



UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR
Covilhã | Portugal

**Conversão de Energia em Centrais Mini-Hídricas:
Estudo das Tecnologias e Determinação do
Potencial Hidroeléctrico**

Maria de Matos Costa Correia

(Licenciada)

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Electromecânica

Orientador: Doutor João Paulo da Silva Catalão

Julho de 2009

Dissertação realizada sob orientação de
Professor Doutor Eng.º João Paulo da Silva Catalão

Professor Auxiliar do
Departamento de Engenharia Electromecânica da
UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR

Dedicatória...

Às minhas filhas Carolina e Matilde, e ao Luis...

“Nós não herdamos a terra dos nossos antepassados, pedimos
emprestada aos nossos filhos”

Provérbio Índio

Agradecimentos

O meu profundo e sentido agradecimento a todas as pessoas que contribuíram para a concretização desta dissertação estimulando-me intelectualmente e emocionalmente.

Agradeço à minha família, ao Luis em especial, por toda a ajuda, tempo, apoio e estímulo dispendido.

Ao Professor João Paulo da Silva Catalão, por ter aceitado orientar esta tese, pela orientação do projecto e pela confiança e apoio demonstrado.

Agradeço ao Professor José Carlos Páscoa Marques por toda a ajuda e tempo disponibilizado.

Ao Sr. Eng.º Miguel Ferreira, Administrador da Águas do Zêzere e Côa, S.A. por toda a informação técnica disponibilizada.

Aos Sr. Eng.º Francisco Dias da empresa EnergyTop pela atenção disponibilizada e informação técnica fornecida.

Aos meus colegas de trabalho Eng.º Armelim Pereira, Eng.º Joaquim Gomes, Dr. Carlos Mendes e Dr.^a. Marta Sousa por toda a ajuda e informação técnica disponibilizada.

À amiga Ana Patrícia Salcedas pela disponibilidade.

Se algo proveitoso puder ser extraído deste trabalho, ou do que a partir dele for criado, que reverta unicamente para o benefício e para a continuidade do ser humano.

Resumo

O presente documento tem como principal objectivo fazer uma abordagem aos vários aspectos que integram um projecto de implementação de um aproveitamento hídrico de pequena dimensão e constituir um manual de consulta de forma a ser uma mais-valia para um agente de decisão.

Com o aumento do preço dos combustíveis e a crescente preocupação com o ambiente, nomeadamente com emissões de gases poluentes devido, por exemplo, à utilização de combustíveis fósseis para gerar electricidade, torna-se cada vez mais necessário optar por recursos com menor impacto ambiental e de preferência, renováveis. A promoção e a utilização de fontes de energia renováveis para a produção de energia surgem como necessidade de garantir um desenvolvimento sustentável para a sociedade actual e futura. Uma boa resposta a esta procura é sem dúvida a energia hidroeléctrica.

Considerou-se a temática da produção de energia eléctrica em sistemas adutores porque se reveste de grande interesse e tem uma importante mais-valia, uma vez que grande parte das componentes do sistema já fazem parte do projecto inicial, sendo, por isso, necessário 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.

Sendo tecnicamente viável a implementação de grupos-hidrogeradores em condutas adutoras esta solução só se torna interessante se economicamente viável. Para o efeito procedeu-se à análise técnica e económica de implementação de um grupo gerador num sistema adutor de abastecimento de água.

Palavras Chave:

Central Mini-Hídrica
Válvula Redutora de Pressão
Turbinas
Bombas Funcionando como Turbinas

Abstract

This document aims at making an approach to the various aspects that constitute a project of implementing a small scale hydro system and provide a guide for consultation in order to be an advantage for a decision-maker.

With increasing fuel prices and growing concern about the environment, particularly with emissions of greenhouse gases by, for example, the use of fossil fuels to generate electricity, it becomes increasingly necessary to choose resources with less environmental impact and preferably renewable. The promotion and use of renewable energy sources for power generation appear to need to ensure sustainable development for present and future society. A good response to this demand is undoubtedly the hydropower.

The subject of energy power systems was chosen because adductor systems are of great interest and have an important added value, since most of the components of the system are already part of the initial project, and is therefore necessary to design the component that relates to the central and all of the equipment adjacent to adapt it to the adductor, without prejudice to its primary function.

Being technically feasible to implement hydro-generating groups in adductor conducts this solution is only interesting if economically feasible. To this end an analysis was made of technical and economic implementation of a generating group for a water supply adductor system.

Keywords:

Mini-Hydroelectric Station

Pressure-Reducing Valves

Turbines

Pumps as Turbines

Índice

Capítulo 1 - Introdução	1
1.1 Enquadramento	1
1.2 Objectivos	1
1.3 Estrutura da Dissertação	2
Capítulo 2 – Situação Energética	3
2.1 Enquadramento	3
2.2 Situação Energética no Mundo	4
2.2.1 Compromissos Internacionais para a Sustentabilidade	5
2.3 Situação Energética na Europa	7
2.4 Situação Energética em Portugal	9
2.4.1 Breve Historial da Energia Eléctrica em Portugal	9
Capítulo 3 – Sistemas de Energia Hídrica	15
3.1 Aproveitamento Hidroeléctrico em Portugal	15
3.2 Classificação das Centrais Mini-Hídricas	16
3.3 Aproveitamento Hidroeléctrico de Pequena Dimensão	19
3.4 Organização do SEN e Legislação Aplicável	21
3.4.1 SEN	21
3.4.1.1 SEP	21
3.4.1.2 SEI	22
3.4.2 Produção de Energia Eléctrica em Regime Especial	24
3.4.3 Enquadramento Regulamentar, Procedimentos para o Licenciamento de uma Pequena Central Hídrica	26
Capítulo 4 – Turbomáquinas Hidráulicas	29
4.1 Introdução	29
4.2 Turbinas	29
4.2.1 Principais Órgãos Tecnológicos e Tipos de Turbina	29
4.2.2 Escolha da Turbina	35
4.2.3 Potência e Rendimento	37

4.3 <i>Pumps as Turbines (PAT) – Bombas Funcionando como Turbinas (BFT)</i>	40
4.3.1 Rendimento das BFT	44
Capítulo 5 – Geradores	47
5.1 Tipos de Gerador	47
5.1.1 Gerador Síncrono	49
5.1.2 Gerador Assíncrono	52
5.2 Condições Técnicas de Ligação dos Geradores à Rede Eléctrica	54
Capítulo 6 – Válvula Redutora de Pressão (VRP)	57
6.1 Aplicabilidade da VRP em Sistemas de Abastecimento de Água	57
6.2 Funcionamento da VRP em Sistemas de Abastecimento de Água	58
Capítulo 7 – Análise Técnica e Económica à Produção de Energia Eléctrica num Sistema Adutor de Abastecimento de Água em Alta Aplicando um Grupo Hidro – Gerador	61
7.1 Enquadramento do Troço da Conduto Adutora em Análise	61
7.2 Avaliação da Produção de Energia Eléctrica	65
7.2.1 Energia Eléctrica Produzível	65
7.2.2 Parâmetros Influenciadores	67
7.3 Análise de Viabilidade Económica	69
7.3.1 Modelos de Avaliação	69
7.3.2 <i>Custo Nivelado de Electricidade (CNE)</i>	72
7.3.3 Cálculo da Remuneração em Regime Especial	73
7.3.4 Plano de Exploração	77
7.4 Análise Técnica / Prática da Produção de Energia Eléctrica na CPC do Troço B	79
Capítulo 8 - Conclusões	85
Referências Bibliográficas	87
Anexo A	89

Anexo B	91
Anexo C	93
Anexo D	95
Anexo E	97
Anexo F	99

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Dependência energética do exterior em 2006	7
Figura 2.2 – Evolução da potência eléctrica instalada em Portugal	11
Figura 2.3 – Evolução da produção de energia eléctrica em Portugal	11
Figura 2.4 – Origem do consumo de energia eléctrica – SEN 2000	12
Figura 2.5 – Origem do consumo de energia eléctrica – SEN 2008	12
Figura 2.6 – Origem do consumo de energia eléctrica – SEN 2000 / 2008	13
Figura 2.7 – Potência renovável instalada – 2004	13
Figura 2.8 – Potência renovável instalada – 2007	14
Figura 2.9 – Potência renovável instalada – 2008	14
Figura 3.1 – Evolução da potência eléctrica instalada em PCH	15
Figura 3.2 – Evolução da produção de energia eléctrica em PCH	16
Figura 3.3 – Evolução da percentagem de consumo total de energia eléctrica em PCH	16
Figura 3.4 – Albufeira de CMH com regularização de caudal	18
Figura 3.5 – CMH a fio de água	18
Figura 3.6 – Principais elementos que constituem uma CMH	19
Figura 3.7 – Modelo organizativo do SEN	21
Figura 3.8 – Modelo organizativo simplificado do SEN	22
Figura 3.9 – Mercado regulado e mercado liberalizado	24
Figura 4.1 – Esquema simplificado de uma turbina Pelton	31
Figura 4.2 – Pormenor do jacto de água a incidir nas pás da turbina Turgo	32
Figura 4.3 – Esquema simplificado de uma turbina Turgo	32
Figura 4.4 – Esquema simplificado de uma turbina de uma turbina de fluxo cruzado com regulador manual	33
Figura 4.5 – Turbina Kaplan em corte	34
Figura 4.6 – Esquema simplificado de funcionamento da turbina Francis de eixo vertical	34
Figura 4.7 – Esquema simplificado de constituição da turbina Francis de eixo vertical	35
Figura 4.8 – Tabela gráfica de selecção de turbinas para CMH	36
Figura 4.9 – Andamento típico das curvas de rendimento dos diferentes tipos de turbinas	37
Figura 4.10 – Curvas típicas de rendimento das turbinas	38
Figura 4.11 – Bomba centrífuga a funcionar como bomba	41
Figura 4.12 – Bomba centrífuga a funcionar como turbina	41

Figura 4.13 – Curvas de altura, potência de eixo, rendimento versus vazão para a bomba e BFT _____	42
Figura 4.14 – Domínios de funcionamento de uma bomba hidráulica em regime variável __	43
Figura 4.15 – Eficiência bomba e turbina, para $Q = Q_R$ – diagrama de colinas _____	45
Figura 4.16 – Caudal turbinado versus rendimento esperado _____	46
Figura 4.17 – Caudal turbinado versus queda útil _____	46
Figura 6.1 – Diferentes tipos de VRP _____	58
Figura 6.2 – Modo genérico de funcionamento de uma VRP do tipo convencional _____	59
Figura 6.3 – Modo de funcionamento activo de diferentes sistemas de VRP _____	60
Figura 7.1 – Localização do troço B na conduta principal do subsistema de abastecimento de água do Sabugal – Meimoa – Belmonte _____	62
Figura 7.2 – Lei típica de consumos diários _____	68
Figura 7.3 – Curva de consumos diários no troço B _____	79
Figura 7.4 – Caudal mensal no troço B ao longo do ano de 2008 _____	80
Figura 7.5 – Curva dos caudais cronológicos _____	80
Figura 7.6 – Comportamento do grupo gerador – ECOWATT tipo AS/75 _____	83

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 – Classificação das CMH quanto à potência eléctrica instalada	17
Tabela 3.2 – Classificação das CMH quanto à altura da queda de água	17
Tabela 4.1 – Resumo das características e aplicações dos diversos tipos de turbinas	39
Tabela 5.1 – Desvios máximos admissíveis na ligação dos geradores síncronos à rede eléctrica	54
Tabela 7.1 – Reservatórios de água inicialmente propostos a serem abastecidos pelo subsistema adutor Sabugal – Meimoa - Belmonte	63
Tabela 7.2 – Tabela de Amortizações	78
Tabela 7.3 – Custos associados à implementação do aproveitamento hidroeléctrico na CPC do troço B	84
Tabela 7.4 – Resultados dos modelos de análise de viabilidade económica	84

Lista de Siglas

- BEP** – *Point of the Best Efficiency*
- BFT** – *Bomba Funcionando como Turbina*
- CAE** – *Contrato de Aquisição de Energia*
- CLTRAP** – *Convenção sobre a Poluição Atmosférica Transfronteira a Longa Distância*
- CMH** – *Central Mini Hídrica*
- CNE** – *Custo Nivelado de Electricidade*
- COP** – *Conferência das Partes*
- CPC** – *Câmara de Perda de Carga*
- CUR** – *Comercializador de Ultimo Recurso*
- DGGE** – *Direcção Geral de Geologia e Energia*
- EMEP** – *Programa de Vigilância da Poluição Atmosférica a Longa Distância para a Europa*
- ERSE** – *Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos*
- ETA** – *Estação de tratamento de Água*
- f.e.m.** – *força electro motriz*
- FFD** – *Ferro Fundido Dúctil*
- ICLEI** – *Conselho Internacional para Iniciativas Ambientais Locais*
- IR** – *Índice de Rentabilidade*
- m.c.a.** – *metro coluna de água*
- PAH** – *Pequenos Aproveitamentos Hídricos*
- PAT** – *Pumps as Turbines*
- PCH** – *Pequenas Centrais Hídricas*
- PEAD** – *Polietileno de Alta Densidade*
- PRC** – *Período de Recuperação de Capital Investido*
- PRE** – *Produção em Regime Especial*
- PRO** – *Produção em Regime Ordinário*
- REN** – *Rede Eléctrica Nacional*
- RND** – *Rede Nacional de Distribuição*
- RNT** – *Rede Nacional de Transporte*
- RSU** – *Resíduos Sólidos Urbanos*
- SEI** – *Sistema Eléctrico Independente*
- SEN** – *Sistema Eléctrico Nacional*

SENV – *Sistema Eléctrico Não Vinculado*

SEP – *Sistema Eléctrico Público*

TIR – *Taxa Interna de Rentabilidade*

UNECE – *Comissão Económica para a Europa das Nações Unidas*

VAL – *Valor Actual Líquido*

VRP – *Válvula Redutora de Pressão*

CAPÍTULO

1

Introdução

1.1 Enquadramento

Portugal é um dos países da União Europeia com maior potencial hídrico por explorar conjuntamente com o impulso que se está a dar em toda a Europa às energias renováveis por causa dos problemas ambientais e dos compromissos adoptados em Quioto, são fortes motivações para a realização deste estudo.

A publicação do Decreto-lei nº 189/88, de 27 de Maio, primeira legislação orientada para a promoção da produção de energia eléctrica a partir de recursos renováveis, combustíveis nacionais ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, bem como da cogeração, representou um marco fundamental na história da produção independente em Portugal [1].

Esta dissertação surge da ideia de aproveitar a energia hidráulica contida em sistemas adutores de abastecimento de água e transformá-la em energia eléctrica.

1.2 Objectivos

Pretende-se com este trabalho realizar uma abordagem geral aos aproveitamentos hídricos de pequena dimensão, enquadrados no actual contexto económico, político e ambiental associados ao desenvolvimento de novos sistemas de aproveitamento de energia, nomeadamente a recuperação e/ou aproveitamento de energia hidráulica em sistemas adutores de abastecimento de água.

Sendo tecnicamente viável a implementação de grupos hidro-geradores nas condutas adutoras, esta solução só se torna interessante se for economicamente viável.

Os sistemas adutores possuem excesso de energia ou carga hidráulica devido, entre outros factores, ao seu perfil altimétrico; para se obter uma linha piezométrica homogénea ao longo

do sistema adutor é necessário actuar em vários campos de forma a dissipar o excesso de energia ou carga hidráulica; é neste campo que se torna útil o estudo da implementação de grupos hidro-geradores de forma a aproveitar essa energia disponível, que é prejudicial para o bom funcionamento do sistema adutor.

Surge então a necessidade da existência de estudos e análises com o objectivo de ser útil e servir de orientação ao agente de decisão nos diversos sectores.

1.3 Estrutura da Dissertação

O texto da presente dissertação está organizado em oito capítulos.

Após o primeiro capítulo onde se descreve o enquadramento e objectivos da dissertação, o capítulo 2 descreve a situação energética em Portugal, Europa e no Mundo, com ênfase aos Acordos e Compromissos Internacionais para a sua sustentabilidade.

O capítulo 3 descreve o aproveitamento hidroeléctrico em Portugal, dando ênfase às mini-hídricas, bem como a organização do Sistema Eléctrico Nacional e legislação aplicável.

O capítulo 4 aborda as turbomáquinas hidráulicas, com relevância às turbinas, seus tipos e características.

O capítulo 5 aborda os geradores, com ênfase aos geradores síncronos, tendo em atenção que são os mais utilizados em pequenos aproveitamentos hidroeléctricos.

O capítulo 6 descreve, de uma maneira geral, o funcionamento da válvula redutora de pressão.

O capítulo 7 faz a análise técnica e económica à produção de energia eléctrica num sistema adutor de abastecimento de água, aplicando um grupo gerador.

O capítulo 8 apresenta as conclusões da dissertação.

CAPÍTULO

2

Situação Energética

2.1 Enquadramento

A água é uma substância abundante na Terra, cobrindo cerca de três quartos da superfície do planeta, encontra-se principalmente nos oceanos e calotas polares, e também na atmosfera sob a forma de nuvens, nos continentes em rios, lagos, glaciares e aquíferos, para além da que está contida em todos os organismos vivos.

Estão disponíveis no nosso planeta diversos recursos energéticos, que normalmente são classificados em três grupos:

- Energias não renováveis;
- Energias renováveis;
- Energias alternativas.

Fazem parte das energias não renováveis, também consideradas combustíveis fósseis, o petróleo, gás natural e carvão. As energias alternativas, conforme o nome indica, surgem como alternativa e são, entre outras, o nuclear, o hidrogénio, etc. No grupo das energias renováveis estão incluídas todas as formas de energia que se renovam e são consideradas inesgotáveis, tais como a energia eólica, hídrica, biomassa/biogás, solar, dos oceanos, das marés e das ondas.

A promoção e a utilização de fontes de energia renováveis para a produção de energia surgem como necessidade de garantir um desenvolvimento sustentável para a sociedade actual e futura.

No actual cenário do sector energético a elevada utilização de fontes de energia não renováveis e o elevado consumo de energia que se regista, evidencia a forte dependência política e económica dos países industrializados face aos países produtores de petróleo. Não será novidade que estes combustíveis (petróleo, carvão e gás natural), estando a ser extraídos

a um ritmo superior ao que se formam, irão desaparecer, mais cedo ou mais tarde, e os países que deles dependem devem, desde já, preparar-se para esse facto.

A dependência política, económica e a extinção dos combustíveis fósseis são assuntos que passam despercebidos à maior parte da população, no entanto, os impactos ambientais surgiram recentemente como o principal motivo de preocupação e consciencialização das populações para os assuntos relacionados com a energia.

Portugal é um dos países da União Europeia com maior potencial hídrico por explorar e maior dependência energética do exterior, mas também dos que menos cresceu em capacidade hídrica nos últimos 30 anos.

É necessária uma complementaridade otimizada que dê resposta efectiva ao crescimento do consumo e assegure, em simultâneo, um funcionamento sustentado do sistema eléctrico. Um exemplo claro é a ligação entre os novos objectivos estabelecidos para a energia eólica e hídrica. Um crescimento sustentável da produção eólica está fortemente relacionado com a expansão da capacidade dos empreendimentos hídricos, nomeadamente nos que tenham ciclo de bombagem. Pode-se assim, nas horas de menor consumo, utilizar-se a energia eólica para bombear e armazenar energia hídrica nas albufeiras, que será posteriormente utilizada nos períodos de maior procura de electricidade, em particular se estes forem coincidentes com baixos níveis de vento.

2.2 Situação Energética no Mundo

O crescimento global na história recente, especialmente nas economias emergentes como a China ou a Índia, foi muito maior do que o antecipado, colocando a questão da disponibilidade de energia nas prioridades da agenda mundial. Olhando para o futuro, os especialistas concordam que mais energia primária irá ser necessária até 2020 e prevêem a duplicação da procura de energia a nível mundial até 2050 [2].

O Conselho Mundial de Energia prevê que, até 2050, a “mistura” energética será composta de pelo menos, oito fontes de energia, tais como o Carvão, Petróleo, Gás, Nuclear, Hidroeléctrica, Biomassa, Eólica e Solar, sem que nenhuma exceda uma quota de 30% de mercado.

Na apresentação das conclusões do 20º Congresso Mundial de Energia, o Conselho Mundial de Energia, afirmou que para se alcançar um futuro energético sustentável irá ser necessário

um nível de cooperação global sem precedentes entre indústria e governos e uma integração mais profunda dos mercados energéticos regionais e internacionais.

2.2.1 Compromissos Internacionais para a Sustentabilidade

Para tentar travar o aumento da poluição e as consequências que daí advém para o planeta, em geral, e para os seres vivos, em particular, vários países tentam concentrar esforços e concertar medidas que todos têm de adoptar e seguir [3].

O empenhamento político internacional levou, nos últimos anos, a intensificar as iniciativas para conter os problemas ambientais. Apresenta-se de seguida um resumo das iniciativas mais importantes desde 1972 até aos nossos dias.

- 1972 - Primeiros estudos sobre o estado do ambiente. Foi publicado o relatório - Os Limites do Desenvolvimento, pelo Clube de Roma, onde se alerta para as consequências da continuação do crescimento da actividade humana, nomeadamente, chuva ácida, esgotamento das fontes energéticas e aumento dos níveis de emissões poluentes, sem ter em conta as limitações impostas pelo planeta.

- 1979 - Convenção de Genebra.

Convenção sobre a Poluição Atmosférica Transfronteira a Longa Distância (CLTRAP) negociada ao nível da *Comissão Económica para a Europa das Nações Unidas* (UNECE) que constitui o primeiro instrumento legal com obrigações relacionadas com as questões de poluição atmosférica numa amplitude regional. Para além de fixar os princípios gerais da cooperação internacional para a redução da poluição atmosférica, a CLTRAP estabelece um quadro institucional que conjuga a investigação e as políticas neste âmbito [4]. A CLTRAP tem também como objectivo que as Partes limitem tanto quanto possível, o transporte a longa distância, reduzam e previnam a poluição atmosférica, bem como, que desenvolvam políticas e estratégias de combate à emissão de poluentes atmosféricos, através da monitorização, investigação e troca de informação. O documento emergente da CLTRAP entrou em vigor em 1983 e dela fazem parte 8 protocolos específicos, que são:

- Protocolo relativo à Redução da Acidificação, Eutrofização e Ozono Troposférico (1999);
- Protocolo relativo aos Poluentes Orgânicos Persistentes (1998);

- Protocolo relativo aos Metais pesados (1998);
 - Protocolo relativo a novas reduções de enxofre (1994);
 - Protocolo relativo à redução das emissões de Compostos Orgânicos Voláteis e seus fluxos transfronteiriços (1991);
 - Protocolo relativo à redução das emissões de óxidos de azoto e seus fluxos transfronteiriços (1988);
 - Protocolo relativo à redução das emissões de Enxofre e seus fluxos transfronteiriços (1985);
 - Protocolo relativo ao financiamento a longo prazo do *Programa de Vigilância da Poluição Atmosférica a Longa Distância na Europa* (EMEP) (1984).
- 1987 - Protocolo de Montreal
Protocolo, ao qual aderiram mais de 160 países, vincula os países signatários a eliminarem gradualmente as substâncias que empobrecem a camada de ozono estratosférico.
 - 1991 - Cidades pela protecção do clima
Campanha promovida pelo *Conselho Internacional para as Iniciativas Ambientais Locais* (ICLEI), que oferece subsídios às cidades e países que apoiem programas com vista ao aumento da eficiência energética e à redução das emissões de gases de estufa.
 - 1992 - Cimeira da Terra
Cimeira mundial sobre o ambiente e o desenvolvimento, realizada no Rio de Janeiro, resultando a Declaração do Rio sobre o Ambiente e o Desenvolvimento e a Agenda 21. Foi assinada a Convenção sobre as Alterações Climáticas e a Biodiversidade e feita a redacção do preâmbulo da Convenção contra a Desertificação.
 - 1997 - Protocolo de Quioto
Os países signatários da Convenção sobre as Alterações Climáticas e a Biodiversidade definiram o calendário e o valor da redução dos gases de estufa até 2012, individualizando as políticas a desenvolver.
A União europeia comprometeu-se a reduzir em 8% as emissões de gases com efeito de estufa, relativamente aos valores verificados em 1990. Portugal assinou o protocolo em 1998 e ratificou-o em Maio de 2002, comprometendo-se a limitar o crescimento das emissões de gases com efeito de estufa a 27% entre 2008 e 2012.
 - 2004 - Plano Nacional para as Alterações Climáticas

Foram estabelecidas, em legislação nacional, as medidas a tomar para que Portugal viesse a atingir as metas que lhe estão fixadas no âmbito do Protocolo de Quioto e do Acordo de partilha de responsabilidades da União Europeia.

2.3 Situação Energética na Europa

Conforme descrito no Livro Verde – Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply (2001) [5], a União Europeia está a ficar cada vez mais dependente dos seus fornecedores de energia, cuja cota se estima que crescerá de 50% para 70% nos próximos 20 a 30 anos.

A segurança do abastecimento energético não visa unicamente a auto-suficiência ou minimizar a dependência, mas sim reduzir os riscos associados a essa dependência.

A Figura 2.1 é representativa da dependência energética do exterior, em 2006, de alguns países.

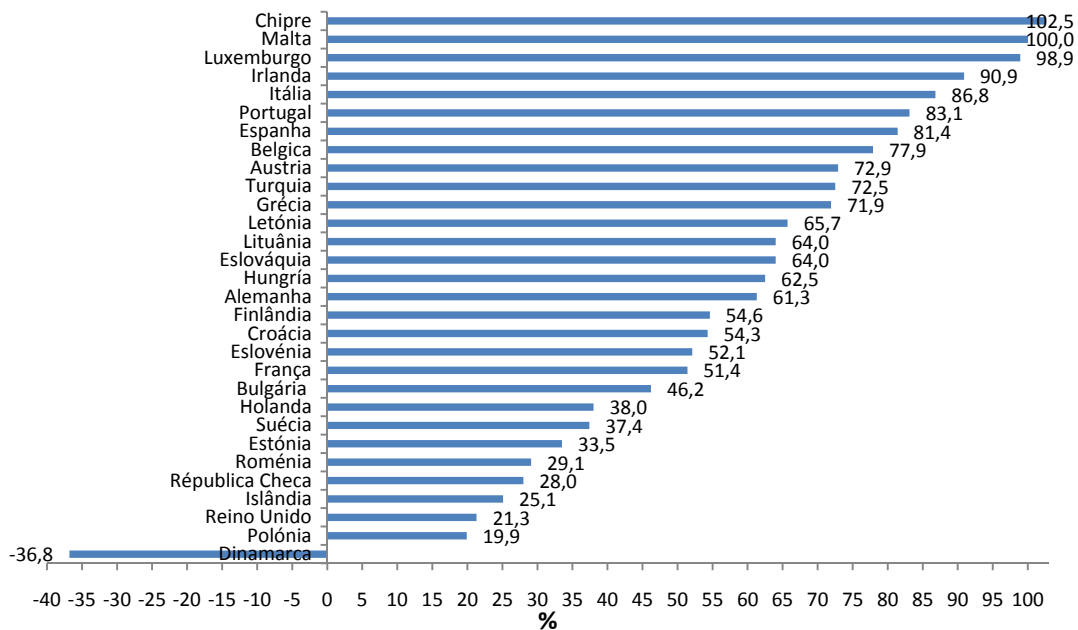


Figura 2.1 - Dependência energética do exterior, em 2006 (extraído de [21])

As energias renováveis podem solucionar muitos dos problemas ambientais, tais como as alterações climáticas, resíduos radioactivos, chuvas ácidas e a contaminação atmosférica. No entanto as fontes de energia limpas não só apresentam melhorias para o ambiente, assim como também oferecem vantagens de natureza estratégica e socioeconómica em relação às energias

convencionais.

O preço da chuva, sol, vento e das ondas foi, é, e será sempre zero [6].

