HÍDRICAS

Seguidamente são enunciados alguns dos constrangimentos que dificultam a promoção das Centrais Mini-Hídricas [17]:

- Procedimentos administrativos pouco ágeis e muitas vezes desarticulados entre si, que não se compaginam com as orientações políticas e a necessidade económica de acelerar a concretização dos empreendimentos em energias renováveis;
- Mudança repetida das regras de licenciamento e da definição do tarifário aplicável, dificultando o posicionamento dos produtores interessados e o financiamento por capitais próprios e alheios dos projetos;
- Exigências ambientais desproporcionadas à dimensão dos projetos e, frequentemente, desadequadas ou desproporcionadas à sua natureza e possíveis implicações sobre os ecossistemas associados;
- Sucessiva “depreciação” da tarifa aplicável, o que associado a aumentos de custo dos equipamentos hidromecânicos e eletromecânicos, nalguns casos assinaláveis, tem vindo a desincentivar a realização de novos investimentos;
- A não aplicação sistemática pelas entidades licenciadoras de modelos de otimização para a seleção dos trechos fluviais postos a concurso e para a avaliação do seu potencial energético, por forma a valorizar o aproveitamento dos recursos hídricos nacionais e a apresentação de propostas fiáveis;
- A adoção de um critério único de adjudicação dos concursos – contrapartida financeira – em prejuízo da consideração de parâmetros de seleção/qualificação dos concorrentes e da qualidade técnica e ambiental das soluções, potenciando a menor robustez dos projetos hidroelétricos equacionados e, porventura, até a sua inexequibilidade;
- O desajuste, por vezes significativo, entre a potência levada a concurso e a potência técnica e economicamente concretizável e viável, sendo que a contrapartida financeira exigida foi estabelecida na proporção da potência indicada no concurso;
- A imposição de condicionantes ambientais, por vezes consideráveis (por ex.: altura máxima dos açudes), volume máximo das albufeiras – que limitam significativamente a procura das soluções energéticas mais adequadas, também assim contribuindo para o referido desajuste entre as potências levadas a concurso e as realizáveis.

Alguns mecanismos de forma a ultrapassar alguns dos constrangimentos:

- A eliminação de condicionantes e incertezas contidas nas regras processuais adotadas nos concursos para melhor aproveitamento das potencialidades hidroelétricas nacionais e para possibilitar a formulação, no curto prazo disponibilizado para a preparação das propostas, de soluções devidamente ponderadas, consistentes e seguras;
- A indicação, no lançamento de novos concursos, caso a caso e de modo inequívoco de: i) localização do ponto de ligação à rede elétrica e tensão de interligação; ii) critério adequado de fixação do caudal ecológico; iii) medidas de mitigação já previstas; iv) restrições provenientes de usos da água existentes ou licenciados no trecho fluvial em concurso;
- A reponderação do pagamento da contrapartida financeira exigida ao adjudicatário logo na celebração do contrato de implementação, ou seja, no início de um processo de licenciamento demorado e sem termo definido, pois o recurso ao crédito bancário está cada vez mais caro e difícil de justificar para uma fase de pré-investimento, portanto, com margem de risco acrescida [17].

5

POTENCIAL ENERGÉTICO EM SISTEMAS DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA

5.1. APROVEITAMENTO DO EXCESSO DE ENERGIA DISPONÍVEL NO SISTEMA

Os sistemas adutores e/ou de distribuição de água, com excesso de energia ou carga hidráulica, necessitam do controlo da pressão através de estruturas ou órgãos hidráulicos dissipadores que provoquem o abaixamento da linha piezométrica.

A limitação da pressão no interior de condutas ou sistemas hidráulicos prende-se essencialmente com fatores de ordem económica e de segurança do respetivo equipamento.

Assim, para a uniformização e controlo da pressão, recorre-se à divisão da rede em zonas por patamares de pressão, através de reservatórios, Válvulas Redutoras de Pressão (VRP) ou Válvulas Altimétricas (VA).

Atendendo a que estes sistemas representam basicamente sistemas dissipadores de energia em excesso, tornar-se-á viável a substituição de VRP, ou VA, por micro-turbinas ou bombas a funcionar como turbinas?

Para uma melhor compreensão do assunto, far-se-á uma pequena explicação acerca do dimensionamento dum sistema adutor e características de funcionamento [26].

5.1.1. CONCEITOS GERAIS DE DIMENSIONAMENTO

O dimensionamento hidráulico das condutas adutoras assenta na definição do caudal de cálculo e na determinação da secção mais económica. Para este objetivo, torna-se necessário conhecer qual o volume de cálculo a aduzir (geralmente o volume diário médio do mês de maior consumo), o modo de quantificar as perdas de carga e os limites admissíveis da velocidade de escoamento no interior da conduta.

Em relação à velocidade, é usualmente tido em conta um valor máximo de 1,5 m/s, valor que é normalmente considerado aceitável. No que respeita aos valores mínimos, é habitual procurar garantir um valor mínimo de 0,3 m/s, de modo a evitar o depósito de materiais de pequena dimensão arrastados com o escoamento.

O diâmetro é determinado, depois de escolhido o material a utilizar, partindo de um conjunto de diâmetros comerciais que se enquadrem dentro dos limites de velocidade máxima e mínima anteriormente definidos. Isto é, a velocidade máxima obriga a um diâmetro mínimo enquanto o diâmetro máximo é imposto pela velocidade mínima.

A opção por um deles resulta da conjugação do caudal de cálculo com o diâmetro comercial que conduz ao aproveitamento máximo da velocidade e à solução técnica e economicamente mais vantajosa, desde que se verifiquem as condições de pressão adequadas.

A verificação de tais condições de pressão é concretizada à custa da quantificação dos correspondentes valores ao longo do traçado (em perfil) da conduta e, em particular, no seu extremo de jusante, seja este à entrada de um reservatório ou outro qualquer órgão, de modo a que tais valores se enquadrem nos limites de resistência mecânica possível para a conduta em causa. Apresenta-se, em esquema, dois possíveis funcionamentos hidráulicos.

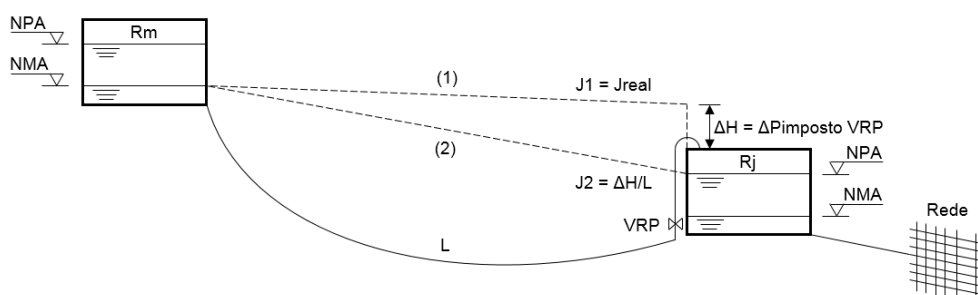


Figura 5.1 – Esquema de um sistema gravítico adutor – diferentes hipóteses de funcionamento [25].

Antes de mais, importa apresentar a noção de linha piezométrica. Esta linha representa, em cada ponto da conduta, a energia potencial do escoamento e pode ter como referência o nível médio das águas do mar ou outro qualquer nível de referência, como por exemplo, o ponto mais baixo da conduta.

O funcionamento hidráulico representado pela linha piezométrica (2), em que a perda de carga unitária – j_2 tem valor igual à razão da diferença de cotas entre os reservatórios de montante e jusante – R_m e R_j respetivamente, e o comprimento da conduta, conduz a um diâmetro teórico mínimo que origina velocidades máximas eventualmente superiores à máxima admissível.

Como tal, terá de ser encontrado outro tipo de funcionamento hidráulico cujas condições de funcionamento estejam dentro dos limites admissíveis.

Surge então a linha piezométrica (1) que, por imposição das condições de pressão à entrada do reservatório de jusante ($\Delta P_{\text{imposto VRP}}$), possui uma perda de carga unitária – j_{real} ajustada às velocidades admissíveis do escoamento no interior da conduta e das suas perdas de carga contínuas.

Daqui importa sublinhar que, num escoamento por gravidade em que se dispõe de um desnível excessivo, quando numa determinada secção da adutora, em particular à entrada do reservatório de chegada, se pretender reduzir a pressão de forma a não exceder, para jusante, um valor determinado, eventualmente a pressão atmosférica, é necessário recorrer à utilização de VRP.

Quando a condição seja a limitação das velocidades, por limitação da perda de carga, de forma a garantir valores mínimos de pressão ao longo da conduta, será necessário o uso de um VA, que imponha uma dada pressão do seu lado de montante.

Resumidamente, em sistemas de distribuição de água em “alta”, as válvulas redutoras de pressão funcionam como dispositivos de dissipação de energia que tem como finalidade principal o controlo da pressão através do seu abaixamento numa zona localizada, geralmente à entrada do reservatório de jusante [26].

5.1.2. ASPETOS GERAIS DE FUNCIONAMENTO DAS VÁLVULAS REDUTORAS DE PRESSÃO

As Válvulas Redutoras de Pressão (VRP) destinam-se a baixar os níveis piezométricos a jusante das secções das condutas em que se situam e a mantê-los sensivelmente constantes, desde que as cotas piezométricas a montante se mantenham superiores àquelas para que as válvulas foram reguladas.

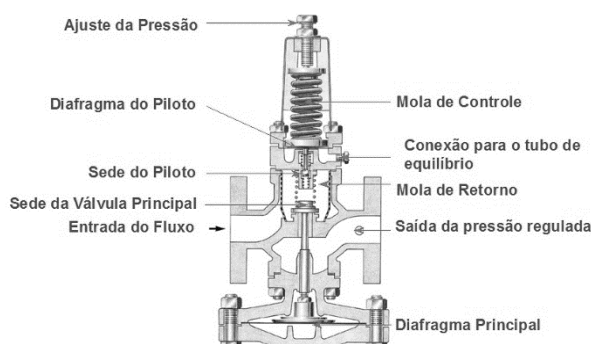


Figura 5.2 – Esquema de válvula redutora de pressão de controlo por mola [46].

O funcionamento das VRP pode ser caracterizado por três estados:

- Estado ativo – a pressão a montante da VRP é maior do que a jusante fruto, da perda de carga imposta pela VRP;
- Estado passivo – quando a pressão de montante é inferior à pressão de referência da VRP, o dispositivo que origina a perda de carga abre totalmente, provocando o aumento da pressão a jusante da VRP. Neste caso a VRP não tem qualquer influência nas características do escoamento;
- Estado passivo (válvula fechada) – se a pressão de a jusante da VRP for superior que à mesma a montante, a válvula fecha totalmente e passa a funcionar como uma válvula de seccionamento.

Considerando apenas o estado ativo, existem vários tipos de funcionamento, mas para o tipo de análise pretendido efetuar neste momento, apenas interessa o tipo em que se verifica uma pressão constante a jusante da VRP, pressão por ela imposta.

A válvula reduz e estabiliza a pressão no reservatório de jusante para valores atmosféricos, mantendo, ao mesmo tempo a pressão a montante constante e igual à de referência da VRP para qualquer que seja o valor de caudal aduzido (Q_i) e cota Piezométrica (H_u^i , H_u^{i+1} , etc.) a montante da mesma.

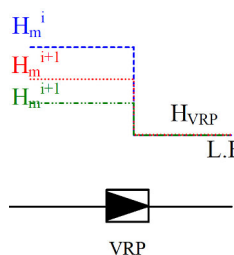


Figura 5.3 – Válvula redutora de pressão em estado ativo, com pressão constante a jusante [28].

5.1.3. ASPETOS GERAIS DE FUNCIONAMENTO DAS VÁLVULAS DE CONTROLO ALTIMÉTRICO

Os sistemas de abastecimento de água são controlados por equipamentos hidromecânicos específicos, do tipo Válvulas de Controlo Automático (VCA), que são essenciais na segurança e gestão operacional dos sistemas hidráulicos, em termos de pressão e caudal.

As combinações dos efeitos induzidos no escoamento ao longo do circuito hidráulico pelo funcionamento de válvulas automáticas e por manobras nos dispositivos de controlo e segurança geram situações, muitas vezes indesejáveis e imprevisíveis, podendo, mesmo, conduzir ao colapso de componentes hidráulicos e do equipamento hidromecânico. As válvulas cujo funcionamento pressupõe a fixação de um caudal em função da sua abertura dizem-se de controlo. Assim, importa ter em conta que o controlo do caudal, aquando de uma manobra, induz variações de pressão transitórias durante as operações de abertura e fechamento [25] e [27].

As VCA permitem o controlo do nível de água num reservatório. A válvula é comandada por um piloto altimétrico de elevada sensibilidade que permite a regulação diferencial entre o nível máximo e o nível mínimo. O piloto fecha (abre) a válvula quando a água atinge o nível máximo do reservatório, e abre (fecha) quando o nível atinge o valor mínimo regulado.



Figura 5.4 – Exemplo de válvula de controlo do nível altimétrico [45].

As VCA têm também como função comandar o arranque e a paragem dos grupos eletrobomba (se aplicável em reservatórios), mediante a informação dos valores de pressão captados na base das células dos reservatórios, ou seja, para valor de pressão máxima que implica células cheias, ordena a paragem dos grupos e para valor mínimo da pressão que coincide com as células vazias, ordena o seu arranque [25] e [27]. Assim, as VCA têm como principais funções:

- Permitem o controlo do nível de água num reservatório;
- A válvula é comandada por um piloto altimétrico de elevada sensibilidade que permite a regulação diferencial entre o nível máximo e o nível mínimo;
- O piloto fecha (abre) a válvula quando a água atinge o nível máximo do reservatório, e abre (fecha) quando o nível atinge o valor mínimo regulado;
- O fecho e abertura da válvula é conseguido em função da pressão da coluna de água existente no reservatório, através de uma picagem executada no fundo do reservatório;
- A válvula mantém constante a pressão regulada a jusante (saída) independentemente das flutuações de pressão a montante (entrada) e das variações de caudal.

Em suma, as VCA podem ser projetadas para os mais diversos fins, destacando-se, em particular, as de controlo de caudal, de controlo da pressão e de controlo do arranque e paragem de grupos elevatórios.

5.1.4. ESCOLHA DO TIPO DE TURBINA EM FUNÇÃO DO CIRCUITO HIDRÁULICO

Estudos levados a cabo pelo Laboratório de Hidráulica do Departamento de Engenharia Civil do Instituto Superior Técnico (IST), de Lisboa, levam a crer que a colocação de turbinas neste tipo de sistemas assume-se como solução geralmente bem aceite, visto que torna possíveis os dois objetivos pretendidos, o de controlo do sistema de abastecimento de água e o de produção elétrica a partir de fontes renováveis [26].

Assim sendo, torna-se importante saber qual o tipo de turbina a empregar para cada caso.

Deste modo para além de todas as características mecânicas explicadas anteriormente torna-se também necessário ter em conta o tipo de circuito hidráulico que esta irá integrar. Distinguem-se assim os seguintes circuitos:

- a) Totalmente em pressão;
- b) Em pressão e com estruturas de funcionamento com superfície livre, nomeadamente com estações de tratamento ou reservatórios intermédios não elevados;
- c) Totalmente em superfície livre, constituído essencialmente por canais de irrigação.

No primeiro tipo de circuito, ao ser condicionado o funcionamento do sistema, impondo-se que o escoamento se mantenha totalmente em pressão, exigem turbinas do tipo reação (e.g. *Francis* e *Kaplan* ou Hélice), ou bombas a funcionarem como turbinas.

Este tipo de turbinas apresenta a vantagem em manter o escoamento em pressão evitando, assim, eventuais perigos de contaminação de água já tratada.

Em caso de desníveis elevados, ou sempre que as quedas assim o permitirem, as turbinas do tipo ação (e.g. *Pelton*, *Turgo* e *Cross-flow*) são as mais indicadas e, podem ser instaladas de forma idêntica às câmaras de perda de carga, exigindo a restituição em superfície livre à pressão atmosférica. Este tipo de turbinas em circuitos de água tratada pode aumentar a possibilidade de contaminação.

Em circuitos com escoamento totalmente em superfície livre (e.g. canais de rega) podem ser utilizadas turbinas de reação de queda média a baixa (e.g. *Francis* rápida ou *Kaplan*) instaladas em câmara aberta. Nesta conformidade, a escolha deverá ser criteriosa e analisada caso a caso [26].

5.1.5. COMPORTAMENTO DAS TURBOMÁQUINAS FACE ÀS VÁLVULAS REDUTORAS DE PRESSÃO

Antes de mais, torna-se importante realçar de que em toda a pesquisa efetuada, apenas foi possível obter estudos conclusivos acerca do seu comportamento comparativamente às VRP, para bombas a funcionar como turbinas (BFT's).

Neste ponto, surgem então as seguintes questões:

- a) Será que o uso de micro-turbinas ou bombas a funcionar como turbinas, se revelam uma solução como alternativa viável e funcional tanto para controlar a pressão como para recuperar o excesso de energia disponível em detrimento do uso de dispositivos de dissipação, nomeadamente as VRP?
- b) Será que as turbomáquinas possuem características hidromecânicas tais, que deem uma resposta tanto quanto possível idêntica àquela que seria dada pelas VRP quando submetidas a diferentes regimes de exploração, nomeadamente estacionário e transitório?

Uma investigação levada a cabo no Laboratório de Hidráulica do Departamento de Engenharia Civil no Instituto Superior Técnico (IST), artigo “*Available energy assessment in water supply systems*”, tentou responder, ao analisar e comparar o comportamento hidráulico de um sistema modelo em condições de regime estacionário ou transitório ora funcionando com uma VRP ora com uma bomba a funcionar como turbina.

Sem se pretender entrar em muito detalhe relativamente à metodologia seguida nesta investigação, convém realçar que o estudo teve como base um protótipo concebido para o efeito onde se testaram e avaliaram, à semelhança daquilo que é expectável acontecer no caso em estudo, diferentes valores de caudal turbinado e queda útil.

Sempre que uma VRP, uma turbina ou uma bomba-turbina é instalada numa conduta pode originar linhas de energia com diferentes configurações, dependendo não só do caudal aduzido e sua variação ao longo do tempo, mas também da perda de carga localizada que representa um fator característico de cada dispositivo.

Em particular, importa referir que, no caso de uma turbina-bomba, em consequência do movimento rotacional da roda, existe a possibilidade da pressão igualar ou até descer até ao valor de vaporização, a partir da qual se criariam condições propícias ao surgimento da cavitação. Nestes casos a pressão imediatamente a jusante da turbomáquina é ligeiramente inferior àquela que se verifica no final do sistema de adução onde este dispositivo se insere [26].

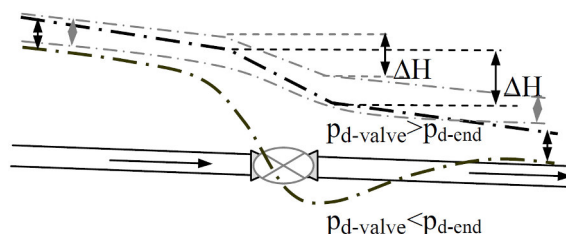


Figura 5.5 – Configuração esquemática da linha de energia para 2 escoamentos de características diferentes [25].

Segundo a investigação citada, concluiu-se que em regime estacionário se obtém uma resposta do sistema semelhante para ambos os dispositivos, designadamente VRP e a Bomba-Turbina (BT). Isto é, o princípio hidráulico da linha de energia associado ao efeito do funcionamento de uma bomba-turbina é bastante semelhante ao da VRP, dado que, o aproveitamento da queda útil originada pela instalação da bomba-turbina no reservatório de jusante, assegura, simultaneamente, o controlo da pressão nesse mesmo reservatório, igualando-a a valores atmosféricos como é pretendido.

Portanto, assim como se pode limitar a pressão registada no reservatório de jusante pela regulação da abertura da VRP, também é possível impor uma dada pressão recorrendo às curvas características da turbomáquina adequadamente selecionada.

Já para os regimes transitórios, este estudo aponta a existência de algumas diferenças expectáveis entre os comportamentos da VRP e da BT e além disso afirma que para alguns casos o uso individualizado da BT pode ser mais adequado, enquanto para outros uma solução mista de BT + VRP (a funcionar em paralelo) se afigura certamente mais aconselhável, dependendo das condições de funcionamento do sistema e dos objetivos da exploração [26].

Portanto, como conclusão final deste capítulo, baseada no estudo citado, importa retirar que o uso de BT representa uma solução alternativa que pode ser considerada individualmente ou em paralelo com uma VRP sempre que exista um reservatório imediatamente a jusante [26].

5.2. AVALIAÇÃO DA PRODUÇÃO ENERGÉTICA

A perspetiva de utilização de uma mini-hídrica como empreendimento industrial, conduz, por parte dos investidores, à realização de uma cuidada análise económica, tendo por objetivos prioritários majorar os benefícios e minorar os custos de tal empreendimento.

No entanto, pela entidade responsável do planeamento do sistema electroprodutor nacional, existe o objetivo também de garantir a satisfação dos consumos impostos pela rede.

Estes dois pressupostos conduzem a que estas duas entidades apresentem distintas visões para a abordagem da realização e exploração de aproveitamentos hidroelétricos, conduzindo a aproveitamentos capazes de satisfazer duas ordens distintas de funções que fundamentarão diferentes critérios de dimensionamento.

No geral, o objetivo de um aproveitamento hidroelétrico será o de produzir energia elétrica a partir da energia de um fluido, por meio de um grupo hidrogerador (designado apenas por grupo gerador).

Os casos de estudo que serão considerados no decorrer do projeto dizem respeito a condutas de adução inseridas em sistema de abastecimento de água em “alta”. No entanto, referir-se-ão os aspetos de dimensionamento relativos, tanto aos aproveitamentos em sistemas de abastecimento de água em “alta”, como a recursos fluviais. Neste capítulo, far-se-á alusão à forma como se pode contornar a dificuldade existente em determinar uma estimativa da energia produzida [26].

5.2.1. POTÊNCIA DISPONÍVEL

A potência disponível que resulta da transformação da energia potencial de uma massa de água m , em energia cinética, ao haver um deslocamento h de uma massa de água de uma cota superior a uma inferior e é dada por:

$$P_{\text{instalada}} = \gamma \times Q \times H \quad (5.1)$$

Onde γ corresponde ao peso específico da água que passa pela central, tendo por valor 9.810 N/m^3 , Q é o caudal de água em m^3/s e H é a altura de queda útil, isto é, pelo grupo a diferença de cotas tendo em conta o atrito nas tubagens condutoras, e expressa-se em metros.

Para a conversão em energia elétrica, a energia cinética da água é transformada em energia cinética de rotação da turbina hidráulica, e esta energia mecânica da turbina finalmente em energia elétrica. A potência aproveitada virá então pela seguinte equação:

$$P_{\text{útil}} = \gamma \times Q \times H \times \eta \quad (5.2)$$

Sendo que η representa o rendimento global do grupo turbina/gerador.

A variável que mais influencia a potência a instalar é o caudal, em virtude de ser o que apresenta maior variação. Geralmente nem todo o caudal afluente é aproveitado para obter energia devido a exigências para abastecimento de água ou rega e devido também ao caudal ecológico.

No caso de aproveitamento de sistemas fluviais, quando se referem caudais e alturas, convém fazer-se a distinção apropriada, pois estes vão definir de que tipo de potência é que se refere.

Quanto aos caudais estes podem dividir-se em:

- Q_{mod} ou caudal modular. Representa o caudal médio avaliado durante vários anos;
- Q_e ou caudal ecológico. Este é o caudal que não pode ser turbinável por razões ecológicas e ambientais;
- Q_i ou caudal instalado pode também ser designado por caudal máximo turbinável. Este caudal representa, usualmente, o caudal garantido durante 20% a 30% do ano. Pode ser determinado através das curvas de caudais classificados.

Com a altura de queda H tem-se:

- $Hb_{máx}$ ou altura de queda máxima. Refere-se à diferença máxima entre a cota máxima da água na tomada de carga e a cota mínima da água no rio no ponto de restituição;
- H_b ou altura da queda bruta. Refere-se à diferença máxima entre a altura na tomada de carga e a altura no rio no ponto de restituição para situações de caudal nominal;
- H ou altura de queda útil. Altura da queda bruta menos a perda de energia equivalente a todas as perdas hidráulicas.

Assim sendo, de acordo com os termos que se utilizam, referem-se diferentes tipos de potências [26].

a) Potência bruta máxima:

$$P_b = \gamma \times Q_i \times H_{b_{máx}} \quad (5.3)$$

b) Potência disponível média:

$$P_{d_{med}} = \gamma \times Q_{med} \times H_{med} \times \eta_{turbina} \times \eta_{gerador} \quad (5.4)$$

c) Potência instalada:

$$P_i = \gamma \times Q_i \times H_{máx} \times \eta_{turbina} \times \eta_{gerador} \quad (5.5)$$

Desta última, a potência advém o cálculo de energia produzida no aproveitamento hídrico.

5.2.2. PARÂMETROS INFLUENCIADORES – SISTEMAS DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA

Dada a necessidade de avaliação do correto valor da energia produtível, será necessário definir quais os parâmetros influenciadores da sua avaliação.

As condições de funcionamento de turbinas integradas numa dada instalação dependem das respetivas curvas características da instalação, para o caso de sistemas de adução, das quedas brutas disponíveis, do traçado, da extensão, das dimensões e dos órgãos de comando do circuito hidráulico do aproveitamento de que fazem parte [26].

Assim, na definição das condições de funcionamento de uma dada turbomáquina, há um conjunto de problemas a resolver em que intervêm vários parâmetros influenciadores, em que se destacam, numa abordagem superficial da questão, aspetos tais como:

- Análise de dados de consumo (crescimento populacional, captações, taxa de ligação ao longo do tempo, etc.), combinada com a aplicação de conhecimentos de escoamentos sob pressão, para definição das variações de níveis de energia a montante e a jusante do sistema – ou seja, da queda bruta – em correspondência com o regime de caudais na conduta adutora em que o aproveitamento se insere;
- Escolha dos caudais nominais passíveis de serem turbinados;
- Quantificação de perdas de carga, contínuas e localizadas, correspondentes aos diferentes caudais turbinados (isto é, escoados através da turbina), perdas de carga essas que, deduzidas às quedas brutas, permitem definir as correspondentes quedas úteis;
- Utilização das curvas características para definição das condições de funcionamento da turbina em correspondência com as diferentes quedas úteis e caudais turbinados;

Com isto, nos subcapítulos consequentes, segue-se uma descrição mais pormenorizada dos parâmetros influenciadores.

5.2.2.1. Caudal Nominal

Uma das decisões mais importantes a tomar para uma correta avaliação económica do empreendimento a instalar consiste na escolha do caudal de projeto da turbina, também designado por caudal nominal.

Quando a experiência não é suficiente para fundamentar solidamente a escolha de um determinado caudal nominal, de entre a gama indicada, é prática habitual tomar o caudal nominal igual ao caudal médio. Esta opção é muitas vezes tomada pelos projetistas na fase de anteprojecto.

Numa primeira análise, terá de se avaliar qual o caudal médio de consumo ao longo de um dia (24 h) que se pode considerar como um caudal diário médio anual de consumo, equivalente ao turbinável, constante durante um período, vindo a corresponder ao caudal de projeto.

Com efeito, o ponto de partida será a curva de consumos da população servida pelo reservatório de jusante, a partir da qual será possível estimar o volume médio anual total de água turbinada para a vida útil do aproveitamento e a energia produzida em ano médio.

Importa salientar que, nestes sistemas normalmente se admite que o caudal é aproximadamente constante ao longo do ano ou durante um período mais longo, podendo variar o tempo de funcionamento.

O próximo subcapítulo complementa as considerações a ter em conta para uma correta avaliação do caudal nominal [26].

5.2.2.2. Lei de Consumos Diários

O problema da fixação do caudal turbinado de projeto só poderá, portanto, ser resolvido se se conhecer a lei diária de consumos inerente às necessidades da população servida pelo reservatório em causa.

A lei de consumos é dependente dos seguintes fatores:

- População servida pelo reservatório;
- Características urbanas dos aglomerados – hábitos da população;
- Tipo e número de indústrias.

Com efeito, uma primeira hipótese para a definição da metodologia a seguir na fixação do caudal turbinado consiste em conhecer, com suficiente exatidão, as curvas de caudais cronológicos diários do reservatório em questão, ou, não havendo disponibilidade dessa informação, adquirir informação acerca de zonas de aglomerados com características semelhantes ao caso de estudo.

Seguindo esta via, far-se-á uma análise comparativa das várias curvas e escolher-se-á, em síntese, qual a curva que melhor se adapta à situação do presente caso de estudo.

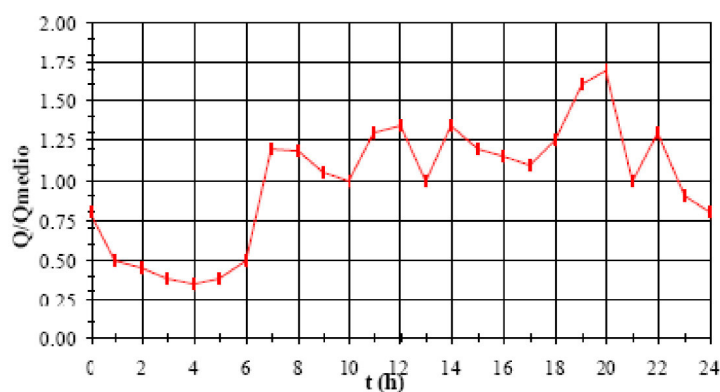


Figura 5.6 – Lei típica de consumos diários (adimensional) [25].

Na falta de tais elementos, o estudo da capacidade de regularização dos reservatórios de distribuição será realizado a partir da consideração de curvas de caudais cronológicos fictícias que, embora idealizadas, se podem aproximar bastante satisfatoriamente da realidade.

Na sua essência, estas curvas indicam a repartição diária do consumo diário médio, com a proposição de “curvas” do tipo descontínuo que procuram traduzir as características de variação de consumos diários num determinado aglomerado populacional. Tal proposição é efetuada com base no que se conhece noutros aglomerados de características semelhantes.

Considera-se que o volume diário é dividido em intervalos, no mínimo de duas horas, em que se supõe caudal constante. Admitindo também a existência de uma relação entre este e o caudal diário médio, designado por f , propõe-se um diagrama cronológico descontínuo a que corresponde um mesmo volume médio diário, ou seja, o volume de água correspondente a este diagrama, equivalente à área subentendida pelo mesmo, é igual ao consumo diário médio anual [26].

Na figura 5.7 indicam-se assim, diagramas resultantes da experiência colhida em alguns sistemas de distribuição de água que dispunham de registos contínuos de volumes de água distribuídos.

Aos quatro tipos de diagramas diferentes estão associados fatores de ponta horários de valor 2, 2.4, 3 e 4 aproximando-se cada uma destas curvas aos outros fatores de ponta possíveis. O factor de ponta horário será, portanto, utilizado como sendo o modo de enquadrar a diferença de comportamento de cada aglomerado através dos parâmetros atrás indicados num só parâmetro e de mais fácil referência.