A promoção e utilização de fontes renováveis para a produção de energia surgem como necessidade de garantir um desenvolvimento sustentável para a sociedade actual e futura. É crescente a consciencialização das forças de intervenção e da sociedade em geral para a problemática energética.

Como factores preponderantes na construção do actual cenário do sector energético, podem ser apontados, a larga utilização de fontes não renováveis e o elevado consumo de energia que se regista, sendo evidente a forte dependência energética do exterior e conseqüentemente forte dependência política e económica dos países industrializados face aos países produtores de petróleo. Mais recentemente os impactos ambientais surgiram como o principal motivo de preocupação e consciencialização das populações para os assuntos relacionados com a energia.

Da conferência do Rio, realizada em 1992, resultaram documentos importantes no âmbito da biodiversidade e alterações climáticas, e posteriormente as várias *Conferências das Partes* (COP), das quais se destacam as realizadas em Quioto (1997) e Haia (2000), contribuíram de uma forma relevante para a sensibilização da população no que diz respeito aos impactos do consumo de energia. A diminuição de consumos, o aumento da eficiência energética e a utilização de fontes renováveis surgem como soluções urgentes para uma resolução de um problema que apresenta uma enorme complexidade. É neste sentido que os projectos de aproveitamento de energias renováveis possuem características capazes de promover a equidade social, a eficácia económica e a preservação do ambiente e recursos a longo prazo.

As energias renováveis, que no âmbito da União Europeia são compostas pelas energias solar, hídrica, eólica, biomassa, geotérmica e resíduos, representavam, em 1995, 4,5% do consumo de energias primárias (consumo interno bruto) nos países da União Europeia. A Comissão Europeia comprometeu-se entretanto, através do "Livro Verde para as Tecnologias de Energias Renováveis", a atingir o valor de 12% de energia renováveis em 2010. Com a adopção e implementação do "Livro Branco para as Tecnologias de Energias Renováveis", que é a primeira política coordenada para as renováveis no âmbito da União Europeia, é possível que este tipo de energias se torne a maior fonte endógena de energia na União Europeia. Através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005 e neste quadro, Portugal assumiu o compromisso de produzir, em 2010, 39% da sua electricidade final com origem em fontes renováveis de energia.

2.4 Situação Energética em Portugal

2.4.1 Breve Historial da Energia Eléctrica em Portugal

A utilização da energia hidráulica para a produção de electricidade teve início em Portugal nos finais do século XIX. Os primeiros aproveitamentos, com algumas dezenas a poucas centenas de kW foram instalados perto de rios mais ou menos permanentes, utilizando as quedas criadas pela construção de pequenos açudes em alvenaria, sendo pouco mais que azenhas adaptadas com a instalação de dínamos.

Os primeiros aproveitamentos alimentavam instalações industriais localizadas nas imediações das próprias centrais, tais como, têxteis, moagem, etc. Com o tempo, estas pequenas centrais isoladas começaram a alimentar a iluminação pública das povoações onde se encontravam as instalações industriais, bem como algumas habitações.

Os aproveitamentos, a fio-de-água, apresentavam uma produção muito irregular, o que justifica o facto de em 1926, das 140 centrais de serviço público, só 25% serem hidroeléctricas, das quais só duas com mais de 5 MW de potência: Lindoso e Varosa, alimentando o Porto. Lisboa era alimentada por duas centrais térmicas com potências equivalentes, uma das quais propriedade da Carris. A maior parte das centrais era explorada por entidades privadas de pequena a média dimensão.

A inexistência de uma rede de transporte interligada dificultava a exploração dos recursos nacionais, e o recurso a aproveitamentos a fio-de-água, muito irregulares, impedia a confiabilidade dos fornecimentos.

A construção dos grandes aproveitamentos de albufeira, capazes de assegurar uma regularidade de produção conveniente, implicava investimentos avultados que só poderiam ser realizados com intervenção estatal.

Em meados da década de 30 é dado um significativo impulso à construção de grandes aproveitamentos com a criação da Junta de Electrificação Nacional e a realização sistemática de estudos sobre a exploração das principais bacias nacionais.

A crise económica dos anos 30 e a II Guerra Mundial dificultaram a implementação inicial, tendo sido em Santa Luzia no rio de Unhais da Serra criado o primeiro grande aproveitamento com 24 MW de potência, e entrado ao serviço em 1942.

Na década de 50 entraram em serviço grandes aproveitamentos de albufeira nas bacias do Cávado e do Zêzere e ainda no Douro internacional (Miranda e Picote). A potência total

instalada nestes aproveitamentos é de aproximadamente 1 000 MW e permitiu triplicar a potência disponível até então.

Este foi claramente o período de ouro da hidroelectricidade em Portugal, garantindo com abundância e segurança a satisfação da procura ligada a uma rede crescente. Em 1960, 80% da potência instalada e 95% da energia eléctrica consumida em Portugal tinha origem hidroeléctrica.

Na década de 60 entraram ao serviço apenas três novos aproveitamentos, com uma potência total de 500 MW, tendo entrado ao serviço as primeiras centrais térmicas modernas, a da Tapada do Outeiro e Carregado, com 350 MW.

Nas décadas de 70 e 80, respondendo à rápida evolução dos consumos, são instalados mais 1 500 MW de capacidade hidroeléctrica, incluindo nomeadamente a totalidade da cascata do Douro Nacional (800 MW), elevando a potência hidroeléctrica nacional total para cerca de 3000 MW em 1990. Nas mesmas duas décadas foram instalados 3 000 MW térmicos em Setúbal e Sines, tendo a potência térmica ultrapassado a potência hidroeléctrica disponível de 3 500 MW contra 3 000 MW. A produção hidroeléctrica em 1990 foi de apenas 35% do total, ao invés de 65% de origem térmica.

Ao longo dos anos 90 entraram em serviço mais cerca de 700 MW hídricos, concentrados essencialmente no aproveitamento do Alto Lindoso, no rio Lima com 630 MW, e nalguns pequenos aproveitamentos mini-hídricos. Ao longo desta década entraram em serviço 1 940 MW térmicos, concentrados nas centrais do Pego a carvão, com 628 MW, e da Tapada do Outeiro a gás - ciclo combinado, com 990 MW.

Na década corrente, entraram ao serviço até ao final de 2006 mais 500 MW hídricos, correspondentes essencialmente à central de Alqueva com 260 MW e à central de Frades com 200 MW, ambas equipadas com grupos reversíveis. No mesmo período entraram ao serviço mais 1 650 MW térmicos, concentrados na central do Ribatejo, a gás - ciclo combinado, com 1 180 MW.

A potência hidroeléctrica actualmente instalada é da ordem de 5 000 MW, incluindo 4 580 MW de centrais do regime ordinário e 365 MW em centrais do regime especial (mini-hídricas).

A potência térmica é já francamente superior, da ordem de 7 150 MW, dos quais 5 850 de serviço público e 1 300 do regime especial (co-geração, resíduos florestais).

Na corrente década assiste-se igualmente ao arranque efectivo da instalação de parques

eólicos cuja potência nominal passou de 70 MW nos finais de 2000 para mais de 1 500 MW no final de 2006.

Nas Figuras 2.2 e 2.3 apresenta-se os gráficos da evolução da potência eléctrica instalada em Portugal e da produção de energia eléctrica em Portugal, respectivamente.

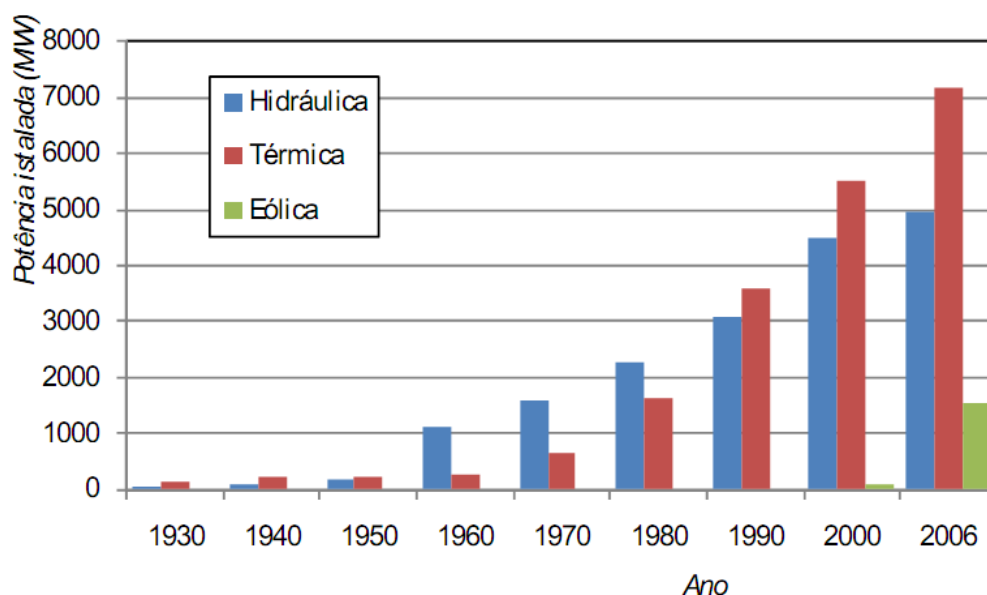


Figura 2.2 - Evolução da potência eléctrica instalada em Portugal (extraído de [23])

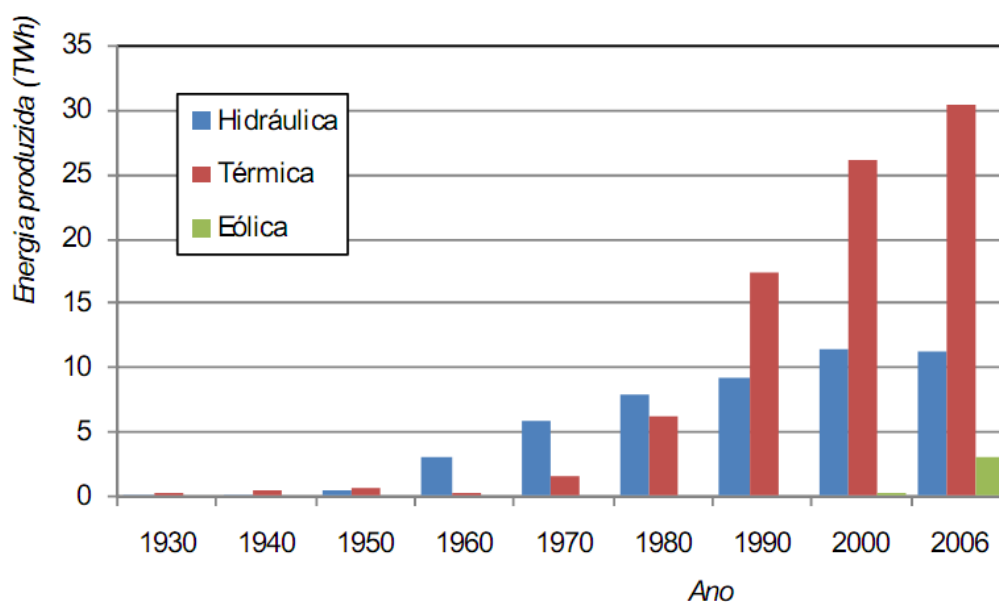


Figura 2.3 - Evolução da produção de energia eléctrica em Portugal (extraído de [23])

No período de 2000 a 2008 o consumo energético do *Sistema Eléctrico Nacional* (SEN) tem evoluído de uma forma quase linear, com um crescimento de aproximadamente 29%. Em

termos globais, verificou-se um aumento da representatividade da *Produção em Regime Especial* (PRE) e do Saldo Importador no consumo do SEN. Paralelamente verificou-se uma diminuição do peso da *Produção em Regime Ordinário* (PRO), como é observado nas Figuras 2.4, 2.5 e 2.6.

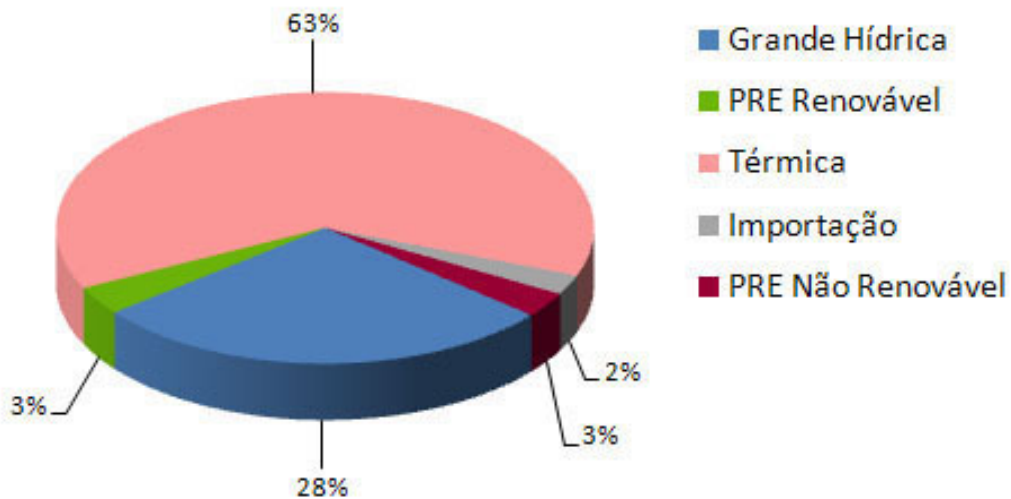


Figura 2.4 – Origem do consumo de energia eléctrica – SEN 2000 (extraído de [7])

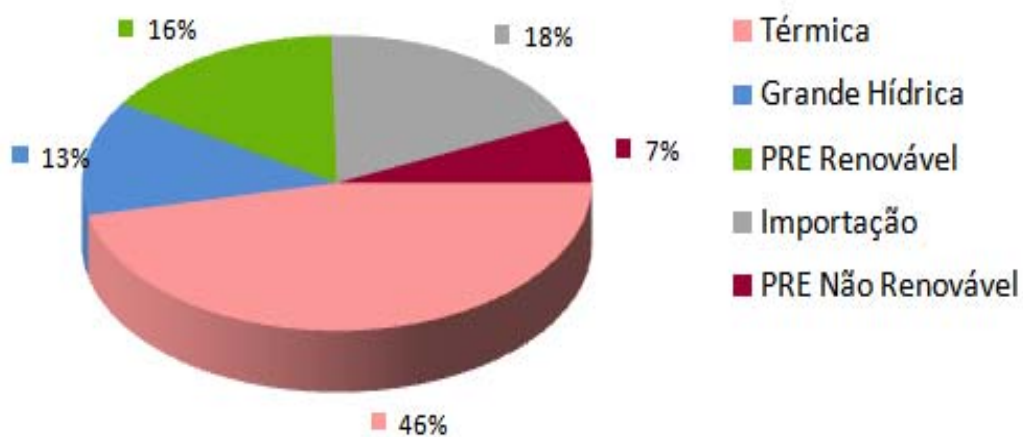


Figura 2.5 – Origem do consumo de energia eléctrico – SEN 2008 (extraído de [7])

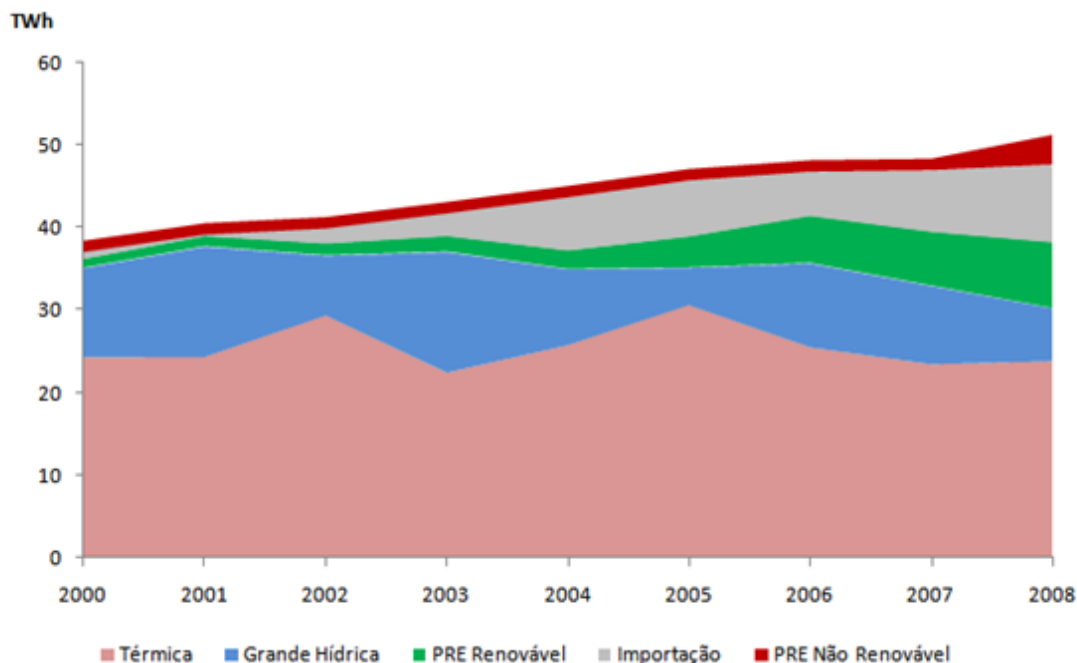


Figura 2.6 – Origem do consumo de energia eléctrica – SEN 2000/2008 (extraído de [7])

Como já foi referido anteriormente, é nesta década que de facto se dá um arranque efectivo na instalação de parques eólicos com o fim de aumentar de forma sustentada a produção de energia eléctrica, aumentando em muito a cota de potência instalada de energia renovável em Portugal. As figuras 2.7, 2.8 e 2.9 mostram a evolução da potência de energia eléctrica renovável instalada, em que se destaca o forte crescimento da eólica. É de realçar o pequeno contributo, mas de facto existente da potência instalada em *Pequenas Centrais Hídricas* (PCH), Biomassa+Biogás e de *Resíduos Sólidos Urbanos* (RSU).

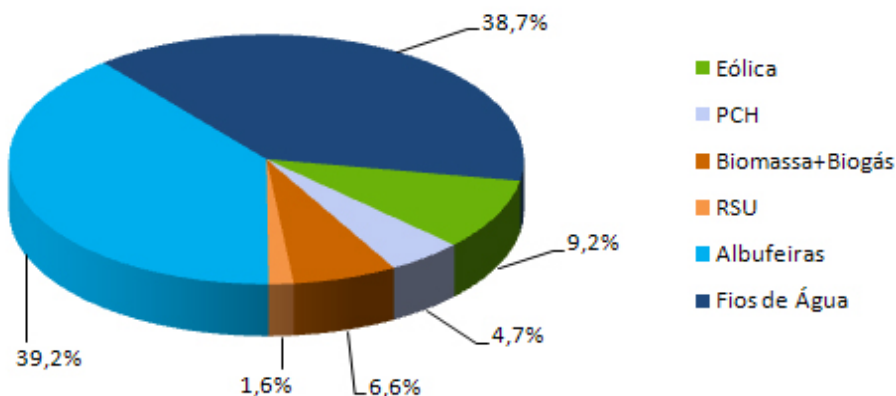


Figura 2.7 – Potência renovável instalada – 2004 (extraído de [7])

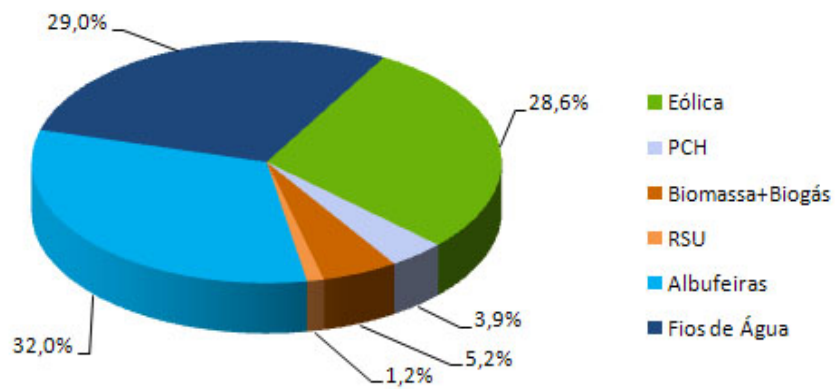


Figura 2.8 – Potência renovável instalada – 2007 (extraído de [7])

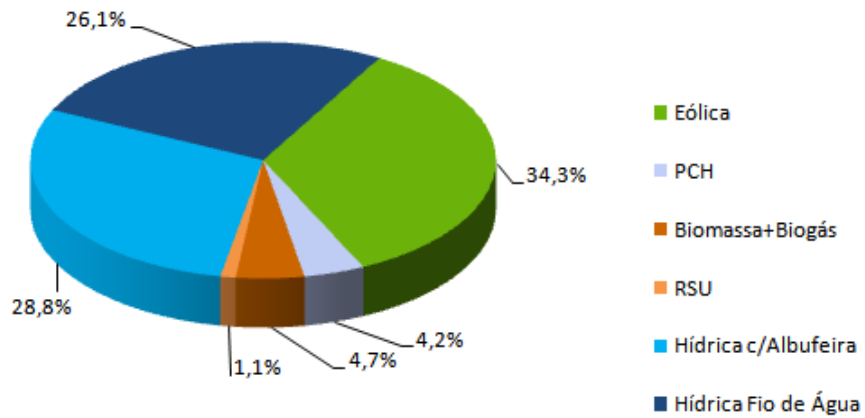


Figura 2.9 – Potência renovável instalada – 2008 (extraído de [7])

CAPÍTULO

3

Sistemas de Energia Hídrica

3.1 Aproveitamento Hidroeléctrico em Portugal

Actualmente, o aproveitamento hidroeléctrico está concentrado no centro e norte do país, em resultado da orografia e pluviosidade dessas regiões, destacando-se apenas a Central do Alqueva a sul do rio Tejo.

Como o âmbito deste trabalho enfoca os aproveitamentos hídricos de pequena dimensão, os outros tipos de produção energética bem como as grandes hídricas deixam de ser considerados.

A potência instalada em PCH teve um crescimento de 28 % entre os anos de 2000 e 2006, tendo este estabilizado nos anos 2006 e 2007, para voltar a crescer fortemente em 2008, como mostra a figura 3.1.

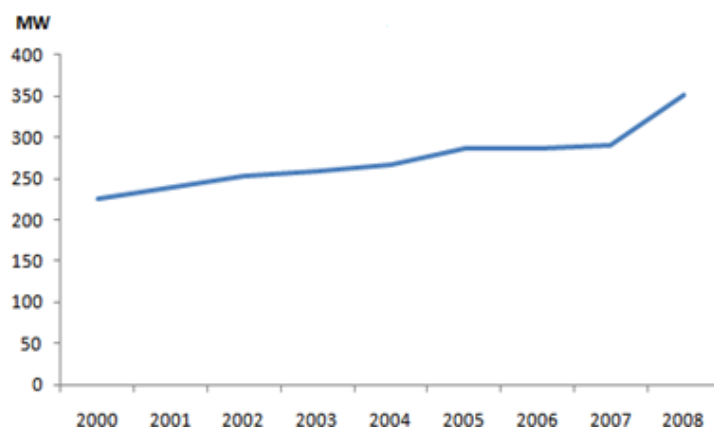


Figura 3.1 – Evolução da potência eléctrica instalada em PCH (extraído de [7])

Apesar de este crescimento não ser tão significativo como o crescimento verificado noutras fontes renováveis, a produção hidroeléctrica em pequenas centrais hídricas continua a ocupar

um papel importante na produção renovável. Em 2007 esta produção representou 1,4 % do consumo do SEN, um valor superior, em comparação com o ano de 2008, em que se registou uma percentagem de 1,3% do consumo do SEN, facto que se deveu à baixa hidraulicidade verificada [7].

As figuras 3.2 e 3.3, mostram a evolução da produção de energia eléctrica e percentagem do consumo total, a partir de PCH em Portugal, respectivamente.

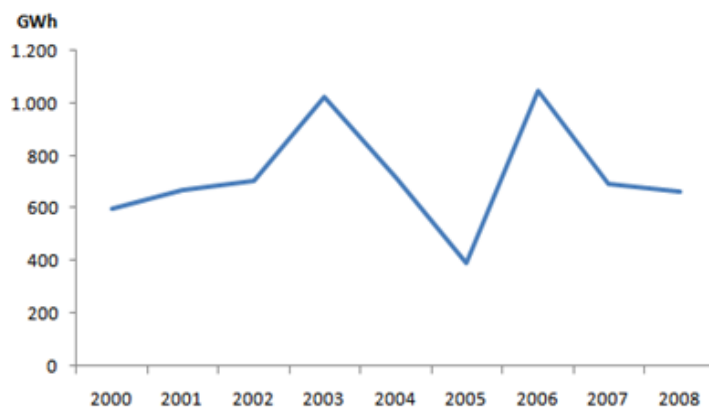


Figura 3.2 – Evolução da produção de energia eléctrica em PCH (extraído de [7])

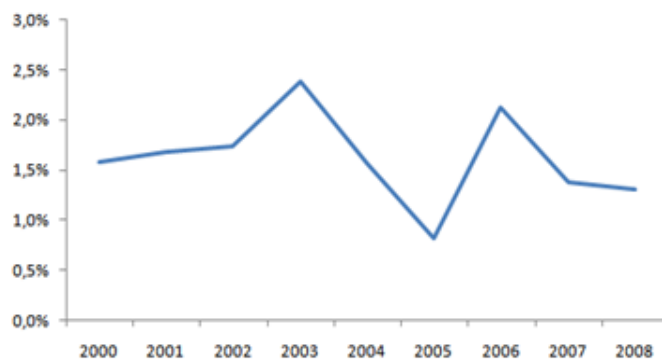


Figura 3.3 – Evolução da percentagem do consumo total de energia eléctrica em PCH (extraído de [7])

3.2 Classificação das Centrais Mini-Hídricas

Em Portugal generalizou-se a designação de *Central Mini-Hídrica* (CMH) para aproveitamentos hidroeléctricos de potência inferior a 10 MW. As mini-hídricas classificam-se em função da potência eléctrica instalada de acordo com o a tabela 3.1, assim como em função da altura da queda de água, tabela 3.2.

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

Tabela 3.1 - Classificação das CMH quanto à potência eléctrica instalada

Designação	Pi [MW]
Pequena central hidroeléctrica	<10
Mini central hidroeléctrica	<2
Micro central hidroeléctrica	<0,5
Pico central hidroeléctrica	<0,05

Tabela 3.2 - Classificação das CMH quanto à altura da queda de água

Designação	Hb [m]
Queda baixa	2-20
Queda média	20-150
Queda alta	> 150

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

- Central com regularização, quando possuem uma albufeira que lhes permite adaptar o caudal afluente, Figura 3.4;
- Centrais a fio de água, quando não têm capacidade de regularizar o caudal pelo que o caudal utilizável é o caudal instantâneo do rio, Figura 3.5.

AS CMH são, regra geral, centrais a fio de água.

Os principais elementos que constituem uma CMH estão ilustrados na figura 3.6 e são:

- Albufeira e respectivo açude;
- Canal de adução;
- Câmara de carga;

- Conduto forçada;
- Edifício da central;
- Restituição;
- Caudal ecológico;
- Escada de peixe.



Figura 3.4 - Albufeira de CMH com regularização de caudal (extraído de [24])



Figura 3.5 - CMH a fio de água (extraído de [24])

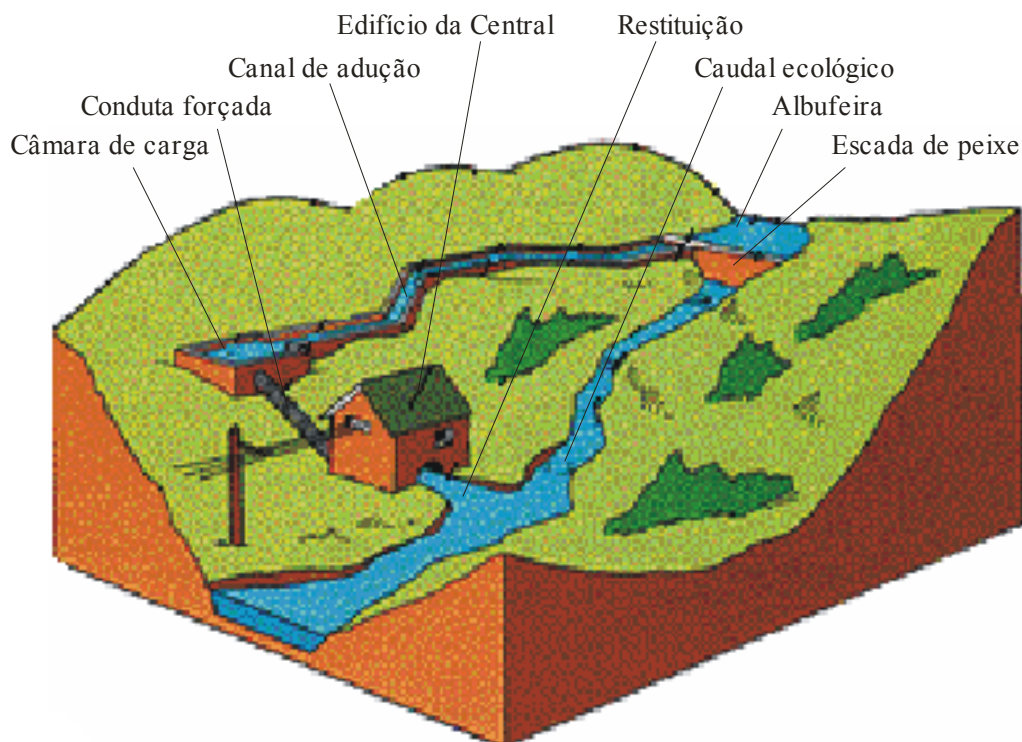


Figura 3.6 - Principais elementos que constituem uma CMH (extraído de [24])

3.3 Aproveitamento Hidroelétrico de Pequena Dimensão

As pequenas centrais hidroelétricas são capazes de gerar energia mecânica ou elétrica através da conversão da energia disponível no escoamento de água dos rios, canais, condutas e riachos. A abordagem às pequenas centrais é importante, uma vez que as grandes hídricas são um tema tecnicamente maduro e já bem explorado, no entanto as pequenas centrais possuem um enorme potencial ainda por explorar, o que lhes confere contribuir de forma significativa, no futuro, na produção de energia elétrica.

As alterações climáticas devido às emissões de CO₂ são o principal desafio ambiental enfrentado pela comunidade internacional e as recentes catástrofes naturais assim como o aumento dos preços da energia têm obrigado a uma crescente atenção sobre esta problemática em todo o planeta. As pequenas centrais hidroelétricas surgem então como uma excelente alternativa para as fontes convencionais de electricidade, não só na Europa, mas também para os países em vias de desenvolvimento.

Como fonte de energia renovável, as pequenas centrais hidroelétrica podem contribuir para a mitigação das alterações climáticas, não produzem emissões de gases que produzem o efeito

de estufa pois não implicam qualquer combustão logo não libertam qualquer óxido para a atmosfera, em particular, dióxido de carbono principal gás responsável pelo aquecimento global. Ao contrário dos combustíveis fósseis que são finitos e em que a dependência dos mesmos seja um problema quando acabarem, as pequenas centrais hidroeléctricas apresentam-se como fonte de energia inesgotável.

No entanto como em qualquer outra tecnologia, existe a possibilidade de surgirem impactos negativos. É muito importante na abordagem a um projecto deste tipo a identificação dos impactos e o estudo e desenvolvimento de medidas necessárias para a atenuação dos mesmos. A fim de assegurar que os impactos das pequenas centrais hidroeléctricas são reduzidos ao mínimo, os operadores são obrigados a realizar avaliações de impacto ambiental. Estas avaliações têm como objectivo prever o provável impacto na flora e fauna locais e definir medidas a serem tomadas para o atenuar.

De seguida, descreve-se algumas técnicas utilizadas para a minimização dos efeitos ambientais:

- **Caudal Ecológico** - Para garantir a protecção do ecossistema existente é obrigatório assegurar um caudal mínimo a jusante da instalação;
- **Canais de migração para peixes** – Execução de caudais de forma a minimizar as normais migrações dos peixes;
- **Integração nas áreas ambientais adjacentes** – Criação de áreas ambientais, junto das centrais de forma a contribuir para a sua integração e tornar as mesmas facilmente aceitáveis do ponto de vista ecológico;
- **Aproveitamentos multifuncionais** – De forma a rentabilizar o uso dos recursos hídricos, promover a utilização conjunta da água quer para a produção de energia eléctrica, bem como para outros usos tais como irrigação e abastecimento de água potável;
- **Ruídos e vibrações** – As fontes de ruído numa central hidroeléctrica são devidas ao gerador, caixa de velocidades, turbina e transformador, no entanto, actualmente o ruído pode ser reduzido para níveis quase imperceptíveis no exterior;
- **Turbinas “amigas” dos peixes** – A instalação de turbinas num curso fluvial pode, em certas circunstâncias comprometer o bem-estar dos peixes. Para minimizar a entrada dos peixes utilizam-se grelhas e equipamentos dissuasores (luzes, ruídos, etc.).

3.4 Organização do SEN e Legislação Aplicável

3.4.1 SEN

As bases e os princípios da organização e funcionamento do SEN, estão estabelecidas no Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho. A organização do SEN assenta na coexistência de um *Sistema Eléctrico Público* (SEP) e o *Sistema Eléctrico Independente* (SEI) sendo o SEI organizado pelos princípios orientadores de uma lógica de mercado. Na figura 3.7 está esquematizado a organização do SEN.

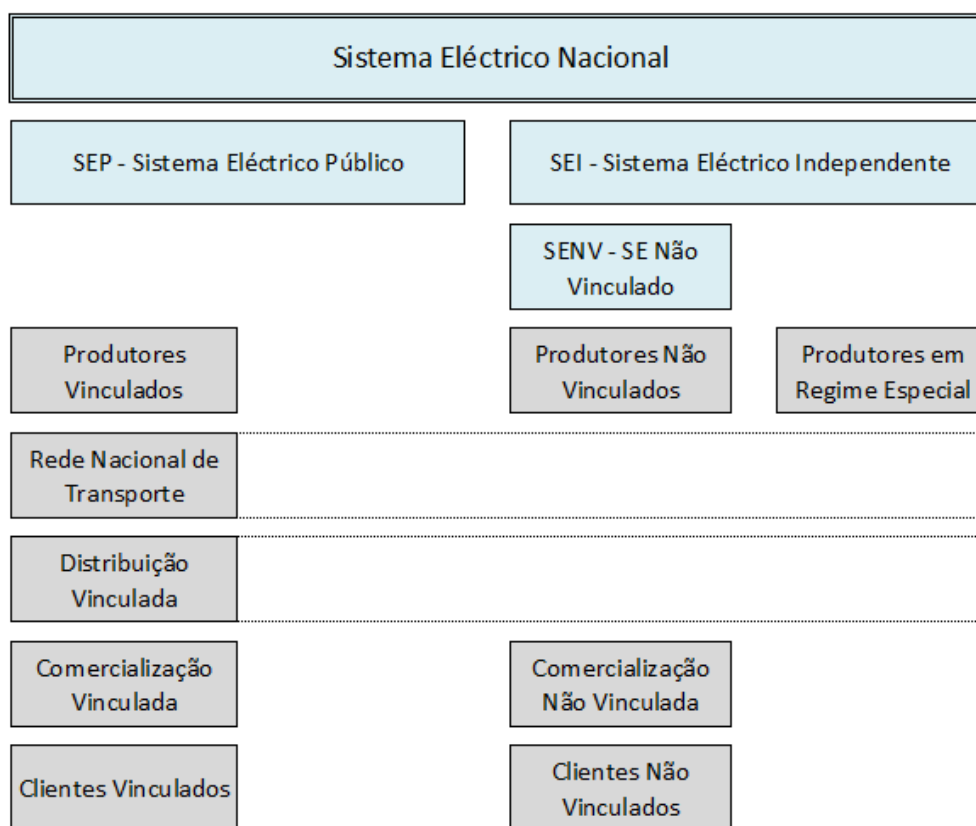


Figura 3.7 - Modelo organizativo do SEN (extraído de [8])

3.4.1.1 SEP

O fornecimento de energia eléctrica em Portugal é assegurado pelo SEP, a figura 3.8 mostra a organização simplificada do SEN, onde está incluído o SEP.

As actividades englobadas no SEP exercem-se num quadro de serviço público, existindo a obrigatoriedade de fornecimento de energia eléctrica com adequados padrões de qualidade de serviço e a uniformidade tarifária [8].

A Produção Vinculada está sujeita a planeamento centralizado, sendo a licença de novos centros electroprodutores atribuída por concurso público. Os produtores vinculados relacionam-se comercialmente, em regime de exclusividade, com a *Rede Eléctrica Nacional* (REN) mediante *Contratos de Aquisição de Energia* (CAE's) de longo prazo. Enquanto gestor global do sistema, a REN é responsável pelo despacho das centrais de produção.

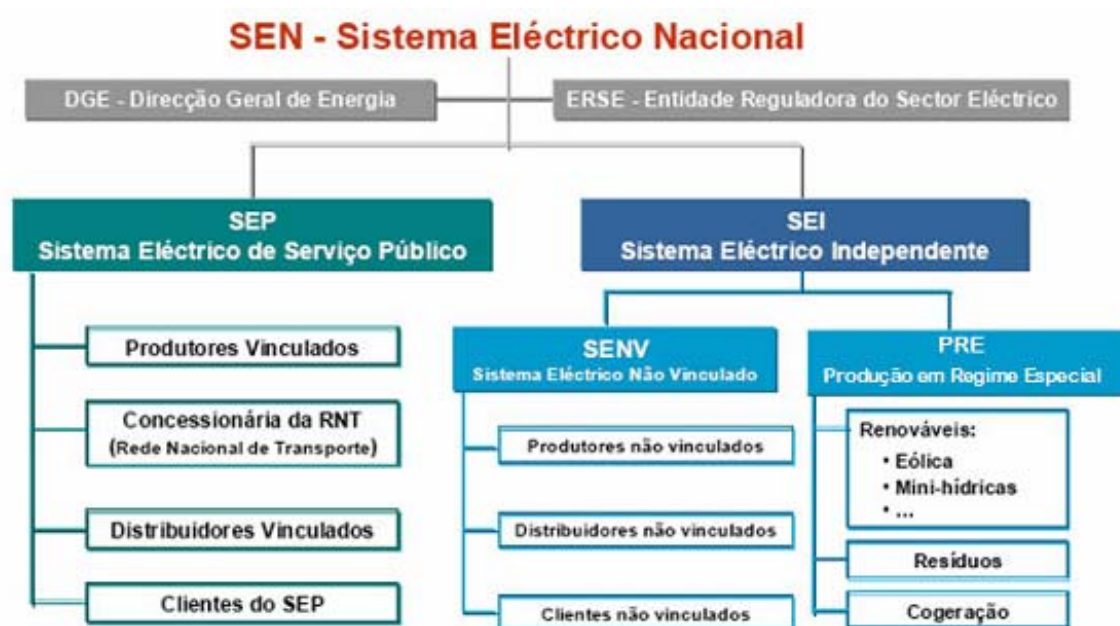


Figura 3.8 – Modelo organizativo simplificado do SEN (extraído de [8])

3.4.1.2 SEI

O SEI é composto pelo *Sistema Eléctrico Não Vinculado* (SENV) e pelos produtores em regime especial (energias renováveis e cogeração) que fazem entrega da energia eléctrica às redes do SEP ao abrigo de legislação específica.

Mais recentemente, a Resolução do Conselho de Ministros nº 169/2005, de 24 de Outubro, aprova a estratégia nacional para a energia, onde se estabelece o aprofundamento da liberalização iniciada em 1995 e a promoção da concorrência dos mercados energéticos. O Decreto-Lei nº 29/2006, de 15 de Fevereiro, concretiza aquela estratégia estabelecendo as

novas bases em que assenta a organização do SEN [9].

Nos termos dos Decreto-Lei nº172/2006, de 23 de Agosto, e Decreto-Lei nº264/2007, de 24 de Julho, e em legislação anterior são estabelecidos os princípios de organização e funcionamento do SEN, bem como as regras gerais aplicáveis ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, e ainda, a organização dos mercados de electricidade, ficando assim transpostos para legislação nacional, os princípios da Directiva n.º 2003/54/CE, de 26 de Junho, do Parlamento Europeu e do Conselho, que tinha por finalidade a criação de um mercado livre e concorrencial na área da energia [9].

O novo quadro estabelece um sistema eléctrico nacional integrado, em que as actividades de produção e comercialização são exercidas em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de licença, e as actividades de transporte e distribuição são exercidas mediante a atribuição de concessão de serviço público.

A produção de electricidade contempla a PRO, relativa à produção de electricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros electroprodutores hídricos, e a PRE relativa à cogeração e à produção de energia eléctrica a partir da utilização de fontes de energia renováveis. Ao exercício desta actividade está subjacente a garantia do abastecimento, no âmbito do funcionamento de um mercado liberalizado em que cabe ao Estado a criação de condições adequadas ao desenvolvimento do referido mercado de electricidade [9].

A actividade de transporte da energia eléctrica é exercida mediante a exploração da *Rede Nacional de Transporte* (RNT), a que corresponde uma única concessão exercida em exclusivo e em regime de serviço público [9].

A distribuição da energia eléctrica, processa-se através da exploração da *Rede Nacional de Distribuição* (RND). Esta rede é explorada, mediante uma única concessão do Estado, exercida em exclusivo e em regime de serviço público [9].

A actividade de comercialização de energia eléctrica é livre, ficando, contudo, sujeita a atribuição de licença onde se define o elenco dos direitos e dos deveres na perspectiva de um exercício transparente da actividade. No exercício da sua actividade, os comercializadores, podem livremente comprar e vender electricidade. Os consumidores podem, nas condições do mercado, escolher livremente o seu comercializador, não sendo a mudança onerada do ponto de vista contratual [9].

Para protecção dos consumidores, define-se também um serviço universal, caracterizado pela garantia do fornecimento em condições de qualidade e continuidade do serviço e protecção

quanto a tarifas e preços. Consagra-se a figura do *Comercializador de Último Recurso* (CUR) ou comercializador regulado, com o objectivo de assegurar a todos os consumidores o fornecimento de electricidade [9].

As actividades de transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica de último recurso e de operação logística de mudança de comercializador estão sujeitas a regulação, exercida pela *Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos* (ERSE).

A segurança do abastecimento é garantida pelo Estado, através da *Direcção Geral de Geologia e Energia* (DGGE), a quem compete a monitorização da segurança do abastecimento.

A organização do SEN assenta na coexistência de um mercado regulado e de um mercado liberalizado, figura 3.9. Os agentes económicos têm a opção de estabelecer relações contratuais com o comercializador regulado, ao abrigo das condições aprovadas pela ERSE, ou negociar outras condições directamente com os comercializadores que actuam no mercado liberalizado.

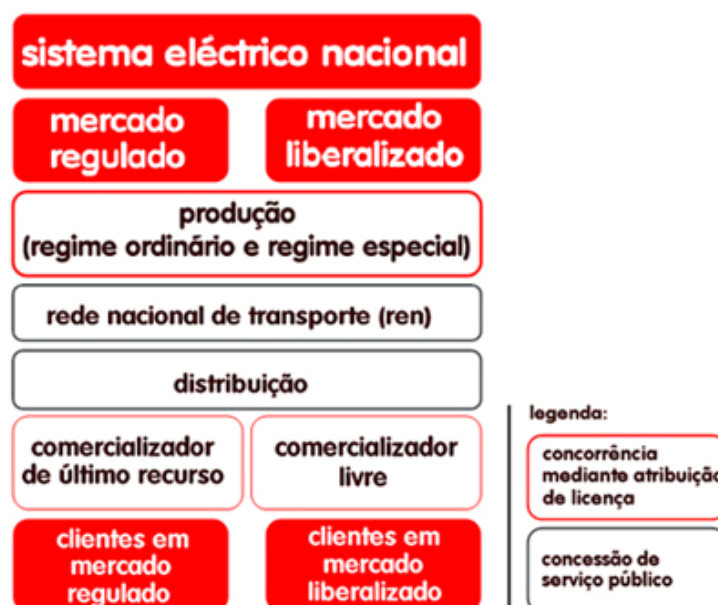


Figura 3.9 - Mercado regulado e mercado liberalizado (extraído de [8])

3.4.2 Produção de Energia Eléctrica em Regime Especial

Em 1988, a publicação do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, e Portarias Regulamentares n.º 445/88, de 8 de Julho, e n.º 958/89, de 28 de Outubro, abriu a actividade de produção

independente de energia eléctrica a pessoas singulares ou colectivas de direito público ou privado, desde que o estabelecimento industrial de produção de energia eléctrica não ultrapasse a potência aparente instalada de 10 MVA.

Desde então até 1994 foram licenciados 120 empreendimentos de utilização de água para produção de energia eléctrica, estes 120 apenas 44 estão em funcionam, representando um total de 170 MW de potência eléctrica instalada e uma produção de 550 GWh/ano.

Tendo em conta as antigas concessões, 34 mini-hídricas com uma potência eléctrica total instalada de 30 MW e 100 GWh/ano, com mais 20 mini-hídricas do SENV propriedade do grupo *Electricidade de Portugal* (EDP) com 56 MW de potência eléctrica instalada e produtividade de 165 GWh/ano, o total de aproveitamento míni-hídrico situa-se actualmente em 98 centrais que correspondem a 256 MW de potência eléctrica instalada e uma produção 815 GWh/ano.

Na sequência da publicação do pacote legislativo de 1995, que reestruturou o SEN, a produção renovável foi separada em termos legislativos da cogeração, passando produção renovável a ser regida pelo Decreto-Lei n.º 313/95, de 24 de Novembro, e a cogeração pelo Decreto-Lei n.º 186/95, de 27 de Julho.

Em 1999 a regulação da produção em regime especial foi sujeita a uma revisão, através da publicação de dois diplomas legais:

- O Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Maio, que passa a reger a actividade de produção de energia eléctrica que se integra no SEI, mediante a utilização de recursos renováveis, que no caso das hídricas só se aplica a centrais com potência instalada inferior a 100 MW, ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos.
- O Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro, estabelece as disposições relativas à actividade de cogeração.

No final de 2001, a produção em regime especial sofre uma nova alteração, com a publicação dos seguintes normativos:

- O Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro, também conhecido pelo Decreto-Lei dos pontos de ligação, altera os procedimentos administrativos para ligação de centros produtores do SEI às redes do SEP, com o objectivo de melhorar a gestão da capacidade de recepção.
- O Decreto-Lei n.º 313/2001, de 10 de Dezembro, revê algumas disposições relativas à actividade de cogeração, no sentido de propiciar o desenvolvimento de novas

instalações.

- O Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de Dezembro, actualiza o tarifário de venda de energia de origem renovável à rede pública, introduzindo uma remuneração diferenciada por tecnologia e regime de exploração [10].

Em 2007 a remuneração da PRE sofre uma nova alteração com o Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de Maio, (alteração ao Anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio) e respectiva rectificação, Rectificação n.º 71/2007, de 24 de Julho.

O Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro, estabelece o regime jurídico aplicável à produção de energia eléctrica por intermédio de instalações de pequena dimensão, tais como, unidades de micro-produção. A potência de ligação é limitada a 50% da potência contratada para a instalação eléctrica de utilização com um máximo de 5,75 kW.

3.4.3 Enquadramento Regulamentar, Procedimentos para o Licenciamento de uma Pequena Central Hídrica.

O quadro regulamentar dos procedimentos administrativos inerentes ao processo de utilização de água para os aproveitamentos hidroeléctricos no âmbito do citado Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, é definido pela Portaria n.º 445/88, de 8 de Julho.

A Portaria n.º 958/89, de 28 de Outubro, esclarece alguns dos artigos da portaria anterior.

A publicação do Decreto-Lei n.º 46/94, de 22 de Fevereiro, introduz alterações significativas ao regime de licenciamento dos *Pequenos Aproveitamentos Hídricos* (PAH). No entanto, por não ter sido revogada na totalidade a legislação específica, a aplicação deste Decreto-Lei, traz problemas de natureza interpretativa.

Face a estas dificuldades os Ministérios da Economia e do Ambiente, por Despacho Conjunto de Maio de 1996, criam um Grupo de Trabalho destinado a diagnosticar os aspectos condicionantes do processo de licenciamento.

O Ministério da Economia procedeu em 1999 à revisão do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, publicando o Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Maio, o qual contempla alguns aspectos sugeridos no relatório do Grupo de Trabalho.

Existe um conjunto de situações que dificulta e impede o processo de licenciamento e a sua tramitação em tempo útil. No ano de 1994, um dos principais constrangimentos diz respeito à aplicação do regime jurídico de Reserva Ecológica Nacional, obrigando ao reconhecimento de

interesse público, o que exige, entre outras condições, a atribuição pela Assembleia Municipal de uma declaração de utilidade pública municipal.

A taxa de realização dos PAH é actualmente muito baixa, destaca-se de seguida alguns factores que deram origem a esta situação, que são:

- Dificuldade na obtenção de licenciamentos, sujeitos a um processo extremamente complexo, onde intervêm, sem aparente coordenação, diversas instituições e ministérios;
- Dificuldade na ligação à REN por insuficiência desta, e ainda, por outras dificuldades processuais e operacionais;
- Ausência de critérios objectivos na emissão de pareceres de diversas entidades e na apreciação dos estudos de carácter ambiental;
- Eventual opinião negativa de agentes locais;
- Escassez de meios humanos na Administração para tratamento dos processos de licenciamento.

No início de 2001, a situação podia resumir-se ao impasse quase completo no licenciamento dos PAH.

Se a instalação de novas centrais está comprometida, é também de referir o problema da legalização e licenciamento de aproveitamentos existentes, titulados por antigas concessões.

Entretanto, foram dados alguns passos no sentido de eliminar algumas dificuldades do licenciamento, nomeadamente, a publicação pelo Ministério da Administração e Ordenamento do Território, do Despacho do MAOT n.º 11091/2001, de 25 de Maio, e a aprovação do designado, Programa E4 - Eficiência Energética e Energias Endógenas, e dos diplomas complementares que se lhe seguiram.

Para prosseguir o objectivo a que o País se propôs, considera-se fundamental:

- Uma melhor articulação entre os vários organismos intervenientes no processo de licenciamento dos PAH e adequação da legislação aplicável ao mesmo;
- Eliminação de algumas indefinições relativas a competências legais na área da gestão do domínio hídrico e a clarificação da intervenção do poder local nos processos de novos aproveitamentos;
- Definição de critérios operacionais de conciliação de condicionamentos ambientais globais locais, em particular os decorrentes das diversas Directivas Comunitárias;
- Constituição de processos construtivos certificados e eventual certificação de

promotores e consultores deste tipo de energias;

- Equacionar a realização de aproveitamentos de fins múltiplos, suportada por legislação adequada;
- Reforço de meios humanos nos Organismos licenciadores.

CAPÍTULO

4

Turbomáquinas Hidráulicas

4.1 Introdução

As máquinas hidráulicas são equipamentos destinados a transformar em trabalho mecânico a energia hidráulica, ou seja, têm como objectivo fundamental promoverem a troca de energia mecânica entre o fluido, normalmente água, e um dos seus órgãos.

Em instalações hidráulicas de elevação e transporte de água, vários são os tipos de máquinas hidráulicas que se utilizam, nomeadamente, carneiro hidráulico quando a água opera por choque, a roda hidráulica quando a água age directamente sobre certas peças solidárias com um eixo determinando o movimento de rotação, bem como turbomáquinas, bombas de êmbolo e ejectores.

No âmbito deste trabalho a atenção é centrada, de entre os equipamentos que constituem uma CMH, nas turbinas e geradores.

4.2 Turbinas

4.2.1 Principais Opções Tecnológicas e Tipos de Turbina

A turbina é uma turbomáquina hidráulica que transforma a energia potencial da água em energia mecânica, conduzindo a um movimento de rotação do veio. O veio da turbina, transmite o seu movimento de rotação à unidade transformadora da energia mecânica em energia eléctrica, ou seja, o gerador está solidário com a roda da turbina sendo o elemento sobre o qual o fluido actua.

As turbinas são constituídas essencialmente por duas partes:

- i. Distribuidor;

ii. Rotor.

O Distribuidor, conduz a água até ao rotor, segundo uma direcção adequada a um melhor rendimento, o rotor, através do seu movimento de rotação está a transformar a energia potencial da água em energia mecânica.

As turbinas hidráulicas são classificadas em turbinas de impulso (também chamadas de acção), ou de reacção consoante o seu princípio de operação:

- Os rotores das turbinas de reacção estão totalmente imersos em água e colocados dentro de uma caixa protectora em pressão. As pás do rotor têm um perfil adequado a que as diferenças de pressão entre elas imponham forças que fazem rodar o rotor. A pressão à saída é inferior à da entrada;
- As turbinas de acção não funcionam imersas na água turbinada, mas sim ao ar livre, movidas por um ou mais injectores de água. A água encontra a roda móvel (rotor) através de jactos, sendo a pressão de entrada e de saídas iguais.

As turbinas de acção apresentam algumas vantagens em relação às turbinas de reacção. As turbinas de acção são mais tolerantes a areias e outras partículas existentes na água, a sua estrutura permite maior facilidade de fabrico e melhor acesso em caso de manutenção e por outro lado são menos sujeitas a fenómenos de cavitação, embora em aproveitamentos com grandes quedas torna-se difícil evitar tal fenómeno. As turbinas de acção apresentam um rendimento mais elevado e uniforme quando possuem um variador do número de jactos ou um dispositivo regulador de fluxo.

A maior desvantagem das turbinas de acção é que são, na maioria dos casos, desadequadas para aproveitamentos de pequena queda. As turbinas de acção são mais adequadas a uma utilização caracterizada por quedas relativamente elevadas e baixos caudais.

As turbinas classificam-se consoante o modo de acção do fluido sobre elas:

- Tipo Radiais, se as linhas de correntes estão contidas em planos perpendiculares ao eixo, excepto eventualmente na imediata vizinhança deste;
- Tipo Axiais, se as linhas de corrente apresentam uma evolução notoriamente paralela ao eixo da turbina;
- Tipo Mista, se a forma das linhas de corrente é tal que as velocidades em causa apresentam componentes axiais e radiais apreciáveis;
- Tipo Tangenciais, se um ou vários jactos de água incidem tangencialmente sobre a periferia da roda.

Os três principais tipos de turbinas de impulso ou acção, são [1]:

- i. **Turbina Pelton** – a principal característica é a velocidade do jacto na saída do bocal, que pode chegar, dependendo da queda entre 150 a 180 m/s, e a admissão parcial na turbina.

Nas turbinas Pelton o binário é gerado pela acção de um jacto livre sobre a dupla concha do rotor. Por essa razão a turbina Pelton também é chamada de turbina de jacto livre. São constituídas por um disco circular, tipo roda, que tem na periferia uns copos ou conchas, sobre as quais incide tangencialmente um jacto de água, dirigido por um ou mais injectores distribuídos uniformemente na periferia da roda, como mostra a figura 4.1. O injetor, através de uma válvula de agulha, regula o caudal de água que actua sobre a roda e, dessa forma, regula a potência fornecida pela turbina.

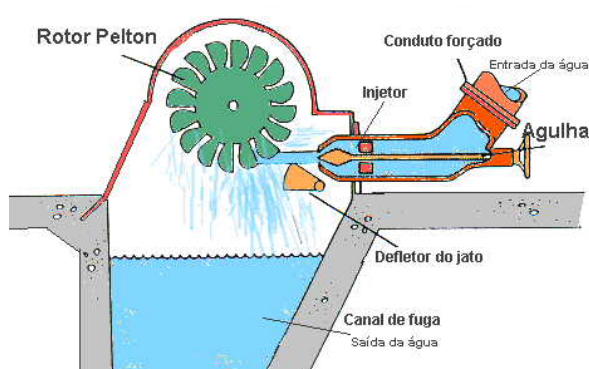


Figura 4.1 – Esquema simplificado de uma turbina Pelton (extraído de [26])

Esta turbina, que poderá ser de eixo horizontal ou vertical, é aplicada em aproveitamentos com caudais pequenos e altura de queda útil elevada.