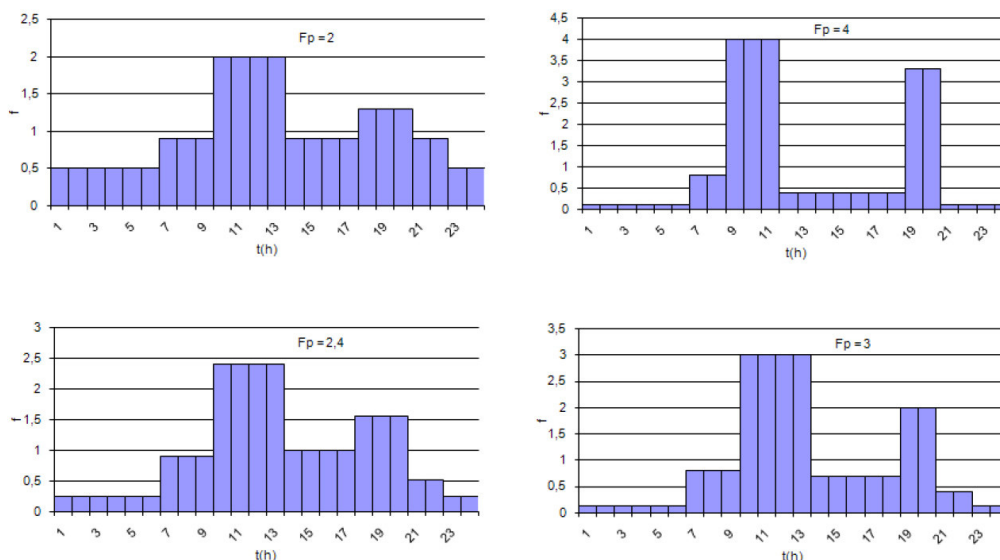


Figura 5.7 – Diagramas cronológicos propostos [26].

A partir dos elementos gráficos, com o conhecimento das necessidades de consumo do aglomerado em estudo e alguma consciência crítica, será então possível decidir, de entre os diagramas, qual o que melhor se adapta à situação em estudo.

Na maior parte dos casos considera-se que os fatores de ponta correspondem a diagramas de consumo para um determinado número populacional.

Tabela 5.1 – Correspondência do factor de ponta com o aglomerado populacional [26].

Factor de Ponta	População
2,0	N.º habitantes > 100.000
2,4	10.000 < N.º habitantes < 100.000
3,0	2.000 < N.º habitantes < 100.000
4,0	N.º habitantes < 2.000

5.2.3. REGIMES DE EXPLORAÇÃO A ESTUDAR

Em termos genéricos, pode afirmar-se que o caudal nominal deve ser aquele para o qual um determinado índice de avaliação de projetos (por exemplo, o VAL ou a TIR) é máximo.

Assim, o cálculo das receitas proporcionadas pela venda de energia, das correspondentes despesas e do investimento, deve ser repetido para vários caudais nominais, retendo-se o que maximiza o índice de avaliação de projetos escolhidos.

Visto que o circuito hidráulico constituinte do sistema de abastecimento de água em “alta” não se altera, a variabilidade da queda bruta, ou seja, do desnível topográfico que se irá mobilizar, não será significativa. Como tal, o parâmetro mais influenciador para a avaliação dos custos que decorrerão da adaptação do grupo gerador ao sistema, será função do valor do máximo caudal turbinável.

Com efeito, os custos do empreendimento serão usualmente dependentes do valor do máximo caudal turbinado, enquanto os benefícios, dado advirem do valor da energia, são função das várias relações entre potência e períodos de tempo em que se mobiliza essa potência.

Torna-se então evidente a importância de que se reveste a avaliação dos valores dos caudais esperados e a sua duração no tempo.

Posto isto, nos casos de estudo procurou-se adotar os regimes de exploração de modo a que representassem alternativas atrativas e minimamente viáveis quer a nível económico, como a nível hidromecânico e estrutural. Houve sempre a preocupação na escolha da turbina que maximizaria o volume de água turbinada, mas sempre com o compromisso de maximizar o tempo de turbinamento.

Atendeu-se sempre que o caudal turbinado varia em conformidade com a lei de cedências à rede abastecida pelo reservatório de jusante respeitando os limites estabelecidos pela curva de rendimentos da turbomáquina.

A especificação mais detalhada do regime de exploração será devidamente exposta no capítulo reservado ao caso de estudo [26].

5.2.4. ENERGIA PRODUTÍVEL

Revela-se fundamental a avaliação correta do valor da energia produtível, que é função do tempo ao longo do qual se consegue mobilizar uma dada potência e pode ser definida, de uma forma mais simplificada, pela expressão:

$$E = \Sigma (P_u \times \Delta t) \quad (5.6)$$

Em que Δt representa o período de tempo ao longo do qual se mobiliza a potência P_u , ou seja, a potência útil à saída do gerador, uma vez que será esta, na realidade, a que será integrada na rede recetora do sistema electroprodutor.

Considera-se importante ressaltar a diferença existente entre potência e energia. Enquanto a primeira apenas reflete um valor instantâneo ou pontual, já a segunda resulta da consideração da variável temporal, isto é, o período de tempo em que o caudal turbinado gera energia. Este conceito é bastante importante na medida em que abre novas perspetivas de rentabilização dos sistemas em estudo.

No caso dos sistemas de abastecimento de água, as considerações quanto ao ganho da rentabilidade proveniente da mobilização da capacidade de regularização no reservatório de jusante permite não só otimizar a escolha do grupo, como também melhorar a rentabilidade proveniente da colocação da energia na rede em períodos de ponta.

Por outras palavras, os caudais aduzidos ao reservatório de jusante serão mais valorizados quando turbinados em períodos de ponta, comparativamente aos mesmos quando turbinados em períodos de vazio [26].

6

TURBOMÁQUINAS HIDRÁULICAS

6.1. INTRODUÇÃO

As máquinas hidráulicas são dispositivos colocados nos circuitos hidráulicos promovendo a troca de energia mecânica entre o fluido (normalmente a água) e o rotor. Do ponto de vista mecânico, as máquinas hidráulicas podem ser classificadas como turbomáquinas hidráulicas e máquinas volumétricas. As turbomáquinas hidráulicas são máquinas atravessadas por um fluido, onde as forças presentes neste promovem a rotação das pás da turbomáquina. Estes equipamentos podem-se classificar como turbomáquinas hidráulicas motoras (turbinas hidráulicas e rodas hidráulicas), onde o fluido exerce trabalho ao veio do rotor, em turbomáquinas hidráulicas recetoras (bombas e ventiladores), que se comportam de modo inverso e em turbomáquinas hidráulicas transmissoras (transmissões hidráulicas), que transmitem energia mecânica de um veio para o outro [30].

As turbinas recebem energia hidráulica proveniente de uma altura de queda disponível, transformando-a em energia mecânica e depois em energia elétrica com recurso a um gerador. As bombas transformam a energia mecânica, associada aos motores, em energia hidráulica, permitindo assim o transporte/elevação de fluidos a diferentes desníveis topográficos e distâncias. Relativamente ao trajeto do fluido no rotor, podem ser consideradas radiais, se as linhas de corrente estiverem contidas predominantemente em planos perpendiculares ao eixo de rotação (exceto na imediata vizinhança deste), axiais, se as linhas de corrente estiverem contidas predominantemente, em direções paralelas ao eixo, mistas, se o escoamento for parcialmente radial e axial, tangenciais, se o escoamento fizer um plano perpendicular ao eixo de rotação e for predominantemente na direção tangencial [30].

Quanto à limitação do escoamento, as turbomáquinas podem ser classificadas como abertas, quando o escoamento não é limitado por paredes e fechadas, quando o rotor está considerado numa caixa cujas paredes limitam o escoamento. Relativamente ao número dos elementos do rotor, podem ser classificadas como unicelulares, caso o rotor seja constituído por um conjunto de pás principais e multicelular, quando o rotor é constituído por mais do que conjunto de pás principais, podendo ser similares ou não.

6.2. ANÁLISE DIMENSIONAL APLICADA AO ESTUDO DE TURBINAS

Uma turbomáquina apresenta determinadas características intrínsecas que considerando determinadas variáveis de entradas, tais como a pressão de um determinado fluido, p , velocidade do mesmo, v , energia total mecânica, h , peso volumico, ρ , trabalho mecânico e calor, atua sobre elas traduzindo-se em novas variáveis de saída. Esta transformação é efetuada com um determinado rendimento, η [30].

A figura 6.1 representa, num diagrama de blocos, o funcionamento de uma turbina.

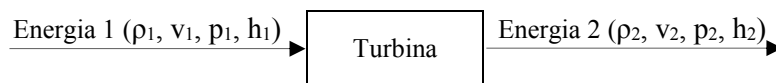


Figura 6.1 – Representação esquemática de uma turbina [30].

Nas turbinas a energia à saída será menor do que à entrada da roda, sendo o objetivo das turbinas a transformação deste diferencial de energia hídrica em energia mecânica:

$$\Delta E = (h_2 - h_1) + \frac{1}{2} (v_2^2 - v_1^2) + g (z_2 - z_1) \quad (6.1)$$

consiste na passagem de um estado termodinâmico para outro, em que neste caso a variação de energia tem que ser superior a zero, onde h representa a energia total mecânica, v a velocidade, g a aceleração da gravidade e z a altura manométrica.

Os parâmetros que caracterizam o funcionamento de uma turbomáquina são agrupados em três conjuntos, nomeadamente; as variáveis de controlo, propriedades do fluido e características geométricas. As variáveis de controlo são aquelas que se podem influenciar diretamente, tais com o caudal através de válvulas e a velocidade de rotação. Neste tipo de máquinas o fluido é sempre considerado incompressível, pelo que a variação do peso específico do fluido durante o escoamento é desprezável e o coeficiente de viscosidade também é mantido constante. A alteração das propriedades do fluido no escoamento modificariam as características de funcionamento das turbomáquinas.

Cada turbomáquina possui determinadas características geométricas de projeto, que influenciam as respetivas condições de funcionamento. A geometria da turbomáquina só pode ser descrita quando se utiliza um elevado número de parâmetros geométricos (diâmetro do rotor, ângulos das pás, relações entre comprimentos, entre outros). O funcionamento estacionário de cada turbomáquina é determinado pelas variáveis de controlo, propriedades do fluido e pelas características geométricas do fluido [30].

6.3. PRINCIPAIS TIPOS DE TURBINAS – AÇÃO E REAÇÃO

Os movimentos de rotação resultantes da energia cinética da água são conseguidos através de turbinas. Ao estar associada a um gerador é conseguida a geração de energia elétrica. As turbinas hidráulicas são divididas em dois grupos consoante o seu princípio de operação, turbinas de ação ou impulso e turbinas de reação.

Os rotores das turbinas de reação encontram-se totalmente imersos em água e colocados dentro de um vólucre de pressão. As pás do rotor apresentam um sistema geométrico adequado, de modo a que as diferenças de pressão entre elas imponham forças que promovam a rotação do rotor. As turbinas de reação mais importantes são as turbinas *Kaplan* e *Francis*. As turbinas de reação podem ainda classificar-se consoante a direção do movimento do fluido relativamente à roda, como radiais, axiais ou mistas. As turbinas de ação operam a céu aberto, movidas através da presença de um ou mais injetores.

Os três principais tipos de turbinas de ação são as turbinas *Pelton*, *Turgo* e *Cross-flow (Banki-Michell)* [30].

6.3.1. TURBINAS DE REAÇÃO

Neste tipo de turbinas, a água circula entre as pás variando a velocidade e a pressão. Esta pressão por não ser constante (menor à saída do que à entrada) obriga à variação da secção transversal aproveitando a energia presente na água (uma parte na forma de energia cinética e o resto na forma de energia de pressão). As turbinas de reação orientam a entrada da água para a roda, distribuindo-a uniformemente em toda a periferia permitindo adicionalmente regular o caudal [30].

As turbinas de reação apresentam alguns característicos, tais como a câmara de entrada, o distribuidor, a roda móvel ou rotor e o difusor, representados na figura 6.2.

As turbinas de reação são constituídas normalmente, por uma evoluta ou espiral. Este órgão está localizado a montante do distribuidor alimentando-o de água. O difusor apresenta uma conduta de secção progressivamente crescente e tem a finalidade de promover a recuperação parcial da energia cinética à saída do rotor. O distribuidor das turbinas de reação é constituído por lâminas de secção pisciforme, denominadas diretrizes. As diretrizes são articuladas em torno de eixos e são geralmente, atuadas pelo anel de regulação. Consoante a abertura for maior ou menor entre diretrizes, maior ou menor será o caudal admitido, respetivamente. O fabrico das diretrizes é mais sofisticado devido ao facto da qualidade das lâminas ser elevada, pelo que a despesa extra associada é compensada pela elevada eficiência e pelas altas velocidades de rotação, obtidas em aproveitamentos de pequena escala, quando comparadas com turbinas de ação [30].

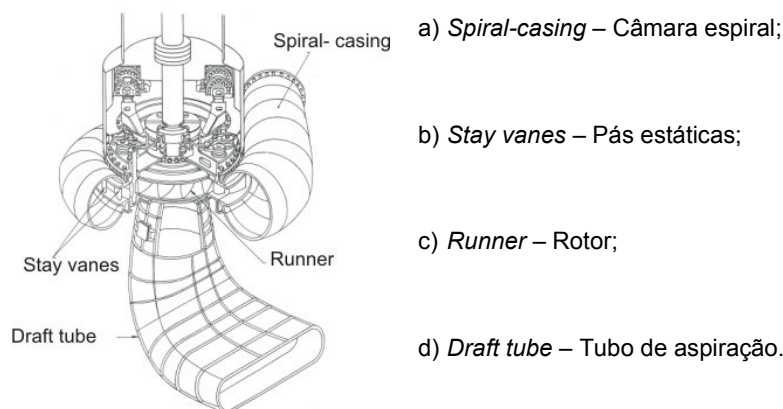


Figura 6.2 – Órgãos de uma turbina de reação (tipo *Francis*) [30].

O facto das turbinas de reação possuírem uma elevada velocidade de rotação representa uma vantagem, pois permite o acoplamento direto ao gerador e não necessitam de sistemas reguladores de velocidade. Como desvantagem surge associado o fenómeno de cavitação a este tipo de turbinas.

Em 1913, Victor Kaplan criou uma turbina que posteriormente foi denominada por turbina *Kaplan*. As turbinas *Kaplan* e Hélice estão associadas a caudais elevados e quedas reduzidas (entre 6 e 70 metros) e apresentam eficiências que podem alcançar os 94% [30].

São constituídas por uma câmara de entrada que pode ser aberta ou fechada, por um distribuidor e normalmente por uma roda com 6 pás. Se as pás forem fixas a turbina é do tipo Hélice.

Se as pás forem móveis com a presença de um regulador a turbina é do tipo *Kaplan*. As turbinas *Kaplan* são reguladas quer através da ação do distribuidor quer com o auxílio da variação do ângulo de ataque das pás do rotor, conferindo-lhes uma grande capacidade de regulação.

A figura 6.3 representa a curva de eficiência de uma turbina *Kaplan*, *Pelton* e *Francis* para várias gamas de caudal, relativamente ao caudal nominal. Pode admitir-se que a cada posição da pá corresponde uma turbina Hélice, pelo que uma turbina *Kaplan* mantém rendimentos aliciantes para regimes de funcionamento diferentes.

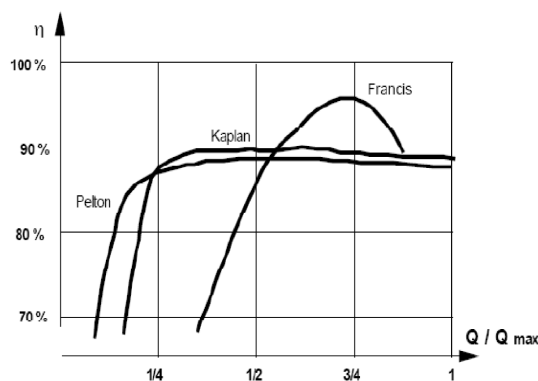


Figura 6.3 – Curva de eficiência de uma turbina *Pelton*, *Kaplan* e *Francis* para várias gamas de caudal, em relação ao caudal nominal [20].

As turbinas *Kaplan* e Hélice têm normalmente o eixo vertical, mas podem existir turbinas deste tipo com eixo horizontal, as quais se designam por turbinas Bolbo. A figura 6.4 representa uma turbina *Kaplan*.

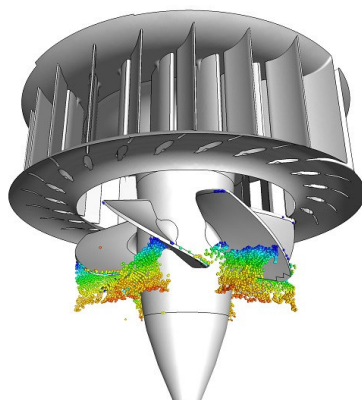


Figura 6.4 – Modelo computacional da geometria de uma turbina *Kaplan* [34].

A turbina axial é também conhecida como turbina *propeller* de pás variáveis, sendo usada em pequenas quedas. A entrada da água é regulada através da presença de palhetas diretrizes.

Variando o ângulo de ataque das pás do rotor simultaneamente, com as palhetas do distribuidor é possível alcançar rendimentos elevados com caudais volumétricos parciais.

Em 1849, James B. Francis criou a turbina *Francis*, sendo hoje o tipo de turbinas mais utilizados a nível mundial. As turbinas *Francis* estão associadas a caudais médios e quedas médias (normalmente, entre 20 a 900 metros) e apresentam eficiências que podem alcançar os 95% [30].

A forma e as dimensões das rodas variam com a queda. Para grandes quedas, o diâmetro de entrada da roda é bastante superior ao diâmetro de saída, sendo reduzida a componente axial da velocidade da água.

Há medida que a altura de queda diminui, a componente axial vai aumentando, diminuindo o diâmetro de entrada em relação ao de saída [30]. Esta turbina é caracterizada por ter uma roda formada por uma coroa de alhetas fixas, o anti-distribuidor, constituindo uma série de canais hidráulicos que recebem a água radialmente e a orientam para a saída do rotor numa direção axial. É constituída por uma câmara espiral ou evoluta (podendo ser aberta ou fechada com uma forma de espiral) com a finalidade de garantir a uniformidade do escoamento à entrada do rotor em toda a sua periferia.

É constituída por um distribuidor composto por uma roda de alhetas móveis que regulam o caudal e difusor. O distribuidor permite, para além do controle da entrada de água, regular a potência mantendo a velocidade constante. O eixo das turbinas pode ser horizontal, vertical, e ainda inclinado em pequenas unidades [30]. O rotor de uma turbina *Francis* é constituído por pás encurvadas que alteram a direção da trajetória, resultando a atuação de um binário sobre o rotor. As turbinas *Francis*, também designadas por hélico-centrípetas, apresentam uma componente axial pouco acentuada. A figura 6.5 representa uma turbina *Francis*.

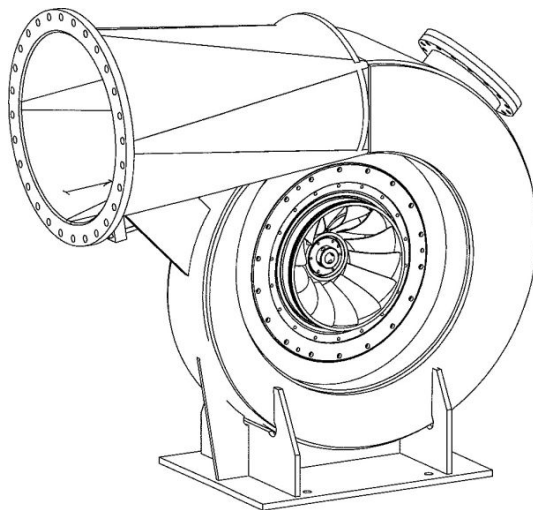


Figura 6.5 – Representação de uma turbina *Francis* [39].

6.3.2. TURBINAS DE AÇÃO

As turbinas de ação, em comparação com as turbinas de reação, são mais tolerantes a areias e outras partículas existentes na água. A sua estrutura permite uma maior facilidade de fabrico e melhor acesso em caso de manutenção. Encontram-se, simultaneamente, menos sujeitas ao fenómeno de cavitação embora, com elevadas quedas de altura, torna-se difícil evitar o fenómeno.

Contudo, no presente caso de estudo, o problema das areias e outras partículas é inexistente uma vez que a água em causa é potável e livre de contaminantes. Uma das grandes desvantagens das turbinas de reação é o facto de serem desadequadas para pequenas quedas.

As turbinas de ação compreendem essencialmente a roda e os injetores, cuja função é transformar a energia de pressão do escoamento em energia cinética e permitir a saída de jactos convenientemente orientados para a roda, onde nesta encontram-se as pás em forma de concha.

O injetor, através de uma válvula de agulha permite regular o caudal que atua sobre a roda, e deste modo regula a potência fornecida pela turbina [30]. Estas turbinas designam-se turbinas de ação porque utilizam somente a velocidade do fluxo de água para provocar o movimento de rotação.

A turbina *Pelton* foi concebida em 1879, por Lester Pelton. As turbinas *Pelton* estão associadas a caudais reduzidos e quedas elevadas (entre 100 e 1170 metros) e apresentam eficiências que podem alcançar os 90% [30]. A sua constituição física consiste numa roda circular que na sua periferia possui um conjunto de pás em forma de concha dupla, sobre os quais incide, tangencialmente, um ou mais jactos de água por um ou mais injetores, respetivamente. As pás tem esta forma por razões de simetria, evitando esforços axiais e zonas mortas no escoamento. O objetivo principal baseia-se em deflectir o escoamento em praticamente 180°, invertendo o sinal da sua quantidade de movimento.

Na periferia da roda, as pás possuem um entalhe circular que se destina a evitar a interferência das pás com o jacto enquanto não atinjam ângulos relativos convenientes. O movimento da agulha do injetor é comandado por um regulador de velocidade. O injetor é constituído por um deflector que, na presença de sobrevelocidades indesejáveis de rotação, permite desviar o jacto da roda, tornando, assim possível que o injetor feche lentamente. O número de injetores está em função da orientação do eixo. Na presença de um eixo horizontal, o número máximo presente de injetores é dois. Se a turbina apresentar um eixo vertical pode possuir até seis injetores [30]. A velocidade de saída do jacto é dado por:

$$V_j = (2 \times k \times g \times H)^{1/2} \quad (6.2)$$

Para que o jacto seja eficaz convém que a velocidade de saída, seja o maior possível, mostrando que este tipo de turbinas seja adequado para grandes quedas. O injetor possui uma agulha cónica no seu interior que permite a regulação do caudal e condiciona também a forma do jacto, obrigando-o a ter um diâmetro uniforme no percurso entre a saída do injetor e as pás.

A queda útil das turbinas *Pelton* equivale à carga a montante do injetor, determinada a partir da cota do ponto em que o eixo do jacto é tangente a uma circunferência com eixo no centro da roda.

No caso de uma turbina ter mais do que um injetor então a queda útil estima-se ponderando a queda útil correspondente a cada injetor pelo caudal respetivo. A figura 6.6 representa a roda de uma turbina *Pelton*.

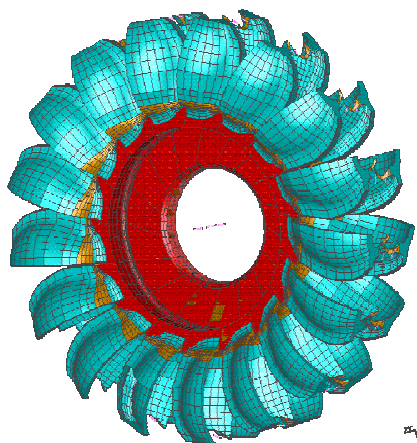


Figura 6.6 – Modelo computacional da geometria de uma roda *Pelton* [35].

Semelhante à turbina *Pelton*, surge a turbina *Turgo*, sendo mais eficiente e permitindo lidar com variações de caudal superiores. Neste, o jacto e as pás têm inclinações, normalmente de 20° , fazendo com que a água ao embater na concha dupla sai-a no sentido contrário com a mesma inclinação. Deste modo existe a possibilidade de simultaneamente, lidar com grandes variações de caudal e gerar a mesma energia mecânica conseguida por uma turbina *Pelton* com o dobro do diâmetro. Contudo, a turbina *Turgo*, além de ser mais difícil de conceber que uma turbina *Pelton*, apresenta umas pás menos resistentes. A figura 6.7 representa o esquema de funcionamento de uma turbina *Turgo* [30].



Figura 6.7 – Pormenor do jacto de água a incidir nas pás da turbina *Turgo* [40].

A turbina *Cross-flow* é usada, principalmente, na gama de baixas potências. O seu rendimento é inferior ao das turbinas de projeto convencional. No entanto, mantém num valor elevado ao longo de uma extensa gama de caudais. Uma vantagem adicional na utilização desta turbina consiste no seu desempenho favorável em condições de baixa queda. Esta turbina tem uma curva de eficiência muito constante, característica das turbinas de ação ou impulsão [30]. O rendimento não varia muito com o caudal como se observa na figura 6.8.

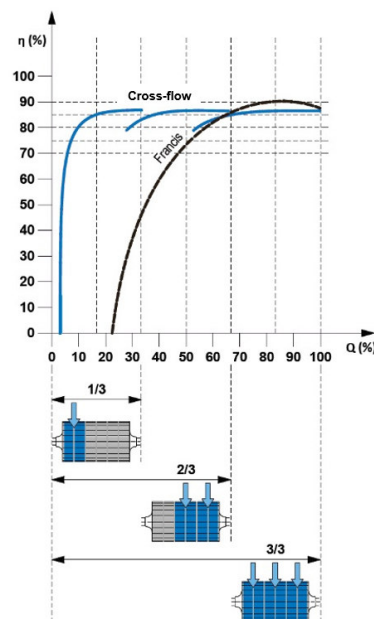


Figura 6.8 – Curva da eficiência de uma turbina *Cross-flow* para várias gamas de caudal [36].

Na existência de flutuações sazonais de caudais apresenta-se como uma excelente vantagem. Esta turbina é formada por um injetor de secção retangular e um rotor constituído por uma roda com pás cilíndricas dispostas paralelamente ao eixo.

Uma outra vantagem inerente a este tipo de turbinas incide no seu fabrico, uma vez que não apresentam procedimentos complicados. Esta turbina tem um custo inferior, relativamente às turbinas convencionais. Os rendimentos deste tipo de turbina apresentam uma variação entre os 51% e 82%, valores inferiores aos obtidos pelas turbinas hidráulicas mais convencionais [30].

A figura 6.9 representa o esquema global de uma turbina *Cross-flow* e os respetivos órgãos.

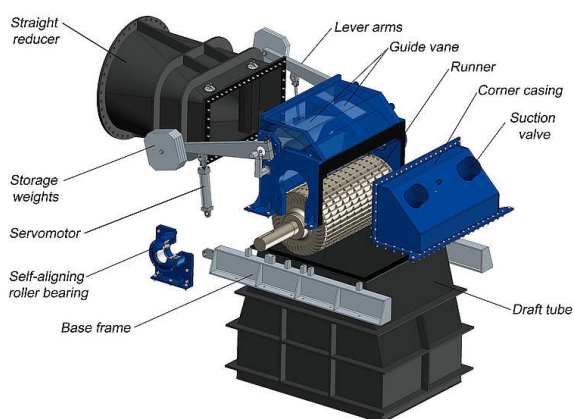


Figura 6.9 – Representação de uma turbina *Cross-flow* [38].

Apesar da turbina *Francis* apresentar um maior rendimento, as turbinas *Kaplan*, *Pelton* e *Cross-flow* apresentam um rendimento mais constante ao longo da variação de caudal.

6.4. RENDIMENTOS DE VÁRIOS TIPOS DE TURBINAS

Ao atravessar a turbomáquina o fluido sofre uma evolução passando de um estado termodinâmico inicial para um estado termodinâmico final, cedendo energia. A evolução do fluido é geralmente adiabática.

No entanto, não é isentrópica devido à existência de turbilhões e deslocamentos. Estes fenómenos são acompanhados por perdas de energia que dependem fundamentalmente da geometria da máquina. A máquina possuirá um rendimento maior, quanto menor forem as perdas supra referidas. Para além das perdas hidráulicas mencionadas, tem que ser consideradas também as perdas mecânicas.

Em qualquer escoamento existem perdas de energia localizadas ou contínuas ao longo das condutas. As perdas de carga contínuas são devidas ao atrito das condutas no escoamento. As perdas de carga localizadas advêm de várias formas, entre as quais, alongamento brusco, contração brusca, válvulas e cotovelos [30].

A representação das linhas de energia num escoamento permite, facilmente, visualizar as perdas de energia do fluido ao longo do circuito.

A escolha da turbina tem que ser estudada, uma vez que esta implica um grande investimento monetário, permitindo assim uma correta exploração energética da mesma.

No caso de barragens a turbina é primeiramente dimensionada recorrendo à curva de caudais^(*) para um caudal nominal turbinado (Q_N) [30]. O rendimento da turbina depende do caudal e como tal são impostos limites de exploração^(**). Na tabela 6.1 são representados os fatores dos limites de exploração (α_1 e α_2) das turbinas em função do caudal turbinado.

Tabela 6.1 – Fatores de limite de exploração mínimos e máximos de algumas turbinas [23] e [30].

Tipo de Turbina	$\alpha_1 = Q_{\min.} / Q_N$	$\alpha_2 = Q_{\max.} / Q_N$
<i>Pelton</i>	0,15	1,15
<i>Francis</i>	0,35	1,15
<i>Kaplan</i> (com dupla regulação)	0,25	1,25
<i>Kaplan</i> (com rotor regulado)	0,40	1,00
Hélice	0,75	1,00

Na curva de duração de caudais marcam-se os limites de exploração da turbina nomeadamente o caudal máximo turbinável e o caudal mínimo turbinável.

Eventualmente, caso se verifique economicamente rentável, podem ser aplicados mais de que uma turbina, permitindo assim aumentar a gama de caudais turbinados e, conseqüentemente, melhorar o regime de exploração da central.

Analisando as curvas de rendimento em relação ao caudal ou em relação à queda, pode-se avaliar o comportamento da variabilidade de parâmetros característicos, assim como o correspondente ponto de máximo rendimento da turbina.

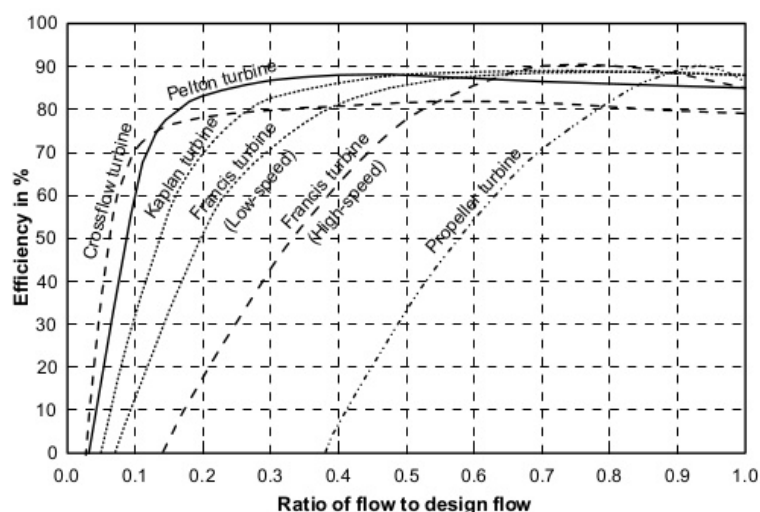


Figura 6.10 – Curvas de rendimento de alguns tipos de turbinas [44].