- ii. **Turbina Turgo** - a turbina Turgo é muito semelhante à turbina Pelton, pelo que partilham o mesmo princípio de funcionamento. No entanto apresentam diferenças ao nível das conchas e o jacto não incide na turbina de forma perpendicular, mas sim sob um ângulo típico de 20 graus, como mostra a figura 4.2.

Neste tipo de turbina a água entra por um lado e sai pelo outro, pelo que o fluxo de admissão não se encontra limitado pelo fluido residual, figura 4.3. Assim sendo, para uma potência equivalente a turbina Turgo pode ter um rotor de diâmetro menor que o rotor da turbina Pelton, funcionando no entanto, a uma velocidade de rotação maior.

A turbina Turgo possui algumas desvantagens em relação à turbina Pelton, o rendimento da turbina Turgo é cerca de 5 a 6 % inferior ao da turbina Pelton, são de fabrico mais difícil, uma vez que as pás possuem uma forma complexa, sobrepostas e mais frágeis que as conchas da turbina Pelton, também tem a desvantagem de o esforço do jacto causar uma reacção axial nos mancais além do esforço radial normal. Esta desvantagem obriga ao uso de mancais de rolamentos auto compensadores ou mesmo de rolos cónicos ao invés dos simples rolamentos de esferas normalmente adoptados.

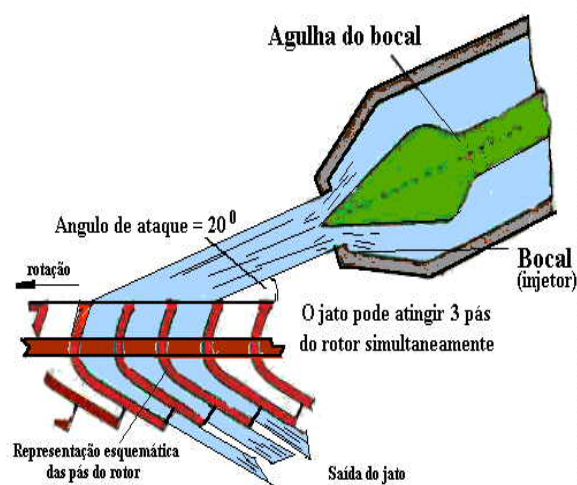


Figura 4.2 – Pormenor do jacto de água a incidir nas pás da turbina Turgo (extraído de [26])

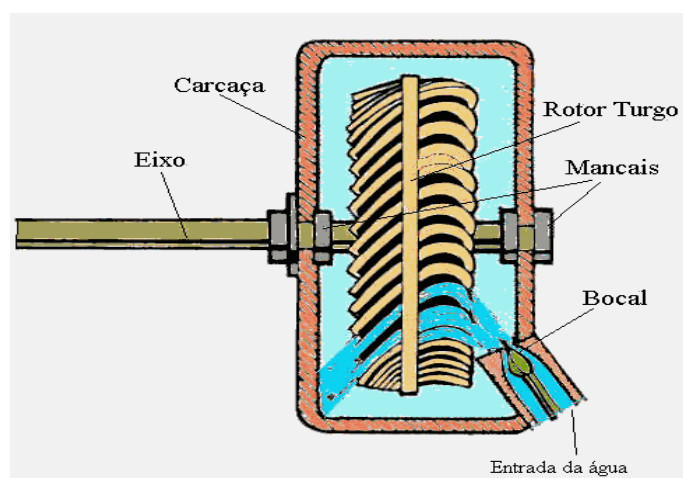


Figura 4.3 – Esquema simplificado de uma turbina Turgo (extraído de [26])

iii. **Turbina Banki-Mitchell ou de fluxo cruzado** - a turbina de fluxo cruzado é também chamada de fluxo transversal, Michel-Banki, Michel – Ossberger, ou simplesmente Banki.

Este tipo de turbina é usado principalmente na gama de baixas potências. O seu rendimento é inferior ao das turbinas de projecto convencional, mas mantém-se elevado ao longo de uma extensa gama de caudais. Esta característica torna-a adequada à operação num espectro largo de caudais, a figura 4.4 apresenta um esquema simplificado deste tipo de turbina.

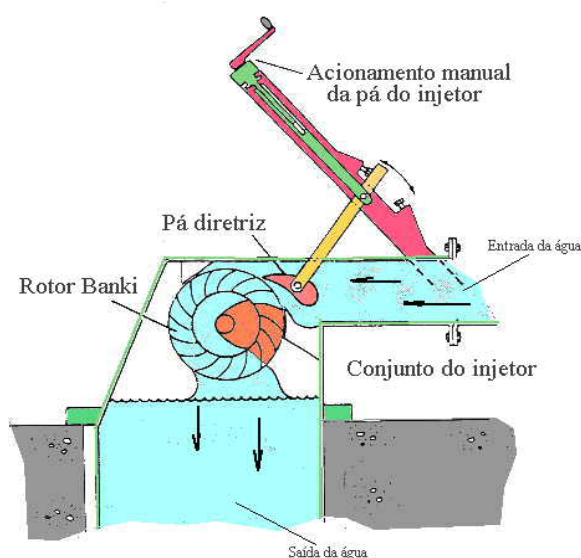


Figura 4.4 – Esquema simplificado de uma turbina de fluxo cruzado com regulador manual (extraído de [26])

Os principais tipos de turbinas de reacção, são as de hélice – variante designada por Kaplan, e Francis [1], cujas principais características passo a descrever:

- **Turbina Kaplan e Hélice** - a turbina Kaplan, possui poucas pás na roda móvel, relativamente estreitas e com a forma de hélices de barcos, e têm inclinação regulável, como mostra a figura 4.5, o que permite um bom rendimento. Esta turbina, por vezes é montada com eixo horizontal e denomina-se nesse caso, Grupo Bolbo. O alternador é directamente acoplado à turbina, sendo o conjunto totalmente submerso [11].

A turbina Hélice não é regulável, este tipo de turbina possui apenas regulação em vazio, para adaptação a diferentes regimes de caudais afluentes [1].

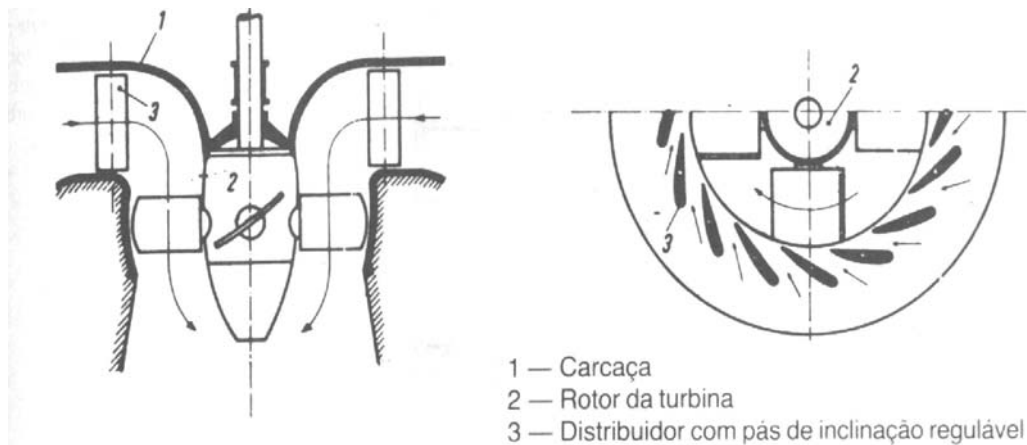


Figura 4.5 – Turbina kaplan em corte (extraído de [11])

- **Turbina Francis** - a turbina Francis é uma turbina de reacção porque o escoamento na zona da roda processa-se a uma pressão inferior à pressão atmosférica. Esta turbina caracteriza-se por ter uma roda formada por uma coroa de alhetas fixas, que constituem uma série de canais hidráulicos que recebem a água radialmente e a orientam para a saída do rotor numa direcção axial, as figuras 4.6 e 4.7 mostram o esquema simplificado de funcionamento e constituição da turbina Francis, respectivamente.

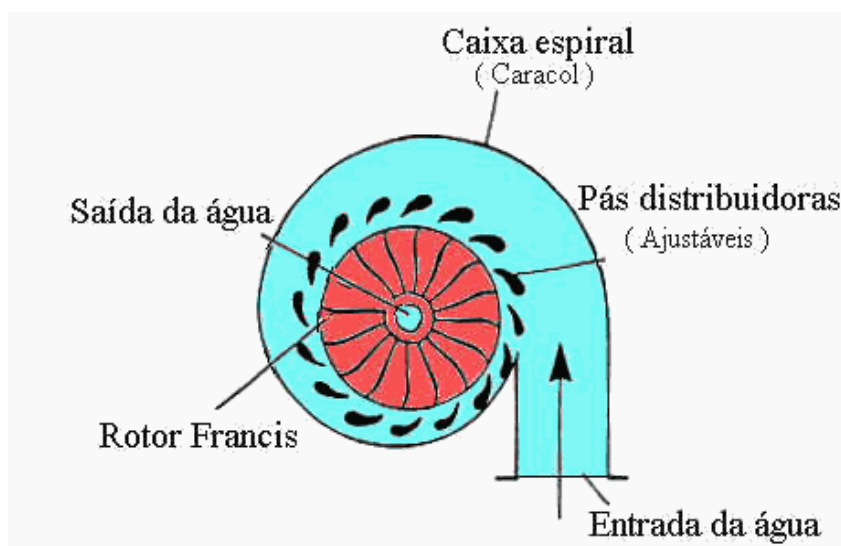


Figura 4.6 – Esquema simplificado de funcionamento da turbina Francis de eixo vertical (extraído de [26])

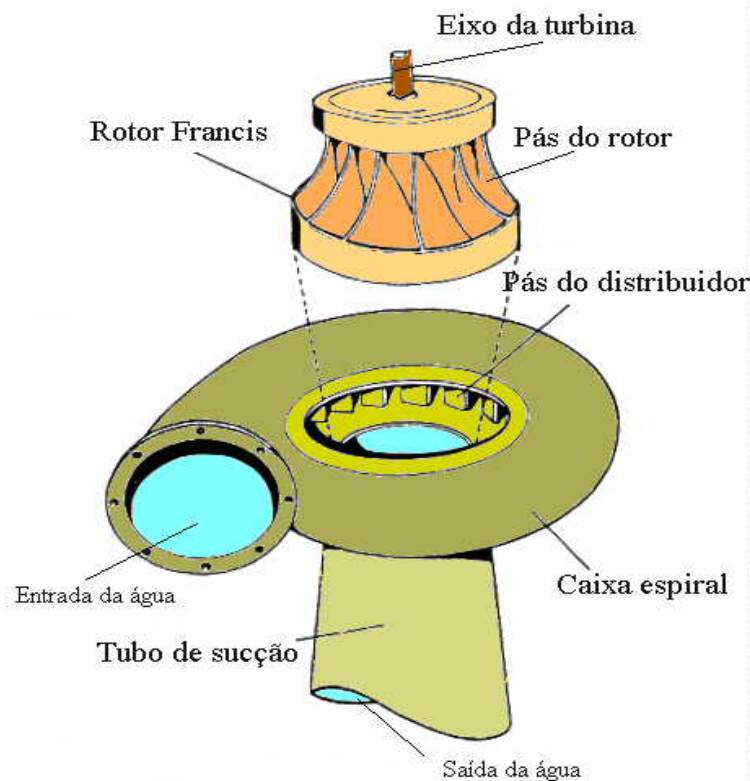


Figura 4.7 – Esquema simplificado de constituição da turbina Francis de eixo vertical (extraído de [26])

4.2.2 Escolha da Turbina

A turbina hidráulica a aplicar numa CMH corresponde a uma parcela muito significativa do seu custo, podendo chegar aos 50% do valor do empreendimento, pelo que a sua selecção criteriosa se reveste de particular interesse.

Os fabricantes de turbinas apresentam diagramas ou ábacos com as áreas de aplicação dos diferentes tipos de turbinas, que fabricam. Esta informação facilita bastante na selecção da turbina mais adequada para um determinado aproveitamento hidroeléctrico.

Actualmente o projecto e fabrico de turbinas baseia – se num leque de conhecimentos e experiências acumuladas. Os fabricantes tendem a fornecer o conjunto turbina – gerador, assim como os sistemas de regulação e controlo da turbina.

A escolha da turbina reveste-se de grande importância para o bom rendimento da central e deve ser feita de acordo com a interacção dos seguintes parâmetros:

- Altura da queda de água;

- Caudal;
- Potência eléctrica.

A figura 4.8 ilustra uma tabela usada na selecção de turbinas para pequenos aproveitamentos hidroeléctricos [1].

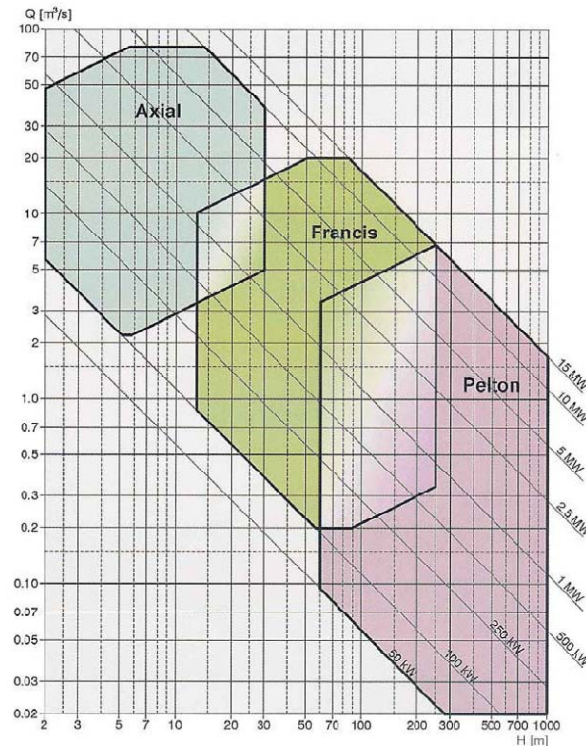


Figura 4.8 – Tabela gráfica de selecção de turbinas para CMH (extraído de [1])

As turbinas de acção são mais adequadas a uma utilização caracterizada por quedas de água relativamente elevadas e caudais baixos, no entanto nas CMH podem encontrar-se turbinas Pelton a funcionar com queda de água intermédia, de 20 m a 100 m e com potência eléctrica variando entre os 50 kW e 500 kW.

As turbinas radiais do tipo Francis são adequadas para operar em condições intermédias de queda de água e caudal.

As turbinas axiais, Hélice e Kaplan, são mais adequadas para quedas de água baixas.

A turbina de acção usada principalmente na gama das baixas potências é a turbina do tipo Banki-Mitchell.

Na escolha da turbina e para além dos parâmetros caudal e queda de água, podem ser considerados outros parâmetros. Aquando da fabricação das turbinas e em função dos dados relativos ao aproveitamento e de um conjunto de valores estatísticos e históricos já existentes,

é feita a selecção do tipo de turbina, das características da máquina (velocidade de rotação do veio) e as dimensões dos seus elementos constituintes dentro de uma gama normalizada.

Numa turbina ideal, sem peso e rodando sem atrito, a roda deslocar-se-ia a uma velocidade igual à da água. Não poderia mover-se mais depressa, porque assim estaria a bombear a água. Na realidade move-se um pouco mais lentamente. Assim, quando se retira a carga a uma turbina hidráulica e esta fica alimentada com o caudal máximo, ela tende a aumentar a velocidade, pois a turbina fica a embalar, podendo atingir uma velocidade de embalamento de 1,8 vezes a velocidade nominal [12].

Nos pequenos aproveitamentos hidroeléctricos, quando a velocidade, que se pode obter no eixo da turbina é inconveniente para o accionamento do gerador eléctrico, intercala-se um multiplicador de velocidade [12].

A turbina hidráulica, devido ao seu princípio de funcionamento, tem perdas de energia, que são variáveis com o regime de carga. Esta situação é caracterizada por curvas de rendimento, que para cada tipo de turbina têm um andamento próprio, como mostra a figura 4.9 [12].

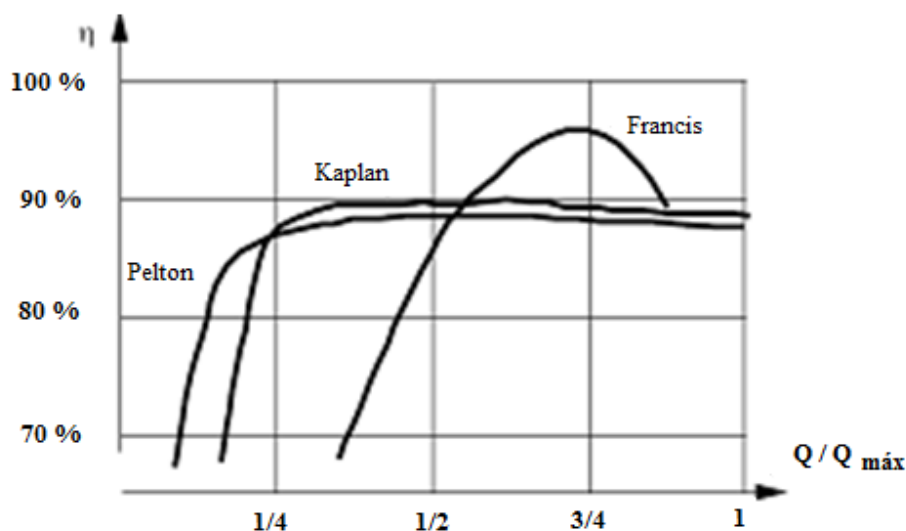


Figura 4.9 – Andamento típico das curvas de rendimento dos diferentes tipos de turbinas (extraído de [12])

4.2.3 Potência e Rendimento

O conhecimento do valor do rendimento global da turbina, correspondente ao seu ponto de funcionamento nominal ou de regime máximo, é importante para definir o valor da potência

útil máxima instalada e para o cálculo da potência mecânica que deverá apresentar o gerador. O valor da potência útil instalada é obtido através de (4.1).

$$P_u = \gamma \times H_u \times Q_{MT} \times \eta_t \quad (4.1)$$

Onde:

γ - Peso específico da água que tem por valor 9810 [N/m³];

H_u – queda útil [m];

Q_{MT} – caudal máximo turbinável [m³/s];

η_t – rendimento global da turbina [%].

O rendimento varia consoante a máquina, dependendo entre outros factores, do cuidado aquando da execução da roda, do distribuidor e outros órgãos de controlo que interferem com o escoamento, das dimensões absolutas e do tipo de geometria da máquina. A figura 4.10 apresenta as curvas de rendimento típicas para as turbinas Pelton, Kaplan com rotor e distribuidor reguláveis, Kaplan com rotor regulável, Francis e Hélice.

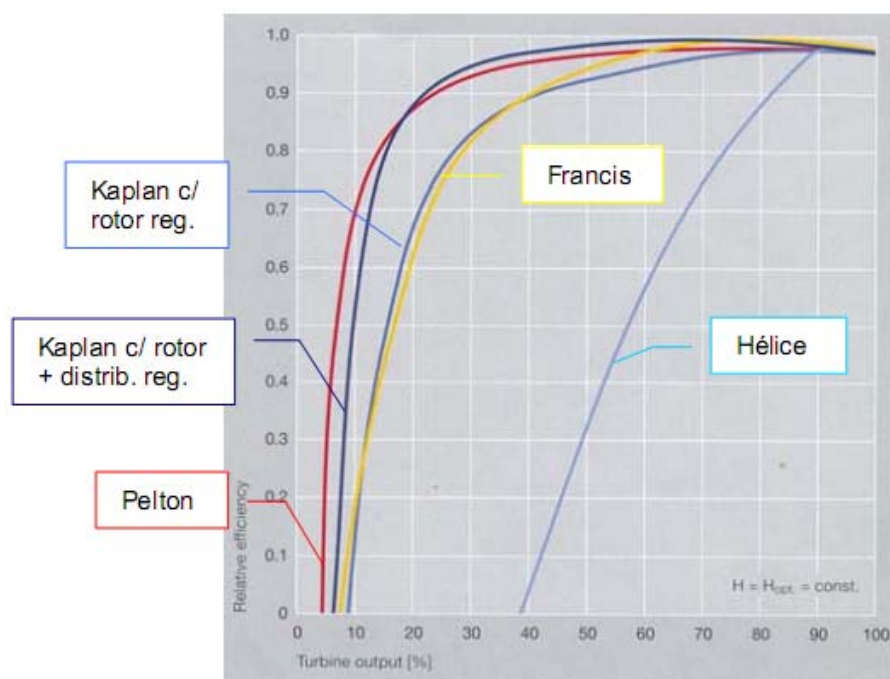


Figura 4.10 – Curvas típicas de rendimento das turbinas (extraído de [1])

A análise comparativa dos valores dos rendimentos apresentados pelos vários fabricantes constitui um importante factor de decisão aquando da escolha de um determinado tipo de turbina. No entanto, numa fase inicial, quando não está definido o tipo de máquina a usar

poder-se-á obter uma estimativa da potência obtida pela combinação de um valor médio do rendimento dado para cada tipo de turbinas em análise.

Uma turbina apresenta um valor máximo de rendimento para um determinado ponto de funcionamento, ou seja, escolhida a velocidade de rotação, escolher-se-á o grupo que, em situação de regime nominal corresponda aos valores de queda útil e de caudal, em que a queda útil seja o valor tomado para a definição da potência máxima instalada e o caudal correspondente ao valor do caudal máximo turbinável considerado.

Contudo no decorrer da exploração verificar-se-á a necessidade de acções de regulação que em conjunto com as variações naturais do caudal afluído obriga a que a turbina trabalhe em pontos de funcionamento distintos do regime nominal e consequentemente apresentar valores de rendimento inferiores ao seu valor máximo.

Para ajuda na escolha de turbina a aplicar numa exploração, apresenta-se a tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Resumo das características e aplicações dos diversos tipos de turbinas.

Turbinas de Impulso ou Acção	
Turbinas Pelton	O seu uso é adequado para locais onde haja altas quedas e caudais pequenos. Apresenta bons rendimentos onde há grande variação de carga, podendo ser operadas entre 10 e 100% da sua potência máxima.
Turbinas Turgo	São turbinas idênticas à turbina Pelton apresentam diferenças ao nível das conchas e do ângulo de incidência do jacto (tipicamente incide a 20 graus) O seu rendimento é cerca de 5 a 6 % inferior ao da turbina Pelton São de fabrico mais difícil
Turbinas Bankl-Mitchell (ou de fluxo cruzado)	De tecnologia bastante simples requer poucos equipamentos para o seu fabrico e manutenção. O seu rendimento é inferior aos das turbinas de projecto convencional, mas mantem-se num valor elevado ao longo de uma extensa gama de caudais. O seu campo de aplicação atende quedas de 3 a 100 metros, vazões de 0,02 a 2,0 m ³ /s e potência de 1 a 100 kW. Devido à sua facilidade de padronização pode apresentar rotações específicas entre 40 e 200 rpm.
Turbinas de Reacção	
Turbinas Kaplan e Hélice	As turbinas de hélice são não reguláveis as turbinas de pás possuem apenas regulação em vazio, para adaptação a diferentes regimes de caudais afluentes (períodos de chuvas e período de estiagem) [4] As turbinas hélice têm uma constituição mais simples e robustas sendo mais baratas e requerem menor manutenção. [4] As turbinas Kaplan são reguláveis, esta regulação pode ser dupla - mobilidade das pás da roda e do distribuidor- ou simples - apenas uma possibilidade de regulação [4]. Usadas para grandes caudais e baixas quedas. Dificuldade de dimensionamento e custo de fabrico elevado.
Turbinas Francis	São turbinas adequadas para operação com condições intermédias de queda e de caudal (Fig 18) [4] É a turbina de maior uso em quedas e caudais médios. Apresenta um alto rendimento (80 a 90 %), tanto mais elevado quanto maior for a potência.

4.3 *Pumps as Turbines (PAT) - Bombas Funcionando como Turbinas (BFT)*

Nos projectos de mini e micro centrais com potência máxima diminuta e tendo em conta o custo que a turbina representa numa CMH, devido à sua produção individual e atendendo às especificidades de cada aproveitamento, leva à utilização de bombas hidráulicas que irão funcionar como turbinas.

As bombas hidráulicas são equipamentos produzidos em série, utilizadas amplamente na agricultura, abastecimento, saneamento e indústria. Consequentemente, o custo de uma bomba tende a ser consideravelmente inferior ao de uma turbina, com potências e dimensões semelhantes. Analisando-se os aspectos construtivos e hidráulicos de bombas e turbinas, percebe-se que estes equipamentos são extremamente semelhantes, desempenhando, porém, processos opostos.

Uma máquina hidráulica tem a finalidade de, como máquina motriz em transformar um tipo de energia que a natureza nos oferece em trabalho mecânico, ou, como máquina geratriz fornecer energia a um fluido para, por exemplo, transportá-lo de um local para outro. Quando uma máquina de fluxo trabalha como motriz, é chamada de turbina, quando trabalha como geratriz é chamada de bomba. De seguida apresenta-se as vantagens e desvantagens das BFT quando comparada com turbinas na mesma faixa de potência.

Vantagens:

- As bombas são fabricadas em série, logo o custo de fabrico e de manutenção são menores;
- Para a sua manutenção não é necessária mão-de-obra especializada;
- Esquema de instalação simples, facilidade de implantação no caso de pequenas potências;
- É um equipamento robusto e as suas peças podem ser encontradas com facilidade.

Desvantagens:

- Possuem rendimento inferior às turbinas convencionais;
- Não possuem um dispositivo de controlo hidráulico incorporado (distribuidor);
- Não permitem variações de carga como uma turbina convencional. Estas desvantagens podem ser minimizadas se a bomba for correctamente seleccionada em função das características do sistema e ponderada a sua utilização em termos de eficiência [13].

Para que uma bomba centrífuga funcione como turbina, o sentido do fluxo de escoamento de água é invertido, e conseqüentemente haverá uma inversão no sentido de rotação. A figura 4.11, ilustra uma bomba centrífuga funcionando como bomba e a figura 4.12, ilustra a mesma bomba a funcionar como turbina, bem como as suas partes funcionais principais em ambos os casos. No caso do funcionamento como bomba, figura 4.11, o fluido entra na sucção a baixa pressão e transforma energia de velocidade em pressão através do rotor saindo pela descarga. No funcionamento como turbina, figura 4.12, o fluido entra com energia de pressão, acciona o rotor em reverso e sai com baixa pressão [14].

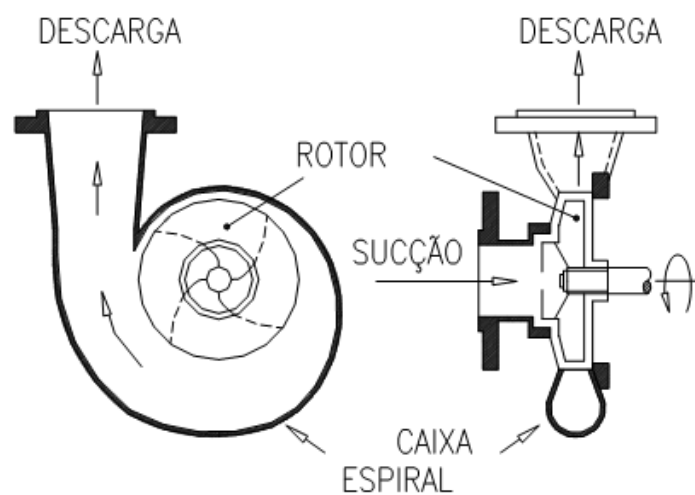


Figura 4.11 - Bomba centrífuga a funcionar como bomba (extraído de [14])

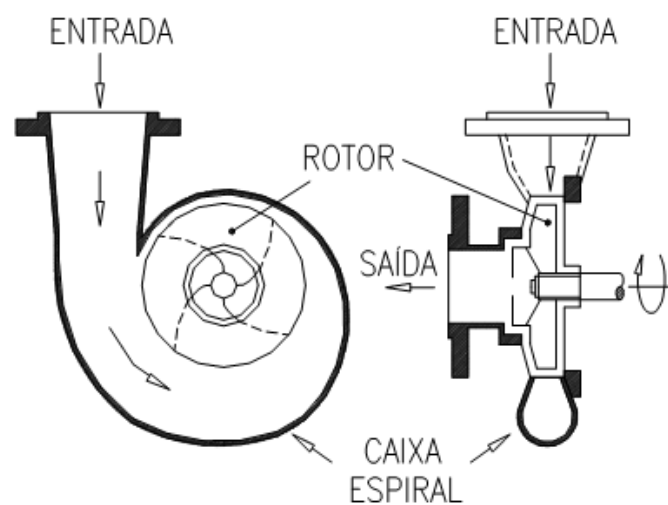


Figura 4.12 - Bomba centrífuga a funcionar como turbina (extraído de [14])

Através de resultados experimentais, a figura 4.13 fornece as curvas de altura, potência de eixo e rendimento total versus vazão de uma bomba típica e sua aplicação como BFT, na mesma rotação. Note que a vazão e a altura da BFT são maiores do que os valores correspondentes da bomba no máximo rendimento, resultando numa potência de eixo maior para BFT.

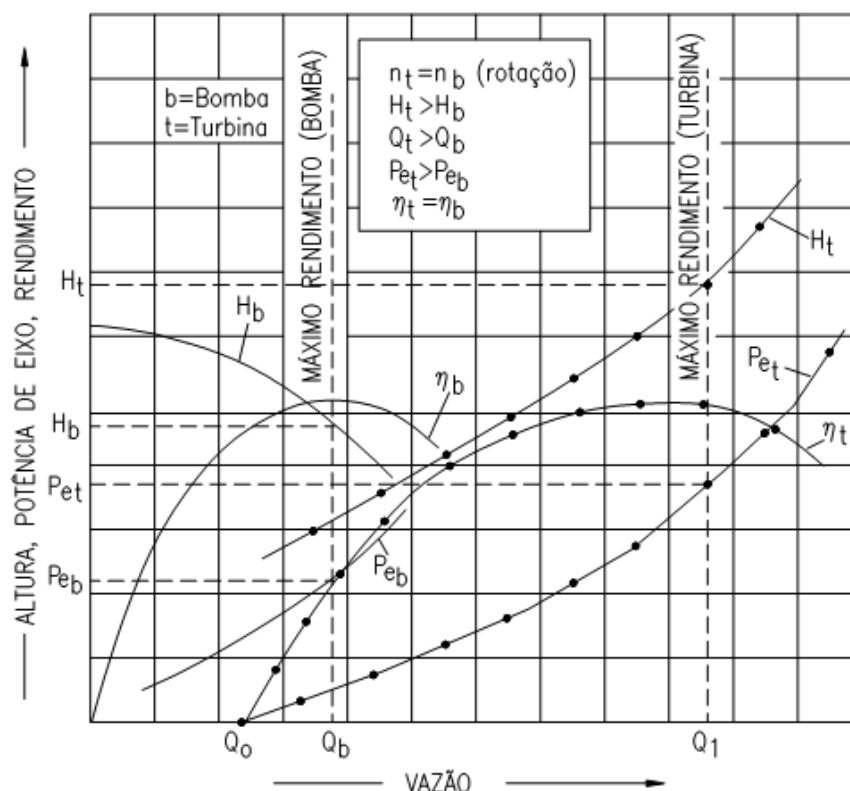


Figura 4.13 - Curvas de altura, potência de eixo, rendimento versus vazão para a bomba e BFT (extraído de [14])

Quando uma bomba funciona como turbina o motor funciona como gerador. O diagrama cartesiano, figura 4.14 é um tipo de representação sugestivo dos diferentes regimes de funcionamento de uma turbomáquina hidráulica, incluindo também as rotações no sentido negativo, no qual se assinalam velocidades de rotação, em função dos caudais, considerando como parâmetro das diferentes famílias de curvas a representar, a altura de elevação e o momento resistente.

As curvas obtidas através das relações entre estas quatro variáveis são identificadas pelas curvas características da bomba e as condições avaliadas referem-se ao ponto de rendimento

óptimo. Isto é, os parâmetros n , q , h e b usados são adimensionais e estão definidos em (4.2).

$$n = \frac{N}{N_R} ; q = \frac{Q}{Q_R} ; h = \frac{H}{H_R} ; b = \frac{T_G}{T_{GR}} \quad (4.2)$$

Onde:

n – velocidade de rotação;

q – caudal;

h – altura de elevação;

b – momento resistente;

N – velocidade de rotação da bomba em descarga [rpm];

Q – caudal de descarga da bomba em função de N e H [m^3/s];

H – altura de elevação [m];

T_G – momento resistente do motor [Nm];

N_R , Q_R , H_R e T_{GR} – são valores nominais referentes ao ponto de funcionamento óptimo.

A figura 4.14 representa os diferentes domínios dos principais regimes de funcionamento da turbomáquina hidráulica. Os parâmetros n e q definem quatro quadrantes e por sua vez os sinais h e b identificam diferentes regimes de funcionamento da turbomáquina.

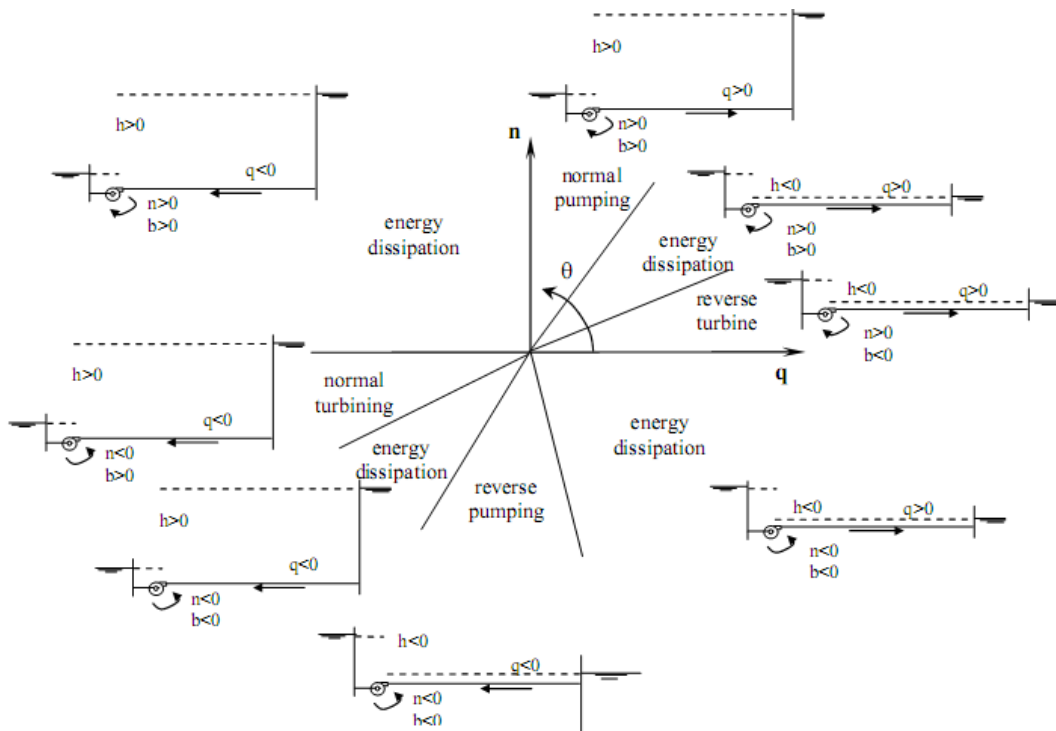


Figura 4.14 - Domínios de funcionamento de uma bomba hidráulica em regime variável (extraído de [25])

Verifica-se que no terceiro quadrante, tanto a rotação do fluido, como a rotação do impulsor, dão-se no sentido do turbinamento. O motor assíncrono da bomba, que na situação de bombagem normal cede energia ao fluido, funciona agora como gerador assíncrono a uma velocidade superior à velocidade síncrona, absorvendo a energia mecânica proveniente da rotação do veio e transformando-a em energia eléctrica.

As condições de funcionamento do protótipo são obtidas a partir das características disponibilizadas pelo fornecedor recorrendo a relações homólogas. Nestas relações, o ângulo θ define a zona de funcionamento da bomba, (4.3).

$$\theta = \frac{n}{q} \quad (4.3)$$

O ângulo, θ , cobre todos os regimes de funcionamento possíveis de 0° a 360° . O intervalo do ângulo θ compreendido entre 180° e sensivelmente 210° corresponde ao regime de turbinamento normal.

4.3.1 Rendimento das BFT

O rendimento global de uma turbina de reacção varia, entre outros factores, consoante o grau de abertura do distribuidor devido às perdas de carga originadas pela turbulência que se gera na passagem do fluido, desde a entrada na turbina até à sua roda.

No caso de uma bomba funcionar como turbina e como não existe distribuidor, a capacidade de regulação da velocidade do fluido no ataque à roda é nula. Consequentemente o rendimento global de uma BFT variará, consoante o caudal turbinado admitindo que a variação da queda não é relevante face à influência da variação dos caudais.

A Figura 4.15 apresenta o gráfico da eficiência das turbinas versus bombas em que q é uma percentagem do valor do caudal máximo $q_{máx}$ aduzido.

Na figura 4.15, verifica-se que o ponto de rendimento óptimo de uma bomba ocorre para um valor de caudal igual ao caudal máximo bombeado. No caso de uma turbina, para a situação de plena abertura do distribuidor, ou seja, para um valor de caudal igual ao caudal máximo bombeado, o rendimento expectável é inferior ao óptimo, pois o rendimento óptimo dá-se para uma relação de Q/Q_R aproximadamente igual a 80%.

Para se estimar de forma correcta a potência útil desenvolvida pela BFT é necessário converter o seu rendimento quando a bombear para o respectivo rendimento quando a

turbinar, multiplicando o rendimento óptimo da bomba pelo factor de conversão usualmente dado nos catálogos do fornecedor, (4.4).

$$\eta_{tb} = \eta_b \times C_R \quad (4.4)$$

Onde:

η_{tb} - rendimento da BFT;

η_b - rendimento da bomba;

C_R - factor de conversão.

Como geralmente o intervalo de valores do C_R varia entre 0,92 e 0,99, o rendimento expectável de se registar numa BFT será sempre inferior quando comparado com o funcionamento como bomba.

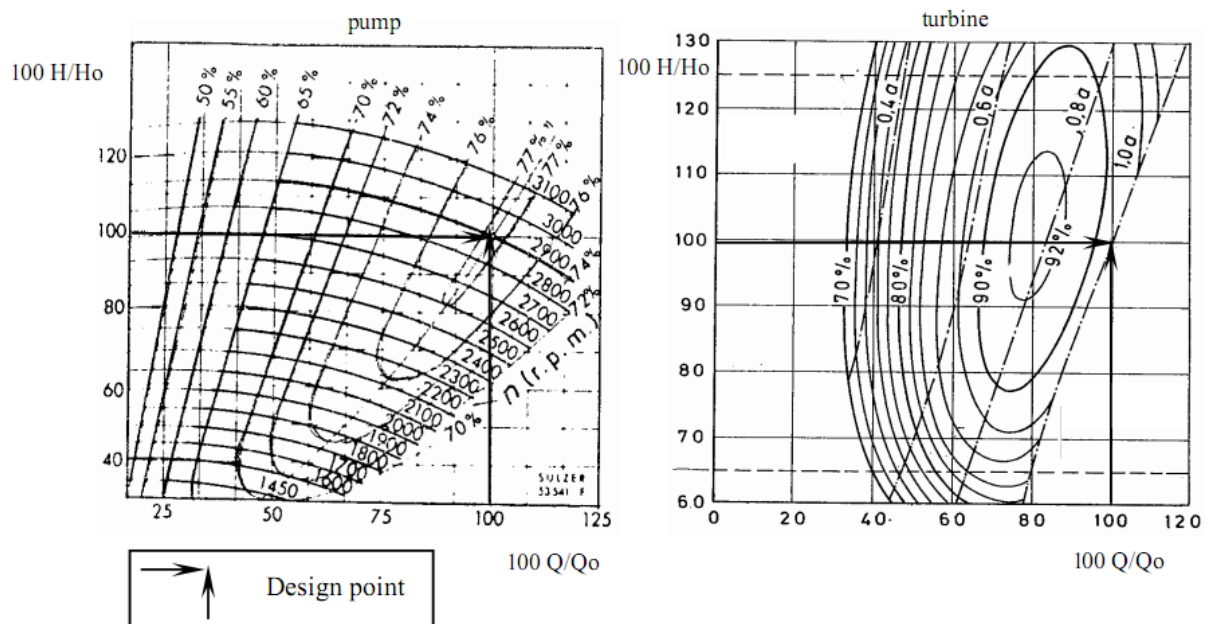


Figura 4.15 - Eficiência Bomba e Turbina para $Q = Q_R$ - diagramas de colinas (extraído de [25])

Conhecidos os valores de conversão é possível prever a performance da BFT, sob diferentes condições de funcionamento, com o auxílio de gráficos como os apresentados nas figuras 4.16 e 4.17, em que são desenhadas as curvas características da BFT para diferentes velocidades específicas, mas com velocidade de rotação constante, onde é obtido o ponto de rendimento óptimo – Point of the Best Efficiency (BEP).

Com estas referências torna-se mais prático determinar o rendimento e a queda útil

correspondentes a uma determinada percentagem de caudal turbinado, relativamente àquele que seria turbinável no ponto de rendimento óptimo da turbina-bomba (Percent of BEP turbine capacity) [15].

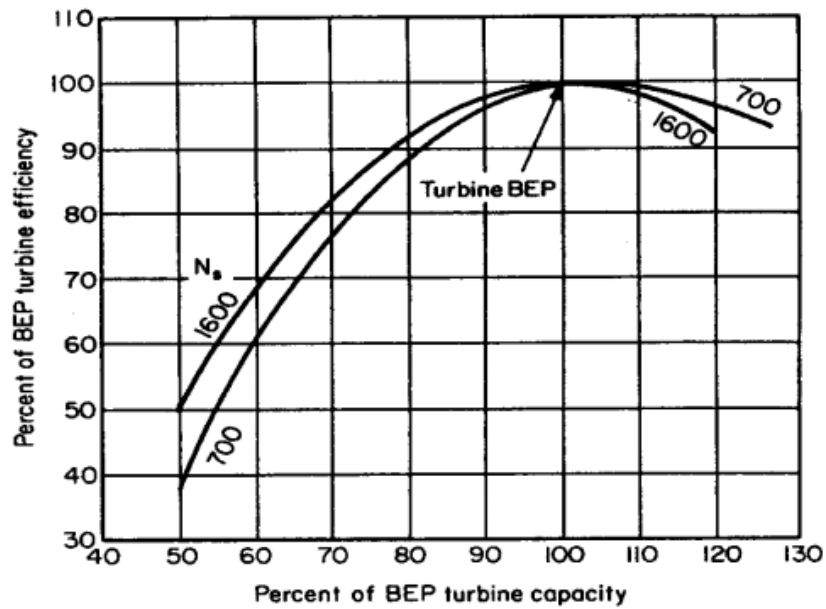


Figura 4.16 - Caudal turbinado versus rendimento esperado (extraído de [15])

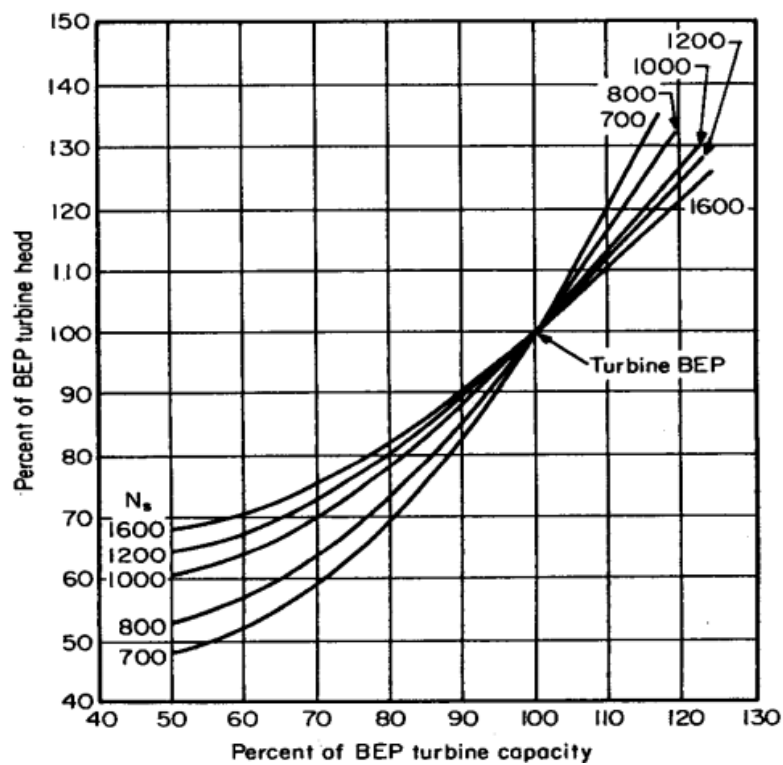


Figura 4.17 - Caudal turbinado versus queda útil (extraído de [15])

CAPÍTULO

5

Geradores

5.1 Tipos de Gerador

A máquina eléctrica que tem a missão de transformar a energia mecânica produzida pela turbina em energia eléctrica é o gerador.

A escolha do conversor mecano-eléctrico para equipar uma CMH depende das especificações impostas à turbina, tais como:

- Rendimento;
- Velocidade nominal;
- Velocidade de embalamento;
- Constante de inércia;
- Tipo de regulação, etc.

Inicialmente utilizavam-se geradores de corrente contínua, actualmente, salvo raras excepções, só se utilizam alternadores trifásicos de corrente alternada. Em função da rede a alimentar, o projectista pode escolher entre:

- **Gerador síncrono** (alternador) - equipado com um sistema de excitação associado a um regulador de tensão para que, antes de ser ligado à rede:
 - Gere energia eléctrica com a mesma tensão;
 - Frequência;
 - Ângulo de desfase;
 - Energia reactiva requerida pelo sistema uma vez ligados.

Os alternadores síncronos podem funcionar isolados da rede.

- **Gerador assíncrono** (ou de indução) - motor de indução simples com rotor em gaiola de esquilo, sem possibilidade de regulação da tensão, gira a uma velocidade

directamente relacionada com a frequência da rede a que está ligado. Dessa rede extrai a corrente de excitação e dela absorve a energia reactiva necessária para a sua própria magnetização. Se for considerado adequado esta energia reactiva pode ser compensada através de bancos de condensadores. O gerador assíncrono não pode gerar corrente quando está desligado da rede porque é incapaz de gerar a sua própria corrente de excitação.

Os geradores síncronos são mais caros que os assíncronos e utilizam-se para alimentar redes pequenas em que a sua potência representa uma proporção substancial da carga do sistema. Nas centrais de potência mais elevada são exigidas soluções técnicas mais elaboradas e os aspectos económicos são menos críticos, pelo que o gerador síncrono é normalmente o conversor eleito.

O gerador assíncrono constitui, em geral, a solução técnica e economicamente preferível, devido às suas características conhecidas de robustez, fiabilidade e economia. O gerador assíncrono utiliza-se em grandes redes em que a sua potência representa uma percentagem insignificante da carga do sistema.

Os geradores podem ser de eixo horizontal ou de eixo vertical, independentemente do tipo de configuração da turbina utilizada, mas por regra, os geradores adoptam a mesma configuração que a turbina.

Em Portugal as CMH estão equipadas com geradores síncronos. Uma primeira explicação para esta situação prende-se com o facto de, à época em que as mini-hídricas se começaram a conceber pelo país (década de oitenta), não haver experiência de operação das máquinas assíncronas no funcionamento do gerador. Esta circunstância terá levado os projectistas a tomarem uma atitude de prudência e a optarem por soluções com méritos comprovados. Outra razão prende-se com a operação das turbinas. Para quedas baixas, característica da maior parte das aplicações mini-hídricas, a velocidade da turbina também é baixa (da ordem das 500 a 1000 rpm). Ora, os fabricantes de motores de indução não ofereciam soluções equipadas com multipólos, porque não tinham aplicação na indústria. Nestas condições, o uso deste tipo de conversor obriga a recorrer a uma caixa de engrenagens para adaptação de velocidades. Independentemente do tipo construtivo, o custo dos geradores aumenta sensivelmente com o número de pólos, ou seja, diminui com o aumento da velocidade nominal. Daí a vantagem económica associada ao uso de multiplicadores de velocidade e geradores de indução [1].

Contudo este conjunto também apresentava inconvenientes de monta [1]:

- Redução do rendimento e, conseqüentemente, da energia produzida;
- Mais manutenção;
- Menos fiabilidade;
- Construção especial para protecção contra embalamento.

Tudo visto e ponderado, terá levado os projectistas a escolher a solução habitual em aproveitamentos hidroeléctricos, constituída por grupos turbina/gerador, que dispensam a caixa de velocidades.

Hoje em dia a situação é diferente, dada a experiência entretanto adquirida do funcionamento da máquina assíncrona como gerador em aproveitamentos eólicos [1].

5.1.1 Gerador Síncrono

Pode-se definir gerador síncrono, como sendo uma máquina eléctrica capaz de transformar energia mecânica de uma turbina em energia eléctrica, na qual a frequência da tensão alternada de saída de um determinado número de par de pólos, é estritamente proporcional à velocidade de rotação do rotor (5.1), isto é, há sincronização entre a frequência da tensão alternada e a velocidade mecânica de rotação do rotor.

$$f = n \cdot p \quad (5.1)$$

Onde:

f – frequência;

n – velocidade de rotação;

p – número de pares de pólos.

O gerador síncrono pode alimentar uma carga isolada ou, mais usualmente estar integrado numa rede à qual estão ligados outros geradores, rodando em sincronismo.

Na primeira situação, o gerador tem, por si só, de manter constante a frequência e a tensão aos terminais, por meio da acção de reguladores de velocidade e de tensão, respectivamente.

Quando uma carga é ligada ao gerador (suposto em vazio, rodando à velocidade nominal e apresentando a tensão nominal aos seus terminais), a corrente no estator dá lugar a um binário resistente (negativo), o qual impõe uma desaceleração do rotor, de acordo com (5.2) [15].

$$T = I \frac{\partial \omega_r}{\partial t} \quad (5.2)$$

Onde:

T – binário resistente;

I – momento de inércia do grupo gerador (incluindo a máquina de accionamento);

ω_r - velocidade angular do rotor.

Uma vez que a frequência é proporcional à velocidade do rotor, a mesma vai baixar, este efeito tem de ser corrigido através do aumento do binário motor da máquina motriz, ao aumento do binário motor corresponde um aumento de potência mecânica (5.3).

$$P_M = T\omega_r \quad (5.3)$$

A potência activa fornecida pelo gerador é igual à potência mecânica do mesmo, deduzindo as perdas. Atendendo a que a potência activa fornecida pelo gerador tem de ser igual à potência activa requerida pela carga, esta condição é assegurada pelo regulador de velocidade.

Quando é imposto uma carga ao gerador, este apresenta uma queda de tensão à sua saída, devida à reactância síncrona desta máquina, esta queda de tensão tem de ser corrigida por um aumento da corrente de excitação. A variação da corrente de excitação de acordo com a força-electro-motriz (f.e.m.) pretendida, é assegurada pelo regulador de tensão.

Os reguladores de velocidade e tensão são genericamente designados por mecanismos de governo.

Na integração de um gerador em paralelo numa rede síncrona, este tem de ser sincronizado independentemente, através do seu sincronizador, de modo a que quando se estabeleça o paralelo se assegure as seguintes condições:

- A frequência do alternador e da rede são iguais;
- A f.e.m. do alternador e a tensão da rede têm a mesma amplitude de fase;
- A sequência de fases do alternador coincide com a da tensão da rede.

Uma vez estabelecido o paralelo do gerador à rede, à que colocá-lo em carga, operação que se realiza actuando sobre a válvula de admissão da máquina de accionamento (turbina), através do regulador de velocidade, que é de facto um regulador de carga - velocidade.

Se a potência fornecida pelo alternador for muito menor que a potência girante da rede, ou seja, potência total das máquinas em serviço, como é habitualmente o caso, a frequência do conjunto não será significativamente afectada pelo facto de aquele ser colocado em carga. Na verdade, a regulação de frequência é uma tarefa executada pelo conjunto dos geradores ligados à rede, podendo contudo ser atribuída prioritariamente a alguns deles.

No que respeita à potência reactiva, o gerador síncrono pode fornecê-la ou consumi-la. A tensão no barramento da central pode ser regulada automaticamente por meio do regulador de

tensão, situação em que a potência reactiva a fornecer ou consumir se torna uma variável dependente. Em alternativa, o gerador pode ser operado com potência reactiva (ou factor de potência) constante, o que não assegura uma tensão constante.

Em qualquer dos casos, o regulador de tensão, que é de facto um regulador de tensão - potência reactiva, actua sobre a corrente de excitação [15].

O gerador síncrono possui características e aspectos de funcionamento, que, pelos quais, a adopção deste tipo de solução nos aproveitamentos hidroeléctricos de pequena dimensão é justificada, tendo em consideração:

- **Compensação da energia reactiva** - a máquina síncrona retira do seu circuito indutor a energia necessária para criar e manter o campo magnético, não necessitando por isso, que a energia reactiva lhe seja fornecida pela rede eléctrica a que está ligada, ou (no arranque indirecto) por uma bateria de condensadores.
A máquina síncrona pode trabalhar em regime de sobreexcitação, e desta forma fornecer energia reactiva à rede a que se encontra ligada;
- **Regime de carga** - como a potência activa fornecida pelo gerador síncrono trifásico é controlada através da máquina primária e a potência reactiva é controlada através da excitação, o gerador síncrono pode ser explorado economicamente em regime de fracção de carga nominal, variável, com tensão constante e factor de potência constante;
- **Frequência da rede** - é possível por actuação na máquina primária, alterando a velocidade, e por actuação na excitação, alterando a corrente de excitação do gerador, manter o gerador síncrono a funcionar em regime de tensão e frequência constante; o que é necessário numa produção independente ou distribuição autónoma de energia;
- **Excitação** – actualmente com a utilização de sistemas de excitação sem escovas (brushless), diminuíram os problemas de exploração e de manutenção do sistema de excitação;
- **Potência activa por pólo** - um critério de comparação utilizado na construção de máquinas eléctricas de corrente alternada é o valor da potência por pólo. No gerador síncrono trifásico esse valor pode ser superior a 5 MW / pólo, o que permite construir máquinas com potência nominal elevada;
- **Potência superior a 5 MVA** - não é permitida a utilização de outro tipo de gerador quando existe interligação a redes de média tensão ($1 \text{ kV} = U_n < 60 \text{ kV}$) ou tensão

superior, e a potência aparente de cada gerador no aproveitamento hidroeléctrico é superior a 5 MVA, de acordo com o Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio;

- **Produção independente e distribuição autónoma** - A energia eléctrica produzida pode ser consumida pelo produtor, ou pode ser distribuída em rede própria desde que não exista uma rede de distribuição que possa servir os consumidores em causa de acordo com o Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio.