(*) Curva média suportada por observações realizadas ao longo de vários anos, o seu significado será tanto maior, quanto maior for o período de tempo considerado, geralmente, é considerado um período de 30 a 40 anos.

(**) Faixa admissível de operação em torno do caudal nominal, fora desta faixa a turbina é desligada, devido à insuficiência do rendimento.

De modo a analisar primeiramente o efeito no rendimento da turbina *Pelton*, varia-se o caudal, mantendo-se constante a altura de queda útil e a velocidade de rotação. A velocidade do jacto não varia praticamente com a abertura do injetor, pois esta depende unicamente da altura de queda útil. Contudo, existe uma pequena variação, relativamente, às perdas de carga no injetor. Quando o caudal se torna reduzido, verifica-se um aumento sensível das perdas de carga no escoamento ao longo das pás e também um aumento importante, percentualmente, quer das perdas mecânicas quer das perdas de água por fugas [30].

Como se pode verificar na figura 6.10, as turbinas *Francis* rápidas (*higt-speed*) e as turbinas Hélice são desadequadas para laborarem com potências variáveis. Devido ao facto da turbina *Kaplan* possuir pás orientáveis, comporta-se como uma infinidade de turbinas Hélice (de pás fixas) e, deste modo, a respetiva curva de variação do rendimento com o caudal constitui a envolvente das curvas relativamente às várias turbinas Hélice, apresentando um patamar análogo ao da turbina *Pelton* [30].

Relativamente à variação do rendimento com a altura de queda útil e considerando constante a abertura do distribuidor, conclui-se que a diminuição deste é tanto maior quanto mais rápida for a turbina. De modo a que o rendimento não se reduza demasiado, a variação da altura de queda útil não deve ultrapassar o intervalo definido (máximo e mínimo) expressos em relação à altura de queda do rendimento ótimo, tal como se pode verificar na tabela 6.2.

Tabela 6.2 – Limites máximos e mínimos da altura de queda útil em relação ao rendimento ótimo [30].

Tipos de Turbina	$H_{\text{máx.}} / H_0$	$H_{\text{min.}} / H_0$
Francis	1,25	0,65
Hélice	1,10	0,90
Kaplan	1,25	0,65

Conclui-se que as turbinas tipo *Kaplan*, *Pelton* e *Cross-flow* são as mais adequadas para funcionarem com um caudal variável, devido à reduzida variação do rendimento. As turbinas tipo *Francis* são as mais adequadas para operar com rotação variável, uma vez que há pouca variação do rendimento.

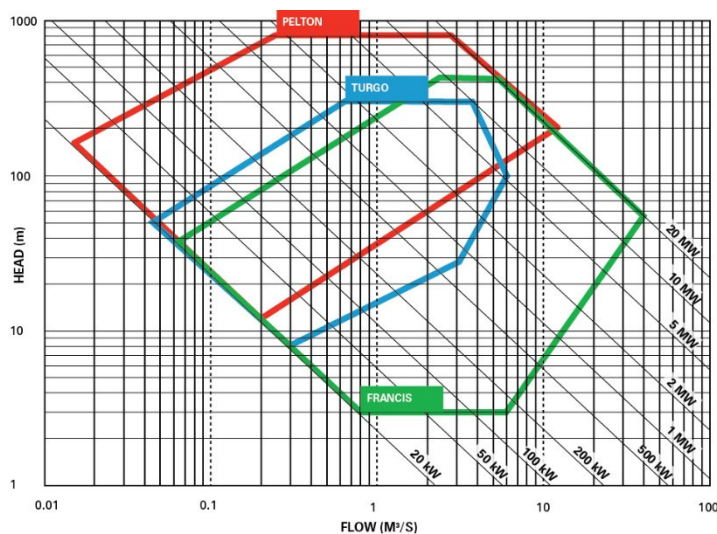


Figura 6.11 – Diagrama de seleção do tipo de turbinas [20].

No entanto, quando estas turbinas operam fora das condições normais de funcionamento, as turbinas tipo *Francis* estão sujeitas a problemas relacionados com a formação de vórtice no núcleo do rotor, ou na conduta da restituição. A formação do vórtice representa uma dificuldade para a estabilidade do grupo e, também, pode contribuir para uma vibração mecânica.

Outro problema associado é a cavitação à saída do rotor, devido à redução de pressão de água em relação à pressão de vapor. No entanto, se o caudal for menor que o caudal nominal, o rendimento da turbina diminui, assim como a potência hidráulica [30]. Na figura 6.12 representam-se os limites compreendidos pelas diferentes turbinas supra abordadas.

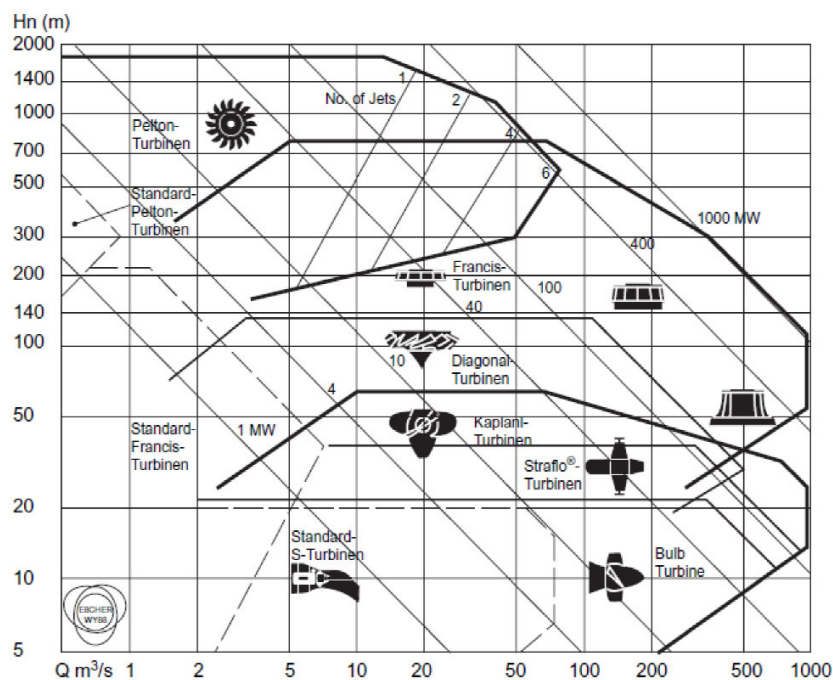


Figura 6.12 – Campos de aplicação abrangidos por vários tipos de turbina [30].

Se, para uma altura de queda útil superior a 800 metros ou inferior a cerca de 10 metros, só é aplicável, geralmente, a turbina *Pelton* ou *Kaplan*, respetivamente, existem intervalos de altura de queda útil nos quais se pode aplicar mais do que um tipo. Nestas situações, a escolha entre os tipos pré-selecionados a partir da queda útil será feita pela consideração das vantagens e desvantagens associadas, relativamente, aos pontos de vista de funcionamento, de instalação e de manutenção, para cada tipo de turbinas, bem como as características exigidas para os alternadores [30].

Como tal, a favor da turbina *Pelton*, relativamente à *Francis*, tem-se a possibilidade de fazer face a grande variação da potência sem baixar, sensivelmente, o rendimento; maior facilidade de evitar altas sobrepressões; maior simplicidade de manutenção; e menores problemas postos pela abrasão provocada por partículas transportadas pela água.

Por sua vez, a turbina *Francis* apresenta um menor espaço exigido, maior velocidade de rotação e rendimentos superiores para as potências elevadas. As turbinas *Kaplan* apresentam, relativamente às *Francis*, maior velocidade de rotação, um maior rendimento numa vasta variação de potência e da queda. No entanto, apresentam um custo acrescido (tanto relacionado com a turbina como obras de construção civil inerentes) [30].

O rendimento máximo está relacionado com os valores nominais, para qual a turbina foi projetada. Entre os parâmetros adimensionais possíveis, aquele que mais é utilizado para caracterizar uma turbina é um coeficiente designado por velocidade específica:

$$\Omega = \frac{(N \times Q^{\frac{1}{2}})}{(g \times H)^{\frac{3}{4}}} \quad (6.3)$$

O valor de Ω corresponde ao ponto nominal, ao qual é definido o rendimento máximo, representa a velocidade específica (em rad.s^{-1}) que deveria rodar a máquina para funcionar nas condições para uma altura, H , de 1 metro e para um caudal, Q , de $1 \text{ m}^3.\text{s}^{-1}$ (velocidade da máquina padrão).

A tabela 6.3 representa o coeficiente de velocidade específica para cada tipo de turbina.

Tabela 6.3 – Coeficiente de velocidade específica para cada tipo de turbina [30].

Tipos de Turbina		Ω	
		Mínimo	Máximo
<i>Pelton</i>	1 jacto	-	0,16
	Superior 2 jactos	0,10	0,30
<i>Francis</i>	Lenta	0,26	0,50
	Normal	0,50	1,00
	Rápida	1,00	2,50
<i>Kaplan</i>		-	5,50
Hélices		1,70	3,00
Axiais		0,25	1,80

O rendimento, η , de uma turbina é obtido através de uma equação empírica simplificada, obtida a partir da análise de um grande número de fabricantes de turbinas, operando a variadas condições de queda e de caudal [30]. O rendimento da turbina pode ser dada pela equação 6.4.

$$\eta = \{1 - [\beta_{\infty} | 1 - \alpha \frac{Q}{Q_N} |^x]\} \delta \quad (6.4)$$

Em que:

β_{∞} – Ângulo inerente ao escoamento relativo;

α – Ângulo do escoamento absoluto;

δ – Ângulo exato de distorção, inerente ao ângulo de ataque das pás sobre o escoamento;

X – Número de pás;

Q – Caudal instantâneo que se escoar na turbina;

Q_N – Caudal nominal para o qual a turbina é projetada.

6.5. ELEMENTOS DE REGULAÇÃO DE TURBINAS

As turbinas encontram-se, geralmente, acopladas a alternadores, girando com velocidades de rotação praticamente constantes promovendo uma pequena variação da frequência. O funcionamento deste grupo hidroelétrico à velocidade de regime implica a igualdade da potência da turbina (potência motora) e da potência do alternador (potência resistente), admitindo um rendimento do alternador igual à unidade. A igualdade das potências é mantida pelo regulador de velocidade, atuando sobre o distribuidor, e por conseguinte sobre o caudal [30].

Pode definir-se a forma de variação da velocidade de regime permanente com a potência. A regulação é designada por isócrona quando a velocidade de regime é constante, independentemente, da potência, e por estática quando a velocidade de regime diminui para potências superiores. No caso da velocidade de regime aumentar com a potência, ocorrerá uma instabilidade e a passagem de um regime de funcionamento para outro tenderia a sofrer várias oscilações de velocidade com amplitude crescente.

Existem reguladores clássicos e eletrónicos. Os reguladores clássicos consistem num taquímetro centrífugo, compreendendo dois pêndulos com esferas, articulados a um eixo vertical, girando à velocidade do grupo. Os reguladores eletrónicos combinam as ações proporcional, integral e diferencial sobre a variação da grandeza que promove a regulação da velocidade, a abertura do distribuidor [30].

Tabela 6.4 – Síntese de características e aplicações dos diversos tipos de turbinas [26].

Turbinas de Ação	
<i>Pelton</i>	a) São classificadas como turbinas de ação por possuírem a característica de transformar a energia cinética no jacto injetor; b) O uso é adequado para locais onde haja altas quedas e pequeno caudal; c) Apresenta bons rendimentos onde há grande variação de carga, podendo ser operadas entre 10% e 100% de sua potência máxima.
<i>Banki-Mitchell</i> ou <i>Cross-flow</i>	a) O seu rendimento é inferior aos das turbinas de projeto convencional, mas mantém-se num valor elevado ao longo de uma extensa gama de caudais; b) De tecnologia bastante simples requer poucos equipamentos para o seu fabrico e manutenção; c) O seu campo de aplicação atende quedas de 3 a 100 metros, vazões de 0,02 a 2,0 m³/s e potência de 1 a 100 kW; d) Devido à sua facilidade de padronização pode apresentar rotações específicas entre 40 e 200 rpm.
Turbinas de Reação	
<i>Kaplan</i> e Hélice	a) As turbinas de Hélice não são reguláveis, este tipo de turbinas permite pouca variação no caudal apenas controlado pelo distribuidor; b) As <i>Kaplan</i> são reguláveis, esta regulação pode ser dupla, mobilidade das pás da roda e do distribuidor; c) Usadas para grandes caudais e baixas quedas; d) Dificuldade de dimensionamento e custo de fabrico elevado.
<i>Francis</i>	a) São turbinas adequadas para operação com condições intermédias de queda e de caudal; b) É a turbina de maior uso em quedas e caudais médios; c) Apresentam um alto rendimento (80% a 90%), tanto mais alto quanto maior for a potência; d) Esta turbina pode ser instalada em caixa espiral (média quedas, acima de 10 m), ou em caixa aberta (baixa queda, abaixo de 10 m).

6.6. PUMPS AS TURBINES [PAT] – FUNCIONAMENTO DE BOMBAS COMO TURBINAS

Em situação de micro centrais com potência máxima diminuta poder-se-á recorrer à utilização de bombas hidráulicas que irão funcionar como turbinas.

O funcionamento como turbina será possível aquando do funcionamento em paralelo com uma grande rede, dado o motor assíncrono funcionar como gerador assíncrono quando imposto a rodar a uma velocidade superior à velocidade síncrona.

A ligação de uma unidade com estas características a uma rede em funcionamento isolado obrigará a ação de regulação de potência e, dada a impossibilidade, em muitos aproveitamentos, de desenvolver ação de regulação hidráulica tradicional, será necessário o recurso a uma regulação eletrónica com dissipação de energia [26].

As características de funcionamento da unidade como turbina dependerão das características da bomba centrífuga em causa, tornando necessária a definição dos pontos de funcionamento ótimo como turbina e de caudal mínimo turbinável. Geralmente, o rendimento máximo no funcionamento como turbina acontece para caudal e queda de cerca 40% superiores aos valores para o ponto de funcionamento como bomba [26].

A utilização de um grupo eletrobomba normalizada como turbina traz como principal vantagem o baixo custo, que advém do facto da sua produção em massa. Outra vantagem será a reduzida dimensão do grupo, assim como a sua montagem em monobloco evitando os problemas de alinhamento entre a turbina e o gerador.

Em geral as PAT são mais apropriadas para locais com quedas médias, que normalmente requerem uma turbina *Pelton*, com multijactos e de baixa velocidade específica, ou então uma pequena *cross-flow*.

Para potências abaixo dos 10 kW, o custo de uma PAT é significativamente mais baixo que uma *Cross-flow* ou *Pelton* se a queda for inferior a 30 metros [26].

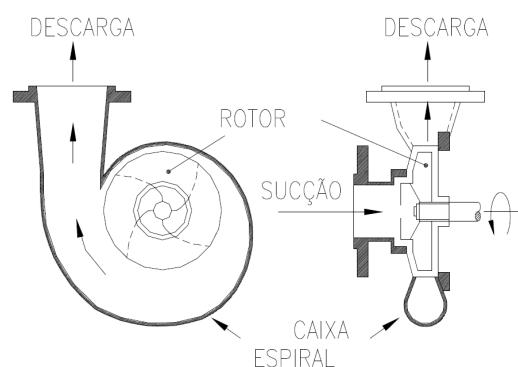


Figura 6.13 – Esquema de uma bomba centrífuga a funcionar como bomba [7].

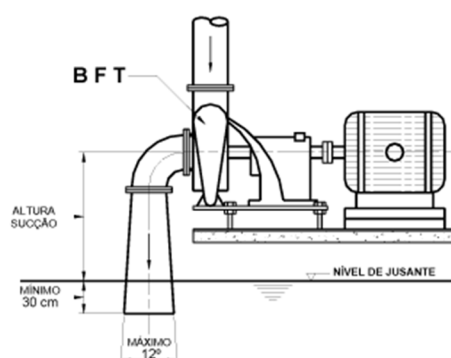


Figura 6.14 – Esquema de uma bomba centrífuga a funcionar como turbina [42].

Nas figuras 6.13 e 6.14, apresenta-se o funcionamento de uma bomba centrífuga como bomba e como turbina. No caso do funcionamento como bomba, mostrado na figura 6.13, o líquido entra na sucção a baixa pressão, transforma energia de velocidade em pressão através do rotor, saindo pela descarga. No funcionamento como turbina, mostrado na figura 6.14, o líquido entra com energia de pressão, aciona o rotor em reverso e sai com baixa pressão [26].

7

FUNDAMENTOS DE ANÁLISE TÉCNICO-ECONÓMICA EM PROJETOS DE INVESTIMENTO

7.1. INTRODUÇÃO

Em primeiro lugar, um projeto de investimento é entendido como um conjunto de informação sistematizada com o objetivo de fundamentar uma decisão de investimento. Pretende estimar o valor (o mais exato possível) a ser criado pelo investimento, aumentando a eficiência da utilização dos recursos. Um projeto envolve um conjunto de decisões e objetivos, entre os quais, a escolha dos recursos a alocar, a determinação das receitas e despesas, a escolha das fontes de financiamento e o estudo do enquadramento legal e financeiro.

No que concerne à própria avaliação do projeto de investimento, esta tem um carácter multidisciplinar na medida em que pode ser realizada partindo de diferentes perspetivas em função dos objetivos do analista, que frequentemente se complementam.

Numa primeira fase, são realizados estudos técnico-económicos, que incluem estudos de mercado, estudos técnicos e o estudo do enquadramento jurídico e financeiro. Estes constituem estudos preliminares que permitem conceber e planear as condições e características técnicas que satisfazem os requisitos do promotor para que sejam analisadas e determinadas as vantagens da sua realização.

Partindo destes estudos é ainda possível delinear variantes alternativas passíveis de serem consideradas e analisadas. Fornecem ainda a informação necessária que vai servir de suporte aos estudos económico-financeiros [14].

Um projeto de investimento é avaliado de acordo com o valor que gera para a empresa, critério que sustenta a decisão de investir por parte do investidor. Durante o seu período de vida útil, o projeto gera fluxos financeiros decorrentes da exploração da atividade inerente. Assim, a rentabilidade de um projeto pode ser mensurada através do cálculo dos seus *cash-flows*, cujo valor tem por base os fluxos de benefícios e de custos económicos gerados pelo mesmo.

Na avaliação de projetos recorre-se a critérios de rentabilidade de forma a suportar a decisão de investir ou não naquele projeto, ou escolher entre várias alternativas de investimento.

Os critérios mais utilizados na avaliação de projetos recorrem às projeções previsionais dos *cash-flows*, pretendendo-se comparar os *cash-flows* de exploração com os *cash-flows* de investimento de forma a determinar a rentabilidade do(s) projeto(s).

Genericamente, um projeto é aceitável se o somatório dos *cash-flows* de exploração atualizados for superior ao valor do somatório dos *cash-flows* de investimento também atualizados [14].

7.2. MODELOS DE AVALIAÇÃO

A tomada de decisão sobre a realização do investimento está dependente da análise de vários indicadores económicos que fundamentem a decisão. Neste âmbito foram considerados os quatro modelos seguintes de análise da viabilidade económica [7].

7.2.1. VALOR ATUAL LÍQUIDO (VAL)

Valor Atual Líquido (VAL): o princípio da racionalidade económica impõe que a viabilidade dos investimentos, quando tratada em termos financeiros, seja avaliada a partir do confronto entre os custos e proveitos que lhe estão associados.

Como esses custos e proveitos, que se designam mais corretamente como fluxos financeiros (*cash-flows*) baseados na rentabilidade, são gerados em momentos distintos no tempo, os respetivos confrontos e adições têm de ter em consideração o custo da oportunidade do dinheiro no tempo. O modelo de avaliação VAL é definido pela expressão 7.1.

$$VAL = \frac{CI}{(1+k)^0} + \sum_{t=1}^n \frac{CFE_t}{(1+k_t)^t} + \frac{\text{Valor Residual}}{(1+k)^n} \quad (7.1)$$

Onde:

CI – Custo do investimento;

CFE – Fluxo financeiro de rentabilidade (o *cash-flow* de exploração);

Valor Residual – Valor residual do projeto;

k – Taxa de atualização que reflete o custo de oportunidade do capital investido;

n – Duração da vida útil do projeto.

O *cash-flow* de exploração é o fluxo financeiro gerado pela atividade de exploração do projeto incluindo impostos, após tomada em consideração dos encargos financeiros de financiamento para permitir a análise numa ótica de rentabilidade total.

A obtenção deste fluxo segue um processo dedutivo a partir da ideia base subjacente à análise de um investimento: a viabilidade de um projeto é aferida pelo conforto entre os recebimentos totais por eles gerados e os correspondentes pagamentos.

Este modelo transporta todos os *cash-flows* anuais para uma data presente. Para o cálculo do VAL são considerados todos os investimentos, todas as rendas componentes de exploração (sejam pagas ou recebidas) e ainda, se for o caso, a componente de desinvestimento (os valores residuais).

Como os fluxos são considerados, o VAL pode ser negativo, positivo ou nulo [7].

- VAL for positivo ($VAL > 0$), o projeto será economicamente viável, porque permite cobrir o investimento, gerar a remuneração exigida pelo investidor (o custo de oportunidade) e ainda excedentes financeiros);
- VAL for nulo ($VAL = 0$), é o caso limite de investimento neutro, é um investimento em que o investidor ainda poderá receber a remuneração exigida;
- VAL é negativa ($VAL < 0$), o projeto considera-se, à partida, economicamente inviável.

Este modelo apresenta a vantagem de na análise dum projeto de investimento ser facilmente convertido num critério de decisão quanto à viabilidade económico-financeira desse projeto.

Se os projetos apresentam condições idênticas em termos de perfil de risco, montante de investimento inicial e vida útil, é preferível optar pelo projeto que apresenta um VAL mais elevado, dado que apresenta maior capacidade de retorno do investimento e um excedente (dado pelo valor do VAL) superior.

Contudo, quando estão em causa projetos com diferenças significativas no montante de investimento necessário, e também em termos de vida útil, a utilização do critério do VAL torna-se pouco viável, pelo que se deve recorrer a outros critérios para suportar a decisão.

O critério do VAL prevalece no caso de projetos mutuamente exclusivos com valores de investimento e *cash-flows* de exploração muito distintos, conjuntamente com a ausência de níveis de risco de referência que possam condicionar a decisão. O mesmo se aplica a projetos mutuamente exclusivos com diferentes sequências de *cash-flows* [14].

7.2.2. TAXA INTERNA DE RENTABILIDADE (TIR)

Taxa Interna de Rentabilidade (TIR): esta taxa é outro modelo de análise que assenta no princípio do desconto *cash-flow*. Neste caso, parte-se dos fluxos líquidos previstos para calcular a taxa de atualização (ou rentabilidade) que torna o VAL nulo. Este modelo tem algumas semelhanças com a formulação algébrica apresentada e discutida para o critério do VAL.

Neste modelo a taxa de atualização é a incógnita a estimar e mede a taxa de remuneração máxima que o projeto poderá proporcionar aos financiadores, definida pela expressão 7.2.

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{-CI_t}{(1+k)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{CFE_t}{(1+k)^t} + \frac{\text{Valor Residual}}{(1+k)^n} \quad (7.2)$$

A decisão de selecionar um investimento com base na TIR só faz sentido quando existe uma base de comparação, ou seja, o custo de oportunidade do capital. A regra de aceitação de um investimento segundo este modelo implica que a TIR seja superior ao custo de capital (k) exigido pela empresa.

As regras de decisão de acordo com a TIR são:

- $TIR > k$, aceitar;
- $TIR = k$, indiferente;
- $TIR < k$, rejeitar.

A distância entre a TIR e o custo de oportunidade é um indicador de robustez da solução face ao risco, isto é, de alguma segurança face à incerteza nos seus fatores.

A TIR poderá ser entendida como o máximo custo de capital que uma empresa poderá usar para financiar um investimento sem que com isso prejudique os seus sócios/acionistas.

Este método calcula uma taxa de juro equivalente à remuneração do capital obtido, não sendo mais do que a taxa de rentabilidade que, no final de n anos, iguala o VAL a zero.

Ou seja, a TIR é aquela que torna o valor atual dos benefícios económicos futuros igual ao valor atual dos respetivos custos, pelo que traduz a taxa de rendibilidade periódica do capital investido [14].

Quando se efetua o cálculo da TIR através da expressão supra, esta assume o valor k dado que representa a taxa de juro interna ao projeto, tal como ilustrado na figura 7.1.

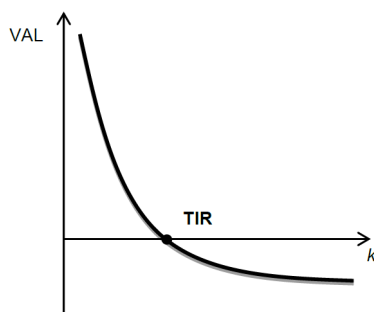


Figura 7.1 – Curva caraterística do VAL [14].

Atualmente existem ferramentas informáticas de fácil utilização para realizar este tipo de cálculos de forma instantânea, simplificando o processo. Contudo, este cálculo pode ser realizado por interpolação linear, resultando numa aproximação ao valor efetivo da TIR. Normalmente utiliza-se este critério quando as condições de financiamento, nomeadamente os juros, não são conhecidas e quando está em causa uma decisão entre projetos com investimentos e vida útil significativamente distintos.

Determinada a TIR do projeto, pode ser comparada com a taxa de financiamento do próprio projeto, de modo a concluir se este é rentável o suficiente para cobrir as remunerações do capital próprio e do capital alheio. Pode ainda ser comparada com a taxa de juro em vigor no mercado financeiro, podendo o investidor optar por investir nesse mercado ao invés de investir no projeto se este se revelar uma alternativa menos rentável e/ou de maior risco [7].

A TIR, como critério de rendibilidade, complementa-se com o critério do VAL, principalmente em decisões entre projetos. Como critério de decisão, a TIR deve ser comparada com a taxa de custo do capital (k). Contudo, em projetos simples e convencionais, a TIR e o VAL são equivalentes em termos de conclusão sobre a rejeição ou aceitação do projeto tendo em conta que:

- $VAL \geq 0$ quando $TIR \geq k$ o projeto é viável, dado que a TIR indica a taxa de rendibilidade máxima que os investidores podem exigir;
- $VAL < 0$ quando $TIR < k$ o projeto não é viável pois os investidores estão a exigir uma taxa de retorno superior à taxa máxima que o projeto pode apresentar.

Genericamente, quanto mais elevada, mais capacidade terá o projeto de remunerar o capital investido. Perante uma decisão entre projetos, a TIR e o VAL, isoladamente, podem levar a decisões divergentes, principalmente devido à influência da taxa de atualização no valor do VAL. De forma a contornar o antagonismo entre os dois critérios de decisão, *Dudley* (1972) criou a taxa de rentabilidade de *Fisher* [14].

A taxa de *Fisher* representa a taxa de atualização para a qual dois projetos distintos obtêm o mesmo VAL. Permite hierarquizar os projetos pelo valor do VAL e da TIR, partindo de comparações entre a taxa de *Fisher* (k') e as taxas de atualização utilizadas nos projetos (k).

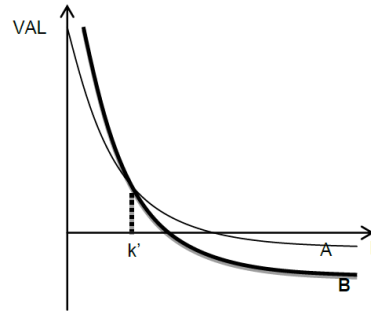


Figura 7.2 – Interceção de Fisher de dois projetos [14].

Segundo o mesmo autor e partindo da observação do gráfico supra, retira-se a seguinte análise:

- Quando $k < k'$, o critério de seleção é o VAL, optando-se pelo projeto B, que tem um VAL superior para esses valores de k ;
- Quando $k > k'$, o critério de seleção passa a ser a TIR, concluindo-se que o projeto A é o mais viável dado que a TIR é superior.

Perante a escolha entre projetos alternativos, quando estão em causa projetos do tipo não convencional (projetos que apresentam *cash-flows* intercalares ou finais negativos), é desaconselhado o recurso à TIR, dado que, devido à distribuição dos *cash-flows*, pode resultar em várias soluções, dificultando a análise. Pressupõe-se que o custo de capital se mantém constante ao longo do tempo, logo é desajustado quando se pretende considerar variações futuras no custo do capital.

Comparativamente ao VAL, existe dificuldade em apreciar e avaliar o efeito do investimento na riqueza da empresa. Perante uma decisão entre projetos, o valor do VAL de um dos projetos pode ser efetivamente mais interessante do ponto de vista do investidor, mesmo que o valor da TIR correspondente seja menor [14].

7.2.3. PERÍODO DE RECUPERAÇÃO DE CAPITAL INVESTIDO (PRC)

Período de Recuperação de Capital Investido (PRC): este modelo traduz o número de anos necessários para que o capital inicial seja recuperado a partir dos *cash-flows* de exploração gerados, ou seja, quantos anos demora o projeto a pagar-se e a começar a dar lucro para além da remuneração do custo oportunidade [7]. O modelo de avaliação PRC é definido de uma forma geral pela equação 7.3.

$$\sum_{i=0}^t CFE_i \leq \text{Despesa de Investimento} < \sum_{i=1}^{t+1} CFE_i \quad (7.3)$$

Admitindo que os *cash-flows* são gerados de forma linear no decurso de cada ano, PRC é determinado pela expressão 7.4.

$$\text{PRC} = t + \left(\frac{\text{Despesa de Investimento} - \sum_{i=1}^{t+1} CFE_i}{CFE_{t+1}} \right) \quad (7.4)$$

Por vezes, este procedimento formalmente exato é substituído por um procedimento aproximado, em que se reparte o valor capitalizado dos fluxos de caixa pelo número de anos do projeto, conforme expressão 7.5.

$$PRC = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{\text{Investimento}_t}{(1+k)^t}}{\frac{1}{n} \times \left(\sum_{t=1}^n \frac{CFE_t}{(1+k_t)^t} + \frac{\text{Valor Residual}}{(1+k_t)^t} \right)} \quad (7.5)$$

De acordo com este modelo de avaliação, poder-se-á optar por um investimento quando o período de recuperação do capital é inferior ao número de anos de vida útil previstos para o mesmo. Este indicador deve ser utilizado como índice de risco e não como comparador de projetos [7].

7.2.4. ÍNDICE DE RENTABILIDADE (IR)

Índice de Rentabilidade (IR): este índice é um indicador de rentabilidade efetiva por unidade de capital investido e pode ser considerado como uma variação do modelo do VAL que tem em conta o custo de investimento. O IR utiliza a razão entre o valor atual dos *cash-flows* atualizados (e não dos resultados líquidos) e o custo do investimento. O modelo de avaliação IR é definido pela equação 7.6.

$$IR = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{CFE_t}{(1+k_t)^t}}{CI_0} \quad (7.6)$$

O IR mede a relação entre o valor atual dos fluxos líquidos positivos do investimento, ou seja, os *cash-flows* de exploração e o valor atual dos capitais neste investimento (CI). As regras de decisão de acordo com o IR são:

- $IR > 1 \rightarrow$ VAL positivo, aceitar;
- $IR = 1$, indiferente;
- $IR < 1 \rightarrow$ VAL negativo, rejeitar.