Conclui-se que a utilização de um gerador síncrono trifásico é aconselhado para:

- Centrais de potência superior a 5 MVA;
- Quando se prevê uma produção autónoma do sistema produtor geral (ou em interligação);
- Quando é necessário fornecer energia reactiva à instalação eléctrica em que o gerador está integrado - correcção do factor de potência;
- Quando é necessário um funcionamento com carga variável mas com tensão constante - regulação de tensão;
- Quando são exigidas soluções técnicas mais elaboradas e os aspectos económicos são menos críticos.

5.1.2 Gerador Assíncrono

Pode-se definir gerador assíncrono, ou gerador de indução como sendo uma máquina eléctrica de indução capaz de transformar energia mecânica de uma turbina em energia eléctrica, na qual não há sincronismo entre a frequência da tensão aos seus terminais e a velocidade de rotação do rotor. Esta máquina eléctrica funciona com uma velocidade de rotação superior à velocidade de sincronismo.

O circuito eléctrico do rotor é formado por barras de material condutor, cobre ou alumínio, curto - circuitadas nas extremidades por anéis do mesmo material, formando uma “gaiola de esquilo”. No caso de potências elevadas o enrolamento do rotor é constituído por um enrolamento formado por condutores eléctricos.

Para melhor compreensão do funcionamento do gerador assíncrono, importa descrever o funcionamento de um motor assíncrono. Assim, o fluxo magnético, ao atravessar os condutores do enrolamento do rotor, gera forças electromotrizes. Como esses condutores estão curto - circuitados, vão ser percorridos por correntes eléctricas. A presença destas

correntes eléctricas no seio do campo magnético dá origem ao aparecimento de forças mecânicas que, combinando-se, produzem o binário electromotor da máquina, que tende a fazer deslocar o rotor com a velocidade do campo magnético. Devido ao atrito, a velocidade do rotor, é inferior à velocidade de sincronismo, esta diferença de velocidade é caracterizada por escorregamento (5.4).

$$S = \frac{n_s - n_i}{n_s} \quad (5.4)$$

Onde:

n_s - velocidade de sincronismo;

n_i - velocidade do rotor;

Quando a velocidade do rotor é superior à velocidade de sincronismo o escorregamento é inferior a zero, a máquina funciona como gerador eléctrico, quando o escorregamento é superior a zero, a máquina funciona como motor.

A potência mecânica fornecida pela turbina através do veio da máquina é convertida numa potência eléctrica alternada cuja frequência é imposta pela frequência da rede. Sendo que é a rede eléctrica quem fornece a energia reactiva necessária à manutenção do campo magnético do gerador de indução.

A velocidade de rotação do gerador varia ligeiramente em função da carga eléctrica que lhe é aplicada, mas tal não tem influência na tensão ou frequência do sistema, dado que o campo magnético do estator ser gerado e controlado pela rede.

Esta indiferença de comportamento, só é alterada no caso em que a potência do gerador seja significativa face à potência total instalada na rede.

A ligação do gerador assíncrono à rede eléctrica pode ser levada a cabo quer [15]:

- Directamente com a máquina rodando a uma velocidade próxima da nominal ao que dá lugar a um pico de corrente eléctrica resultante de o campo magnético no entreferro ser nulo;
- Auto-excitando-o por meio de uma bateria de condensadores de valor adequado e fazendo o paralelo de forma semelhante ao de uma máquina síncrona, que não dá origem a qualquer sobre - corrente.

Analisando-se o gerador de indução, verifica-se que a sua utilização em pequenos aproveitamentos hidroeléctricos, apresenta grandes vantagens, como por exemplo:

- Para igual potência, é mais pequeno e simples que os geradores síncronos;

- Não apresenta pólos girantes, daí não ter escovas nem anéis e não apresentar sistema de excitação;
- Dispensa equipamento de sincronização e, para pequenas potências é produzido em série;
- Apresenta maior fiabilidade e manutenção simples.

5.2 Condições Técnicas de Ligação dos Geradores à Rede Eléctrica

Quando uma mini central dispuser de um grupo em que o mesmo venha a funcionar em paralelo com a rede eléctrica, o tipo de gerador irá impor distintos procedimentos para que se estabeleça o paralelo com essa rede eléctrica.

Assim ter-se-á que analisar os dois casos seguintes:

- Gerador síncrono** – estas máquinas quando em funcionamento numa rede eléctrica na qual representam uma parcela importante, devem arrancar por meio do seu motor primário. A sua ligação em paralelo com a rede eléctrica deve ser controlada, de preferência automaticamente, de forma a não serem ultrapassados os limites indicados na tabela 5.1;

Tabela 5.1 – Desvios máximos admissíveis na ligação dos geradores síncronos à rede eléctrica

Parâmetro	Potência do gerador	
	$S \leq 500$ kVA	$S > 500$ kVA
Desvio da tensão em relação à rede (Tensão da rede 1,00 p.u.)	$\pm 0,1$ p.u.	$\pm 0,08$ p.u.
Desvio de frequência em relação à rede	$\pm 0,3$ Hz	$\pm 0,2$ Hz
Desvio angular em relação à tensão da rede	$\pm 20^\circ$	$\pm 10^\circ$

- Gerador assíncrono** – Em regra o arranque dos geradores assíncronos, é feito por meio de um motor primário, só devendo ser feito o paralelo com a rede quando o gerador tiver atingido uma velocidade não inferior à percentagem, a seguir indicada,

da sua velocidade síncrona:

- 95% - Para o caso de gerador de potência superior a 500 kVA;
- 90% - Para o caso de gerador de potência inferior a 500 kVA.

Para o caso de geradores assíncronos de baixa tensão, de potência não superior a 20KVA e previstos para a ligação em paralelo com a rede, admite-se que possam arrancar como motores.

O número de ligações à rede de geradores numa mesma instalação de produção, não pode exceder uma em cada 15 segundos [10].

CAPÍTULO

6

Válvula Redutora de Pressão (VRP)

6.1 Aplicabilidade da VRP em Sistemas de Abastecimento de Água

Os sistemas adutores e/ou de distribuição de água, com energia ou carga hidráulica em excesso necessitam de fazer um controlo da pressão devido a factores de ordem económica bem como por motivo de segurança dos equipamentos constituintes dos sistemas e segurança de pessoas.

Para a regularização ou controlo da pressão no interior de condutas ou sistemas hidráulicos recorre-se à divisão da rede em zonas por patamares de pressão através de câmaras de perdas de carga ou VRP onde a energia hidráulica em excesso é dissipada ou totalmente perdida.

Quando numa rede de distribuição a pressão estática ultrapassa o máximo regulamentar, ou quando nas condutas se pretende reduzir o valor da pressão, nomeadamente por razões de ordem construtiva, qualidade das tubagens, elementos de ligação e acessórios, é necessário a aplicação de dispositivos redutores de pressão. Nesta circunstância é usual recorrer à aplicação de VRP.

A VRP tem como principal função limitar a pressão a jusante, do ponto de vista hidráulico, são dispositivos que originam uma perda de carga localizada, dissipando a energia contida no fluido. Consequentemente reduz-se o nível piezométrico a jusante da secção da conduta. Usualmente estas válvulas são instaladas em by-pass, havendo a necessidade de, em zonas onde as exigências do abastecimento são rigorosas, colocar duas válvulas redutoras em paralelo, para que o abastecimento nunca seja interrompido em caso de avaria ou trabalhos de manutenção de uma delas [16].

6.2 Funcionamento da VRP em Sistemas de Abastecimento de Água

As válvulas redutoras são constituídas pela câmara de montante e jusante, situadas no corpo da válvula, e pela câmara de controlo de pressão, situada na parte superior da mesma.

Existem diversos tipos de VRP, sendo as mais comuns (figura 6.1):

- Válvula de mola;
- Válvula de pistão;
- Válvula de diafragma.

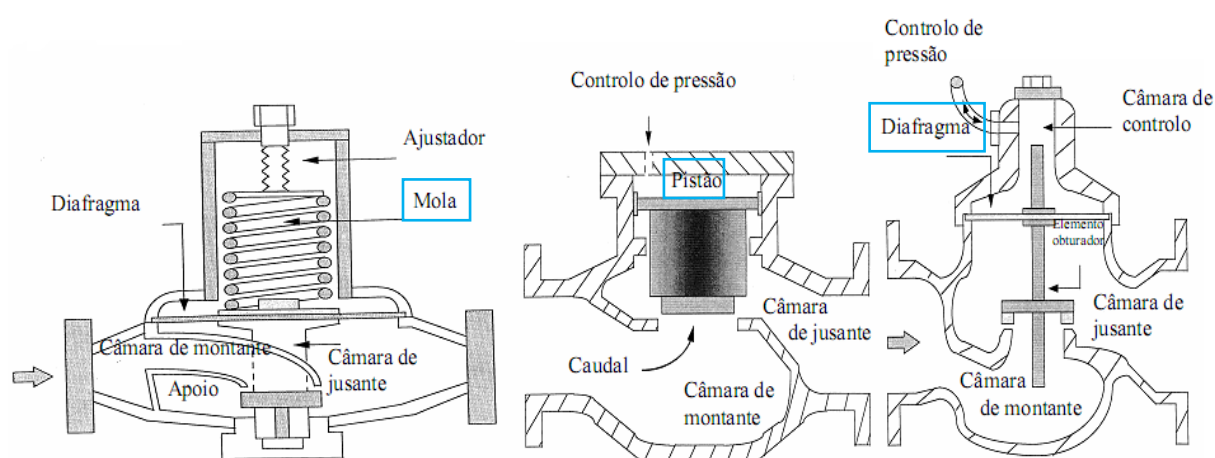


Figura 6.1 – Diferentes tipos de VRP (extraído de [17])

As VRP, tendo em conta a sua aplicação, podem fazer uma redução proporcional ou diferencial.

Nas VRP de redução proporcional, há uma proporção fixa de redução entre a pressão montante e a pressão a jusante, assim, a variação de pressão criada pela válvula é constante. Nas VRP de redução diferencial a válvula mantém constante a pressão regulada a jusante independentemente das flutuações de pressão a montante e das variações de caudal. As válvulas redutoras de pressão diferenciais, utilizam um sistema de pilotagem, que permite ao utilizador regular a pressão de saída. Tendo em conta as características descritas, a redução diferencial é a mais utilizada [16].

Genericamente, o princípio de funcionamento de uma VRP consiste em accionar o dispositivo de obturação sempre que a pressão a jusante for demasiado elevada, de forma a aumentar a perda de carga localizada no sistema, reduzindo o valor da pressão a jusante até ao valor

pretendido, este valor é designado por, *Carga de Definição da Válvula Redutora de Pressão* (H_{VRP}); se pelo contrário, a pressão a jusante descer abaixo de um determinado valor, a válvula abre, diminui a perda de carga, aumentando a linha de energia e a pressão a jusante atinge o valor pretendido. Deste modo as VRP distinguem-se fundamentalmente em três tipos de estado de funcionamento [17]:

- i. **Estado activo** - a pressão a montante da VRP é maior do que a jusante fruto da perda de carga localizada no sistema imposta pela VRP, figura 6.2 (i);
- ii. **Estado passivo (válvula aberta)** - quando a pressão a montante for insuficiente e inferior à carga de definição da VRP, a válvula abre totalmente, mantendo a montante e a jusante a mesma pressão, se dimensionada de forma que a sua capacidade para a abertura total seja superior ao caudal de dimensionamento do sistema. Neste caso a VRP não tem qualquer influência nas características do escoamento do fluido, figura 6.2 (ii);
- iii. **Estado passivo (válvula fechada)** - se a pressão a jusante da VRP for superior à pressão a montante, a válvula fecha totalmente e passa a funcionar como uma válvula de seccionamento, evitando a inversão do sentido de escoamento, figura 6.2 (iii).

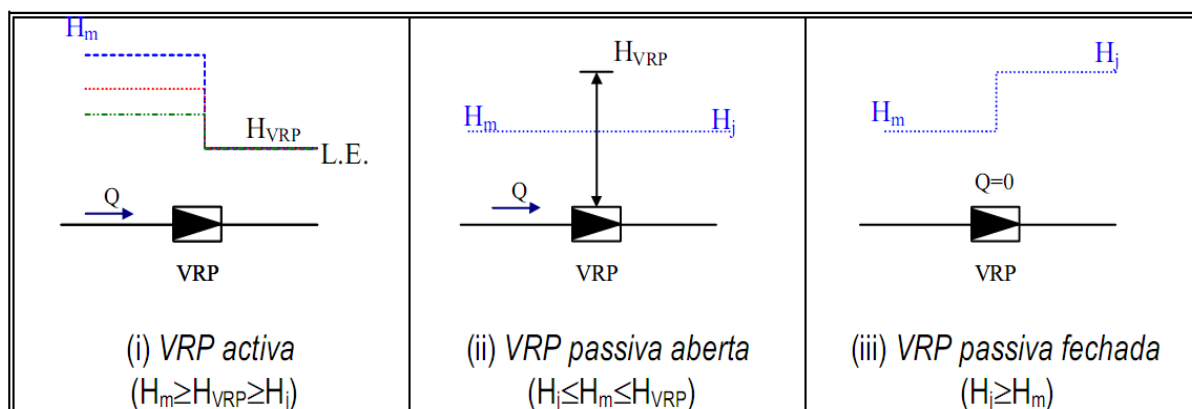


Figura 6.2 – Modo genérico de funcionamento de uma VRP do tipo convencional (extraído de [17])

As VRP podem ser controladas mecânica ou electronicamente, de modo a funcionarem, não apenas para um único valor de pressão, mas para diversos patamares de pressão definidos em função da variação de consumo, permitindo, assim, uma gestão mais eficiente dos níveis de serviço e um melhor desempenho hidráulico do sistema.

Existem, basicamente, quatro sistemas de funcionamento de válvulas redutoras de pressão [17]:

- i. **VRP com carga constante** - a válvula reduz e estabiliza a pressão a jusante da mesma, mantendo a pressão constante e igual a um determinado valor, pré-estabelecido (H_{VRP}), qualquer que seja a pressão a montante e o débito de caudal no sistema, figura 6.3 (i);
- ii. **VRP com queda constante** - a válvula reduz pressão a jusante da mesma, mediante a introdução de uma perda de carga localizada constante independente da pressão a montante, pelo que a pressão a jusante da válvula varia com a pressão a montante, mantendo constante o diferencial entre ambas, ΔH , figura 6.3 (ii);
- iii. **VRP com carga constante variável no tempo** - o comportamento deste sistema é análogo ao da VRP com carga constante a jusante, no entanto, a pressão é mantida constante em intervalos no tempo, pré-definidos, variando de intervalo para intervalo, figura 6.3 (iii). A situação mais comum é a utilização de dois patamares de pressão, um para o período diurno e outro para o nocturno;
- iv. **VRP com carga ajustável automaticamente em função da variação dos consumos** a válvula reduz a pressão a jusante em função do caudal debitado ou da variação de pressão em secções críticas da rede (secções com menores pressões). Caso a pressão seja regulada pelo caudal, é necessário equipar a válvula com um sistema de medição de caudal, para que qualquer variação do caudal, seja acompanhada pela respectiva variação de pressão a jusante (desde que a pressão a jusante se mantenha inferior à de montante).

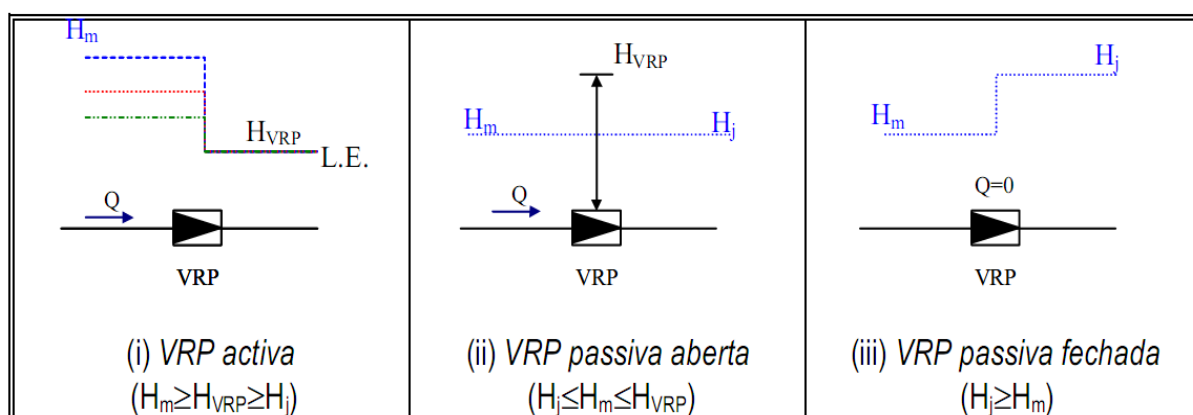


Figura 6.3 – Modo de funcionamento activo de diferentes sistemas de VRP (extraído de [17])

CAPÍTULO

7

Análise Técnica e Económica à Produção de Energia Eléctrica num Sistema Adutor de Abastecimento de Água em Alta Aplicando um Grupo Hidro-Gerador

7.1 Enquadramento do Troço da Conduto Adutora em Análise

O Subsistema de Abastecimento de Água do Sabugal é um dos principais subsistemas do Sistema Multimunicipal de Abastecimento de Água do Alto Zêzere e Côa, sendo composto por uma captação na albufeira do Sabugal, uma *Estação de Tratamento de Água* (ETA), vinte e três reservatórios, nove estações elevatórias e 241 km de condutas.

Com a capacidade para abastecer uma população residente de cerca de 52.500 habitantes e uma população flutuante de cerca de 26.000 habitantes, este subsistema serve os municípios de Almeida, Belmonte, Figueira de Castelo Rodrigo e algumas freguesias dos Municípios da Guarda e Penamacor.

O Subsistema de abastecimento de água do Sabugal – Meimoa – Belmonte tem início na ETA do Sabugal. A conduta principal desenvolve-se entre a ETA do Sabugal e o reservatório de Santo Antão, localizado junto ao extremo sul da povoação de Belmonte e destina-se a fornecer água ao concelho de Belmonte e algumas povoações dos concelhos do Fundão, Penamacor e Sabugal.

O troço inicial da conduta, imediatamente a jusante da ETA, alimenta também os concelhos de Sabugal, Almeida e Figueira de Castelo Rodrigo [18].

É objecto de análise neste trabalho, o Troço B da conduta adutora principal assinalado na figura 7.1. Este troço é composto por uma conduta principal que se estende ao longo de 25 km entre a ETA do Sabugal e o reservatório de Santo Antão em Belmonte. Desta conduta derivam o ramal de Cabeça Calva para abastecimento da totalidade do concelho de Penamacor (troço não executado), o ramal de Sortelha - Bendada com cerca de 7,3 km, o

ramal de Vale da Senhora da Póvoa, com 2,0 km de extensão, e os pequenos ramais que alimentam os reservatórios de Moita e de Casteleiro.

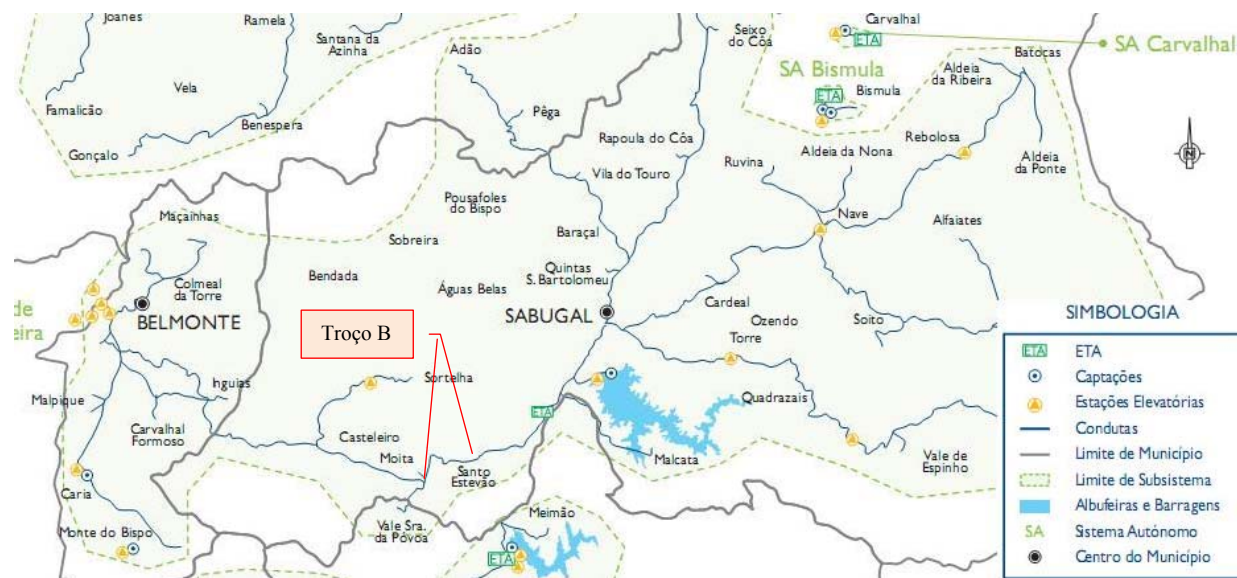


Figura 7.1 – Localização do troço B na conduta principal do Subsistema de abastecimento de água do Sabugal – Meimóia – Belmonte (extraído de [18])

De acordo com os estudos efectuados, foi considerado para o dimensionamento deste subsistema adutor o caudal do mês de maior consumo do ano horizonte de projecto de 60 l/s, assim repartido:

- Concelho de Penamacor e povoações de Escarigo, Salgueiro e Mata da Rainha do concelho do Fundão – 30 l/s;
- Concelho de Belmonte – 22 l/s;
- Povoações dos concelhos do Sabugal e de Penamacor localizadas nas proximidades da conduta – 8 l/s.

A conduta principal tem origem na cota 890 m a que se chama o km 0 e na fase de projecto foi considerada a conduta adutora principal e os ramais deste subsistema subdivididos em doze troços de TA a TL [18].

O dimensionamento hidráulico inicial em regime permanente das condutas de adução gravítica do subsistema adutor Sabugal - Meimóia – Belmonte foi feito de acordo com os reservatórios da tabela 7.1.

Tabela 7.1 – Reservatórios de água inicialmente propostos a serem abastecidos pelo subsistema adutor Sabugal – Meimoa - Belmonte

Nome do Reservatório	Capacidade [m3]	Cota [m]
R. de Cabeça Calva	2000	750
R. de Sto Estevão	350	750
R. da Moita	110	659
R. Vale Sr ^a da Póvoa	150	561
R. de Sortelha	200	791
R. de Bendada	160	530
R. de Sto Antão	300	630

O dimensionamento hidráulico das condutas adutoras foi feito atendendo às perdas de cargas provocadas pelo caudal máximo a escoar no ano do horizonte de projecto, às perdas de cargas provocadas pela rugosidade nas condutas e às perdas de carga provocadas pelas juntas, curvas, válvulas, etc.

As perdas de carga foram calculadas pela fórmula de Colebrook-White, tendo o projectista admitido uma rugosidade absoluta equivalente da conduta de 0,10 mm nas condutas de *Ferro Fundido Dúctil* (FFD) e de 0,01 mm nas condutas em *Polietileno de Alta Densidade* (PEAD). Para ter em conta as perdas de carga localizadas nas condutas adutoras, provocadas pelas juntas, curvas, válvulas, etc., o projectista considerou adicionalmente 10% da perda da carga contínua [18].

No **anexo A** é apresentado o dimensionamento hidráulico em regime permanente das condutas adutoras, conduta adutora principal Sabugal – Belmonte e ramais anexos.

O troço B começa no km 4 + 000 onde existe o ponto de entrega ao reservatório de Santo Estevão, à cota 750 m. Ao km 6 + 100 foi instalada uma *Câmara de Perda de Carga* (CPC), n.º 8 do **anexo B**, à cota 730,5 m de forma a fazer uma redução de 165 m na pressão estática a jusante. O troço B termina junto da povoação do Terreiro das Bruxas, ao km 7 + 704. No projecto de execução foram consideradas as seguintes cotas piezométricas de ensaio:

- Troço entre o km 0+000 e o perfil de derivação para o reservatório de Cabeça Calva ao km 1+997 – cota piezométrica de ensaio de 940 m;
- Troço entre o km 1+997 e o perfil do ponto de entrega no reservatório de Santo Estevão ao km 4+000 - cota piezométrica de ensaio de 940 m;

- Troço entre o km 4+000 e o km 6+100 onde se localiza a câmara de perda de carga – cota piezométrica de ensaio de 940 m;
- Troço entre o km 6+100 e o perfil final no reservatório de Santo Antão – cota piezométrica de ensaio de 780 m.

A conduta adutora Sabugal – Belmonte e os ramais anexos apresentam escoamento gravítico, com excepção de um pequeno troço junto de Sortelha, que tem uma elevação para o reservatório da povoação.

Foi feito no âmbito do projecto de execução o estudo do regime transitório que conduz fundamentalmente ao estabelecimento de tempos de manobra das válvulas de seccionamento de forma a tornar a operação tão longa quanto o necessário, para impedir que os acréscimos de pressão ultrapassem valores de 20 a 30 % da pressão de serviço.

Nestas condições, o projectista considerou necessário averiguar, para a situação mais desfavorável da conduta Sabugal – Belmonte, a necessidade de protecção contra o golpe de aríete. A câmara de perda de carga, conduz a que o regime de escoamento nos troços da conduta a montante e a jusante desta câmara, sejam independentes, pelo que o projectista decidiu proceder aos estudos separadamente. Assim, a situação considerada no estudo de regime transitório correspondeu ao troço com cerca de 20 km entre a câmara de perda de carga e o reservatório de Santo Antão em Belmonte.

A única regra específica a cumprir para protecção deste troço de conduta ao golpe de aríete consiste apenas no estabelecimento de um tempo de fecho igual ou superior a 300 segundos. Foi adoptado no projecto este tempo de fecho em todas as válvulas de seccionamento da conduta principal e dos ramais [18].

Da água produzida pela ETA, é distribuída para a conduta de Sabugal – Belmonte o caudal de 60 l/s.

Como a energia disponível é muito superior à necessária foram introduzidas câmaras de perda de carga, mas também limitadores e reguladores de caudal a montante das mesmas e dos reservatórios para que os caudais máximos de dimensionamento não fossem ultrapassados.

A câmara de perda de carga é constituída por uma caixa que aloja os equipamentos e por um pequeno reservatório provido de descarga de fundo e de superfície. Para além dos troços de tubagens, acessórios e equipamentos a integrar na conduta, no interior da caixa está instalado um circuito de “by-pass”, tendo em vista possibilitar a realização de operações de manutenção e/ou reparação da válvula de controlo de nível do pequeno reservatório anexo à caixa e da

VRP/limitação de caudal, conforme **anexo C**.

7.2 Avaliação da Produção de Energia Eléctrica

7.2.1 Energia Eléctrica Produzível

Para análise da energia eléctrica produzível no caso deste documento, importa realçar a necessidade de recolha de elementos relativos ao caudal de água que passa na conduta em análise, altura de queda de água disponível, tipo de equipamento conversor da energia potencial em eléctrica, além de outros factores e parâmetros que são analisados mais adiante.

Tomando como ponto de partida a equação (7.1) para análise do potencial disponível, temos, que a mesma pode ser calculada pela variação de energia do sistema em determinado intervalo de tempo:

$$P_i = \frac{\partial E_p}{\partial t} \quad (7.1)$$

Onde:

P_i – Potência disponível

E_p – Energia do sistema

Substituindo em (7.1) a energia do sistema por (7.2):

$$E_p = m \times g \times h \quad (7.2)$$

Onde:

$M_{[\text{kg}]}$ – massa de água;

$g_{[\text{m/s}^2]}$ – aceleração gravítica ;

$h_{[\text{m}]}$ – altura da queda útil.

Obtém-se (7.3):

$$P_i = \frac{\partial (m \times g \times h)}{\partial t} <\equiv>$$

$$P_i = g \times \rho \times h \times \frac{\partial V}{\partial t} <\equiv>$$

$$P_i = g \times \rho \times h \times Q \quad (7.3)$$

Onde:

$g \times \rho = 9\,810 \text{ [N/m}^3\text{]}$ – Peso específico da água;

$Q_{[m^3/s]}$ – caudal de água.