Sendo o IR uma solução derivada do VAL, este modelo não deve ser visto como uma alternativa ao uso do VAL, mas sim como um modelo complementar que pode ser útil nos casos em que a empresa promotora se defronta com restrições de capital, devendo nesta situação, serem escolhidos os investimentos que proporcionem o IR mais elevado, ou seja, o maior retorno por unidade de capital investido [7].

Quando se está em presença de um único investimento (independente), a análise da respetiva viabilidade económica produz o mesmo resultado (decisão), quer se utilize o modelo TIR ou do VAL.

Sob os pressupostos que não há restrições de capital, de que a taxa de custo do capital é constante e de que o objetivo é maximizar o retorno dos investidores, regra da decisão do modelo VAL é a que deve ser seguida, pois é a que conduz sistematicamente à decisão adequada [7].

7.3. CUSTOS DO EMPREENDIMENTO

7.3.1. INVESTIMENTOS INICIAIS

Quando se fala em investimento inicial, têm-se de estar ciente que este engloba, não só os custos da construção civil, das tubagens e/ou outros acessórios, mas também os custos associados à instalação e arranque da obra. Portanto, pode-se dizer que o investimento inicial, I , se traduz pela soma dos custos iniciais, C_i , e os custos de instalação, C_c [12].

$$I = C_i + C_c \quad (7.7)$$

Visto isto, para que se possa fazer uma análise correta sobre a rentabilidade do empreendimento, é necessário compreender e analisar todas as parcelas envolvidas no caso. Posteriormente, são apresentadas, de forma simples, todas as parcelas fundamentais para uma análise deste tipo.

7.3.1.1. Custos Iniciais

Os custos iniciais, posteriormente apresentados, dizem respeito a todas as operações pré-obra, assim como a compra de equipamentos e respetiva instalação. De uma forma mais sintetizada, serão expostos, a seguir, todos esses custos iniciais. Têm-se então:

- Construção civil;
- Equipamentos mecânicos (turbina);
- Estudos, projetos, especificações, ou seja, serviços relacionados com o ramo da engenharia;
- Ensaios realizados para início da construção.

7.3.1.2. Custos de Instalação e Arranque da Obra

Nos custos de instalação e arranque estão incluídos:

- Instalação da turbomáquina e diferentes acessórios;
- Ligação das tubagens;
- Instalações elétricas;
- Avaliações e regulações da construção.

7.3.2. INVESTIMENTOS DE EXPLORAÇÃO

Neste tipo de custos estão englobados os custos referentes a:

- Custos de manutenção periódica;
- Custos associados a anomalias que obriguem a algum tipo de paragem.

7.3.2.1. Custos de Manutenção Periódica

Estes custos serão minimizados ao máximo, para que as paragens sejam rápidas e eficazes impedindo a perda de produção de energia elétrica. Neste tipo de manutenção cabe, ao fabricante em causa, propor o tipo de intervenção a realizar, assim como, a periodicidade desta [12].

No entanto, deve ter-se em conta que estas intervenções devem ser, como já foi dito anteriormente, rápidas e eficazes, podendo, então, optar-se por intervenções um pouco mais extensas, mas em longos períodos de tempo, ou então em intervenções curtas, mas em curtos períodos de tempo.

7.3.2.2. Custos Associados a Anomalias que Permitam Algum Tipo de Paragem

Já no que diz respeito a custos associados a anomalias que possam ocorrer e que obriguem a longas paragens, nestes casos este tipo de intervenções requer a retirada da turbomáquina para outros locais, ou seja, para uma oficina para que possa ser reparada.

Portanto, terão de ser englobadas todo o tipo de despesas associadas a intervenção, assim como, a perda de produção durante o tempo de ausência da turbomáquina hidráulica.

No entanto, tudo isto pode ser minimizado se ao longo do tempo este tipo de paragens forem programadas, tomando todo o tipo de medidas para que estes custos sejam reduzidos ao máximo [12].

7.3.3. CUSTOS RELACIONADOS COM O AMBIENTE E COM O TERRENO

Neste caso só devem ser contabilizados se implicarem grandes alterações no ambiente. Pode-se englobar os custos associados ao aluguer ou posse do terreno em causa, para a construção do empreendimento.

No caso de estudo não serão englobados este tipo de despesas, uma vez que o empreendimento não requer qualquer tipo de risco para o ambiente e já se encontra na posse da empresa Águas do Norte, S.A. (AdNORTE) [12].

7.3.4. OBTENÇÃO DO CUSTO TOTAL DO APROVEITAMENTO HIDROELÉTRICO

O custo dos equipamentos eletromecânicos é obtido através da curva da figura 7.3, que fornece as estimativas de custo para os equipamentos eletromecânicos utilizando Bombas Funcionando como Turbinas (BFT's) que, para as potências estudadas, é dependente da potência a ser instalada.

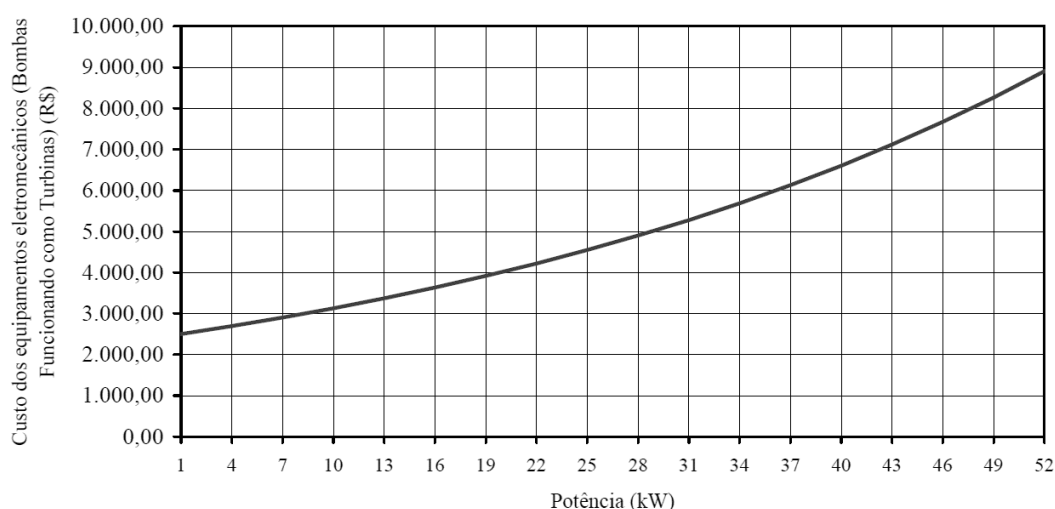


Figura 7.3 – Custo do equipamento eletromecânico [12].

Com base nos dados do gráfico anterior pode-se gerar um gráfico convertendo-o para a unidade de EUR, onde 1 euro equivale aproximadamente a 4 reais Brasileiros, chegando-se ao seguinte gráfico:

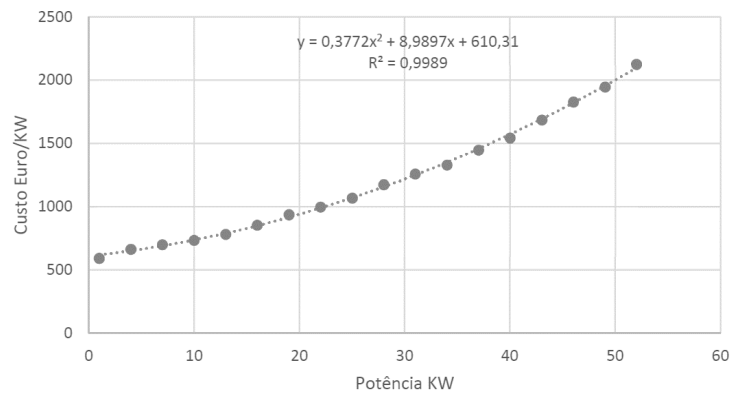


Figura 7.4 – Custo do equipamento eletromecânico, em EUR [12].

Após isto, com os dados obtidos, efetuaram-se várias regressões, e selecionou-se aquela que mais se aproxima dos dados iniciais, chegando-se então à seguinte regressão polinomial:

$$C_{ee} = (0,3772 \times P_{inst.}^2 + 8,9897 \times P_{inst.} + 610,31); R^2 = 0,9989 \quad (7.8)$$

Onde:

C_{ee} – Custo do equipamento eletromecânico, em EUR;

$P_{inst.}$ – Potência instalada, em kW.

O custo dos estudos e projetos estão hoje em dia dependentes do mercado, ou seja de concursos ou negociações diretas. Antigamente existia uma norma para o cálculo dos honorários de obras públicas que consistiam num conjunto fórmulas logarítmicas. Essas fórmulas variavam em função da classe. O custo dos estudos e projetos foi calculado tendo em conta a Portaria de 7 de fevereiro de 1972, publicada no suplemento ao Diário do Governo, n.º 35, 2.ª Série, de 11 de fevereiro de 1972 [12].

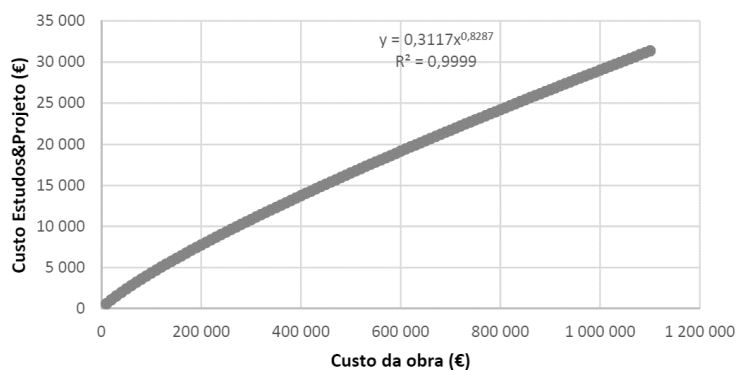


Figura 7.5 – Custo dos estudos e projetos, em EUR [12].

Através de uma regressão potencial, [12] obteve a seguinte equação:

$$Cep = (0,3117 \times V_{obra}^{0,8287}); R^2 = 0,9999 \quad (7.9)$$

Onde:

Cep – Custo dos estudos e projetos, em EUR;

V_{obra} – Valor da obra, em EUR.

Relativamente aos restantes componentes contabilizados para o custo total do aproveitamento, foram considerados os seguintes custos [12].

Tabela 7.1 – Custo total do aproveitamento Hidroelétrico [12].

#	Custos de Investimento	Proveniência / Cálculo
a)	Turbina / BFT	Catálogo Fornecedor
b)	Equipamentos Eletromecânicos	Equação 7.8
c)	Estudo e Projetos	Equação 7.9
d)	Construção Civil	5.000,00 EUR
e)	Instalação	2 x (a + b)
f)	Total do Aproveitamento Hidroelétrico	a + b + c + d + e
g)	Manutenção e Operação (M & O)	5% x f

Relativamente ao custo de construção civil, o valor considerado (5.000,00 EUR) engloba as obras necessárias à adaptação da infraestrutura existente para a instalação da micro-turbina.

8

CASO DE ESTUDO

8.1. INTRODUÇÃO

O caso de estudo objeto de análise e investigação na presente dissertação centra-se nas infraestruturas da “Interligação do Subsistema de Abastecimento de Água de São Jorge ao Subsistema de Abastecimento de Água aos Concelhos de Melgaço, Monção e Valença”, pertencente a um dos três Centros Operacionais (Minho-Lima) da Região do Minho do Sistema Multimunicipal de Abastecimento de Água e de Saneamento do Norte de Portugal da sociedade Águas do Norte, S.A. (Grupo Águas de Portugal). A figura 8.1 representa a disposição territorial dos centros operacionais do Minho, Douro Litoral e Douro Interior da sociedade Águas do Norte, S.A. (AdNORTE).

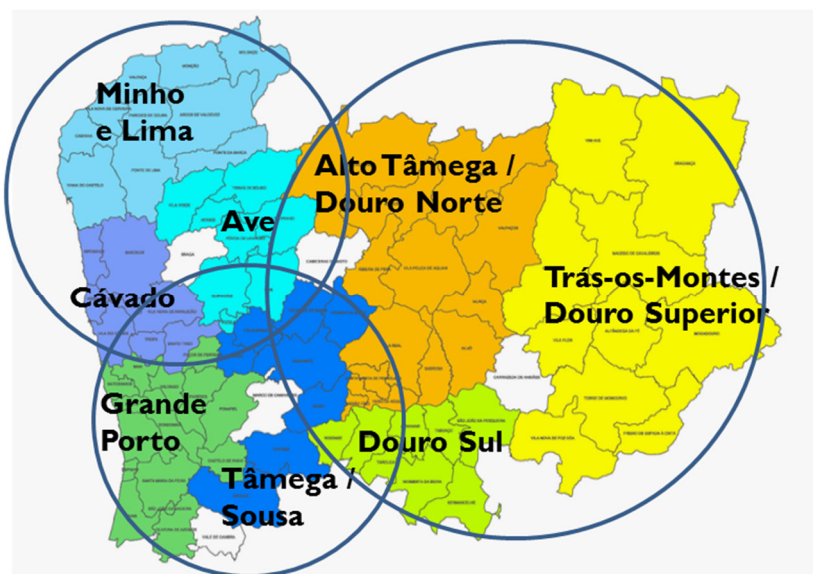


Figura 8.1 – Organização territorial dos centros operacionais (Fonte: AdNORTE).

A “Interligação do Subsistema de Abastecimento de Água de São Jorge ao Subsistema de Abastecimento de Água aos Concelhos de Melgaço, Monção e Valença” é primordialmente constituída pelo Reservatório R1 de Ganfei, pela Conduta Elevatória/Adutora Principal e pela Elevatória de Outeiro/Valença.

8.2. DESCRIÇÃO DA INTERLIGAÇÃO DO SUBSISTEMA DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA DE SÃO JORGE AO SUBSISTEMA DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA AOS CONCELHOS DE MELGAÇO, MONÇÃO E VALENÇA

A água captada em Cavada ou proveniente de Touvedo no rio Lima, em Ponte da Barca, é bombada na Estação Elevatória de Cavada para o Reservatório R103, em Caminha. Neste reservatório tem origem uma conduta gravítica em “alta”, de abastecimento para Norte, que através de ramais com funcionamento gravítico, ou dotados de estação sobrepessora fornece água aos reservatórios para distribuição na rede de consumo em baixa [16].

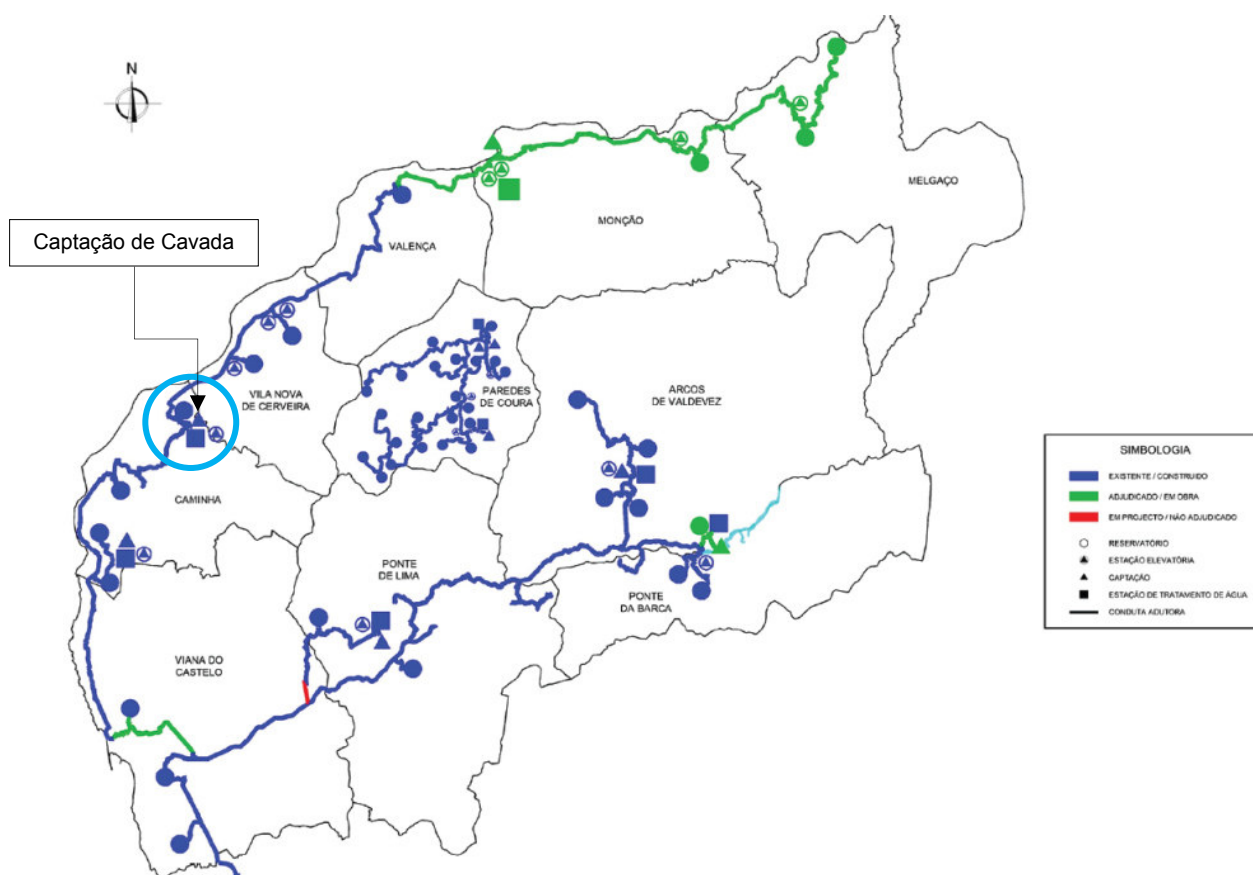


Figura 8.2 – Localização da Captação, Estação Elevatória e Estação de Tratamento de Águas de Cavada, e do Reservatório R103, Concelho de Caminha (Fonte: AdNORTE).

Esta conduta gravítica inicia-se no Reservatório R103 – situado no concelho de Caminha, lugar de Góis Pequeno, com uma cota de soleira de 105 metros, e cerca de 12 km de extensão, e termina na Estação Elevatória de Outeiro/Valença.

Nesta estação elevatória, situada na freguesia de Reboreda no concelho de Vila Nova de Cerveira, estão instaladas a “Sobrepessora do Outeiro” e a “Sobrepessora de Valença”.

Da “Sobrepessora de Valença”, à cota de 35 metros, parte uma conduta com 17 km de extensão até ao Reservatório R1 de Ganfei, no lugar de Ganfei, concelho de Valença. À chegada a este reservatório a cota de soleira da conduta é de 120,55 metros [16].

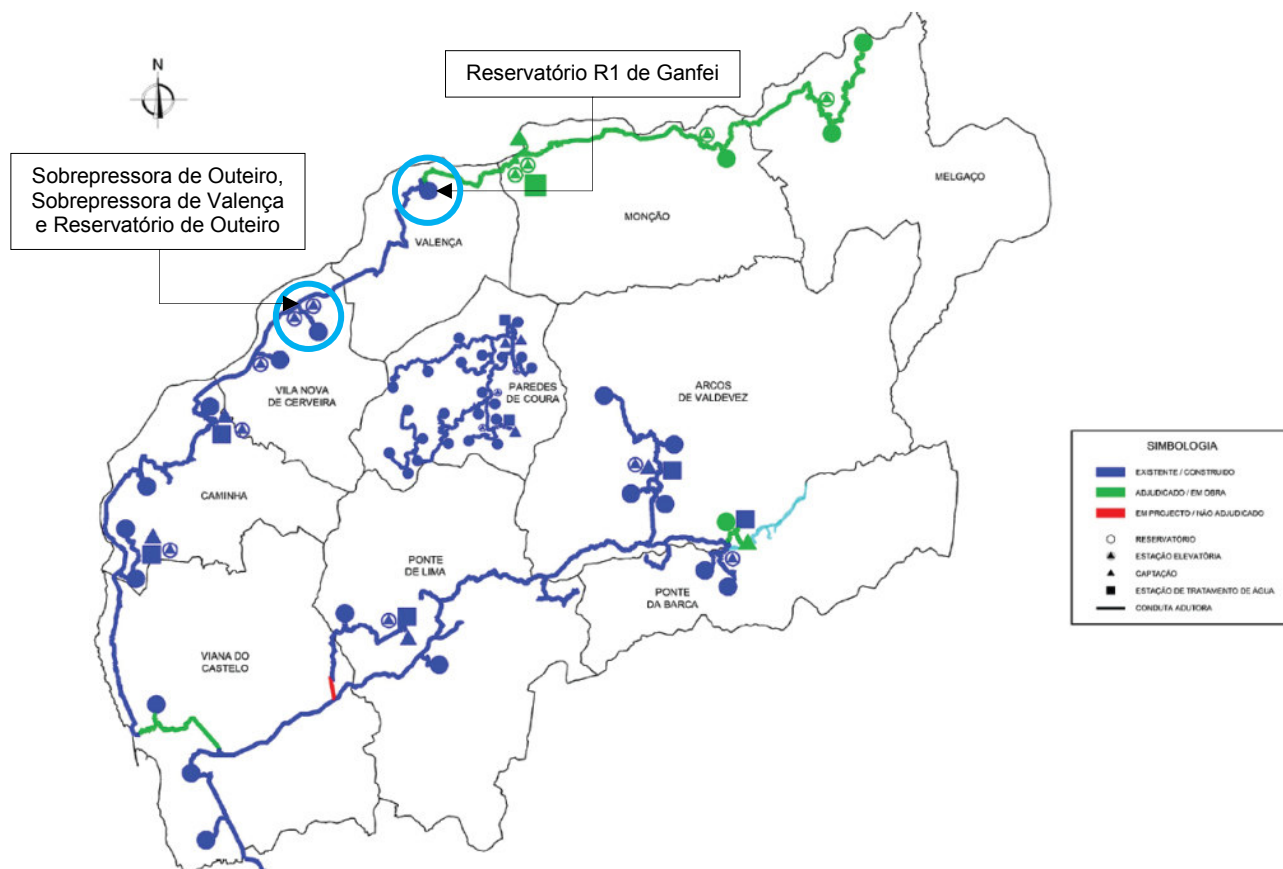


Figura 8.3 – Localização do Reservatório de Outeiro, da “Sobreprensa de Outeiro”, da “Sobreprensa de Valença” e do Reservatório R1 de Ganfei (Fonte: AdNORTE).

Os grupos eletrobomba instalados na sobreprensa destinam-se a vencer o desnível de 17,55 metros entre o R103 e o R1 de Ganfei, e as perdas de carga entre a estação e os reservatórios e que são as maiores responsáveis pela altura manométrica a vencer [16].

Ao longo desta conduta foram ainda construídos 5 pontos de entrega equipados e preparados para no futuro permitirem uma nova ligação aos reservatórios existentes da rede de baixa, em caso de avarias no atual sistema adutor. Atualmente estes 5 reservatórios para abastecimento domiciliário recebem água de uma outra conduta existente que foi, recentemente, também ligada ao R1 de Ganfei [16].

Futuramente, quando o Sistema de Abastecimento de Água de Melgaço, Monção e Valença estiver concluído, o concelho de Valença não necessitará de água proveniente do R103 (Sistema de Cavada).

Com a instalação de uma supervisão aos dois sistemas será possível que a conduta de 30 km atrás referida funcione em sentido contrário, transportando água do R1 de Ganfei para o R103 de Caminha e para todos os reservatórios a ela ligados nesse trajeto. A “Sobreprensa de Valença” continuará a ser necessária, mas neste caso funcionando em sentido contrário, agora com a função de compensar apenas parte das perdas de carga que se verificam no trajeto inverso, Ganfei – Caminha.

Inclusivamente, quando não for necessária a transferência de caudais para o R1 de Ganfei a partir de Caminha, a conduta poderá continuar a funcionar graviticamente apenas para o abastecimento de água aos reservatórios de baixa do concelho, através das caixas de entrega distribuídas ao longo da sua extensão, sem recorrer ao trabalho da sobreprensa [16].

A partir de Caminha, 4 das 5 câmaras de entrega ao longo da conduta, podem ser abastecidas graviticamente uma vez que se situam a cotas inferiores à cota 105 deste Reservatório. Apenas o ponto de entrega 2.69, câmara de entrega para o reservatório D3, já em Ganfei, não poderá ser abastecido graviticamente a partir do R103. A partir de Ganfei todos os reservatórios de baixa ao longo da conduta podem ser abastecidos. Dado o regime de funcionamento descrito na conduta que interliga o R103 de Caminha ao R1 de Ganfei, ocorrem pressões muito variáveis, conforme o sentido de escoamento e os caudais que circulam nos seus diversos troços. Assim, o sistema “adutor” e “elevatório” de Valença é composto por [16]:

- 1 Estação Elevatória – a “Sobreprensa de Valença”, com 2 grupos eletrobomba de 75 kW e um caudal máximo de 41 l/s a 112,8 metros de altura manométrica, cada grupo. Esta estação foi instalada no edifício existente da Estação Elevatória do Outeiro que se designa por Estação Elevatória Outeiro/Valença;
- 1 Conduta elevatória/adutora principal, executada em ferro fundido dúctil com diâmetros DN 250 mm e DN 300 mm e com uma extensão total de cerca de 17 km;
- 3 Câmaras de descarga e seccionamento da conduta elevatória/adutora, com uma válvula motorizada para seccionamento da conduta e duas válvulas manuais para esvaziamento;
- 5 Câmaras de entrega para futura ligação aos reservatórios existentes de distribuição “em baixa” ao concelho de Valença (neste momento desativadas);
- 1 Reservatório R1 de Ganfei composto por quatro células (duas com volume total de 500 m³ e duas com volute total de 2.000 m³), perfazendo uma capacidade de armazenamento total de 2.500 m³;
- 2 Câmaras de manobras no Reservatório R1 de Ganfei para controle da água (adução/distribuição).

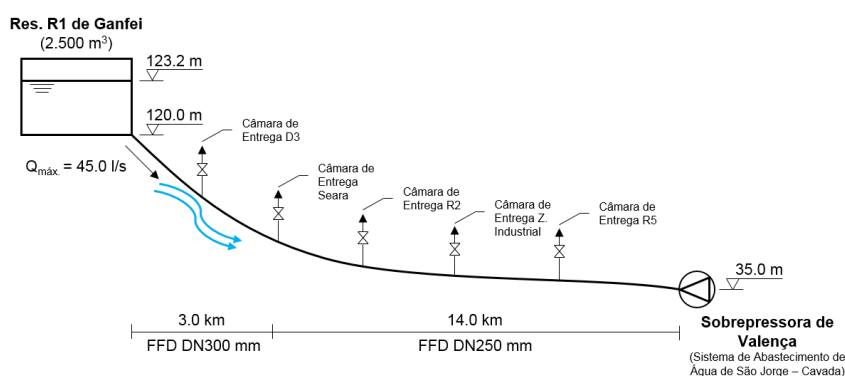


Figura 8.4 – Esquema do sistema “adutor” da interligação de Valença.

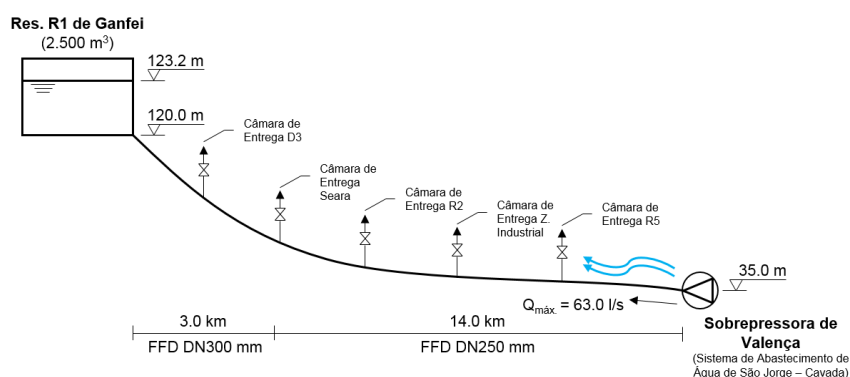


Figura 8.5 – Esquema do sistema “elevatório” da interligação de Valença.

8.3. CARACTERIZAÇÃO DA “SOBREPRESSORA DE VALENÇA”

A “Sobrepessora de Valença” faz a interligação entre o Sistema de Abastecimento de Água de Melgaço, Monção e Valença e o Sistema de Abastecimento de Água de Cavada, bombeando do primeiro para o segundo, ou vice-versa, ou seja no sentido que for mais conveniente em cada época.

O equipamento eletromecânico da “Sobrepessora de Valença” está instalado no mesmo edifício da “Sobrepessora de Outeiro” num espaço reservado para esse efeito, onde termina atualmente a conduta principal proveniente do Reservatório R103 (Sistema de Cavada) e onde se inicia o prolongamento até ao R1 de Ganfei (Sistema de Melgaço, Monção e Valença). A sobrepessora está pois localizada (Anexo n.º 1) no ponto de interligação destas condutas, transferindo entre elas caudais até cerca de 63 l/s (223 m³/h), no sentido R103 para R1 de Ganfei ou até 45 l/s (162 m³/h) no sentido inverso e depois de tomadas as devidas precauções, do ponto de vista hidromecânico [16].

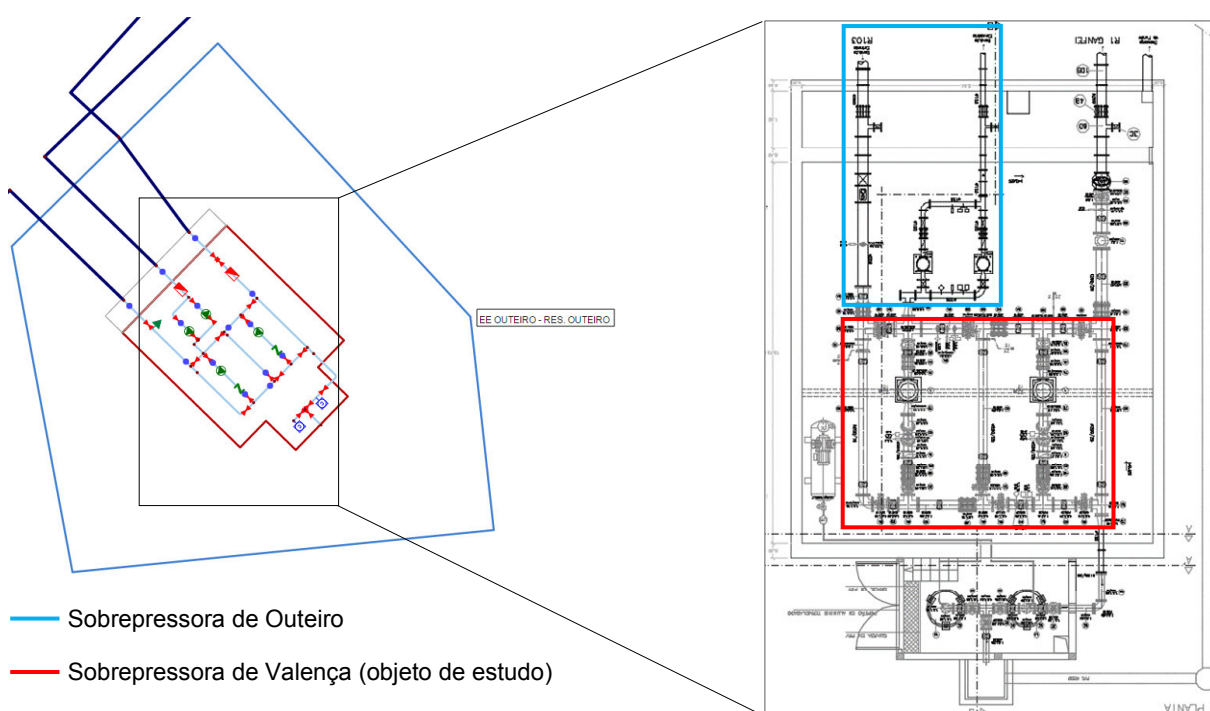


Figura 8.6 – Planta da Estação Elevatória de Outeiro/Valença, limites do recinto exterior, e pormenor da “Sobrepessora de Valença”, sem escala – WebSIG (Fonte: AdNORTE).

A estação elevatória é constituída fundamentalmente pelo seguinte equipamento [16]:

- 2 Grupos eletrobomba de velocidade variável, em que um é reserva do outro, exceto nos primeiros anos e durante os meses de maior consumo, em que poderão funcionar os dois grupos em série para se atingir o caudal de 62 l/s necessários no concelho de Valença. Com um grupo a funcionar atinge-se um caudal da ordem dos 45 l/s quer no sentido R103-R1 de Ganfei, quer no sentido inverso;
- 2 Reservatórios de Ar Comprimido (RAC) para proteção do choque hidráulico, da conduta ligada ao R1 de Ganfei. Quando esta conduta inverter a sua condição de funcionamento, passando de conduta adutora para conduta elevatória ou vice-versa, é necessário alterar a pressão do ar dentro dos reservatórios para o adaptar às novas condições de funcionamento;

- Tubagem, válvulas e acessórios dentro da estação, destacando-se 7 válvulas de secionamento motorizadas, destinadas a automatizar e facilitar as manobras inerentes à alteração das condições de funcionamento da estação, que correspondem a 7 modos básicos, conforme adiante se descrevem. A automatização também contribui para aumentar a segurança de funcionamento, evitando manobras ou sequências de operações erradas, que poderiam ser perigosas, dadas as elevadas pressões que se atingem na estação com os dois grupos eletrobomba em série;
- Instrumentação de medida e de controlo, bem como o sistema de transmissão de níveis entre a estação e os reservatórios R103 e o R1 de Ganfei;
- Posto de transformação do tipo aéreo, com potência de 250 KVA.

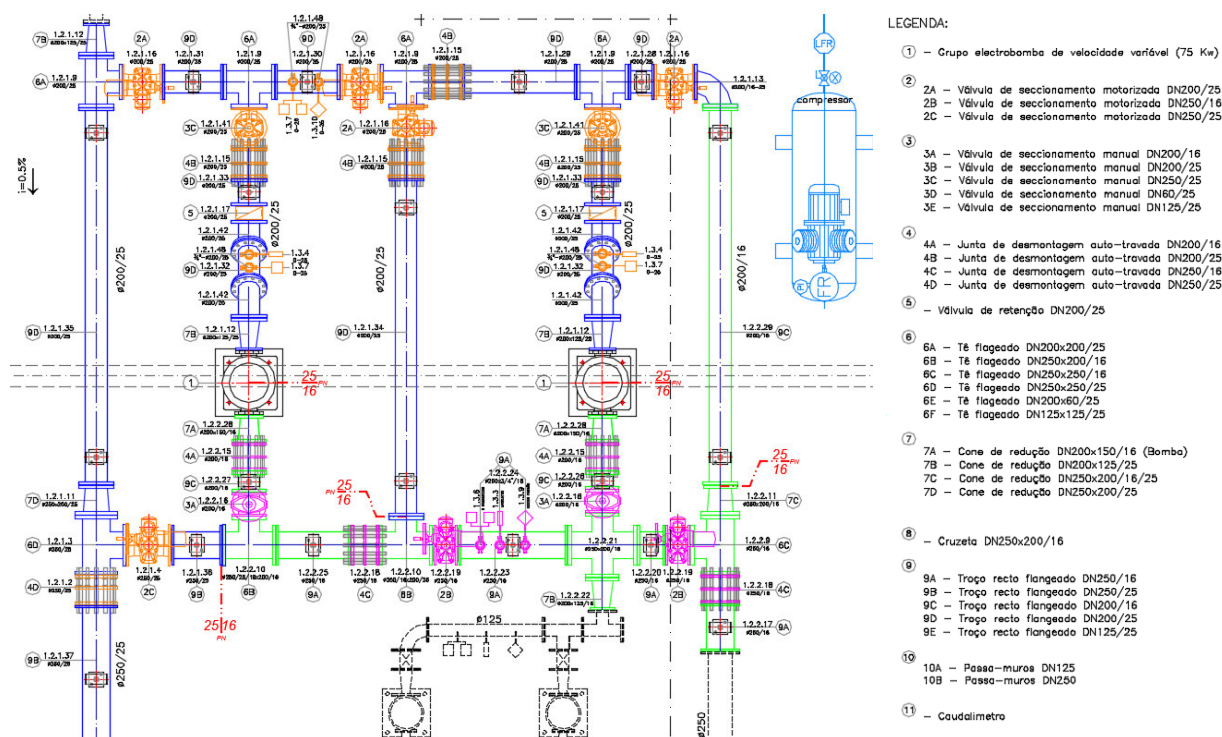


Figura 8.7 – Pormenor do esquema hidromecânico da ‘Sobrepressora de Valença’ (sem escala) [16].

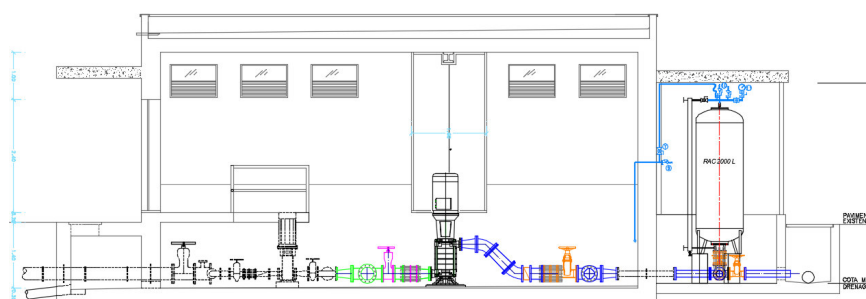


Figura 8.8 – Corte da ‘Sobrepressora de Valença’ (sem escala) [16].

A estação sobrepressora com as respetivas válvulas motorizadas na posição adequada de abertura ou fecho tem 7 modos de funcionamento, conforme se descreve a seguir.

8.3.1. MODO DE FUNCIONAMENTO 1

Impedir qualquer comunicação entre a conduta ligada ao R103 e a conduta ligada ao R1 de Ganfei, assim como impedir a passagem de água para a “Sobreprensa de Outeiro”. Este modo de funcionamento será seleccionado para se proceder a operações de manutenção nos equipamentos [16].

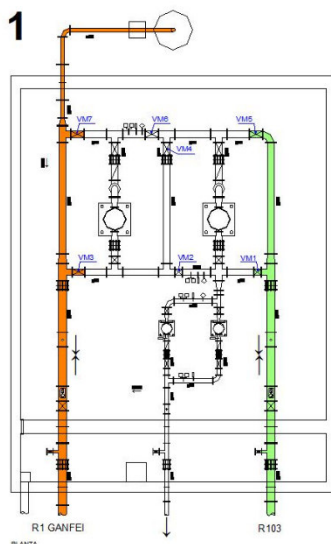


Figura 8.9 – Esquema do modo de funcionamento n.º 1 da “Sobreprensa de Valença” (sem escala) [16].

8.3.2. MODO DE FUNCIONAMENTO 2

Impedir qualquer comunicação entre as condutas anteriores, mas alimentando a sobreprensa de Outeiro com água do R103. Este é o modo de segurança para o qual o sistema comuta automaticamente em caso de avaria de algum dos equipamentos da “Sobreprensa de Valença”.

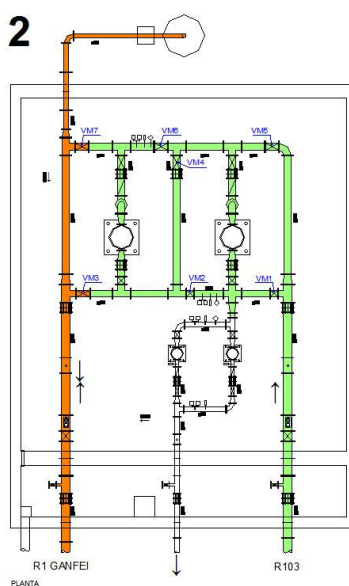


Figura 8.10 – Esquema do modo de funcionamento n.º 2 da “Sobreprensa de Valença” (sem escala) [16].

8.3.3. MODO DE FUNCIONAMENTO 3

Impedir qualquer comunicação entre as condutas, alimentando a “Sobrepressora de Outeiro” com água do R1 de Ganfei. A seleção deste modo de funcionamento em automático está condicionada pela conclusão do sistema de Melgaço, Monção e Valença para fornecimento de água a Ganfei e instalação de um sistema de supervisão que nomeadamente integre o comando e controlo do funcionamento da estação elevatória do Outeiro com o Reservatório R1 de Ganfei [16].

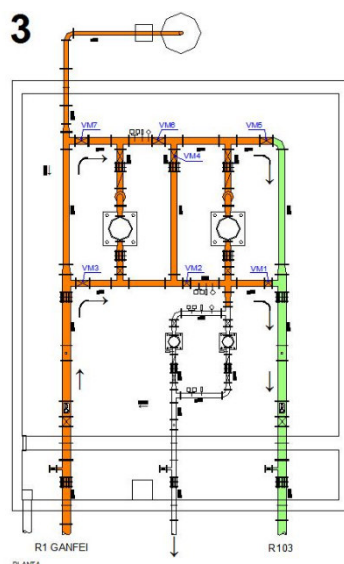


Figura 8.11 – Esquema do modo de funcionamento n.º 3 da “Sobrepressora de Valença” (sem escala) [16].

8.3.4. MODO DE FUNCIONAMENTO 4

Permitir uma ligação franca e gravítica entre as condutas provenientes do R103 e do R1 de Ganfei. Neste modo não há recurso a qualquer grupo de bombagem, ficando o R103 e o R1 de Ganfei com uma área de influência que dependerá apenas dos caudais distribuídos pelos diversos reservatórios da rede de distribuição em baixa pressão. A seleção deste modo de funcionamento em automático também está condicionada pela conclusão do Sistema de Melgaço, Monção e Valença para fornecimento de água a Ganfei e instalação de um sistema de supervisão que integre o comando e controlo do funcionamento do sistema agora instalado com o Reservatório R103 de Caminha e o Sistema de São Jorge [16].

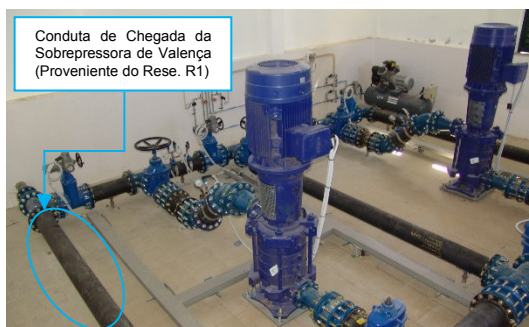


Figura 8.12 – Circuito hidráulico do sistema elevatório da “Sobrepressora de Valença” (Fonte: AdNORTE).

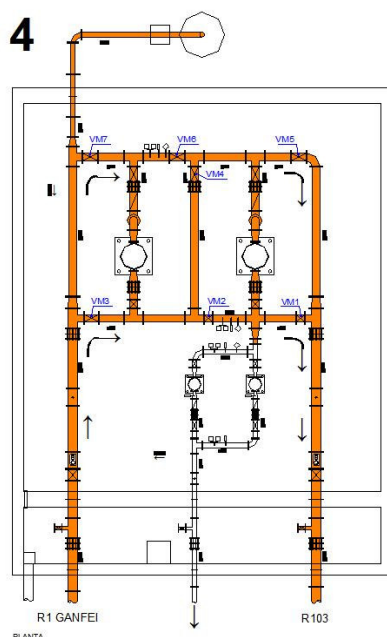


Figura 8.13 – Esquema do modo de funcionamento n.º 4 da “Sobrepessora de Valença” (sem escala) [16].

8.3.5. MODO DE FUNCIONAMENTO 5

Utilizar um grupo eletrobomba para bombear água do R1 de Ganfei para R103. Os dois grupos previstos poderão funcionar alternadamente. A seleção deste modo de funcionamento em automático está condicionada pela conclusão do sistema Melgaço, Monção e Valença para fornecimento de água a Ganfei e instalação de um sistema de supervisão que integre o comando e controlo do funcionamento do sistema agora instalado com o Reservatório R103 de Caminha e o Sistema de São Jorge.

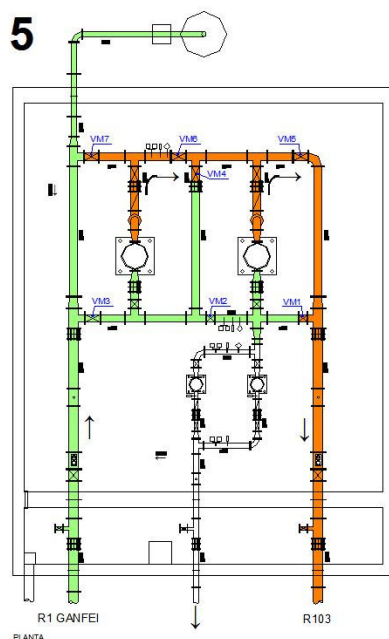


Figura 8.14 – Esquema do modo de funcionamento n.º 5 da “Sobrepessora de Valença” (sem escala) [16].

8.3.6. MODO DE FUNCIONAMENTO 6

Bombear com um único grupo, água do R103 para R1 de Ganfei. Os dois grupos previstos poderão funcionar alternadamente.

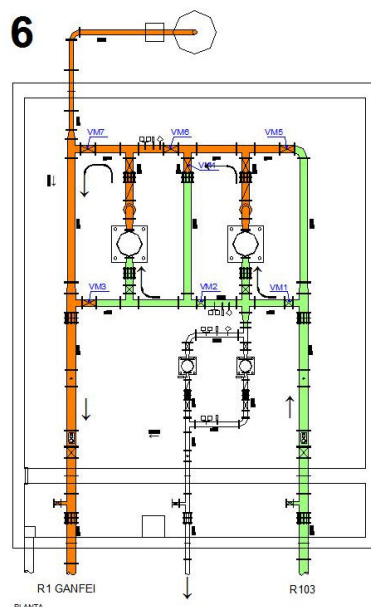


Figura 8.15 – Esquema do modo de funcionamento n.º 6 da “Sobrepressora de Valença” (sem escala) [16].

8.3.7. MODO DE FUNCIONAMENTO 7

Bombear com os dois grupos em simultâneo, ligados em série, água do R103 para R1 de Ganfei. Neste caso o grupo B1 será sempre o primeiro e o B2 efetuará a sobrepressão final e nunca ao contrário.

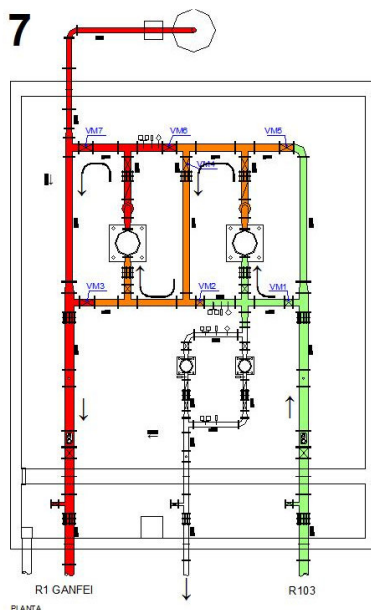


Figura 8.16 – Esquema do modo de funcionamento n.º 7 da “Sobrepressora de Valença” (sem escala) [16].

De notar que a “Sobrepessora de Outeiro”, instalada no mesmo edifício, recebe sempre água proveniente da tubagem de adução à “Sobrepessora de Valença”, e não da conduta elevatória, mesmo quando a sobrepessora inverte o sentido de bombagem. As válvulas motorizadas permitem este efeito de forma automática, evitando que a pressão de saída da “Sobrepessora Valença”, que é geralmente muito alta, se repercute negativamente na “Sobrepessora de Outeiro” [16].

8.3.8. GRUPOS ELETROBOMBA

Os dois grupos eletrobomba da “Sobrepessora de Valença” têm uma potência de 75 kW cada um, capazes de bombear uma caudal de 41 l/s a uma altura manométrica de 112,8 m.c.a.. Os dois grupos eletrobomba são regulados por variadores de velocidade para se adaptarem a todas as situações suscetíveis de ocorrer no sistema e que se podem agrupar da forma que se passa a descrever [16]:

- Bombagem de caudais máximos de R103 para R1 de Ganfei, com dois grupos em funcionamento simultâneo, situação que ocorrerá apenas nos meses de maior consumo, quando for necessário atingir caudais acima dos 45 l/s;
- Bombagem de caudais médios de R103 para R1 de Ganfei, utilizando um único grupo em funcionamento, que será suficiente durante grande parte do ano, permitindo reduzir os custos de energia por metro cúbico bombeado. Espera-se atingir um caudal próximo de 40 l/s;
- Bombagem de caudais menores de R103 para R1 de Ganfei, com um grupo em funcionamento a velocidade reduzida, para efetuar um pequeno reforço de caudal. Se este for de 25 l/s os gastos de energia por m³ serão ainda muito menores do que no caso anterior;
- Bombagem de caudais máximos de R1 de Ganfei para R103 utilizando um único grupo, com o qual se espera atingir o caudal de 50 l/s. Não é possível colocar os dois grupos em funcionamento, porque a conduta adutora/ elevatória não permitem caudais superiores;
- Bombagem de caudais menores de R1 de Ganfei para R103, com um único grupo em funcionamento a velocidade reduzida, para conseguir menor consumo de energia por m³ ou quando não existir grande caudal disponível em R1 de Ganfei. Admite-se reduzir o caudal até aos 37 l/s. Abaixo de 27 l/s a transferência de caudal pode ser efetuada graviticamente.

Para cada um dos cinco casos anteriores foram também estudadas variantes, em que se admite distribuição de caudal no percurso, para abastecer os diversos reservatórios existentes entre o R103 e o R1 de Ganfei [16].



Figura 8.17 – Grupos eletrobomba da “Sobrepessora de Valença” (Fonte: AdNORTE).

8.3.9. CAUDAL MENSAL ELEVADO

A “Sobreprensa de Valença”, durante o ano de 2016, elevou cerca 246.000 m³ de água para o Reservatório de Ganfei, o que corresponde a média mensal de aproximada de 20.500 m³ (660 m³/dia).

O mês dezembro não tem registo de caudal elevado, uma vez que a instalação esteve desligada.

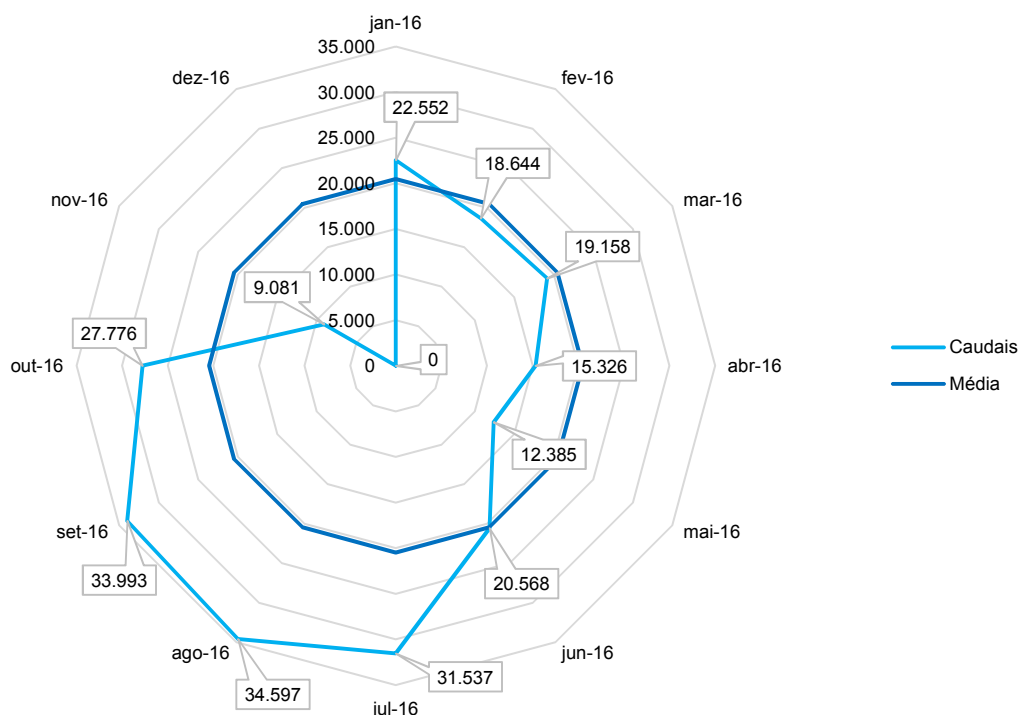


Figura 8.18 – Caudal mensal (m³) produzido pela “Sobreprensa de Valença”, em 2016 (Fonte: AdNORTE).

Do gráfico anterior, constata-se que o pico de procura/fornecimento aconteceu nos meses de julho, agosto e setembro de 2016, com um volume acima dos 30.000 m³/mês, situação esta perfeitamente espetável face às necessidades de consumo verificadas na época de verão, por força do aumento do volume de consumidores.

8.4. CARACTERIZAÇÃO DA CONDUTA ELEVATÓRIA/ADUTORA PRINCIPAL

A conduta de ligação entre a “Sobreprensa de Valença” e o Reservatório R1 de Ganfei funciona como conduta elevatória quando se bomba água de Cavada para o R1 de Ganfei, mas também como conduta adutora até à estação sobreprensa, quando a água circula em sentido contrário.

Em qualquer dos casos, podem ocorrer fortes variações de caudal quando os grupos eletrobomba da “Sobreprensa de Valença” param por falta de energia elétrica.

O traçado da conduta adutora principal desenvolve-se exclusivamente em estradas e caminhos públicos, sendo cerca de 6 km na Estrada Nacional (EN) n.º 13 e o restante traçado, cerca de 11 km, em estradas e caminhos municipais. A conduta é em Ferro Fundido Dúctil (FFD) e tem diâmetros de DN 250 mm e DN 300 mm, no traçado com uma extensão total de cerca de 17 km [2], e tem cinco pontos de entrega de água ao concelho de Valença.

Estes pontos de entrega estão materializados mediante a execução de caixas de entrega na conduta adutora. Nas caixas de entrega estão alojadas válvulas de seccionamento que permitem a manobra da conduta nos seus dois cenários de funcionamento [2].

Os pontos de entrega são os seguintes (representados nas figuras 8.4 e 8.5):

- Para o Reservatório R5;
- Para a Zona Industrial;
- Para o Reservatório R2;
- Para Seara;
- Para o Reservatório D3.

Atualmente estes pontos de entrega estão desativados (fechados), o que implica que não haja redução de caudal ao longo da conduta adutora por fornecimento/distribuição à rede em “baixa” [2].

8.5. CARACTERIZAÇÃO DO RESERVATÓRIO R1 DE GANFEI

O reservatório de R1 de Ganfei é constituído por duas células de 250 m³ de capacidade individual e por mais duas células adicionais com 1.000 m³ de capacidade individual, resultando numa capacidade total de 2.500 m³.

O reservatório, que faz parte do sistema em “alta” do Sistema de Melgaço, Monção e Valença, constitui uma importante reserva de água do concelho de Valença e a origem do correspondente sistema de adução e distribuição em “baixa” [13].

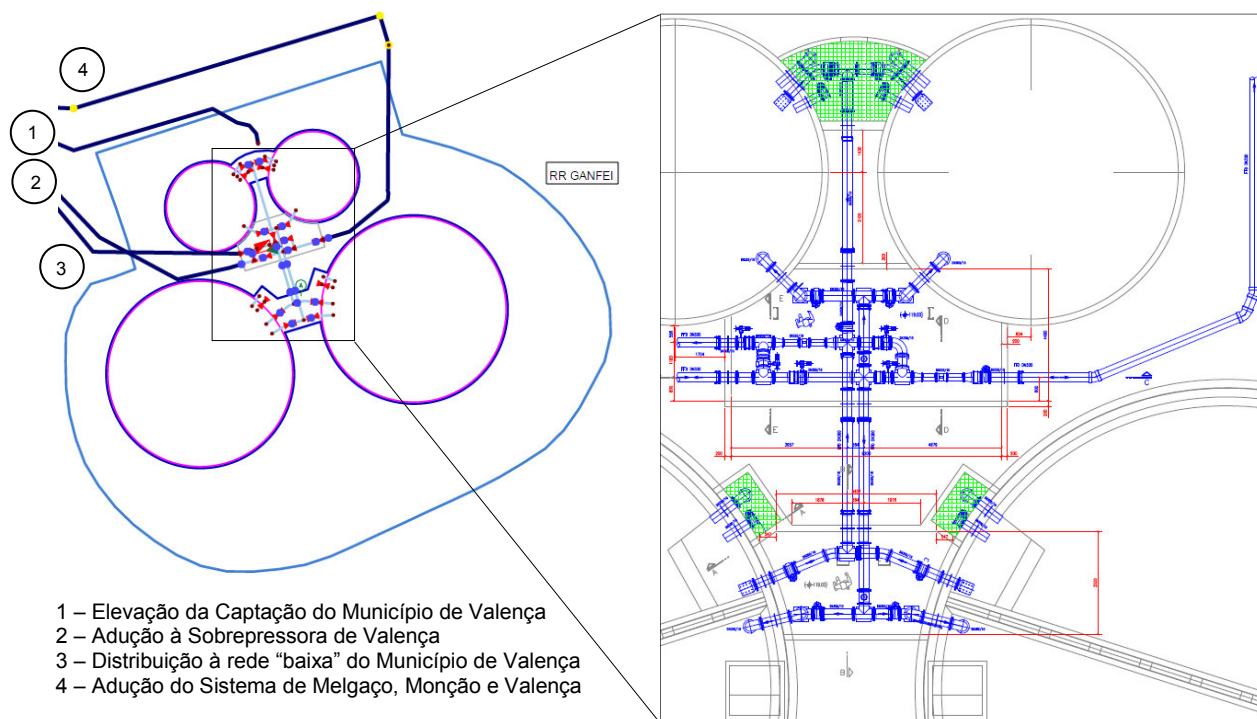


Figura 8.19 – Planta do Reservatório R1 de Ganfei, limites do recinto exterior, e pormenor do circuito hidráulico de entrada e saída das células, sem escala – WebSIG (Fonte: AdNORTE).

8.5.1. LOCALIZAÇÃO E CAPACIDADE

O reservatório, do tipo apoiado/semienterrado, localiza-se no concelho de Valença, a este da vila de Valença, na freguesia de Ganfei (Anexo n.º 2). Tal como atrás referido, já existia no local um reservatório com 500 m³ (2 x 250 m³) de capacidade, aquando da construção das duas novas células anexas, com capacidade de 2.000 m³ (2 x 1.000 m³) de forma a obter uma capacidade total de 2.500 m³ [13].

O acesso ao reservatório é efetuado por meio de um caminho a partir da povoação de Ganfei.



Figura 8.20 – Panorâmica lateral do Reservatório R1 de Ganfei (Fonte: AdNORTE).

8.5.2. NÍVEIS DE EXPLORAÇÃO

As diferentes células do reservatório têm o nível máximo à cota 123,20, a cota de soleira de 120,00 e um nível mínimo de exploração, estabelecido de forma a garantir um volume mínimo para fazer face a interrupções no sistema, de 121,90 correspondente a um volume de 1.500 m³, e de forma a obter uma solução de funcionamento hidráulico equilibrado do reservatório como um todo, maximizando as configurações possíveis em termos de exploração e manutenção dos mesmos [13].

Resumidamente, as cotas características do reservatório são as apresentadas na tabela seguinte.

Tabela 8.1 – Cotas característica do Reservatório R1 de Ganfei [13].

Cota	[m]
Terreno	121,0
Nível Máximo de Água	123,2
Nível Mínimo de Exploração	121,9
Soleira	120,0

8.5.3. FUNÇÕES DO RESERVATÓRIO

O Reservatório R1 de Ganfei tem duas funções principais:

- Regularização da bombagem: a bombagem é efetuada em 20 horas diárias e a saída para a adução/ distribuição é efetuada em 24 horas;
- Regularização para fazer face a interrupções na adução para trabalhos de manutenção/reparação do sistema adutor a montante. Tem um período de 8 horas de interrupção da adução [13].

8.6. CARACTERIZAÇÃO DO RESERVATÓRIO DA VILA (VILA NOVA DE CERVEIRA)

8.6.1. LOCALIZAÇÃO E CAPACIDADE

O reservatório, do tipo semienterrado, localiza-se na freguesia e concelho de Vila Nova de Cerveira (Anexo n.º 3) e a sua capacidade de armazenamento é de 400 m³.

O acesso ao reservatório é efetuado por meio de uma estrada municipal designada por Rua do Outeiro da Forca [13].



Figura 8.21 – Panorâmica lateral e do interior (câmara de manobras – válvula de controlo altimétrico) do Reservatório da Vila de Vila Nova de Cerveira (Fonte: AdNORTE).

8.6.2. NÍVEIS DE EXPLORAÇÃO

O reservatório têm o nível máximo à cota 60,80, a cota de soleira de 59,00 e um nível mínimo de exploração, estabelecido de forma a garantir um volume mínimo para fazer face a interrupções no sistema de 59,40 metros.

Resumidamente, as cotas características do reservatório são as apresentadas na tabela seguinte.

Tabela 8.2 – Cotas característica do Reservatório RVila [13].

Cota	[m]
Terreno	59,5
Nível Máximo de Água	60,8
Nível Mínimo de Exploração	59,4
Soleira	59,0

8.6.3. FUNÇÕES DO RESERVATÓRIO

O Reservatório da Vila (RVila) tem como principal função corresponder às necessidades de distribuição de água para consumo humano da população da freguesia de Vila Nova de Cerveira.

8.7. CARACTERIZAÇÃO DA PROPOSTA TÉCNICA PARA A CONDUTA DE INTERLIGAÇÃO ENTRE A SOBREPRESSORA DE OUTEIRO/VALENÇA E O RESERVATÓRIO DA VILA

A interligação da conduta de abastecimento de água oriunda da “Sobrepressora de Outeiro/Valença” ao Reservatório RVila, caracterizado no capítulo anterior, é uma hipótese a analisar e avaliar tecnicamente, uma vez que só implica a construção de um ponto de entrega na EN n.º 13 e a instalação de uma conduta em Polietileno de Alta Densidade (PEAD), em DN 335 mm, numa extensão aproximada de 437 metros até ao circuito de entrada do Reservatório RVila [13].