A potência disponível que resulta da transformação de energia potencial de uma massa de água, em energia cinética, ao haver um deslocamento de uma massa de água de uma cota superior a uma inferior e é dada por (7.4).

$$P_{[kW]} = \gamma \times Q \times h \quad (7.4)$$

Onde:

$\gamma_{[N/m^3]}$ - Peso específico da água

A energia cinética da água é transformada em energia mecânica de rotação da turbina hidráulica e depois transformada em energia eléctrica.

Considerando o rendimento de transformação como sendo o rendimento global do grupo turbina/gerador, a potência que chega às pás da turbina é dada pela equação (7.5):

$$P_{[kW]} = \gamma \times Q \times h \times \eta \quad (7.5)$$

Onde:

η - Rendimento de transformação

Exceptuando o peso específico que pode ser expresso em kN/m^3 e da potência expressa em kW, nenhuma das grandezas de (7.5) é constante, pelo que, esta circunstância torna o processo de escolha da potência a instalar uma operação complexa.

O factor que mais influencia a potência a instalar é o caudal, porque é aquele que apresenta um maior espectro de variação.

A equação (7.5) é nestas situações vulgarmente conhecida pela equação (7.6) no caso de tomar para rendimento global de todo o aproveitamento hidroeléctrico, o valor de 81,6%.

$$P = 8 \times Q \times h \quad (7.6)$$

O rendimento global que depende do caudal, é o produto dos rendimentos do circuito hidráulico, da turbina, do gerador e do transformador, e ainda inclui os dispêndios de energia nos equipamentos auxiliares. Tomar 81,6%, para valor médio deste rendimento global, é demasiado optimista para os pequenos aproveitamentos; nestes casos, é mais realista contar com valores entre 60 a 70%, e, portanto, o coeficiente da equação (7.6) deve ser reduzido para 6 ou 7. Deste modo obtém-se (7.7), uma expressão prática de cálculo a usar para determinar a potência eléctrica numa central mini hídrica.

$$P = 7 \times Q \times h \quad (7.7)$$

A gama de potências nominais dos equipamentos existentes no mercado é discreta, pelo que a opção se fará pelo grupo turbina/gerador, de entre os que o mercado oferece, cuja potência nominal mais se aproxima do valor calculado. A potência nominal do grupo turbina/gerador define o caudal nominal, através de (7.6) ou (7.7); há, portanto, que proceder à correcção da estimativa inicial do caudal nominal, em detrimento do valor da potência efectivamente instalada.

7.2.2 Parâmetros influenciadores

Nos sistemas de abastecimento de água, as condições de funcionamento de turbinas integradas numa dada instalação dependem:

- Das respectivas 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.

Para a definição das condições de funcionamento de uma dada turbomáquina, há um conjunto de questões a analisar onde intervêm vários parâmetros influenciadores, em que se destacam, numa abordagem superficial da questão, aspectos tais como:

- Análise de dados de consumo, tais como o crescimento populacional, capitações, taxa de ligação ao longo do tempo, etc.) e da variação dos níveis de energia a montante e a jusante do sistema, ou seja da queda bruta em total correspondência com o regime de caudais na conduta adutora;
- Escolha dos caudais nominais passíveis de serem turbinados;
- Quantificação de perdas de carga, contínuas e localizadas correspondentes aos diferentes caudais turbinados;
- Da turbina de acordo com as diferentes quedas úteis e caudais turbinados;

A produção de energia eléctrica é influenciada pela lei dos consumos diários. Para a fixação do caudal turbinado de projecto é necessário conhecer, com suficiente exactidão, as curvas de caudais cronológicos diários. 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 sistema de distribuição de água a produção energética será influenciada pela Lei dos consumos diários. Numa determinada zona de medição verifica-se que o consumo varia, ao longo do dia, de acordo, por exemplo com a figura 7.2. Deste modo, é fácil concluir que ao longo de um dia (24h) se possa considerar um caudal médio de consumo (ou turbinável) constante durante um período que corresponderia ao caudal de projecto [19].

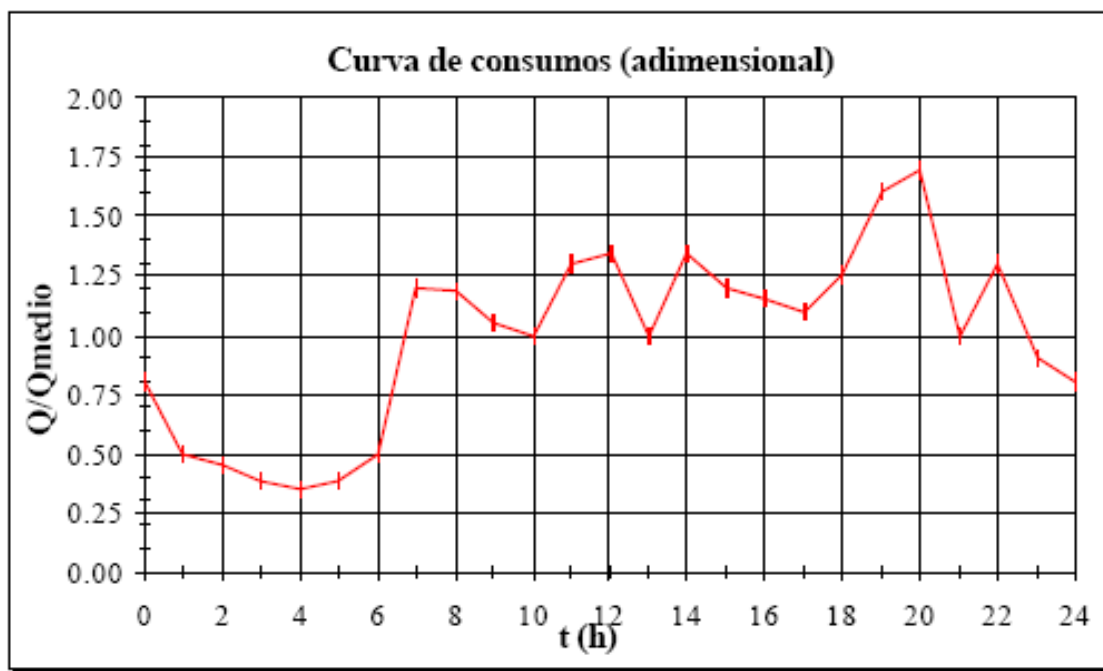


Figura 7.2 - Lei típica de consumos diários (Extraída de [19])

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

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, propõe-se um diagrama cronológico descontínuo a que corresponde um mesmo volume médio diário [15].

7.3 Análise de Viabilidade Económica

7.3.1 Modelos de Avaliação

A decisão de optar por efectuar o investimento está dependente da análise de vários indicadores que fundamentem a decisão, neste âmbito foram considerados os quatro modelos seguintes de análise da viabilidade económica:

i. Valor Actual 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 correctamente como fluxos financeiros baseados na rentabilidade, são gerados em momentos distintos no tempo, os respectivos confrontos e adições têm de ter em consideração o custo de oportunidade do dinheiro no tempo [15].

O modelo de avaliação VAL é definido em (7.8).

$$VAL = \frac{-CI}{(1+k)^0} + \sum_{t=1}^n \frac{CFE_t}{(1+k_t)^t} + \frac{Valor\ Residual}{(1+k)^n} \quad (7.8)$$

Onde:

CI – Custo do Investimento;

CFE – Fluxo Financeiro de Rentabilidade (o cash - flow de exploração);

Valor Residual – Valor residual do projecto;

k – taxa de actualização que reflecte o custo de oportunidade do capital investido;

n – duração da vida útil do projecto.

O *cash - flow de exploração*, é o fluxo financeiro gerado pela actividade de exploração do projecto incluindo impostos, após tomada em consideração dos encargos financeiros de financiamento para permitir a análise numa óptica 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 projecto é aferida pelo confronto entre os recebimentos totais por eles gerados e os correspondentes pagamentos totais.

Este modelo transporta todos os cash - flows anuais para uma data presente. Para o cálculo do VAL entram 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 todos os fluxos são considerados, o VAL pode ter valor negativo, positivo ou nulo:

- VAL for positivo ($VAL > 0$), o projecto 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 negativo ($VAL < 0$), o projecto considera-se à partida economicamente inviável.

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

ii. Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) – Esta taxa é outro modelo de análise que assenta no princípio do desconto dos cash - flow. Neste caso, parte-se dos fluxos líquidos previstos para calcular a taxa de actualização (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 actualização é a incógnita a estimar e mede a taxa de remuneração máxima que o projecto poderá proporcionar aos financiadores, (7.9).

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{-CI_t}{(1+k)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{CFE_t}{(1+k_t)^t} + \frac{Valor\ Residual}{(1+k)^n} \quad (7.9)$$

A decisão de seleccionar um investimento com base no 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 o TIR são:

- $TIR > k$ aceitar
- $TIR = k$ indiferente
- $TIR < k$ Rejeitar

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

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

Este método calcula uma taxa de juro equivalente à remuneração do capital obtido, não sendo

mais do que a taxa de rendibilidade que, no final de n anos, iguala o VAL a zero.

iii. 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 projecto a pagar-se e a começar a dar lucro para além da remuneração do custo de oportunidade.

O modelo de avaliação PRC é definido de uma forma geral pela equação (7.10):

$$\sum_{i=0}^t CFE_i \leq \text{Despesa de Investimento} < \sum_{i=1}^{t+1} CFE_i \quad (7.10)$$

Admitindo que os cash - flows são gerados de forma linear no decurso de cada ano, PRC é determinado por (7.11):

$$PRC = t + \left(\frac{\text{Despesa de Investimento} - \sum_{i=1}^t CFE_i}{CFE_{t+1}} \right) \quad (7.11)$$

Por vezes este procedimento formalmente exacto é substituído por um procedimento aproximado, em que se reparte o valor capitalizado dos fluxos de caixa pelo numero de anos do projecto, (7.12).

$$PRC = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{\text{Investimento}_t}{(1+k)^t}}{\frac{1}{n} \times \left(\sum_{t=1}^n \frac{CFE_t}{(1+k_t)^t} + \frac{\text{Valor Residual}}{(1+k_t)^n} \right)} \quad (7.12)$$

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 projectos.

iv. Índice de Rentabilidade (IR) – Este índice é um indicador de rentabilidade efectiva por unidade de capital investido e pode ser considerado como uma variação do modelo do VAL que tem em conta o custo do investimento. O IR utiliza a razão entre o valor actual dos cash - flows actualizados (e não dos resultados líquidos) e o custo do investimento.

O modelo de avaliação IR é definido pela equação (7.13):

$$IR = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{CFE_t}{(1+k_t)^t}}{CI_0} \quad (7.13)$$

O IR mede a relação entre o valor actual dos fluxos líquidos positivos do investimento, ou seja, os cash-flows de exploração e o valor actual dos capitais neste investido (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.

Quando se está em presença de um único investimento (independente), a análise da respectiva viabilidade económica produz o mesmo resultado (decisão), quer se utilize o modelo da 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 objectivo é maximizar o retorno dos investidores, a regra de decisão do modelo VAL é a que deve ser seguida, pois é a que conduz sistematicamente à decisão adequada [15].

7.3.2 Custo Nivelado de Electricidade (CNE)

O custo equivalente de produção de energia eléctrica para uma determinada central de produção de energia eléctrica, é representado pelo CNE (7.14), tendo em conta um valor anual nivelado de todos os custos e um valor anual da energia produzida.

$$CNE_{[\text{€/MWh}]} = \frac{\sum_e (\tau_e \times I_e + OM_e)}{EAP} \quad (7.14)$$

Onde:

τ_e - Factor de anualização para o equipamento e , sendo $\tau_e = \frac{t \times (1+t)^{ne}}{(1+t)^{ne} - 1}$;

t - Taxa de actualização;

$ne_{[anos]}$ - Tempo de vida do equipamento e ;

$I_{e[\text{€}]}$ - Investimento no ano 0 para o equipamento e ;

$OM_{e[\text{€/ano}]}$ - Custo anual de operação e manutenção;

$EAP_{[MWh/ano]}$ – Energia eléctrica produzida.

A utilização deste modelo torna-se útil para comparar a tecnologia de produção com características diferentes e tempos de vida distintos. É essencial para avaliar o custo real de electricidade sem ter em conta particularidades de financiamento nem tarifas de electricidade [15].

7.3.3 Cálculo da Remuneração em Regime Especial

O cálculo do valor da remuneração pelo fornecimento da energia eléctrica entregue ao sistema eléctrico Português, produzida em centrais renováveis, é redigido pelo Decreto – Lei nº225/2007 de 31 de Maio (alteração ao Anexo II do Decreto – Lei nº 189/88 de 27 de Maio) e respectiva rectificação “Rectificação nº 71/2007” de 24 de Julho.

Da referida legislação, tem-se assim que para o mês m , a remuneração é obtida através da equação (7.15).

$$VDR_m = \{KMHO_m \times [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m] + PA(VRD)_m \times Z\} \times \left[\frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \times \frac{1}{(1 - LEV)} \right] \quad (7.15)$$

Onde:

VDR_m - Remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m ;

$KMHO_m$ - Coeficiente que modula os valores de $PF(VRD)_m$, de $PV(VRD)_m$ e de $PA(VRD)_m$ em função do posto horário em que a electricidade tenha sido fornecida;

$PF(VRD)_m$ - Parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m ;

$PV(VRD)_m$ - Parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m ;

$PA(VRD)_m$ - Parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m ;

IPC_{m-1} - Índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês $m - 1$;

Z - Coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada;

IPC_{ref} - Índice de preços no consumidor, sem, habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de electricidade à rede pela central renovável;

LEV – Representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável;

Relativamente à modelação tarifária traduzida pelo coeficiente $KMHO_m$, as centrais renováveis deverão decidir, no acto do licenciamento, se optam ou não por ela, com excepção das centrais hídricas para as quais esta é obrigatória.

Para as centrais renováveis que, no acto de licenciamento e nos termos do número anterior, tiverem optado pela modulação tarifária traduzida pelo coeficiente $KMHO$, este tomará o seguinte valor, (7.16):

$$KMHO_m = \frac{KMHO_{pc} \times ECR_{pc,m} + KMHO_v \times ECM_{v,m}}{ECR_m} \quad (7.16)$$

Onde:

$KMHO_{pc}$ - é um factor que representa a modulação correspondente a horas cheias e de ponta, que toma o valor de:

- 1,15 para as centrais hídricas;
- 1,25 para as restantes instalações de produção licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, e instalações de bombagem.

$ECR_{pc,m}_{[kWh]}$ – Electricidade produzida pela central renovável nas horas cheias e de ponta do mês m.

$KMHO_v$ - é um factor que representa a modulação correspondente a horas de vazio, o qual toma o valor:

- 0,80 para as centrais hídricas;
- 0,65 para as restantes instalações de produção licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, e instalações de bombagem;

$ECM_{v,m}_{[kWh]}$ - Electricidade produzida pela central renovável nas horas de vazio;

$ECR_{m}_{[kWh]}$ - Electricidade produzida pela central renovável;

Para as centrais renováveis que, no acto de licenciamento, não tiverem optado pela modulação tarifária traduzida pelo coeficiente $KMHO_m$, este tomará o valor 1.

Quanto ao posto horário, considera-se:

- No período horário de hora legal de Inverno, as horas de vazio ocorrem entre as 0 e as 8 e entre as 22 e 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta;

- No período de hora legal de verão, as horas de vazão ocorrem entre as 0 e as 9 e entre as 23 e 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta.

O valor de $PF(VRD)_m$, é a parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis, é calculado através de (7.17).

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{ref} \times COEF_{pot,m} \times POT_{med,m} \quad (7.17)$$

Onde:

$PF(U)_{ref}$ - é o valor unitário de referência para $PF(VRD)_m$, o qual deve corresponder à mensualização do custo unitário de investimento nos novos meios de produção cuja construção é evitada por uma central renovável que assegure o mesmo nível de garantia de potência que seria proporcionado por esses novos meios de produção, corresponde a 5,44 €/mês (valor anual 65,28 €/kW).

$COEF_{pot,m}$ - é um coeficiente adimensional, denominado garantia de potência proporcionada, que traduz a contribuição da central renovável, no mês m , para a garantia de potência proporcionada pela rede pública. O valor de $COEF_{pot,m}$ é obtido pela equação (7.18):

$$COEF_{pot,m} = \frac{ECR_m}{576 \times POT_{dec}} \quad (7.18)$$

Onde:

$POT_{dec[kWh]}$ - é a potência da central, declarada pelo produtor no acto de licenciamento.

$POT_{med,m[kWh]}$ - é a potência média disponibilizada pela central renovável à rede pública no mês m , e calculado pela equação (7.19):

$$POT_{med,m} = \min \left(POT_{dec}; \frac{ECR_m}{24 \times NDM_m} \right) \quad (7.19)$$

Onde:

NDM_m - é o numero de dias do mês m .

A parcela $PV(VRD)_m$, é parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m , da equação (7.15), é calculado por (7.20):

$$PV(VRD)_m = PV(U)_{ref} \times ECR_m \quad (7.20)$$

Onde:

$PV(U)_{ref}$ - é o valor unitário de referência, deve corresponder aos custos de operação e manutenção que seriam necessários à exploração dos novos meios de produção

cuja construção é evitada pela central renovável, corresponde a 0,036 €/kWh.

A parcela $PA(VRD)_m$, é a parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m , da equação (7.15), é calculado por (7.21):

$$PA(VRD)_m = ECE(U)_{ref} \times CCR_{refm} \times ECR_m \quad (7.21)$$

Onde:

$ECE(U)_{ref}$ - é o valor unitário de referência para as emissões de CO₂ evitadas, deve corresponder a uma valorização unitária do dióxido de carbono que seria emitido pelos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável e toma o valor de 2×10^{-5} €/g.

CCR_{refm} - é o montante unitário das emissões de CO₂ da central de referência, o qual toma o valor de 370 g/kWh e será utilizado, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável.

$$ECE(U)_{ref} \times CCR_{refm} = 0,0074 \text{ €/kWh}$$

O coeficiente Z - assume, para as centrais hídricas com POT_{dec} até 10 MW inclusive, o valor 4,5.

LEV - Representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável e toma os seguintes valores:

- 0,015 no caso de centrais com potência maior ou igual a 5 MW correspondendo a $\frac{1}{(1-LEV)} = 1,015$.
- 0,035 no caso de centrais com potência menor que 5 MW correspondendo a $\frac{1}{(1-LEV)} = 1,036$.

A parcela $\frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}}$ da equação (7.15) representa o factor de inflação, estando relacionada com a taxa de inflação, representa uma actualização relativamente ao início do fornecimento da central e os índices devem ser consultados no site do Instituto Nacional de Estatística.

O IPC_{m-1} , é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês $m-1$;

O IPC_{ref} , é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de electricidade à rede pela central renovável.

Dados os IPC serem incertos considerou-se a relação constante e de valor igual a 1.

Obtendo-se a remuneração mensal, a remuneração anual é obtida através da soma das 12 parcelas existentes. Como o período de vida do projecto será sempre superior a 1 ano, a obtenção do valor total da remuneração será a soma das várias remunerações anuais correspondentes ao número de anos em causa.

Como os proveitos financeiros deste tipo de aproveitamento provêm unicamente da remuneração obtida pela electricidade produzida, torna-se necessário fazer uma análise dos custos e proveitos para se obter uma sensibilidade quanto à viabilidade do projecto a implementar, visto poder não apresentar retorno do investimento durante o tempo de vida útil do mesmo.

7.3.4 Plano de Exploração

Na elaboração de um plano de exploração são tidos em conta os valores associados à venda de energia eléctrica, custos operacionais e encargos financeiros de financiamentos (juros) [15].

Neste caso em estudo não se irão fazer actualizações financeiras de valores referentes ao ano 0 do projecto, ou seja, a análise dos valores é sempre relativo ao ano a que se referem. Assim como também não se fazem actualizações da taxa de inflação para a actualização do preço da energia vendida.

Para a elaboração do plano de exploração é necessário fazer o cálculo do Cash - flow referente a cada ano de vida do projecto:

- Custos operacionais (€) = Custos de Exploração (€) + Amortizações (€);
- Resultados Operacionais (€) = Vendas (€) – Custos Operacionais (€);
- Resultados antes do Imposto (€) = Resultados Operacionais (€) – Encargos Financeiros (Juros) (€);
- IRC (€) = Resultados antes do Imposto (€) x %IRC;
- Resultados Líquidos (€) = Resultados antes do Imposto (€) - IRC (€).

Cash - flow (€) = Amortizações (€) + Resultados Líquidos (€) + Encargos Financeiros (Juros)

O valor das vendas, é o obtido através da remuneração anual em regime especial. Este assume um valor constante para os vários anos do projecto, tendo em conta que se considera que não haverá uma actualização do valor de acordo com a inflação.

Os custos de manutenção, dizem respeito a custos de pessoal, manutenções periódicas e despesas relativas a avarias que possam eventualmente surgir. Considera-se constante ao

longo dos anos do projecto.

Assume-se um valor de taxa de actualização de 7% e de IRC o valor de 25%; assume-se também que não será feito empréstimo bancário para o investimento, nem existência de financiamento a fundo perdido.

A componente amortização reflecte o consumo de bens de capital efectuado no período em causa, no entanto não corresponde a uma despesa, isto é, não implica a saída de fundos; como tal não afecta directamente os fluxos financeiros que se baseiam no confronto de recebimentos e pagamentos.

As amortizações, sendo consideradas custos não desembolsáveis permitem uma economia graças à redução da matéria colectável. Existe basicamente três métodos de amortização do imobilizado:

- Método das amortizações constantes;
- Método das amortizações progressivas;
- Método das amortizações regressivas.

Cada método de amortização influencia de forma diferente o VAL de um mesmo projecto de investimento.

Neste caso em estudo é utilizado um valor constante em cada ano e para cada bem, de acordo com as taxas fiscalmente aceites e referidas no Decreto Regulamentar nº2/90 de 12 de Janeiro, conforme tabela 7.2.

Tabela 7.2 – Tabela de Amortizações

<u>Divisão V</u>	
ELECTRICIDADE, GÁS E ÁGUA	
GRUPO 1 – PRODUÇÃO, TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA	
Obras hidráulicas fixas	3,33 %
Equipamentos de centrais:	
Hidroeléctrica	6,25 %
Termoeléctrica	8,33 %
Subestações e postos de transformação	5 %
Linhas de AT e suportes	5 %
Linhas de BT e suportes	7,14 %
Aparelhos de medida e controlo	12,5 %

7.4 Análise Técnica / Prática da Produção de Energia Eléctrica na CPC do Troço B

Para se proceder à análise da produção de energia eléctrica na CPC do troço B, retira-se do **anexo A** os seguintes dados:

- Caudal máximo: 27,9 l/s;
- Altura da queda bruta: 163 m;
- Altura útil: 115 m.

Para análise dos caudais procedeu-se à medição e registo, do caudal no troço B, ao longo do dia (de 2 em 2 horas) no período compreendido entre 21-01-2008 e 20-01-2009, com estes elementos foi elaborado um gráfico que é apresentado no **anexo D**. Com estes valores foi possível caracterizar a curva de consumos, figura 7.3.

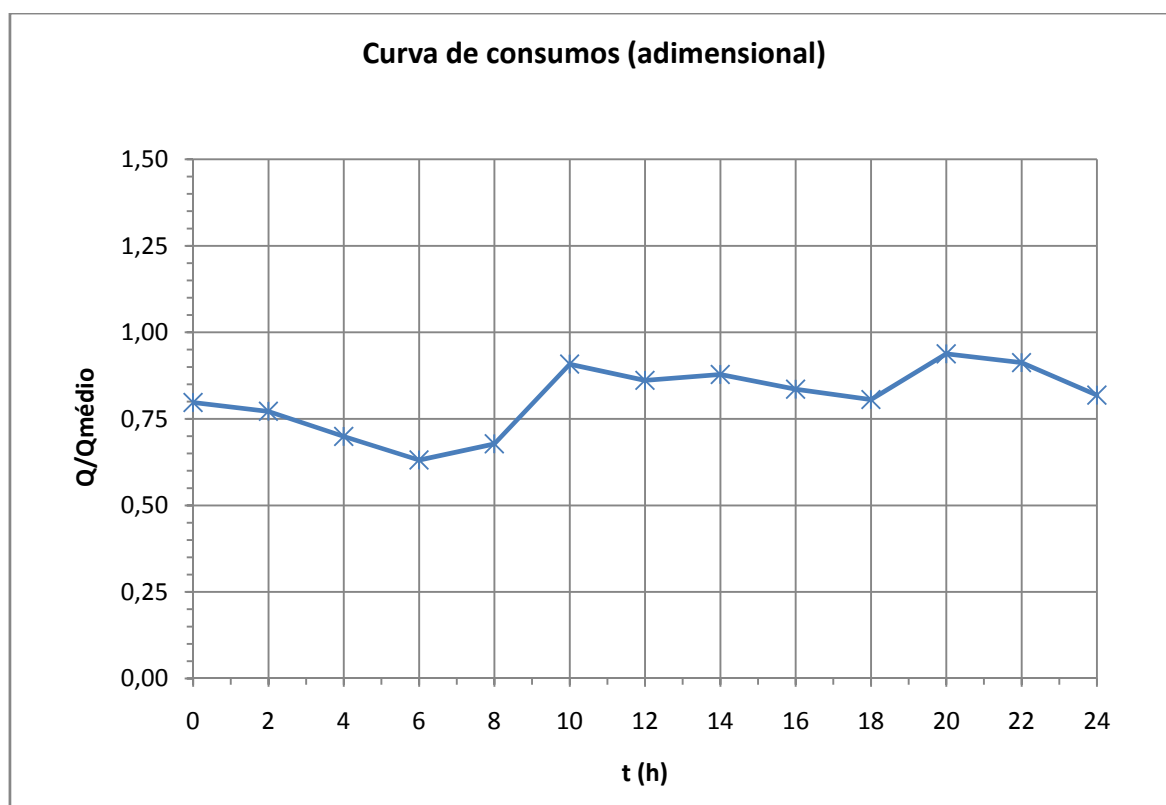


Figura 7.3 - Curva de consumos diários no troço B

Pela análise dos dados do **anexo D**, procede-se ao cálculo do caudal mensal durante o ano de 2008, que é apresentado na figura 7.4 e à curva dos caudais cronológicos, figura 7.5.