Figura 8.22 – Planta da localização da conduta de interligação, sem escala – *WebSIG* (Fonte: AdNORTE).

9

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÓMICA DO CASO DE ESTUDO

9.1. ENQUADRAMENTO

Tendo por base os sistemas de abastecimento de água da AdNORTE descritos no capítulo n.º 8, seguidamente será apresentado o estudo técnico-económico relativo à viabilidade de instalação de micro-turbinas, e no qual contemple todos os conceitos tratados até momento neste trabalho, para as seguintes alternativas:

- Cenário de Turbinamento [R1 de Ganfei – RVila (Cerveira)]^(*);
- Cenário de Turbinamento [R1 de Ganfei – Ponto de Entrega RVila];
- Cenário de Turbinamento [R1 de Ganfei – Sobrepressora de Valença].

9.2. AVALIAÇÃO TÉCNICA DO CENÁRIO DE TURBINAMENTO [R1 DE GANFEI – RVILA (CERVEIRA)]

9.2.1. DESCRIÇÃO E CÁLCULO DAS PERDAS DE CARGA E PRESSÕES DO SISTEMA

A solução técnica objeto de estudo prevê a instalação de uma turbina a montante (à entrada) do reservatório RVila, em Vila Nova de Cerveira, em que o caudal turbinado, proveniente graviticamente do reservatório R1 de Ganfei, será de 45,0 l/s.

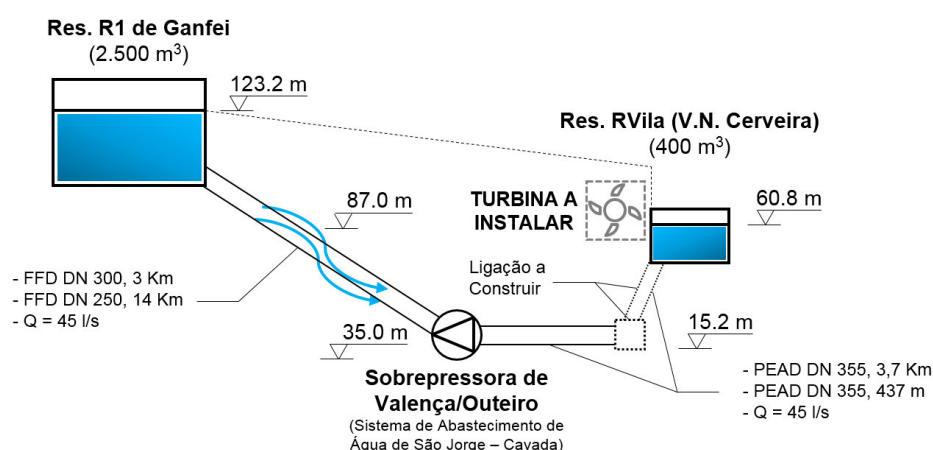


Figura 9.1 – Esquema do cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – RVila (Cerveira)].

(*) Prevendo o estudo de alteração do diâmetro do troço da tubagem da conduta adutora (FFD DN 250 mm – DN 300 mm).

Para tal, numa primeira abordagem, foram calculadas as perdas de carga dos vários troços intermédios da conduta adutora, para os diferentes diâmetros, materiais e extensões, no sentido de se obter a perda de carga total a montante da válvula de controlo altimétrico instalada à entrada do reservatório RVila, tendo-se admitido que as perdas de carga localizadas no sistema correspondem a 10% do total das perdas de carga contínuas.

Importa realçar que o sistema preconizado está construído e em pleno funcionamento, com exceção do troço de ligação entre a conduta proveniente da “Sobreprensa de Outeiro” e o Reservatório RVila. Para o cálculo das perdas de carga contínuas para as tubagens em Ferro Fundido Dúctil (FFD) foi utilizada a fórmula de *Scimemi* (9.1), de acordo com a publicação de Lencastre, A. “Hidráulica geral”.

$$Q = 35 \times D^{2,625} \times J^{0,535} \quad (9.1)$$

Já para o cálculo das perdas de carga contínuas para as tubagens em Polietileno de Alta Densidade (PEAD) foi utilizada a fórmula de *Scimemi* (9.2), também em Lencastre, A. “Hidráulica geral”.

$$Q = 38,77 \times D^{2,67} \times J^{0,53} \quad (9.2)$$

Em que:

Q – Caudal (l/s);

D – Diâmetro interior dos tubos (mm);

J – Perda de carga unitária (m/m).

As tabelas 9.1 e 9.2 representam os valores calculados das perdas de carga nos troços de tubagem e as correspondentes cotas piezométricas existentes nos nós.

Tabela 9.1 – Perdas de carga totais calculadas e cotas piezométricas nos troços, para o caudal de 45,0 l/s.

Troço	L (m)	DN (mm)	V (m/s)	J (m/m)	Piez _{Mon.} (m)	Piez _{Jus.} (m)
R1 Ganfei - DN300-250	3.000	300	0,64	0,0016	123,2	118,4
DN300-250 - EE Outeiro	14.000	250	0,92	0,0039	118,4	63,7
EE Outeiro - PE Vila	3.700	276	0,75	0,0021	63,7	56,0
PE Vila - RR Vila	437	276	0,75	0,0021	56,0	55,1

Tabela 9.2 – Pressões calculadas nos nós, para o caudal de 45,0 l/s.

Nós	Cota (m)	Pressão (m.c.a.)
R1 Ganfei	123,2	0,0
DN300-250	87,0	31,4
EE Outeiro	53,0	10,7
PE Vila	15,2	40,8
RR Vila	60,8	-4,8

Seguidamente é apresentado o diagrama de pressões do cenário considerado, com a variabilidade de caudais turbinados.

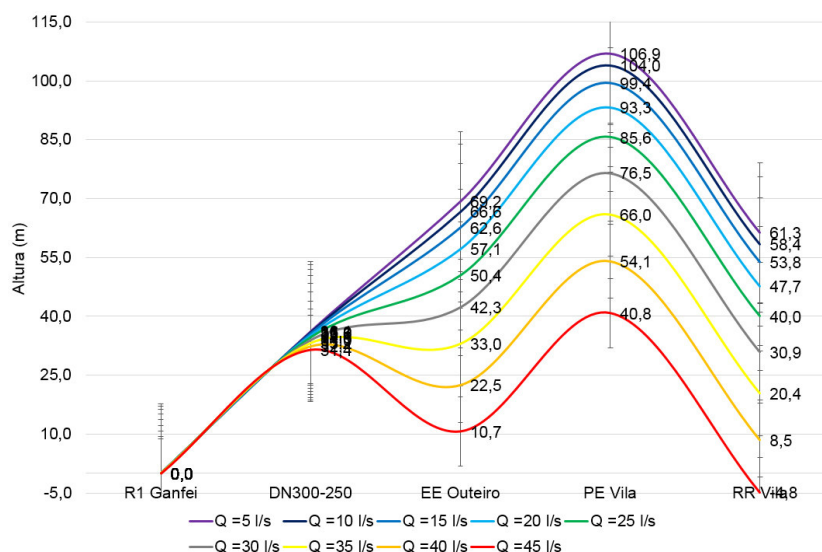


Figura 9.2 – Diagrama de alturas piezométricas dos nós, considerando várias gamas de caudais a turbinar.

A pressão à entrada do RVila, para um caudal de 45,0 l/s, é de -4,8 m.c.a. o que é um valor desaconselhável para o cálculo da potência a instalar. Por outro lado, a pressão no mesmo nó é de 61,3 m.c.a., mas para um caudal de 5,0 l/s, sendo também um indicador pouco desejável para a potência. Posto isto, e tendo por base os valores reais apurados anteriormente, considerou-se a possibilidade de reavaliar o cenário do projeto, incrementando o seguinte (esquemático na figura 9.3):

- Preconizar a obra de alteração do diâmetro da tubagem do troço [DN300-250 - EE Outeiro] de FFD DN 250 mm para FFD DN 300 mm, numa extensão aproximada de 14 km, de forma a reduzir as perdas de carga no sistema e, por conseguinte, aumentar a altura piezométrica a montante do reservatório de RVila;
- Preconizar a obra de ligação do RVila à conduta (existente) proveniente da EE Outeiro.

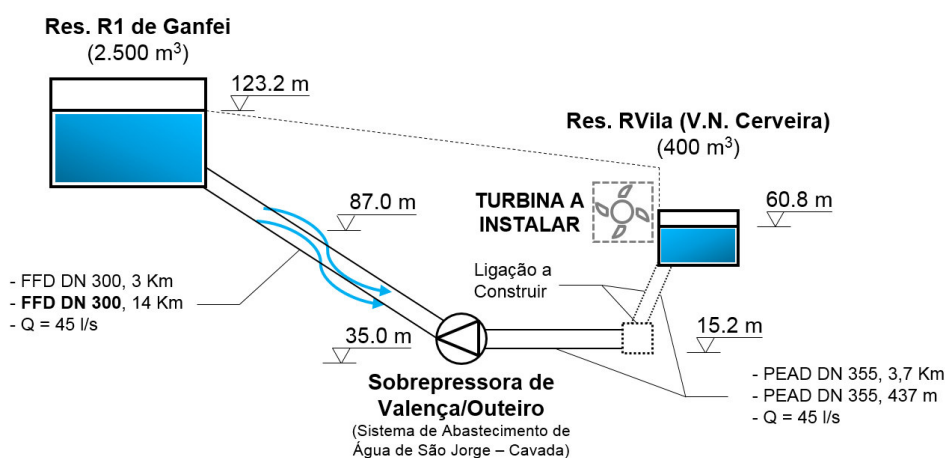


Figura 9.3 – Esquema do cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – RVila (Cerveira)], prevendo alteração do DN.

As tabelas 9.3 e 9.4 representam os valores calculados para as perdas de carga nos troços de tubagem e as pressões existentes nos nós, considerando a alteração de projeto do diâmetro da tubagem do troço [DN300-300 - EE Outeiro] de FFD DN 250 mm para FFD DN 300 mm.

Tabela 9.3 – Perdas de carga totais calculadas e cotas piezométricas nos troços (alteração DN 250/300 mm), para o caudal de 45,0 l/s.

Troço	L (m)	DN (mm)	V (m/s)	J (m/m)	Piez _{Mon.} (m)	Piez _{Jus.} (m)
R1 Ganfei - DN300-300	3.000	300	0,64	0,0016	123,2	118,4
DN300-300 - EE Outeiro	14.000	300	0,64	0,0016	118,4	96,0
EE Outeiro - PE Vila	3.700	276	0,75	0,0021	96,0	88,3
PE Vila - RR Vila	437	276	0,75	0,0021	88,3	87,4

Tabela 9.4 – Pressões calculadas nos nós (alteração DN 250/300 mm), para o caudal de 45,0 l/s.

Nós	Cota (m)	Pressão (m.c.a.)
R1 Ganfei	123,2	0,0
DN300-300	87,0	31,4
EE Outeiro	53,0	43,0
PE Vila	15,2	73,1
RR Vila	60,8	27,5

Como se pode constatar no diagrama apresentado na figura 9.4, a alteração introduzida no cenário preconizado de projeto determinou o aumento da pressão à entrada do RVila para 27,5 m.c.a.. Será com base neste indicador (desnível energético a montante do reservatório) que será estudada a instalação de uma micro-turbina para produção de energia e colocação desta na rede elétrica nacional.

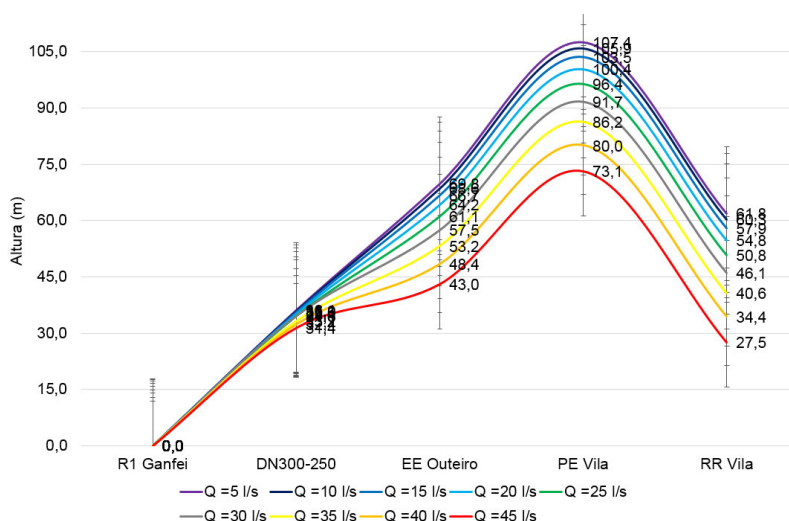


Figura 9.4 – Diagrama de alturas piezométricas dos nós, considerando várias gamas de caudais a turbinar.

Com efeito, e para o cenário de turbinamento em estudo, [R1 de Ganfei – RVila (Cerveira)], o caudal a considerar será 45,0 l/s e a altura piezométrica de 27,5 m.

9.2.2. SELEÇÃO DO TIPO DE TURBOMÁQUINA HIDRÁULICA (TURBINA)

De acordo com os valores apurados ($Q = 45,0$ l/s e $H = 27,5$ m), é efetuada a seleção da turbina a considerar no cenário em estudo, usando para tal o catálogo de características técnicas de um fornecedor de turbinas do mercado espanhol (Tecnoturbinas, S.L.).

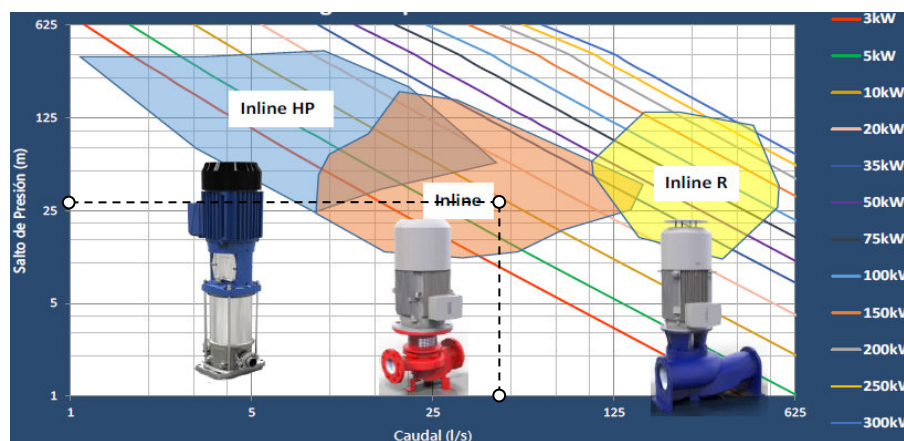


Figura 9.5 – Seleção da turbina a instalar através do diagrama de turbinas HYDROGEN (Anexo n.º 4).

A turbina selecionada, HYDROGEN tipo “Inline”, apresenta uma potência útil de cerca de 10 kW, o que corresponde a um rendimento no intervalo de 75% a 80%.

9.2.3. CÁLCULO DA PRODUÇÃO ENERGÉTICA

De acordo com as expressões 5.1 e 5.2 é calculada respetivamente a potência instalada e a útil do cenário de estudo.

De seguida, com base na potência útil, a produção energética é calculada tendo em consideração a sua mobilização no tempo, ou seja, a produção de energia será contínua nas 24 horas do dia para 12 meses.

Tabela 9.5 – Produção energética anual para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – RVila (Cerveira)].

Cenário de Turbinamento [R1 de Ganfei – RVila (Cerveira)]	
Peso Específico da Água (γ) [N/m ³]	9.810,0
Caudal (Q_p) [m ³ /s]	0,045
<i>Inputs</i> Altura (H) [m]	27,5
Rendimento da Turbina [%]	0,8
Período de Turbinamento Diário (Δt) [h]	24,0
Potência Instalada (P_i) [kW]	12,1
<i>Outputs</i> Potência Útil (P_u) [kW]	9,7
Produção Energética Anual (E) [MW.h]	85,1

Com base nos cálculos efetuados, a produção energética anual (E) para o cenário de turbinamento em estudo, [R1 de Ganfei – RVila (Cerveira)], será de 85,1 MW (produção mensal de 6.792 kW).

9.2.4. CÁLCULO DA REMUNERAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA INJETADA NA RESP

O cálculo da remuneração da energia elétrica injetada na RESP foi efetuado perspetivando o cenário de Unidade de Produção de Autoconsumo (UPAC) e Unidade de Pequena Produção (UPP). Para tal, foi considerada a expressão 4.1 (para UPAC) e a metodologia exposta no capítulo 4.3.2 (para UPP). Seguidamente, para o cenário de turbinamento em estudo, [R1 de Ganfei – RVila (Cerveira)], apresentam-se os resultados do cálculo da remuneração.

Tabela 9.6 – Remuneração da energia elétrica injetada na RESP para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – RVila (Cerveira)].

Cenário de Turbinamento [R1 de Ganfei – RVila (Cerveira)]			
UPAC	Inputs	Energia Fornecida à RESP ($E_{\text{fornecida}}$) [MW.h]	85,1
		Média Aritmética Simples dos Preços de Fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia para Portugal (OMIE) - Dez. 2016	0,06193
	Output	Remuneração da Eletricidade Fornecida à RESP (R_{UPAC}) [€]	4.741,89
UPP	Inputs	Energia Fornecida à RESP ($E_{\text{fornecida}}$) [MW.h]	85,1
		Tarifa de Referência para o Ano 2017 [€/MW.h]	95,00
		Porcentagem sobre a Tarifa Referência (Cat. I - Energ. Hídrica) [%]	60,0
	Output	Remuneração da Eletricidade Fornecida à RESP (R_{UPP}) [€]	4.849,35

Para o caso de estudo em questão foi apenas considerado o valor da remuneração da energia elétrica injetada na RESP considerando a instalação como uma Unidade de Pequena Produção (UPP), em que a energia produzida é injetada na totalidade na rede. O parâmetro do OMIE foi calculado tendo por base o mês de dezembro de 2016 e a tarifa de referência relativa ao ano de 2017 (95,00 EUR/MW.h). Com efeito, a remuneração da energia elétrica injetada na RESP (para UPP) é de 4.849,35 EUR/Ano.

9.2.5. ANÁLISE SENSIBILIDADE ECONÓMICA DA SOLUÇÃO TÉCNICA PROPOSTA

A avaliação é usualmente realizada sem consideração dos impostos e sem a consideração do custo da oportunidade do uso do dinheiro. Os custos de investimento são usualmente considerados como os custos de instalação do aproveitamento (construção civil, equipamento hidro e eletromecânico) e os benefícios como o resultado líquido anual da venda da energia após dedução dos custos de manutenção e operação, a preços constantes.

Devido ao factor de atualização, quer os custos quer os benefícios tornam-se pouco significativos para um longo período. Como tal, é frequente fazer-se esta análise para apenas 35 ou 40 anos, correspondendo este valor ao período de exploração permitido pelo alvará de licença de uso da água. As CMH que apresentarem um VAL negativo deverão, em princípio, ser abandonados, dado significarem que as receitas por ele geradas não são suficientes para superar os investimentos previstos. Os melhores projetos refletir-se-ão nos maiores valores positivos deste parâmetro [31].

Os resultados obtidos pelo cálculo do VAL são altamente sensíveis ao valor tomado para a taxa de atualização, sendo a sua fixação um factor de primordial importância na definição qualitativa dos projetos quando analisados segundo este ponto de vista. Para um investidor esta taxa deverá ser tal que lhe permita optar entre a realização do investimento numa CMH ou aplicá-lo financeiramente. Esta taxa de atualização, dependendo da taxa de inflação, usualmente varia entre 5% e 12%. No caso de estudo, optou-se por se aplicar uma taxa de atualização de 8% [11] e [25].

Importa referir que a construção e ligação à rede nacional se realiza em apenas num ano. Admite-se que os custos de investimento serão distribuídos igualmente por esse ano, totalizando o montante previsto para o investimento global. O aproveitamento estará assim operacional no início do ano 1.

As receitas da venda da energia elétrica e as despesas de manutenção e operação supõem-se concentradas no final de cada ano. Devido à data de emissão do alvará de licença, considera-se a vida útil do aproveitamento como de 40 anos a partir do início da construção e um valor residual nulo do equipamento instalado.

Foram avaliados os custos do investimento inicial e de manutenção para a CMH, para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – RVila (Cerveira)], tendo como base as expressões 7.8 e 7.9 e a metodologia exposta na tabela 7.1. Os resultados obtidos estão apresentados na tabela 9.7.

Tabela 9.7 – Custos de investimento de conceção e construção do aproveitamento hidroelétrico para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – RVila (Cerveira)].

Cenário de Turbinamento [R1 de Ganfei – RVila (Cerveira)]		
Inputs	Potência Instalada (Pi) [kW]	12,1
	Custo da Turbina (incl. Gerador) / BFT [€]	6.500,00
	Valor da Obra (V _{obra}) [€]	26.825,10
	Custo da Construção Civil (CMH) [€]	5.000,00
Outputs	Custo do Equipamento Eletromecânico (Cee) [€]	775,03
	Custo dos Estudos e Projetos (Cep) [€]	1.457,70
	Custo de Instalação [€]	14.550,07
	Custo do Aproveitamento Hidroelétrico [€]	28.282,81
	Custo de Manutenção e Operação [€]	1.414,14

Para o cenário de turbinamento preconizado foi realizada a análise económica (Anexo n.º 5), tendo-se obtido o seguinte: VAL = 11.741,38 EUR; TIR = 12% (> taxa atualiz. de 8%); PRC = 3,2; e IR = 1,4.

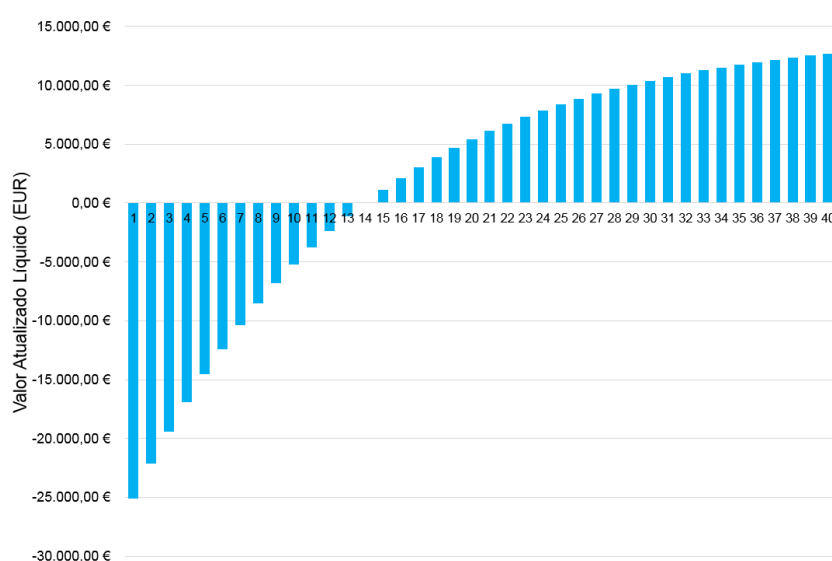


Figura 9.6 – VAL para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – RVila (Cerveira)].

9.3. AVALIAÇÃO TÉCNICA DO CENÁRIO DE TURBINAMENTO [R1 DE GANFEI – PONTO DE ENTREGA RVILA]

9.3.1. DESCRIÇÃO E CÁLCULO DAS PERDAS DE CARGA E PRESSÕES DO SISTEMA

A solução técnica objeto de estudo prevê a instalação de uma turbina na futura câmara de entrega ao reservatório RVila, em Vila Nova de Cerveira, em que o caudal turbinado, proveniente graviticamente do reservatório R1 de Ganfei, será de 35,0 l/s.

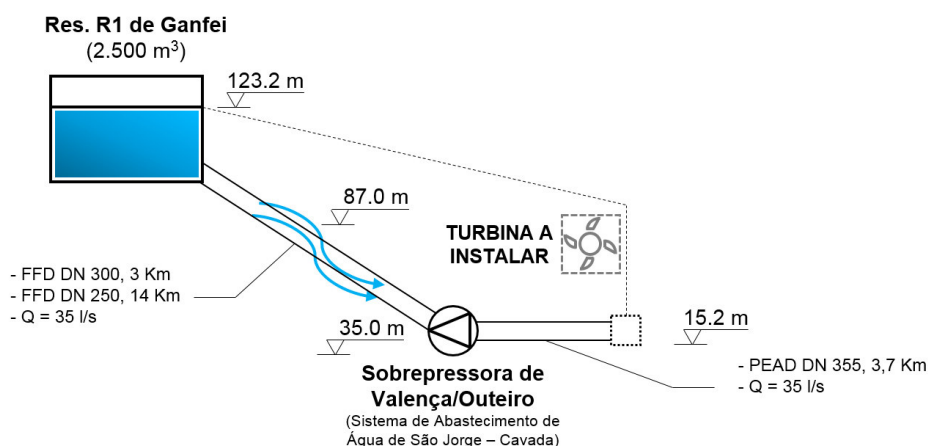


Figura 9.7 – Esquema do cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Ponto de Entrega RVila].

Para o cálculo das perdas carga totais do sistema também foi utilizada a metodologia do capítulo 9.2.1. As tabelas 9.8 e 9.9 apresentam os valores calculados para as perdas de carga nos troços de tubagem e as pressões existentes nos nós.

Tabela 9.8 – Perdas de carga totais calculadas e cotas piezométricas nos troços, para o caudal de 35,0 l/s.

Troço	L (m)	DN (mm)	V (m/s)	J (m/m)	Piez _{Mon.} (m)	Piez _{Jus.} (m)
R1 Ganfei - DN300-250	3.000	300	0,50	0,0010	123,2	120,2
DN300-250 - EE Outeiro	14.000	250	0,71	0,0024	120,2	86,0
EE Outeiro - PE Vila	3.700	276	0,59	0,0013	86,0	81,2

Tabela 9.9 – Pressões calculadas nos nós, para o caudal de 35,0 l/s.

Nós	Cota (m)	Pressão (m.c.a.)
R1 Ganfei	123,2	0,0
DN300-250	87,0	33,2
EE Outeiro	53,0	33,0
PE Vila	15,2	66,0

Para o caudal de turbinamento de 35,0 l/s, inferior ao caudal de ponta de projeto (45,0 l/s), a altura piezométrica em PE Vila é de 66,0 m. Com base nesse desnível energético, será estudada a instalação de uma micro-turbina para produção de energia e colocação desta na rede elétrica nacional.

9.3.2. SELEÇÃO DO TIPO DE TURBOMÁQUINA HIDRÁULICA (TURBINA)

De acordo com os valores apurados ($Q = 35,0$ l/s e $H = 66,0$ m) é efetuada a seleção da turbina a considerar no cenário em estudo, usando para tal também o catálogo de características técnicas de um fornecedor de turbinas do mercado espanhol (Tecnoturbinas, S.L.).

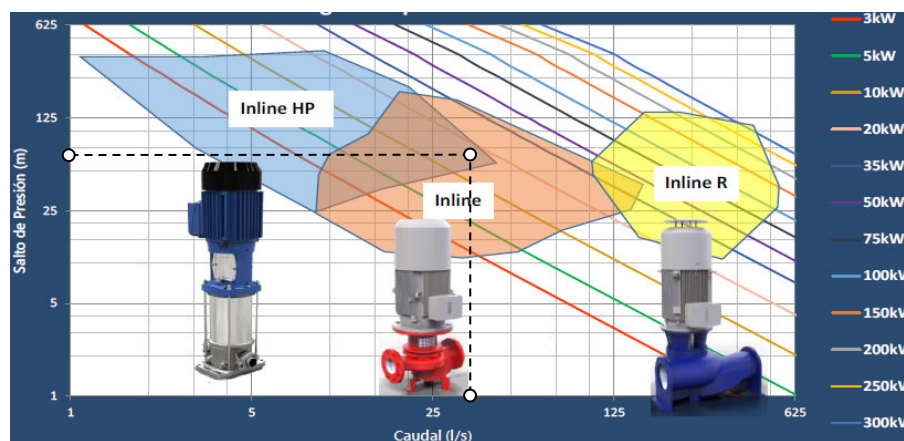


Figura 9.8 – Seleção da turbina a instalar através do diagrama de turbinas HYDROGEN (Anexo n.º 4).

A turbina selecionada, HYDROGEN tipo “Inline”, apresenta uma potência útil de cerca de 20 kW, o que corresponde a um rendimento no intervalo de 75% a 80%.

9.3.3. CÁLCULO DA PRODUÇÃO ENERGÉTICA

De seguida, com base na potência útil, a produção energética é calculada tendo em consideração a sua mobilização no tempo, ou seja, a produção de energia será contínua nas 24 horas do dia para 12 meses.

Tabela 9.10 – Produção energética anual para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Ponto de Entrega RVila].

Cenário de Turbinamento [R1 de Ganfei – Ponto de Entrega RVila]	
Peso Específico da Água (γ) [N/m ³]	9.810,0
Caudal (Q_p) [m ³ /s]	0,035
Inputs	
Altura (H) [m]	66,0
Rendimento da Turbina [%]	0,8
Período de Turbinamento Diário (Δt) [h]	24,0
Potência Instalada (P_i) [kW]	22,7
Outputs	
Potência Útil (P_u) [kW]	18,1
Produção Energética Anual (E) [MW.h]	158,8

Tendo em consideração os cálculos efetuados, a produção energética anual (E) para o cenário de turbinamento em estudo, [R1 de Ganfei – Ponto de Entrega RVila], será de 158,8 MW (produção mensal de 13.284 kW).

9.3.4. CÁLCULO DA REMUNERAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA INJETADA NA RESP

Aqui também foi considerada a expressão 4.1 (para UPAC) e a metodologia exposta no capítulo 4.3.2 (para UPP). Para o cenário de turbinamento em estudo, [R1 de Ganfei – Ponto de Entrega RVila], apresentam-se os resultados do cálculo da remuneração.

Tabela 9.11 – Remuneração da energia elétrica injetada na RESP para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Ponto de Entrega RVila].

Cenário de Turbinamento [R1 de Ganfei – Ponto de Entrega RVila]			
UPAC	Inputs	Energia Fornecida à RESP ($E_{fornecida}$) [MW.h]	158,8
		Média Aritmética Simples dos Preços de Fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia para Portugal (OMIE) - Dez. 2016	0,06193
	Output	Remuneração da Eletricidade Fornecida à RESP (R_{UPAC}) [€]	8.851,54
UPP	Inputs	Energia Fornecida à RESP ($E_{fornecida}$) [MW.h]	158,8
		Tarifa de Referência para o Ano 2017 [€/MW.h]	95,00
		Percentagem sobre a Tarifa Referência (Cat. I - Energ. Hídrica) [%]	60,0
	Output	Remuneração da Eletricidade Fornecida à RESP (R_{UPP}) [€]	9.052,11

Para o estudo de caso em questão foi apenas considerado o valor da remuneração da energia elétrica injetada na RESP considerando a instalação como uma Unidade de Pequena Produção (UPP), em que a energia produzida é injetada na totalidade na rede.

O parâmetro do OMIE foi calculado tendo por base o mês de dezembro de 2016 e a tarifa de referência relativa ao ano de 2017 (95,00 EUR/MW.h). Com efeito, a remuneração da energia elétrica injetada na RESP (para UPP) é de 9.052,11 EUR/Ano.

9.3.5. ANÁLISE SENSIBILIDADE ECONÓMICA DA SOLUÇÃO TÉCNICA PROPOSTA

Foram avaliados os custos do investimento inicial e de manutenção para a CMH, para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Ponto de Entrega RVila], tendo como base as expressões 7.8 e 7.9 e a metodologia exposta na tabela 7.1. Os resultados obtidos estão apresentados na tabela 9.12.

Tabela 9.12 – Custos de investimento de conceção e construção do aproveitamento hidroelétrico para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Ponto de Entrega RVila].

Cenário de Turbinamento [R1 de Ganfei – Ponto de Entrega RVila]		
Inputs	Potência Instalada (P_i) [kW]	22,7
	Custo da Turbina (incl. Gerador) / BFT [€]	11.000,00
	Valor da Obra (V_{obra}) [€]	41.023,18
	Custo da Construção Civil (CMH) [€]	5.000,00
Outputs	Custo do Equipamento Eletromecânico (C_{ee}) [€]	1.007,73
	Custo dos Estudos e Projetos (C_{ep}) [€]	2.072,78
	Custo de Instalação [€]	24.015,46
	Custo do Aproveitamento Hidroelétrico [€]	43.095,97
	Custo de Manutenção e Operação [€]	2.154,80

Para o cenário de turbinamento preconizado foi realizada a análise económica (Anexo n.º 6), tendo-se obtido o seguinte: VAL = 36.251,70 EUR; TIR = 16% (> taxa atualiz. de 8%); PRC = 2,1; e IR = 1,9.

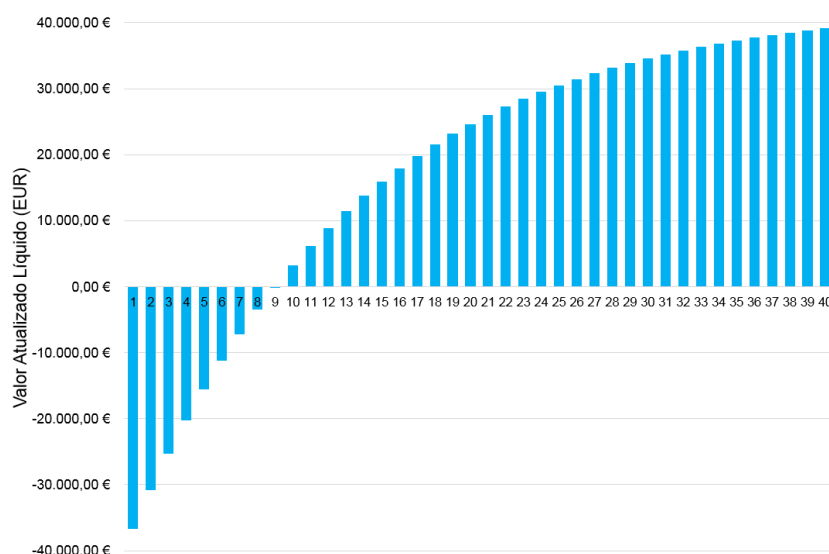


Figura 9.9 – VAL para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Ponto de Entrega RVila].

9.4. AVALIAÇÃO TÉCNICA DO CENÁRIO DE TURBINAMENTO [R1 DE GANFEI – SOBREPRESSORA DE VALENÇA]

9.4.1. DESCRIÇÃO E CÁLCULO DAS PERDAS DE CARGA E PRESSÕES DO SISTEMA

A solução técnica objeto de estudo prevê a instalação de uma turbina na futura a montante da “Sobrepessora de Valença”, em que o caudal turbinado, proveniente graviticamente do reservatório R1 de Ganfei, será de 25,0 l/s.

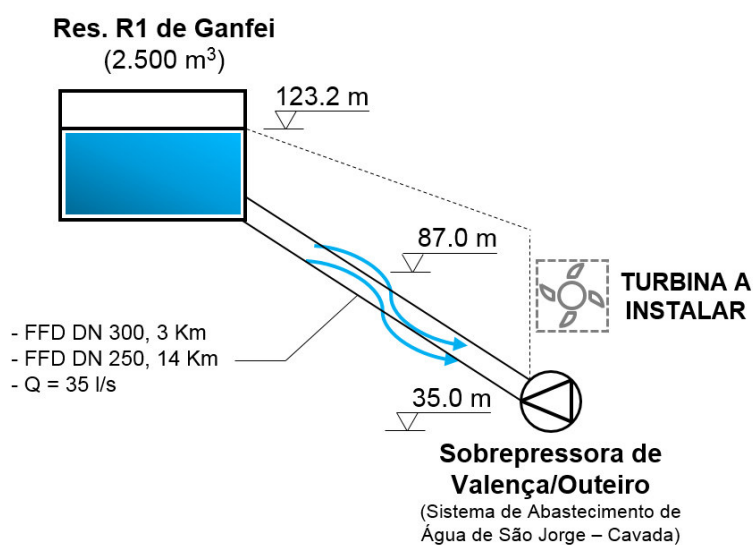


Figura 9.10 – Esquema do cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Sobrepessora de Valença].

Para o cálculo das perdas carga totais do sistema também foi utilizada a metodologia do capítulo 9.2.1. As tabelas 9.13 e 9.14 apresentam os valores calculados para as perdas de carga nos troços de tubagem e as pressões existentes nos nós.

Tabela 9.13 – Perdas de carga totais calculadas e cotas piezométricas nos troços, para o caudal de 25,0 l/s.

Troço	L (m)	DN (mm)	V (m/s)	J (m/m)	Piez _{Mon.} (m)	Piez _{Jus.} (m)
R1 Ganfei - DN300-250	3.000	300	0,35	0,0005	123,2	121,6
DN300-250 - EE Outeiro	14.000	250	0,51	0,0013	121,6	103,4

Tabela 9.14 – Pressões calculadas nos nós, para o caudal de 25,0 l/s.

Nós	Cota (m)	Pressão (m.c.a.)
R1 Ganfei	123,2	0,0
DN300-250	87,0	34,6
EE Outeiro	53,0	50,4

Para o caudal de turbinamento de 25,0 l/s, inferior ao caudal de ponta de projeto (45,0 l/s), a altura piezométrica em EE Outeiro é de 50,4 m. Com base nesse desnível energético, será estudada a instalação de uma micro-turbina para produção de energia e colocação desta na rede elétrica nacional.

9.4.2. SELEÇÃO DO TIPO DE TURBOMÁQUINA HIDRÁULICA (TURBINA)

De acordo com os valores apurados ($Q = 25,0$ l/s e $H = 50,4$ m), é efetuada a seleção da turbina a considerar no cenário em estudo, usando para tal também o catálogo de características técnicas de um fornecedor de turbinas do mercado espanhol (Tecnoturbinas, S.L.).

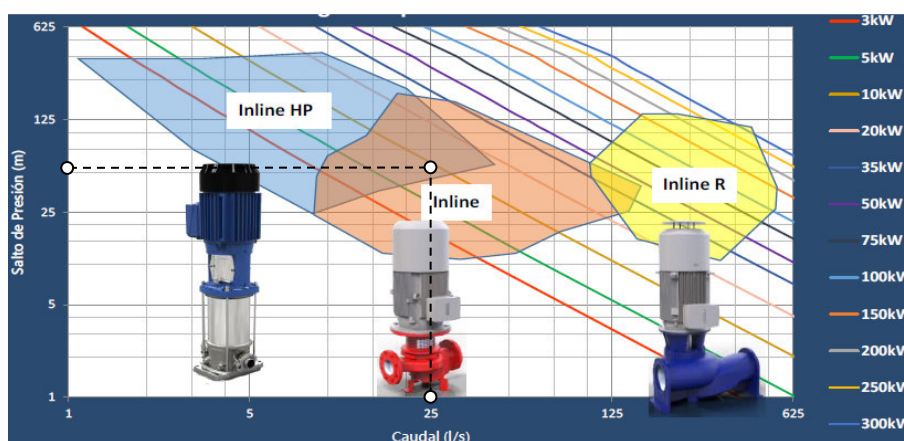


Figura 9.11 – Seleção da turbina a instalar através do diagrama de turbinas HYDROGEN (Anexo n.º 4).

A turbina selecionada, HYDROGEN tipo “Inline”, apresenta uma potência útil de cerca de 10 kW, o que corresponde a um rendimento no intervalo de 75% a 80%.

9.4.3. CÁLCULO DA PRODUÇÃO ENERGÉTICA

De seguida, com base na potência útil, a produção energética é calculada tendo em consideração a sua mobilização no tempo, ou seja, a produção de energia será contínua nas 24 horas do dia para 12 meses.

Tabela 9.15 – Produção energética anual para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Sobrepressora de Valença].

Cenário de Turbinamento [R1 de Ganfei – Sobrepressora de Valença]		
	Peso Específico da Água (γ) [N/m³]	9.810,0
	Caudal (Qp) [m³/s]	0,025
Inputs	Altura (H) [m]	50,4
	Rendimento da Turbina [%]	0,8
	Período de Turbinamento Diário (Δt) [h]	24,0
	Potência Instalada (Pi) [kW]	12,4
Outputs	Potência Útil (Pu) [kW]	9,9
	Produção Energética Anual (E) [MW.h]	86,6

Tendo em consideração os cálculos efetuados, a produção energética anual (E) para o cenário de turbinamento em estudo, [R1 de Ganfei – Sobrepressora de Valença], será de 86,6 MW.

9.4.4. CÁLCULO DA REMUNERAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA INJETADA NA RESP

Aqui também foi considerada a expressão 4.1 (para UPAC) e a metodologia exposta no capítulo 4.3.2 (para UPP). Para o cenário de turbinamento em estudo, [R1 de Ganfei – Sobrepressora de Valença], apresentam-se os resultados do cálculo da remuneração.

Tabela 9.16 – Remuneração da energia elétrica injetada na RESP para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Sobrepressora de Valença].

Cenário de Turbinamento [R1 de Ganfei – Sobrepressora de Valença]			
UPAC	Inputs	Energia Fornecida à RESP ($E_{\text{fornecida}}$) [MW.h]	86,6
		Média Aritmética Simples dos Preços de Fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia para Portugal (OMIE) - Dez. 2016	0,06193
	Output	Remuneração da Eletricidade Fornecida à RESP (R_{UPAC}) [€]	4.828,11
UPP	Inputs	Energia Fornecida à RESP ($E_{\text{fornecida}}$) [MW.h]	86,6
		Tarifa de Referência para o Ano 2017 [€/MW.h]	95,00
		Percentagem sobre a Tarifa Referência (Cat. I - Energ. Hídrica) [%]	60,0
	Output	Remuneração da Eletricidade Fornecida à RESP (R_{UPP}) [€]	4.937,52

Para o estudo de caso em questão foi apenas considerado o valor da remuneração da energia elétrica injetada na RESP considerando a instalação como uma Unidade de Pequena Produção (UPP), em que a energia produzida é injetada na totalidade na rede. O parâmetro do OMIE foi calculado tendo por base o mês de dezembro de 2016 e a tarifa de referência relativa ao ano de 2017 (95,00 EUR/MW.h). Com efeito, a remuneração da energia elétrica injetada na RESP (para UPP) é de 4.937,52 EUR/Ano.

9.4.5. ANÁLISE SENSIBILIDADE ECONÓMICA DA SOLUÇÃO TÉCNICA PROPOSTA

Foram avaliados os custos do investimento inicial e de manutenção para a CMH, para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Sobrepressora de Valença], tendo como base as expressões 7.8 e 7.9 e a metodologia exposta na tabela 7.1.

Os resultados obtidos estão apresentados na tabela 9.17.

Tabela 9.17 – Custos de investimento de conceção e construção do aproveitamento hidroelétrico para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Sobrepressora de Valença].

Cenário de Turbinamento [R1 de Ganfei – Sobrepressora de Valença]	
Inputs	Potência Instalada (Pi) [kW]
	12,4
	Custo da Turbina (incl. Gerador) / BFT [€]
	6.500,00
Outputs	Valor da Obra (V _{obra}) [€]
	26.837,18
	Custo da Construção Civil (CMH) [€]
	5.000,00
Outputs	Custo do Equipamento Eletromecânico (Cee) [€]
	779,06
	Custo dos Estudos e Projetos (Cep) [€]
	1.458,25
	Custo de Instalação [€]
	14.558,12
Outputs	Custo do Aproveitamento Hidroelétrico [€]
	28.295,42
Outputs	Custo de Manutenção e Operação [€]
	1.414,77

Para o cenário de turbinamento preconizado foi realizada a análise económica (Anexo n.º 7), tendo-se obtido o seguinte: VAL = 12.696,25 EUR; TIR = 12,3% (> taxa atualiz. de 8%); PRC = 3,1; e IR = 1,5.

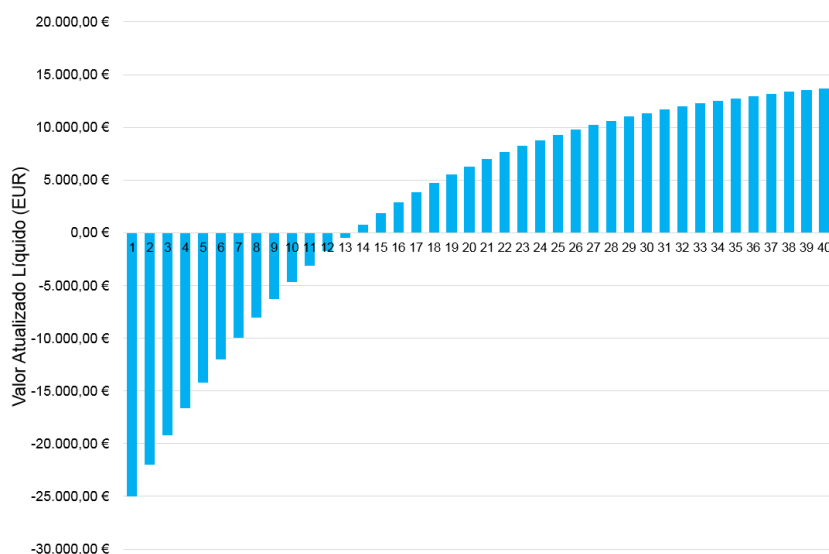


Figura 9.12 – VAL para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Sobrepressora de Valença].

9.5. COMPARAÇÃO DE RESULTADOS DOS CENÁRIOS DE TURBINAMENTO

De seguida, é apresentado o resumo dos resultados obtidos para os diferentes cenários de turbinamento do caso de estudo.

Tabela 9.18 – Resultados obtidos para os três cenários de turbinamento.

Estudo de Caso	Cenários de Turbinamento		
	[R1 de Ganfei – RVila (Cerveira)]	[R1 de Ganfei – Ponto de Entrega RVila]	[R1 de Ganfei – Sobrepressora de Valença]
Caudal Turbinado	0,045 m³/s	0,035 m³/s	0,025 m³/s
Tempo de Turbinamento	24 Horas	24 Horas	24 Horas
Potência Útil	9,7 kW	18,1 kW	9,9 kW
Produção Energética Anual	85,1 MW	128,8 MW	86,6 MW
Custo da Turbina (incl. Gerador)	6.500,00 €	11.000,00 €	6.500,00 €
Custo Total do Investimento Inicial	28.282,81 €	43.095,97 €	28.295,42 €
Custo de Manutenção e Operação Anual	1.414,14 €	2.154,80 €	1.414,77 €
Receita de Venda de Energia à RESP Anual	4.849,35 €	9.052,11 €	4.937,52 €
Valor Atualizado Líquido	11.741,38 €	36.251,96 €	12.696,25 €
Taxa Interna de Rentabilidade	12%	16%	12%
Período de Recuperação de Capital Investido	3,2	2,1	3,1
Índice de Rentabilidade	1,4	1,9	1,5

Numa primeira abordagem aos resultados apresentados para as diferentes propostas analisadas, aquela se torna mais vantajosa do ponto de vista técnico e económico é a do cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Ponto de Entrega RVila]. No entanto, importa realçar que esta proposta técnica não contempla o custo da construção da câmara do ponto de entrega, bem como os trabalhos acessórios que permitiriam a ligação da UPP à rede elétrica, ou seja, iria haver um agravamento do custo inicial.

Por outro lado, o estudo e análise ao cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – RVila (Cerveira)] foi efetuado prevendo a alteração do diâmetro de parte da tubagem num dos troços da conduta adutora e a ligação do sistema ao RVila, para permitir aumentar o desnível energético a montante do RVila e, dessa forma, viabilizar o cenário em estudo. Ora essa medida, exacerba o investimento inicial do aproveitamento hidroelétrico, o que determinará o “abandono” desta solução (que se tornará inviável).

Relativamente à energia produzida por ano, como esta depende da potência útil e do tempo de turbinamento, verifica-se que o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Ponto de Entrega RVila] é aquele que apresenta uma maior quantidade de energia produzida por ano.

Como o Índice de Rentabilidade (IR) está relacionado com o respetivo Valor Atualizado Líquido (VAL), um projeto torna-se aceitável (rentável) quando este mesmo índice é superior à unidade (> 1). Porém, ainda se torna mais rentável quanto maior for o VAL e, com base nos resultados obtidos, verifica-se que o maior IR é do cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Ponto de Entrega RVila] – 1,9 – para um VAL de 36.251,96 EUR.

Assim, em face do exposto, e analisando os resultados conseguidos para o cenário de turbinamento [R1 de Ganfei – Sobrepressora], concluiu-se que será a alternativa mais atrativa ao investidor, isto porque é uma proposta técnica que não requer custos adicionais de alterações de condições do projeto inicial do sistema em exploração e, do ponto de vista económico, recupera o investimento num muito curto espaço de tempo e apresenta uma TIR muito superior à taxa normal de atratividade (normalmente associada ao juro de investimento de baixo risco).

10

CONCLUSÕES

10.1. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo teve como objetivo principal caracterizar e avaliar a aplicabilidade de soluções alternativas que podem ser empregues com o intuito de recuperar energia hidráulica dissipada em sistemas de abastecimento de água. Para tal, recorreu-se a um caso de estudo hipotético, em tudo semelhante a tantos sistemas de distribuição de água existentes, onde se analisaram três variantes que se acharam viáveis quer técnica quer economicamente. Acima de tudo, este trabalho possibilitou cimentar conhecimentos já adquiridos de carácter estruturais, hidráulicos e mecânicos relacionados, em especial, com sistemas de abastecimento de água e componentes envolvidas.

Os objetivos traçados no início do ano letivo para este projeto foram alcançados de forma satisfatória mas não na sua plenitude, visto que, o estudo de vários casos de aplicabilidade em instalações teste e em casos reais seria mais aliciante e que certamente iria enriquecer e alicerçar as conclusões tiradas no presente capítulo.

A utilização de sistemas adutores, cuja principal função corresponde ao abastecimento de água, e adaptá-los ou concebê-los também para a produção energética, reveste-se do maior interesse e deve ser visto como uma importante mais-valia, uma vez que grande parte das componentes do sistema (circuito hidráulico, reservatórios e órgãos acessórios do tipo válvulas de controlo) já fazem parte do projeto inicial, bastando, por isso, conceber a componente que diz respeito à central e todo o equipamento adjacente de forma a adaptá-lo ao sistema adutor, sem prejuízo da sua função principal.

Ao longo das redes de abastecimento de água da AdNORTE existe uma grande dissipação de energia, quer pela utilização de válvulas redutoras de pressão, quer pela instalação de válvulas altimétricas a montante dos reservatórios. As válvulas redutoras de pressão e as válvulas de controlo altimétrico promovem uma diminuição de pressão nas redes de abastecimento para valores requeridos e o controlo da piezométrica. Associada a essa diminuição de pressão, existe uma dissipação de energia que poderá ser “aproveitada” para a produção de energia para autoconsumo das próprias instalações, ou, em contrapartida, ser injetada na rede elétrica nacional [4].

Daí, o estudo da instalação de micro-turbinas nesses locais, ditos estratégicos do ponto de vista energético (como a montante dos reservatórios) e que simultaneamente garantam a pressão adequada na rede e produzir energia, poderão constituir um investimento atrativo aos promotores que explorem sistemas de abastecimento de água, como é o caso da AdP [5].

Relativamente ao estudo técnico-económico desenvolvido, este permitiu concluir que a aplicação de uma micro-turbina é uma alternativa viável a ser instalada em sistemas adutores desde que garantidos alguns pressupostos, nomeadamente na presença de desnível energético acentuado e caudal constante.

10.2. RECOMENDAÇÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Atualmente, a política energética nacional e os regimes jurídicos vigentes incentivam e promovem a produção descentralizada de eletricidade em baixa tensão por particulares, bem como a investigação científica nesta área. O presente trabalho pretendeu trazer uma mais-valia ao nicho de mercado que é a microgeração hídrica, onde se exalta a quase inexistência de projetos de referência e a dificuldade em encontrar estudos relacionados com a sua viabilidade e implementação. O estabelecer de um estudo de “*Análise Técnico-económica de Instalações de Recuperação da Energia Hídrica em Sistemas de Abastecimento de Água*” apresenta por si só um contributo positivo e inovador nesta área, visto esta ser uma temática recente e de implementação diminuta em Portugal, e do interesse dos parceiros públicos concessionários de construção e exploração de sistema de abastecimento de água em “alta”.

O trabalho efetuado determinou os procedimentos necessários a realizar na avaliação de projetos desta natureza, apresentando as principais variáveis que influenciam o seu desempenho energético e viabilidade económica, com especial ênfase na otimização dos locais do sistema que potenciem a instalação de turbinas. As conclusões retiradas neste trabalho realçam o carácter específico de cada projeto, podendo ajudar e impulsionar novos estudos, projetos e investimentos nesta área, não só de iniciativa pública como também privada.

Por isto tudo, as principais recomendações e desenvolvimentos futuros identificados por este trabalho incidem essencialmente em:

- Devido ao curto espaço de tempo em que esta dissertação foi elaborada, foram descurados alguns aspetos no que toca à intuição da utilização da aplicação. Considera-se que esta ainda não se encontra “*user-friendly*” e que ainda podem ser dados passos positivos nesse sentido;
- Apesar de, no decorrer deste trabalho de dissertação se terem encontrado algumas dificuldades, nomeadamente na obtenção de dados reais para que a análise técnico-económica realizada permitisse obter resultados mais verossímeis, pode-se considerar que foi dado um contributo positivo no que diz respeito à aplicabilidade a um caso de estudo do Grupo Águas de Portugal. Além disso, a realização deste trabalho (projeto piloto de referência) permite impulsionar novos projetos que futuramente poderão ser desenvolvidos e capitalizados;
- Na eventualidade de ser obtida informação relativa a outros fabricantes, será possível efetuar uma análise fidedigna acerca do comportamento dos custos de investimento tendo em conta outras tecnologias e gamas de potência. Assim, de acordo com os casos a que cada tecnologia se adapta, poderá ser dado um melhor contributo para se identificarem as situações com maior probabilidade de possuírem viabilidade económica;
- Ponderar a análise técnico-económica do investimento de instalação de PAT em sistemas de abastecimento de água, dado que esta solução técnica, a curto prazo, poderá trazer benefícios ao investidor público, nomeadamente às empresas do Grupo Águas de Portugal;
- A promoção de candidaturas a programas de financiamento externo para a viabilização (redução do investimento inicial) de projetos de conceção e construção de centrais de produção descentralizada baseadas em energia hídrica poderá ser uma importante medida. As despesas com a produção de energia elétrica para autoconsumo a partir de fontes de energias renováveis serão financiadas até 30% do montante de investimento total elegível da candidatura (POSEUR – Programa Operacional Sustentabilidade e Eficiência no Uso de Recursos).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] APREN. *Boletim de Energias Renováveis – Abril de 2016*. 6 páginas, Lisboa, 2016.
- [2] ATKINS *et al.* *Projeto de Execução da Interligação do Sistema de São Jorge com o Sistema de Valença – Memória Descritiva*. 55 páginas, Lisboa, 2006.
- [3] Castro, R. *Introdução à Energia Mini-Hídrica*. Instituto Superior Técnico, 38 páginas, Lisboa, 2001.
- [4] CEEETA. *Estudo de Viabilidade de Aproveitamento Mini-Hídrico – Pequena Central Hidroelétrica da Barragem da Queimadela*. Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e do Ambiente, 21 páginas, Lisboa, 2007.
- [5] CEEETA. *Estudo de Viabilidade de Aproveitamento Mini-Hídrico – Pequena Central Hidroelétrica da ETAR de Lordelo*. Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e do Ambiente, 22 páginas, Lisboa, 2007.
- [6] Cerdeira, S. *Avaliação Regional do Potencial Mini-Hídrico através de Sistemas de Informação Geográfica*. Dissertação submetida para satisfação dos requisitos do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, *Major Energia*, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2010.
- [7] Correia, M. *Conversão de Energia em Centrais Mini-Hídricas: Estudo das Tecnologias e Determinação do Potencial Hidroelétrico*. Dissertação submetida para satisfação dos requisitos do grau de Mestre em Engenharia Eletromecânica, Universidade da Beira Interior, 2009.
- [8] Correia, M. *et al.* *Análise Técnico-económica na Aplicação de Grupo Hidrogerador em Condutas de Adução*. Atas da Conferência de Engenharia da Universidade da Universidade da Beira Interior, 6 páginas, Covilhã, 2009.
- [9] Costa, A. *O Setor da Eletricidade Renovável em Portugal*. Associação Portuguesa de Energias Renováveis, 30 páginas, Setúbal, 2016.
- [10] Fernandes, R. *Controlo de um Gerador Hidroelétrico Utilizado na Recuperação de Energia numa Conduta de Água*. Dissertação submetida para satisfação dos requisitos do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica, ramo de Automação e Eletrónica Industrial, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2011.
- [11] Ferreira, R. *Sistemas Hidroelétricos Autónomos do Tipo Pumped Hydroelectric Storage*. Dissertação submetida para satisfação dos requisitos do grau de Mestre em Engenharia Civil, opção de Hidráulica, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2015.
- [12] Ferreira, R. P. *Aproveitamento de Energia em Sistemas de Abastecimento de Água*. Dissertação submetida para satisfação dos requisitos do grau de Mestre em Engenharia Civil, perfil de Hidráulica e Ambiente, Universidade do Minho, 2015.
- [13] GIBB. *Projeto de Execução da Interligação do Sistema de São Jorge com o Sistema de Valença – Memória Descritiva do Reservatório de Ganfei*. 51 páginas, Lisboa, 2006.
- [14] Gomes, V. *Avaliação de Projetos de Investimento: Elaboração de um Estudo de Viabilidade Económico-Financeira*. Relatório de Estágio submetido para satisfação dos requisitos do grau de Mestre em Gestão, Universidade de Coimbra, 2011.
- [15] HIDROERG. *Energia Hídrica*. 3 páginas, Lisboa, 2016.

- [16] JMR *et al.* *Manual de Instruções de Funcionamento e Manutenção da Estação Sobrepressora de Outeiro/Valença e Reservatório de Ganfei*. 47 páginas, Braga, 2010.
- [17] Leitão, A. *As Energias Renováveis. Estratégia Nacional para o Desenvolvimento das Mini-Hídricas – Intenções e Realidade*. Encontro Nacional de Engenharia Civil, 16 páginas, Porto, 2011.
- [18] Leitão, A. *Em Nome da Energia Hidroelétrica – Da Memória Centenária ao Futuro Sustentável*. 8 páginas, Lisboa, 2012.
- [19] Leitão, A. *Interligação das Pequenas Centrais Hidroelétricas com a Rede Elétrica Nacional*. Conferência sobre Energia Elétrica de Fontes Renováveis, 9 páginas, Porto, 2013.
- [20] Machado, M. *Microturbinas em Redes de Abastecimento de Água*. Dissertação submetida para satisfação dos requisitos do grau de Mestre em Sistemas Energéticos Sustentáveis, Universidade de Aveiro, 2015.
- [21] MAOTE. *Enquadramento do Novo Regime de Produção Distribuída*. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, 29 páginas, Lisboa, 2014.
- [22] Monterroso, A. *A Qualidade dos Estudos de Impacte Ambiental – O Caso dos Projetos de Mini-Hídricas em Portugal*. Dissertação submetida para satisfação dos requisitos do grau de Mestre em Planeamento e Projeto do Ambiente Urbano, Faculdade de Engenharia e de Arquitetura da Universidade do Porto, 2005.
- [23] Moreira, F. *Procedimento para Opção Técnico-económica para Turbina Hídrica de Superfície*. Dissertação submetida para satisfação dos requisitos do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, *Major* Energia, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2011.
- [24] Moreira, R. *Potencial Hidroelétrico Português Desaproveitado*. Dissertação submetida para satisfação dos requisitos do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, *Major* Energia, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2009.
- [25] Oliveira, A. *Recuperação de Energia Hidráulica em Sistemas de Distribuição de Água – O Uso de Bombas a Funcionar como Turbinas*. Relatório de Projeto submetido para satisfação dos requisitos do grau de Mestre em Engenharia Civil, opção de Hidráulica, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2008.
- [26] Rocha, J. *Metodologia de Projeto de Sistemas de Produção de Eletricidade Descentralizada baseados em Energia Hídrica*. Dissertação submetida para satisfação dos requisitos do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, *Major* Energia, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2008.
- [27] Ramos, H. *et al.* *O Benefício Económico e Ambiental da Produção de Energia Renovável em Sistemas Adutores*. Instituto Superior Técnico, 16 páginas, Lisboa, 1999.
- [28] Ramos, H. *et al.* *Válvulas Redutoras de Pressão e Produção de Energia*. 7.º Congresso da Água, Associação Portuguesa dos Recursos Hídricos, 14 páginas, Lisboa, 2004.
- [29] Santos, F. *Avaliação do Potencial Energético Associado a uma Válvula Redutora de Pressão – Caso de Estudo*. Dissertação submetida para satisfação dos requisitos do grau de Mestre em Engenharia Civil, Universidade da Beira Interior, 2010.
- [30] Silva, J. *Microturbinas em Redes de Abastecimento de Água*. Dissertação submetida para satisfação dos requisitos do grau de Mestre em Sistemas Energéticos, Universidade de Aveiro, 2011.

- [31] Simas, D. *Análise Técnico-económica da Construção e Exploração de Mini-Hídricas*. Relatório da Disciplina de Projeto Individual do 5.º Ano da Licenciatura em Engenharia Civil, Universidade do Minho, 2008.
- [32] Sousa, J. *Análise Técnico-económica da Produção de Energia em Sistemas de Abastecimento de Água – Caso do Aproveitamento de Fins Múltiplos dos Socorridos*. Dissertação submetida para satisfação dos requisitos do grau de Mestre em Engenharia Civil, perfil de Hidráulica e Ambiente, Universidade do Minho, 2015.
- [33] <http://www.andritz.com/hydro/hy-large-new-installations-standard.htm>
- [34] <http://availabletechnologies.pnnl.gov/technology.asp?id=373>
- [35] http://classroom.orange.com/pt/turbina-pelton_1.html
- [36] <http://www.cink-hydro-energy.com/en/2-cell-crossflow-turbine>
- [37] http://www.eskom.co.za/AboutElectricity/VisitorCentres/Pages/Palmiet_Pumped_Storage_Scheme.aspx
- [38] <http://www.ossberger.de/cms/pt/hydro/ossberger-turbine>
- [39] <http://www.orengine.com/en/orengine-international-hydro-turbines-francis.php>
- [40] <https://www.renewablesfirst.co.uk/wp-content/uploads/Water-jet-impinging-on-the-rotor-of-a-Turgo-turbine.jpg>
- [41] <http://rentricity.com/offerings/equipment>
- [42] http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0100-69162004000100025
- [43] <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0925857415302421>
- [44] <http://www.slideshare.net/KeithVaugh/hydropower-11538342>
- [45] <http://www.valvulas.tecnilab.pt/conteudo/areas-actuacao/valvulas/vach-flucon-valvula-controlo/vach-fvc-controlo-nivel/flucon-controlo-nivel-altimetric>
- [46] <http://www.vaportec.com.br/blog/o-que-sao-valvulas-redutoras-de-pressao>
- [47] Decreto-lei n.º 226-A/2007, de 31 de maio:
Regime da utilização dos recursos hídricos.
- [48] Decreto-lei n.º 363/2007, de 2 de novembro:
Estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de unidades de microprodução.
- [49] Decreto-lei n.º 118-A/2010, de 25 de outubro:
Simplifica o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de microprodução, e procede à segunda alteração ao Decreto-lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, e à segunda alteração ao Decreto-lei n.º 312/2001, de 10 de dezembro.

[50] Decreto-lei n.º 34/2011, de 8 de março:

Estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de miniprodução.

[51] Decreto-lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro:

Procede à terceira alteração ao Decreto-lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de unidades de microprodução, e à primeira alteração ao Decreto-lei n.º 34/2011, de 8 de março, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por unidades de miniprodução.

[52] Decreto-lei n.º 153/2014, de 20 de outubro:

Cria os regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo e ao da venda à rede elétrica de serviço público a partir de recursos renováveis, por intermédio de unidades de pequena produção.

[53] Portaria n.º 1450/2007, de 12 de novembro:

Fixa as regras do regime de utilização dos recursos hídricos.

[54] Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro:

Estabelece os critérios para a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral na tarifa de uso global do sistema aplicável às atividades do Sistema Elétrico Nacional.

[55] Portaria n.º 42-A/2016, de 9 de março:

Define a tarifa de referência aplicável durante o corrente ano à eletricidade vendida na sua totalidade à Rede Elétrica de Serviço Público, oriunda de unidades de pequena produção que utilizam fontes de energia renovável.

[56] Portaria n.º 20/2017, de 11 de janeiro:

Define a tarifa de referência aplicável durante o corrente ano à eletricidade vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público (RESP), oriunda de unidades de pequena produção (UPP) que utilizam fontes de energia renovável.

ANEXO N.º 1 – LOCALIZAÇÃO DAS SOBREPRESSORAS DE VALENÇA E DE OUTEIRO



Planta de localização (41°57'45.39"N | 8°42'56.48"W).

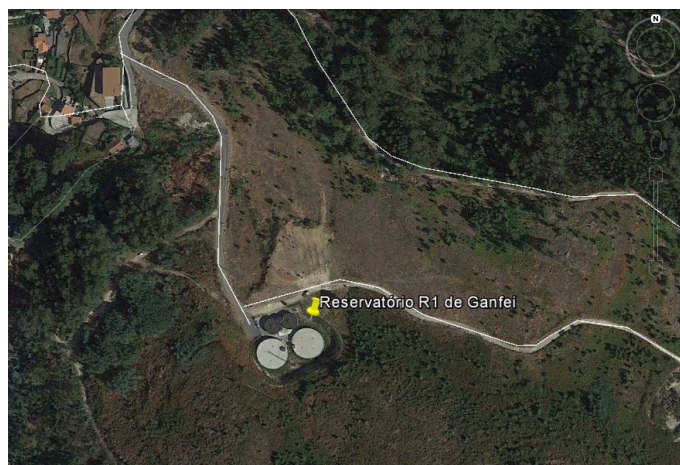


Circuitos hidráulicos das Sobrepessoras de Valença e de Outeiro.



Grupos eletrobomba da Sobrepessora de Valença.

ANEXO N.º 2 – LOCALIZAÇÃO DO RESERVATÓRIO R1 DE GANFEI



Planta de localização (42° 2'29.64"N | 8°36'25.15"W).



Panorama superior das células do Reservatório R1 de Ganfei.



Panorama lateral das células do Reservatório R1 de Ganfei.

ANEXO N.º 3 – LOCALIZAÇÃO DO RESERVATÓRIO RVILA (VILA NOVA DE CERVEIRA)



Planta de localização (41°56'15.17"N | 8°44'22.95"W).



Panorama lateral do Reservatório RVila (Vila Nova de Cerveira).



Panorama superior do Reservatório RVila (Vila Nova de Cerveira).

ANEXO N.º 4 – CATÁLOGO DO FORNECEDOR DE MICRO-TURBINAS (TECNOTURBINES, S.L.)



TECNOTURBINES
POWERING WATER

Expertos en recuperación de energía
mediante turbinas hidráulicas

WWW.TECNOTURBINES.COM

HYDROREGEN

TURBINA PARA VENTA A RED
O AUTOCONSUMO



Genera electricidad a partir de un caudal circulante y un salto de presión de 10 m o superior.



Genera energía entre 15 y 500 kw.



La energía puede ser inyectada a la red para su venta o para consumo propio.



Sistema de control electrónico de velocidad patentado.



Control remoto vía web o smartphone





Monitorización remota a partir de pc o smartphone a través de SCADA integrado en el panel de control.



Sistema de mantenimiento predictivo, gracias a la instalación de un caudalímetro.



Apto para agua potable, agua de riego o agua marina.



Rápida amortización de 3 a 5 años y larga vida útil hasta 25 años.



Rendimiento superior al 75% en las equipaciones más pequeñas, incrementándose para mayores potencias.



Diseño a medida en función de las condiciones hidráulicas existentes.



Mínimos costes de obra civil: La turbina se instala en línea con el conducto de caudal existente.



Fácil mantenimiento, muy similar a una bomba convencional.



Cuatro modos diferentes de control programables:
1. Maximizar la potencia (MPPT)
2. Maximizar eficiencia (MEPT)
3. Control de presión
4. Control de caudal



Sistema de seguridad de parada automática en caso de fallo en la red.



Posibilidad de instalación de varias turbinas en paralelo con un mismo cuadro de control.

> Sustitución de válvulas reguladoras de presión

01

> Aprovechamiento de sobrepresiones a la entrada de depósitos.

02

> Modernización de antiguas mini-centrales hidráulicas

03

> Recuperación de energía en plantas desaladoras.

04

> Recuperación de energía en redes de agua potable.

05

> Recuperación de energía en redes de riego

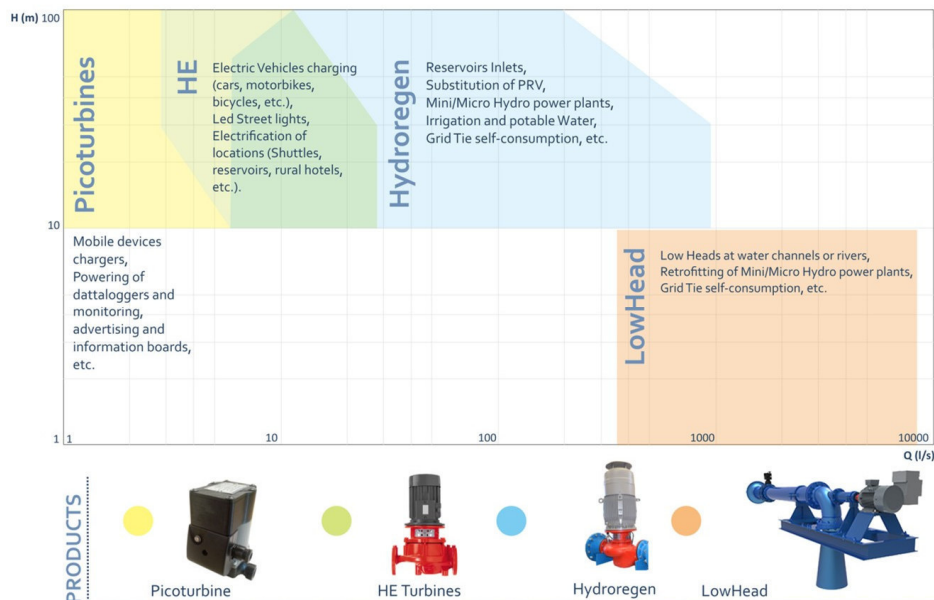
06

> Plantas de tratamiento de aguas

07

> Cualquier lugar con un alto de presión superior a 10 m.

08



MicroRegen Turbine

Our 'MicroRegen' Turbines range in size from approximately 2kW up to 25kW and are similar to our 'HydroRegen' Turbines in operation and appearance but have simpler electronic controls for the lower power and hydraulic conditions required. The MicroRegen Turbines are also for grid connection and on site consumption and can be used with single or 3 phase electricity.

Technical range of our 'MicroRegen' grid connected Turbines:

Power range (min-max) – For our MicroRegen Turbines	2kW – 25kW
Efficiency (%)	60% – 75%
Pressure drop range (min-max)	15 metres – 110 metres
Inlet and Outlet diameters (min-max)	50mm – 150mm
Flow Range (min -max)	10 l/s – 90 l/s
Pressure and flow control, algorithms for 4 different working modes	• Maximum Power Point Tracking • Maximum Efficiency Point Tracking • Pressure Point Regulation • Flow Point Regulation

HydroRegen Turbine

Our Turbines use a patented innovative electronic regenerative braking system combined with hydraulic control, which has created a solution for energy recovery in situations not achievable before.

The Turbine is mounted 'in-line' or 'in-parallel' with the existing water pipes and has a very compact design. Traditional turbines usually operate by complex mechanical systems of adjustable vanes to provide high efficiency under variable hydraulic conditions (flow and pressure jump). Without these mechanical control systems, smaller hydro installations have only been possible under very stable hydraulic conditions, which means the turbine efficiency can be very low.

In recent years electronic regenerative braking systems have been developed and used in many fields of industry, particularly in electric vehicles capable of recovering energy during braking (deceleration) in a controlled manner. An advanced example of these systems is the KERS used in Formula 1.

When combining this regenerative braking technology together with smaller hydro turbines, the control range and efficiency become similar to those obtained by traditional mechanical turbines at a very much lower cost.

There is no need to run the generator at the synchronous speed of the national electric grid. Regardless of generator spin speed, the controlled electronic system recovers the energy coming from the generator, and converts this energy to the standard regulated voltage and frequency to feed into either the grid or for on-site use.

Technical range of our 'HydroRegen' grid connected Turbines:

Power range (min-max) – For our HydroRegen Turbines	25kW – 315kW* – *Turbines placed in parallel for larger powers
Efficiency (%)	70% – 80%
Pressure drop range (min-max)	15 metres – 130 metres
Inlet and Outlet diameters (min-max)	65mm – 350mm
Flow Range (min -max)	60 l/s – 560 l/s* *Turbines can be placed in parallel for larger flows
Pressure and flow control, algorithms for 4 different working modes	• Maximum Power Point Tracking • Maximum Efficiency Point Tracking • Pressure Point Regulation • Flow Point Regulation



• Características

- ✓ Los sistemas de turbinas Microregen (hasta 25kw) e Hydroregen (a partir de 25kw) están diseñados para estar interconectados a la red.
- ✓ La energía generada por la turbina puede ser autoconsumida o inyectada a la red eléctrica para su venta.
- ✓ Pueden ser utilizadas con agua potable o agua de riego. ⁽¹⁾
- ✓ Panel de control SCADA fácil e intuitivo con registros históricos (sólo para los sistemas Hydroregen).
- ✓ Sistema de control electrónico patentado.
- ✓ Monitorización remota vía web o Smartphone.
- ✓ Fácil mantenimiento, similar al de cualquier bomba convencional.
- ✓ Mantenimiento predictivo siempre y cuando se disponga de medida de caudal continua (sólo para sistemas Hydroregen).
- ✓ Parada automática de seguridad en caso de fallo de suministro a la red eléctrica. Función anti-isla y anti-embalamiento.
- ✓ Sistema adaptado a la normativa vigente de conexión a red en distintos países.



- ✓ Acoplamiento directo entre la turbina y el generador.
- ✓ Alta eficiencia.
- ✓ Bridas de entrada y salida alineadas para facilitar la instalación en línea con la tubería existente o en paralelo con una válvula reductora de presión.
- ✓ Costos mínimos de obra civil.
- ✓ Rápida amortización, entre 2 y 5 años.
- ✓ Larga vida útil de 25 años.

• Aplicaciones

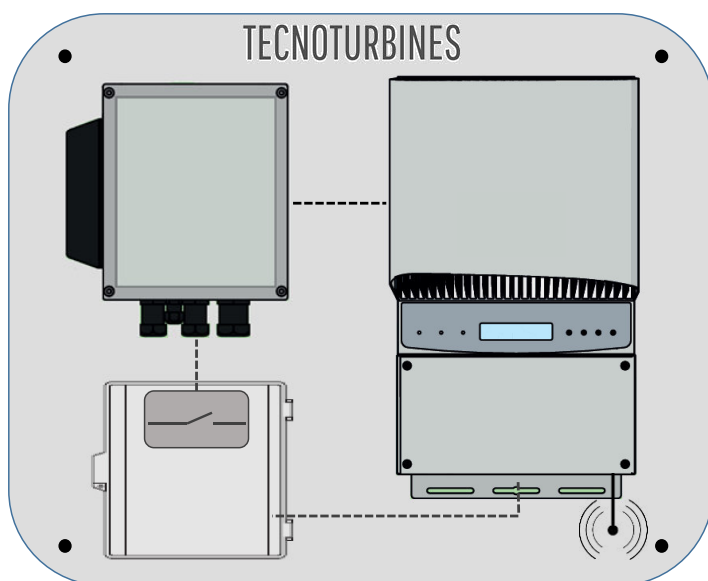
- ✓ Aprovechamiento energético en válvulas reguladoras de presión o caudal.
- ✓ Aprovechar la sobrepresión existente en la entrada de agua de un depósito.
- ✓ Instalación aguas abajo de una presa, descargando sobre un río o canal.
- ✓ Modernización de mini-centrales hidráulicas obsoletas.
- ✓ Saltos de agua de más de 10 metros.

(1) Para otros fluidos, por favor, contactar con nuestro distribuidor local o con el departamento técnico de Tecnoturbinas.

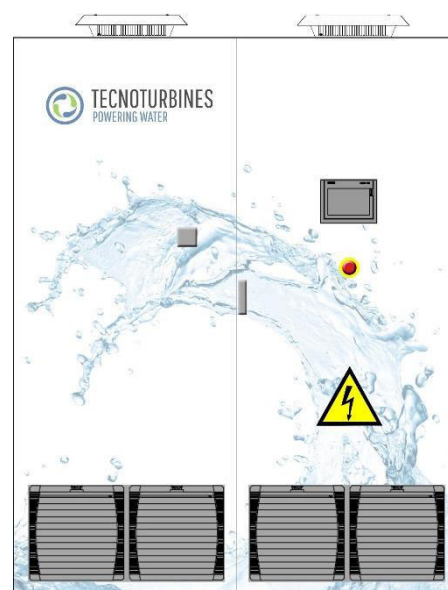
Especificaciones eléctricas

SISTEMA DE CONTROL	MicroRegen	HydroRegen
GENERADOR ELÉCTRICO		
Tipo	3 fases, síncrono de imanes permanentes, IEC TEFC	3 fases, asíncrono de jaula de ardilla, IEC TEFC
Voltaje de salida [Vac]	272	400
Aislamiento eléctrico	Clase F (155)	
Eficiencia	IE4	IE2 o IE3 (según modelo)
IP	IP55	
CONEXIÓN A RED		
Rango de tensión de la red [Vac]	180 a 264 (1 fase) 320 a 480 (3 fases)	380 a 480 (3 fases) o 500 a 690 (3 fases) dependiendo de la potencia
Rango de frecuencia de la red [Hz]	50±3 o 60±3	47 a 63
Potencia de salida [kW]	2 a 25 (según modelo)	25 a 900 (según modelo)
Cos φ	0.9 -1	1
PROTECCIONES		
Protecciones estándar	Sobretensión, sobrecorriente, cortocircuito y embalamiento.	
Protecciones de conexión a red ⁽²⁾	Anti-isla, huecos de tensión, tiempo seguro de reconexión, límites de voltaje, límites de frecuencia y otras configurables de acuerdo con la normativa local vigente de cada país.	
CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO DEL CUADRO DE CONTROL		
Temperatura de trabajo / Temperatura de refrigeración	-20 a +60°C (máximo recomendado 45°C)	-10 a 55°C (máximo recomendado 40°C)
Humedad	10 a 90% sin condensación	10 a 90% sin condensación
Altitud [m]	2000 sin perder prestaciones	1000 sin perder prestaciones
IP Cuadro de control	IP65	IP33 (opcional IP54)

(2) Programadas en fábrica para cumplir con el código de conexión a red vigente en cada país.



Sistema Microregen



Sistema HydroRegen

Especificaciones de la turbina

TIPO DE TURBINA	Inline	Inline R	Inline HP
SISTEMA DE CONTROL ASOCIADO	Hydroregen o Microregen	Hydroregen	Hydroregen o Microregen
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS			
Diseño	Acoplamiento directo en línea con la conducción existente		
Montaje	Eje vertical u horizontal	Eje vertical	Eje vertical u horizontal
Acoplamiento	Bridas según EN1092-2		Bridas según EN1092-2 ó rosca según EN ISO 228-1
Diámetros de entrada/salida mm(según modelo)	32 a 200	150 a 350	25 a 125
Estanqueidad	Cierre mecánico		
Tipo de cojinete	Rodamiento estándar de bolas		
Fluidos turbinables	Agua potable, agua de riego, agua bruta de río, agua caliente sanitaria y agua de refrigeración		
MATERIALES			
Cuerpo principal	Fundición gris		Acero inox AISI 304
Rodete	Fundición gris, bronce o acero inoxidable		Acero inox AISI 304
Eje	Acero templado		Acero inox AISI 304
Acople generador	Fundición gris		Fundición gris
Juntas	DPAF, libre de asbestos		EPDM
CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO (según modelo)			
Salto de presión [metros]	10 a 198	10 a 135	25 a 400
Caudal [litros/segundo]	8 a 150	105 a 510	1 a 45
Presión máxima [bar]	16	16 (opcional 25)	16 a 40 según modelo
Velocidad nominal [RPM]	1500 o 3000	1000 o 1500	1500 o 3000
Temperatura fluido [°C]	-30 a 140		-20 a 140
Eficiencia global [%]	50 a 75	70 a 78	45 a 68



Turbina Inline



Turbina Inline R



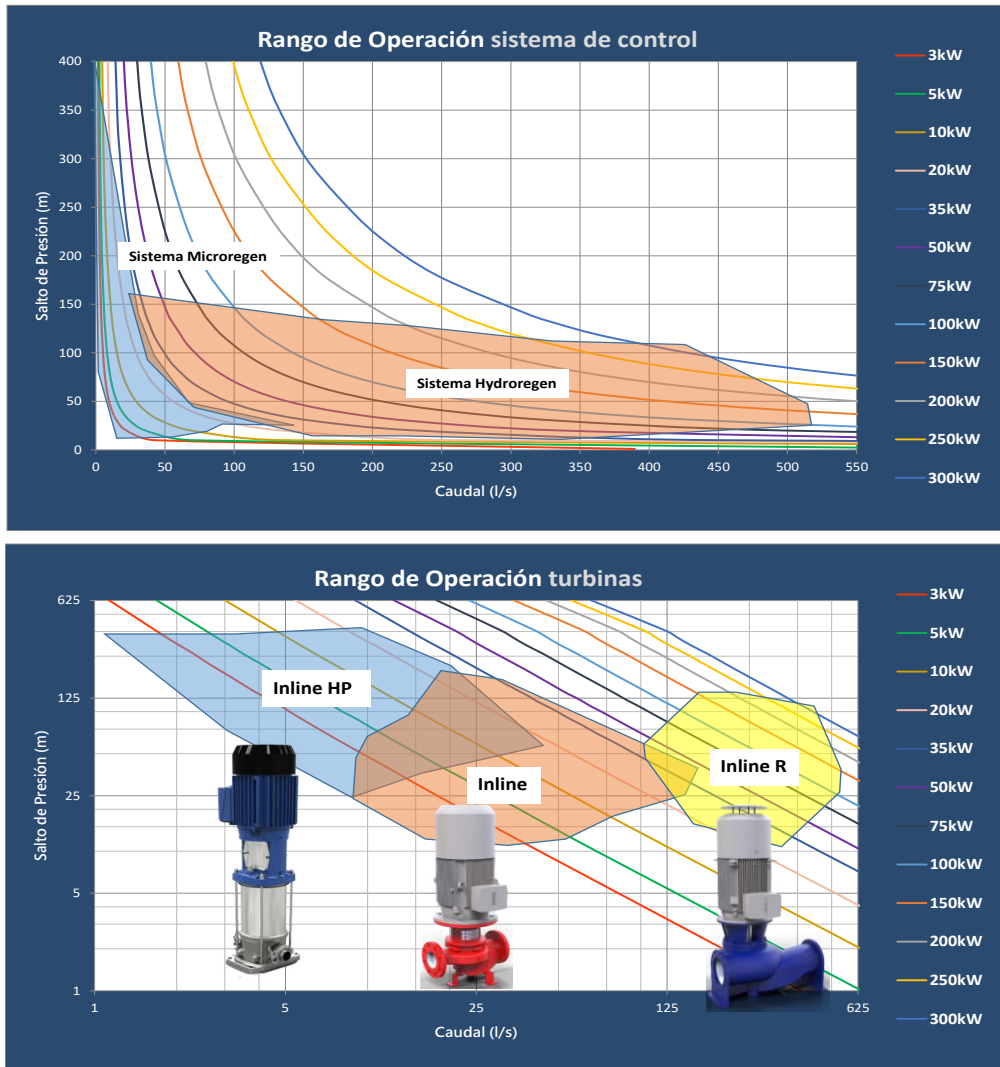
Turbina Inline HP

Tecnoturbines S.L.

Calle Dinamarca 16. 03160 Almoradí (Alicante) – España

info@tecnoturbines.com www.tecnoturbines.com Tlf.: +34 966177989

- **Rango de operación**



- **Imagen de instalación**



NOTA: Si desea seleccionar la turbina adecuada para su instalación, póngase en contacto con su distribuidor más cercano ó con el departamento técnico de Tecnoturbines.

ANEXO N.º 5 – ANÁLISE SENSIBILIDADE ECONÓMICA DO CENÁRIO DE TURBINAMENTO

[R1 DE GANFEI – RVILA (CERVEIRA)]

Cenário: Turbinamento [R1 de Ganfei – RVila (Cerveira)]					Taxa Atualização: 8,0%	
Ano	Custo Invest.	Custo M & O	Rec. Ener. RESP	Cash-flow Anual	Cash-flow Atuali.	Cash-flow Acumul.
0	-28.282,81 €	0,00 €	0,00 €	-28.282,81 €	-28.282,81 €	-28.282,81 €
1	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	3.180,75 €	-25.102,06 €
2	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	2.945,14 €	-22.156,92 €
3	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	2.726,98 €	-19.429,95 €
4	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	2.524,98 €	-16.904,97 €
5	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	2.337,94 €	-14.567,03 €
6	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	2.164,76 €	-12.402,26 €
7	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	2.004,41 €	-10.397,85 €
8	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	1.855,93 €	-8.541,92 €
9	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	1.718,46 €	-6.823,46 €
10	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	1.591,16 €	-5.232,30 €
11	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	1.473,30 €	-3.759,00 €
12	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	1.364,17 €	-2.394,83 €
13	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	1.263,12 €	-1.131,71 €
14	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	1.169,55 €	37,84 €
15	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	1.082,92 €	1.120,76 €
16	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	1.002,70 €	2.123,47 €
17	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	928,43 €	3.051,90 €
18	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	859,66 €	3.911,55 €
19	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	795,98 €	4.707,53 €
20	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	737,02 €	5.444,55 €
21	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	682,42 €	6.126,97 €
22	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	631,87 €	6.758,85 €
23	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	585,07 €	7.343,91 €
24	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	541,73 €	7.885,64 €
25	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	501,60 €	8.387,25 €
26	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	464,45 €	8.851,69 €
27	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	430,04 €	9.281,73 €
28	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	398,19 €	9.679,92 €
29	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	368,69 €	10.048,61 €
30	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	341,38 €	10.389,99 €
31	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	316,09 €	10.706,09 €
32	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	292,68 €	10.998,77 €
33	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	271,00 €	11.269,77 €
34	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	250,93 €	11.520,69 €
35	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	232,34 €	11.753,03 €
36	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	215,13 €	11.968,16 €
37	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	199,19 €	12.167,35 €
38	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	184,44 €	12.351,79 €
39	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	170,78 €	12.522,57 €
40	0,00 €	1.414,14 €	4.849,35 €	3.435,21 €	158,13 €	12.680,69 €
Total	-28.282,81 €	56.565,61 €	193.973,84 €	109.125,42 €	12.680,69 €	

Cenário de Turbinamento [R1 de Ganfei – RVila (Cerveira)]	
Valor Atualizado Líquido (VAL) [€]	11.741,38
Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) [%]	12,0
Período de Recuperação de Capital Investido (PRC)	3,2
Índice de Rentabilidade (IR)	1,4

ANEXO N.º 6 – ANÁLISE SENSIBILIDADE ECONÓMICA DO CENÁRIO DE TURBINAMENTO

[R1 DE GANFEI – PONTO DE ENTREGA RVILA]

Cenário: Turbinamento [R1 de Ganfei – Ponto de Entrega RVila]					Taxa Atualização:	8,0%
Ano	Custo Invest.	Custo M & O	Rec. Ener. RESP	Cash-flow Anual	Cash-flow Atuali.	Cash-flow Acumul.
0	-43.095,97 €	0,00 €	0,00 €	-43.095,97 €	-43.095,97 €	-43.095,97 €
1	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	6.386,40 €	-36.709,57 €
2	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	5.913,33 €	-30.796,23 €
3	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	5.475,31 €	-25.320,92 €
4	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	5.069,73 €	-20.251,19 €
5	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	4.694,20 €	-15.557,00 €
6	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	4.346,48 €	-11.210,52 €
7	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	4.024,52 €	-7.186,00 €
8	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	3.726,40 €	-3.459,60 €
9	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	3.450,37 €	-9,22 €
10	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	3.194,79 €	3.185,57 €
11	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	2.958,14 €	6.143,71 €
12	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	2.739,02 €	8.882,73 €
13	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	2.536,13 €	11.418,85 €
14	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	2.348,27 €	13.767,12 €
15	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	2.174,32 €	15.941,44 €
16	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	2.013,26 €	17.954,70 €
17	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	1.864,13 €	19.818,83 €
18	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	1.726,05 €	21.544,88 €
19	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	1.598,19 €	23.143,07 €
20	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	1.479,81 €	24.622,87 €
21	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	1.370,19 €	25.993,07 €
22	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	1.268,70 €	27.261,76 €
23	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	1.174,72 €	28.436,48 €
24	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	1.087,70 €	29.524,18 €
25	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	1.007,13 €	30.531,31 €
26	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	932,53 €	31.463,84 €
27	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	863,45 €	32.327,29 €
28	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	799,49 €	33.126,79 €
29	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	740,27 €	33.867,06 €
30	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	685,44 €	34.552,50 €
31	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	634,66 €	35.187,16 €
32	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	587,65 €	35.774,81 €
33	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	544,12 €	36.318,93 €
34	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	503,82 €	36.822,75 €
35	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	466,50 €	37.289,25 €
36	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	431,94 €	37.721,19 €
37	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	399,95 €	38.121,13 €
38	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	370,32 €	38.491,45 €
39	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	342,89 €	38.834,34 €
40	0,00 €	2.154,80 €	9.052,11 €	6.897,31 €	317,49 €	39.151,83 €
Total	-43.095,97 €	86.191,94 €	362.084,49 €	232.796,59 €	39.151,83 €	

Turbinamento [R1 de Ganfei – Ponto de Entrega RVila]	
Valor Atualizado Líquido (VAL) [€]	36.251,70
Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) [%]	16,0
Período de Recuperação de Capital Investido (PRC)	2,1
Índice de Rentabilidade (IR)	1,9

ANEXO N.º 7 – ANÁLISE SENSIBILIDADE ECONÓMICA DO CENÁRIO DE TURBINAMENTO

[R1 DE GANFEI – SOBREPRESSORA DE VALENÇA]

Cenário: Turbinamento [R1 de Ganfei – Sobrepressora de Valença]					Taxa Atualização: 8,0%	
Ano	Custo Invest.	Custo M & O	Rec. Ener. RESP	Cash-flow Anual	Cash-flow Atuali.	Cash-flow Acumul.
0	-28.295,42 €	0,00 €	0,00 €	-28.295,42 €	-28.295,42 €	-28.295,42 €
1	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	3.261,80 €	-25.033,62 €
2	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	3.020,19 €	-22.013,44 €
3	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	2.796,47 €	-19.216,97 €
4	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	2.589,32 €	-16.627,64 €
5	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	2.397,52 €	-14.230,12 €
6	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	2.219,93 €	-12.010,20 €
7	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	2.055,49 €	-9.954,71 €
8	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	1.903,23 €	-8.051,48 €
9	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	1.762,25 €	-6.289,23 €
10	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	1.631,71 €	-4.657,52 €
11	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	1.510,84 €	-3.146,67 €
12	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	1.398,93 €	-1.747,74 €
13	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	1.295,31 €	-452,44 €
14	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	1.199,36 €	746,92 €
15	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	1.110,52 €	1.857,44 €
16	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	1.028,26 €	2.885,69 €
17	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	952,09 €	3.837,78 €
18	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	881,56 €	4.719,34 €
19	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	816,26 €	5.535,61 €
20	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	755,80 €	6.291,41 €
21	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	699,81 €	6.991,22 €
22	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	647,98 €	7.639,19 €
23	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	599,98 €	8.239,17 €
24	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	555,53 €	8.794,71 €
25	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	514,38 €	9.309,09 €
26	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	476,28 €	9.785,37 €
27	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	441,00 €	10.226,37 €
28	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	408,33 €	10.634,71 €
29	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	378,09 €	11.012,79 €
30	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	350,08 €	11.362,88 €
31	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	324,15 €	11.687,02 €
32	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	300,14 €	11.987,16 €
33	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	277,91 €	12.265,07 €
34	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	257,32 €	12.522,39 €
35	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	238,26 €	12.760,65 €
36	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	220,61 €	12.981,26 €
37	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	204,27 €	13.185,53 €
38	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	189,14 €	13.374,66 €
39	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	175,13 €	13.549,79 €
40	0,00 €	1.414,77 €	4.937,52 €	3.522,74 €	162,16 €	13.711,95 €
Total	-28.295,42 €	56.590,84 €	197.500,63 €	112.614,37 €	13.711,95 €	

Turbinamento [R1 de Ganfei – Sobrepressora de Valença]	
Valor Atualizado Líquido (VAL) [€]	12.696,25
Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) [%]	12,3
Período de Recuperação de Capital Investido (PRC)	3,1
Índice de Rentabilidade (IR)	1,5