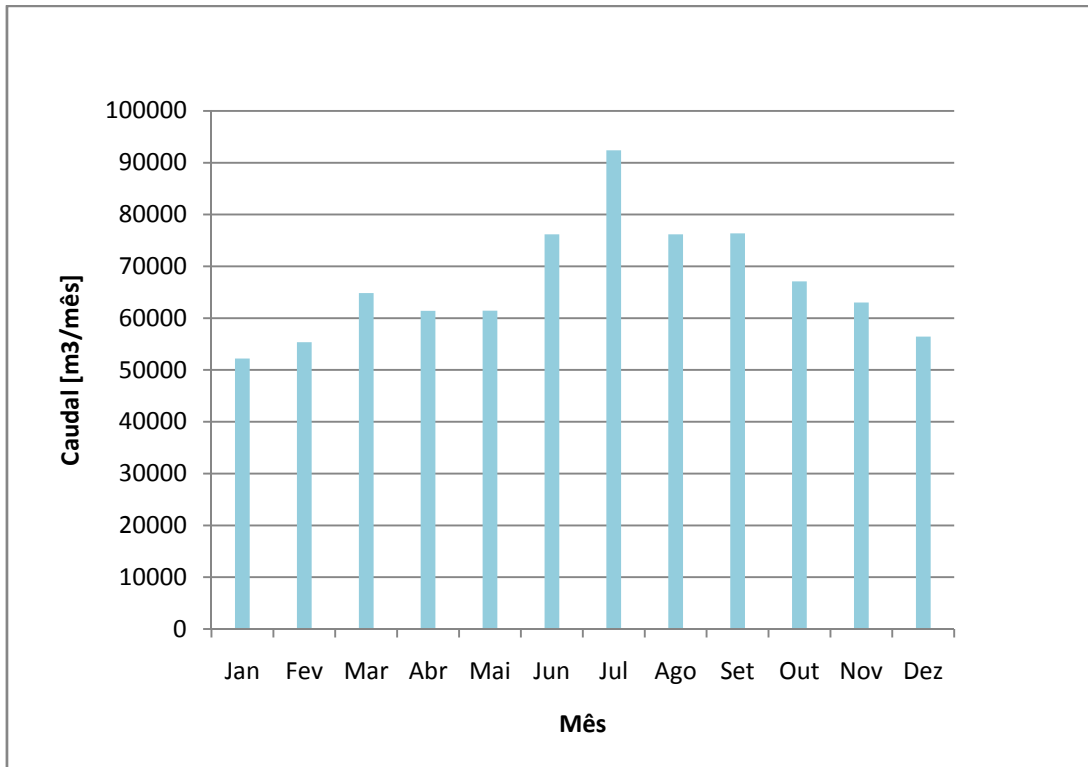


Figura 7.4 - Caudal mensal no troço B ao longo do ano de 2008

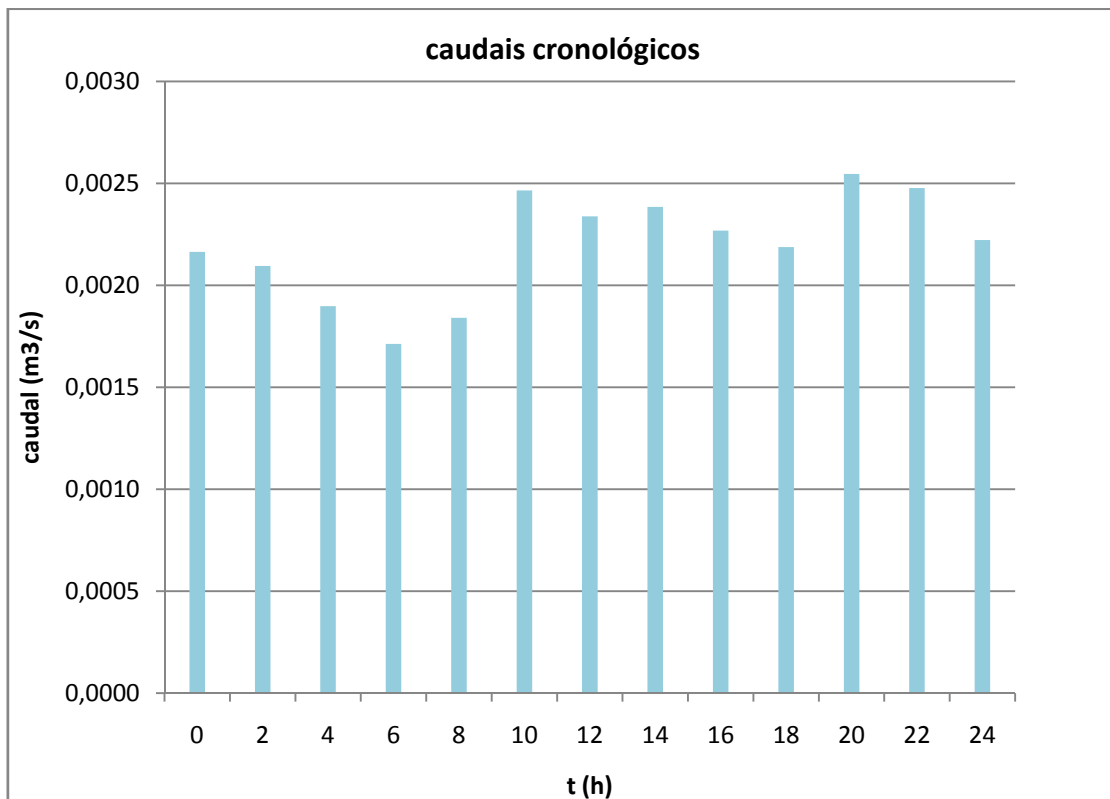


Figura 7.5 - Curva dos caudais cronológicos

Para o troço B em análise obtém-se os seguintes dados:

- Queda útil (m): 115 m
- Caudal médio diário (m^3/s): 0,026
- Caudal máximo diário (m^3/s): 0,039
- Caudal mínimo diário (m^3/s): 0,017
- Potência média (kW): 21

Tendo por base estes dados foi feita uma consulta de mercado para o aproveitamento em análise, tendo sido contactados dois fornecedores para dois cenários distintos:

- Cenário 1 - Instalação com bomba a funcionar como turbina;
- Cenário 2 - Instalação a funcionar com turbina.

Foi contactada a empresa KSB solicitando-se uma solução para o cenário 1 em análise assim como o custo a ele associado. A KSB respondeu que teria de fazer uma análise e dimensionamento específico para o aproveitamento em causa, tendo contactado o departamento de projecto do fabricante. Até à entrega desta dissertação não se obteve resposta ao solicitado.

Em Janeiro do presente ano a KSB começou a fabricar sistemas completos de produção e recuperação de energia, utilizando as bombas como turbinas. Para estes sistemas, a KSB utiliza actualmente os seus modelos Etanorm (horizontal, monocelular), Multitec (horizontal, multicelular, secção anelar), Omega ou RDLO (ambas de voluta bi-partida axialmente), como apresentado no **anexo E**. Estes sistemas são muito mais compactos e competitivos que as turbinas, atingem alturas manométricas de 1,5 a 300 *Metros Coluna de Água* (m.c.a.) e caudais entre 10 e 5.000 l/s.

O recente aumento do custo da energia provocou uma “corrida” a este tipo de centrais de energia eléctrica de pequena dimensão. No passado este tipo de aproveitamento era impossível, devido ao exagerado custo das turbinas que tornava economicamente inviável a utilização de cursos de água relativamente pequenos para produção de energia eléctrica.

Para conseguir manter a frequência da rede (50 Hz), apesar das flutuações na altura manométrica, os especialistas tendem a utilizar by-pass, válvulas de controlo, funcionamento em cascata ou geradores comandados pela frequência. Estes sistemas, que recorrem a bombas que já provaram o seu valor em inúmeras aplicações, atingem rendimentos até 88%, dependendo do tipo de bomba. Como as BFT são actualmente 60% mais baratas que as turbinas normais, e a sua reparação e manutenção são também significativamente mais

competitivas, este tipo de sistemas paga-se a si próprio num curto prazo [20].

Para o cenário 2 foi contactada a empresa EnergyTop, representante em Portugal do fabricante de turbinas IREM Ecowatt.

A EnergyTop procedeu à análise do caso em estudo, tendo apresentado a solução Microcentral hidroeléctrica ECOWATT Tipo AS/75, conforme **anexo F**, com as seguintes características:

- Potência hidráulica disponível: 33,8 kW

- Potência eléctrica produzida: 23 kW

- **Turbina:**

Pelton

Diâmetro: 230 mm

Material: AISI 316L

- **Gerador:**

Assíncrono

Potência: 25 kW

Tensão 400 v trifásico

Cos φ : 0,8

Rotação nominal: 1515 rpm

Arrefecimento: ventilação a ar

Isolamento: classe F

Índice de Protecção: IP 55

Rendimento: 0,85 a 4/4

Posição de trabalho: vertical

- **Grupo Turbina-Gerador:**

Dimensões: 1250X1250X1700 mm

Dimensão da Saída: 800 mm

Peso: 400 kg

Cálculo da produção de energia eléctrica diária para o cenário 2:

Por análise dos caudais do **anexo D**, obtém-se um caudal diário médio e mensal médio para o ano 2008, conseqüentemente e consultando os registos diários dos caudais que deram origem ao anexo D, estabeleceu-se a curva dos caudais turbinados, figura 7.6, ao longo de um dia que mais se aproxima da média diária anual.

Para o cálculo dos valores da produção de energia eléctrica anuais, consideram-se constantes os caudais ao longo do ano e os períodos de vazio e de ponta, escolhendo-se as referentes às horas de inverno de acordo com o ponto 7.3.3 deste documento.

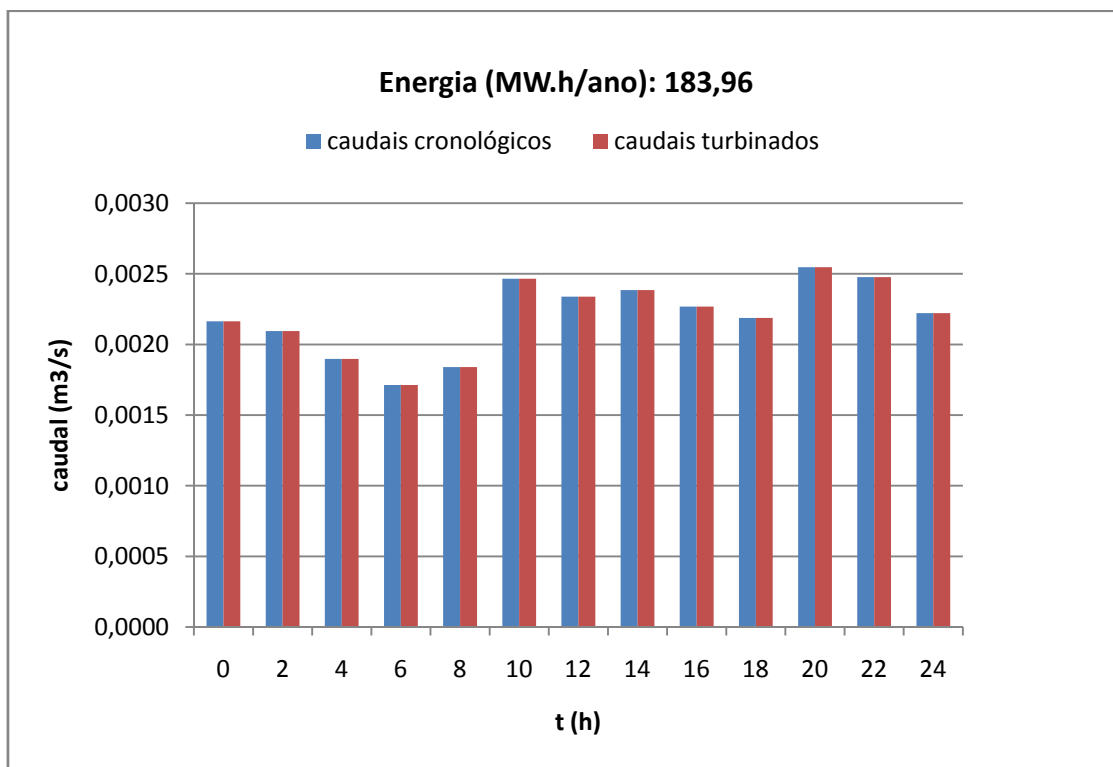


Figura 7.6 - Comportamento do grupo gerador - ECOWATT Tipo AS/75

À que referir que no caso do limite máximo do caudal admissível ser atingido, é necessário entrar em funcionamento o sistema by-pass existente na CPC, que permite ao grupo gerador funcionar à potência máxima sem perturbação no abastecimento de água à população.

Quando o limite mínimo do caudal admissível é atingido o grupo gerador é colocado fora de serviço, sendo o normal abastecimento feito por intermédio do sistema by-pass.

De seguida é calculado/apresentado, tabela 7.3, o custo associado à implementação do aproveitamento hidroeléctrico em estudo, onde é previsto um investimento total de 71.000,00 € e um custo de operação e manutenção num ano de 1.420,00€.

Na tabela 7.4, são apresentados os resultados dos modelos de análise de viabilidade económica para implementação do cenário 2.

A implementação deste projecto apresenta um retorno financeiro de 61.245,60€ e retornaria o capital investido em 10,20 anos.

Tabela 7.3 - Custos associados à implementação do aproveitamento hidroelétrico na CPC do Troço B:

Descrição	Valores (€)
Construção civil	5.000,00
Estudo e Projecto	8.000,00
Grupo Turbina-gerador	43.000,00
Quadro Eléctrico equipado com autómato, protecção de interligação e contagem	15.000,00
Custos de operação e manutenção/ano	2% do investimento total

Tabela 7.4 - Resultados dos modelos de análise de viabilidade económica

VAL (€)	61.245,60
PRC (anos)	10,20
Índice de rentabilidade	1,94

O local para implementação do aproveitamento hidroelétrico revela-se como um local com bastante potencial para a realização de um investimento economicamente viável.

No caso em estudo não se perspectivam impactes ambientais significativos. Deverá, no entanto ser previsto o isolamento sonoro da central e de fugas na turbina para evitar a possível contaminação da água. De forma a salvaguardar esta situação a turbina a implementar evita o uso de óleo sendo todos os comandos accionados por ar comprimido.

CAPÍTULO

8

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

A produção de energia eléctrica através de fontes de energia renováveis, tanto em Portugal como na União Europeia, ainda não é a que seria desejável. O impulso que se está a dar em toda a Europa às energias renováveis por causa dos problemas ambientais e dos compromissos adoptados em Quioto conduz a uma crescente utilização das energias renováveis, revelando-se a produção de energia através de pequenos aproveitamentos hidroeléctricos de elevado interesse a nível ambiental e consequente vantagens a nível económico com uma menor dependência das importações e melhoria da balança comercial.

Pelo exposto, e com o objectivo de prestar um contributo nesta matéria, procedeu-se ao estudo de um caso prático para avaliação do potencial de exploração num sistema adutor de abastecimento de água em alta, com excesso de energia ou carga hidráulica.

A utilização de sistemas adutores reveste-se de grande interesse e deve ser visto como uma mais-valia porque além de terem necessidade de controlar a pressão (excesso de carga hidráulica) através de estruturas ou órgãos hidráulicos, grande parte dos componentes do sistema fazem parte do projecto inicial, sendo, por isso, necessário somente conceber a componente que diz respeito à central e todo o equipamento adjacente.

O caso de estudo considerado é um dos muitos pontos de interesse, existentes na área de concessão da empresa Águas do Zêzere e Côa, SA e certamente também dispersos um pouco por todo o país, verificando-se que em Portugal não é muito usual este tipo de aproveitamentos comparativamente com outros países da Europa.

Consequentemente verificou-se a dificuldade de obtenção de estudos relacionados bem como a obtenção de outros orçamentos e soluções alternativas à turbina, como por exemplo, as bombas a trabalhar como turbinas.

As bombas são produzidas em grande número, com economia de escala e certamente apresentam vantagem económica em relação às turbinas facto que não foi possível verificar

neste caso de estudo. Como trabalhos futuros seria importante complementar o estudo desenvolvido com o estudo da solução referenciada como cenário de bombas a trabalhar como turbina.

Foi efectuada uma pesquisa de softwares de análise técnica e económica de recursos renováveis tendo-se encontrado o software “RetScreen” e o “Homer” que dão respostas a situações muito mais abrangentes, não se enquadrando na gama de potências tão baixas, nem na remuneração em regime especial consagrada na legislação portuguesa, pelo que, seria de grande utilidade a elaboração de uma aplicação informática como ferramenta de apoio e análise à decisão, nos diversos casos de estudo a elaborar no futuro.

A implementação do projecto de um pequeno aproveitamento hídrico é uma proposição bastante complexa que envolve estudos de viabilidade, planeamento, construção, testes e actividades de monitorização, operação e manutenção. Cada projecto apresenta-se como específico, não devendo por isso serem generalizadas situações. Do ponto de vista técnico o projecto deve apresentar fiabilidade no fornecimento de energia eléctrica, exigindo os menores cuidados possíveis de operação e manutenção. Do ponto de vista da análise económica o projecto deve abranger a determinação dos custos e benefícios envolvidos no empreendimento, considerando o ponto de vista do empreendedor e da sociedade como um todo.

Perspectiva-se que, a escrita desta dissertação, seja um contributo para impulsionar novos estudos de potenciais projectos de investimento e que de alguma forma tenha contribuído para a temática dos pequenos aproveitamentos hidroeléctricos, pouco abordada em Portugal até à presente data.

Referências Bibliográficas

- [1] Castro, R.M.G., Energias Renováveis e Produção Descentralizada Introdução à Energia Mini-Hídrica. Instituto Superior Técnico Fevereiro de 2007.
- [2] Declaração do Conselho Mundial de Energia 2008 “Criando um novo impulse”.
- [3] Oliveira, I., *Poupar energia e proteger o ambiente, Deco Proteste, Outubro de 2007.*
- [4] Agência Portuguesa do Ambiente. On-line <http://www.apambiente.pt>.
- [5] “Towards a European strategy for the security of energy supply” Bruxelas: Comissão das Comunidades Europeias, 2001.
- [6] Revista "Ingenium" Maio/Junho08.
- [7] Apren - Associação Portuguesa de Energias Renováveis. Online - www.apren.pt.
- [8] EDP – Energias de Portugal. Online - www.edp.pt.
- [9] Castro, R.M.G., “Energias Renováveis e Produção Descentralizada Breve Caracterização do *Sistema Eléctrico Nacional*”. Instituto Superior Técnico Fevereiro de 2009.
- [10] Castro, R.M.G, “Condições Técnicas da Ligação da Produção Descentralizada Renovável.”, Instituto Superior Técnico, 4 de Fevereiro de 2004.
- [11] Matias, J. V. C. e Leote, L. P. N., *Produção Transporte e Distribuição de Energia Eléctrica*, Didáctica Editora, Outubro de 1986.
- [12] Guedes, Manuel Vaz., *O Alternador Síncrono Trifásico nos Pequenos Aproveitamentos Hidroeléctricos*. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto: s.n., 1994.
- [13] Lopes, R. E. e Martinez, C. B. “O Uso de Bombas funcionando como turbinas para Sistemas de Recalque de Água” - VI SEREA - Seminário Iberoamericano sobre Sistemas de Abastecimento Urbano de Água João Pessoa (Brasil), 5 a 7 de Junho de 2006.
- [14] Viana, A. N. C., e Nogueira, F. J. H. “Bombas de fluxo Operando como Turbinas” – Procedimento de Selecção - Curso de Engenharia Hídrica – Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI Avenida BPS, 1303 – Pinheirinho – CEP: 37500-903 – Itajubá – MG
- [15] Rocha, J. P. “Metodologia de Projecto de Sistemas de Produção de Electricidade Descentralizada baseados em Energia Hídrica” – FEUP.

- [16] Almeida, D. D. Sistema de Aproveitamento Hidroelétrico: Válvulas Hidráulicas, Gerador Síncrono e Regulador de Velocidade, UBI, Junho 2009.
- [17] Ramos, H, Covas D. e Araujo L., Válvulas redutoras de pressão e produção de energia.
- [18] Projecto de Execução Empreitada de Abastecimento de Água 5, Subsistema Sabugal – Meimosa - Belmonte da Conduta Adutora, Volume I, Tomo 2, Águas do Zêzere e Côa, SA
- [19] Ramos, H. e Covas, D. “O Benefício Económico e Ambiental da Produção de Energia Renovável em Sistemas Adutores”.
- [20] <http://www.ksb.com/ksb/web/,id=502056>
- [21] Eurostat <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>.
- [23] Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico. (PNBEPH) Novembro de 2007.
- [24] <http://www.enforce.pt>.
- [25] Ramos, H. e Borga, A. Pumps Yielding Power.
- [26] Figuras em <http://www.gforum.tv/board/876/184081/tipos-de-turbinas-hidraulicas.html>

Anexo A

Anexo B

Anexo C

Anexo D

Anexo E

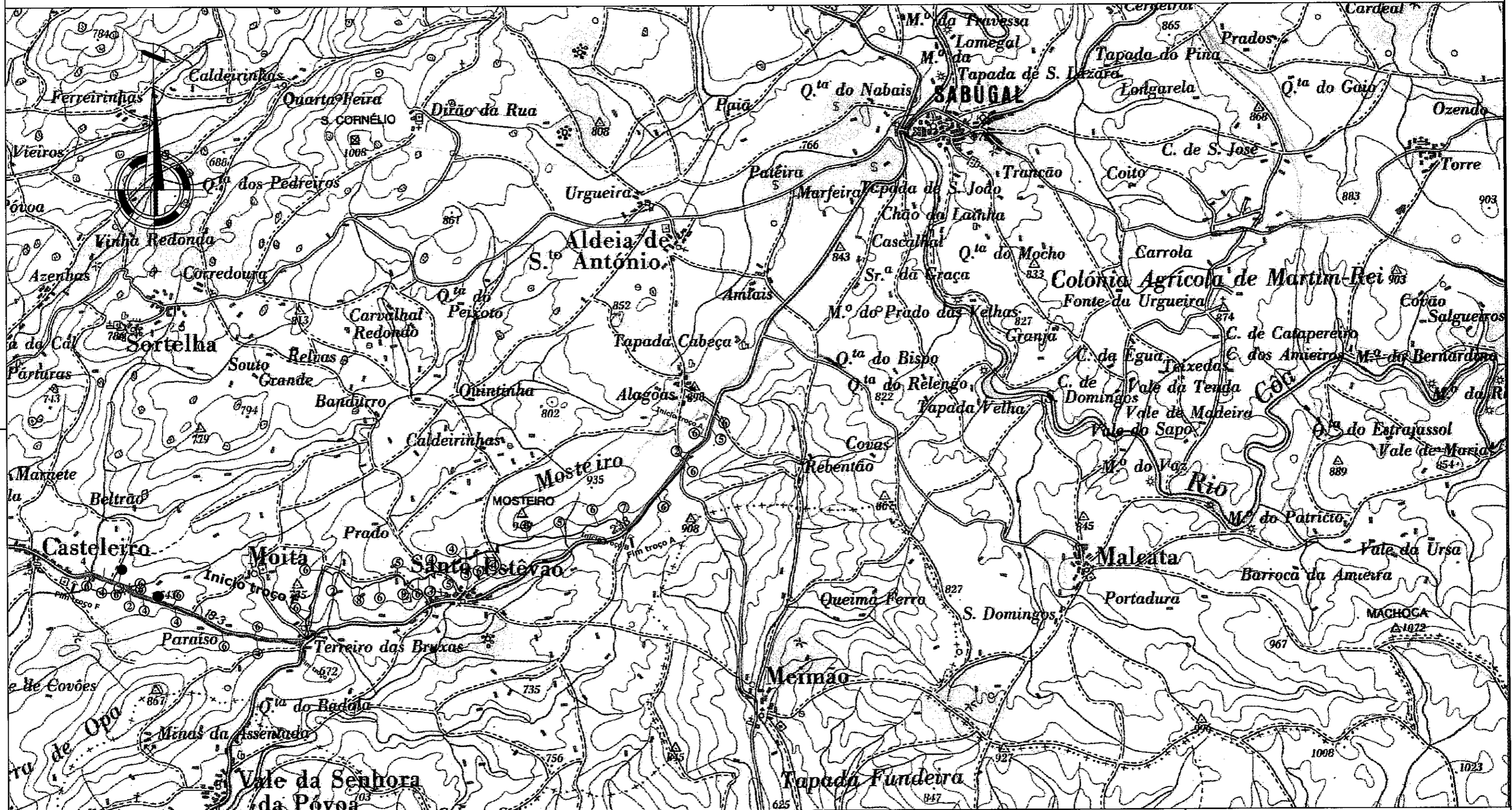
Anexo F

QUADRO 3.1
Dimensionamento hidráulico em regime permanente das condutas adutoras

Sistema	Montante	Jusante	Comp. (m)	Tubagem		Caudal (l/s)	Veloc. (m/s)	Perdas de carga (m)	Cotas do terreno	Cotas piezométricas	Caixa de equipamentos	PI (bar)	Cota Estática Montante (m)	Cota Estática Jusante (m)	Altura de elevação Pressão dinâmica (m)	Pressão estática (m)																	
				Diâm. ótimo (mm)	Material (-)																												
EAA5 - SISTEMA SABUGAL / MEIMOA / BELMONTE	Conduta Sabugal - Belmonte	ETA	1897	315	PEAD	99,62	0,99	0,00287	894,0	835,0	894,0	888,6	894	894																			
																	Nº Cabeça Calva	Nº Sítio Esteirão	3344	200	PEAD	29,82	1,40	0,07040	34,79	835,0	750,0	888,6	894	894			
																	Nº Sítio Esteirão	CPC	773	200	PEAD	27,90	1,33	0,00938	7,25	750,0	730,0	833,8	894	894			
																	CPC	Nº Terreno 1	1590	200	PEAD	27,90	1,33	0,00938	14,91	730,0	630,0	731,5	716,5	732	732	115	163
																	Nº Terreno 1	Nº Terreno 2	10	200	PEAD	27,21	1,29	0,00896	0,09	630,0	630,0	716,5	716,5	732	732		
																	Nº Terreno 2	Nº Casteloiro	4563	200	FFD	26,01	0,83	0,00385	18,01	630,0	550,0	698,5	689,5	732	732		
																	Nº Casteloiro	Nº Sordelha	2850	200	FFD	24,48	0,78	0,00351	8,96	550,0	510,0	689,5	689,5	732	732		
																	Nº Sordelha	Nº Rebelhos	2812	200	FFD	22,45	0,71	0,00290	7,28	510,0	480,0	689,5	682,3	732	732		
																	Nº Rebelhos	Rst Sítio Alto-Belmonte	9004	200	FFD	21,87	0,70	0,00283	7,28	480,0	630,0	682,3	686,8	732	732	28	103
																	Rst Sítio Alto-Belmonte	CPC	8027	200	PEAD	30,10	1,23	0,00750	6,02	630,0	810,0	888,6	882,6	894	894		
																	CPC	Rst Cabeça Calva	3718,3	200	PEAD	30,10	1,23	0,00750	27,90	810,0	752,0	811,5	783,6	894	894	71	83
																	Rst Cabeça Calva	Nº Sítio Esteirão	10	80	FFD	1,62	0,32	0,00210	0,02	750,0	752,3	853,8	853,8	894	894	102	143
																	Nº Sítio Esteirão	Rst Moia	483	75	PEAD	0,69	0,23	0,00139	0,64	630,0	666,7	716,6	715,9	732	732	58	74
																	Rst Moia	Nº Terreno 1	381	90	PEAD	1,20	0,28	0,00154	0,59	630,0	638,0	716,5	715,9	732	732		
																	Nº Terreno 1	Rst Vale Sta da Póvoa	1608	90	PEAD	1,20	0,24	0,00109	1,75	638,0	560,6	639,5	637,8	732	732	76	92
																	Rst Vale Sta da Póvoa	CPC	676	80	FFD	1,53	0,30	0,00189	1,28	550,0	586,0	639,5	639,5	732	732	112	147
																	CPC	Nº Casteloiro	4134	100	FFD	2,33	0,30	0,00183	6,99	510,0	571,6	639,5	639,5	732	732		
																	Nº Casteloiro	Nº Sordelha	1004	75	PEAD	0,81	0,27	0,00183	1,84	571,6	671,9	682,1	682,1	732	732		
																	Nº Sordelha	Rst Intercolar	10	75	PEAD	0,81	0,27	0,00183	0,02	671,9	671,9	682,1	682,1	732	732		
																	Rst Intercolar	EE	321,2	75	PEAD	2,00	0,68	0,00913	2,83	671,9	716,0	814,1	811,2	791	791	142	1
																	EE	Rst Sordelha auxiliar	1809	75	PEAD	2,00	0,58	0,00544	11,66	716,0	790,7	811,2	789,5	791	791	10	1
																	Rst Sordelha auxiliar	Nº Bandeda	10	80	FFD	1,52	0,54	0,00800	0,08	830,0	683,9	683,9	683,9	732	732	155	203
																	Nº Bandeda	Rst Bandeda															

Notas:
EE - Estação elevatória
CPC - Câmara de perda de carga
R-Reservatório
PE - Ponto de entrega

O ramal de Cabeça Calva foi considerado no dimensionamento do sistema, apesar de não fazer parte do projecto de execução.
Os troços de 10m, são troços fictícios auxiliares.



SIMBOLOGIA

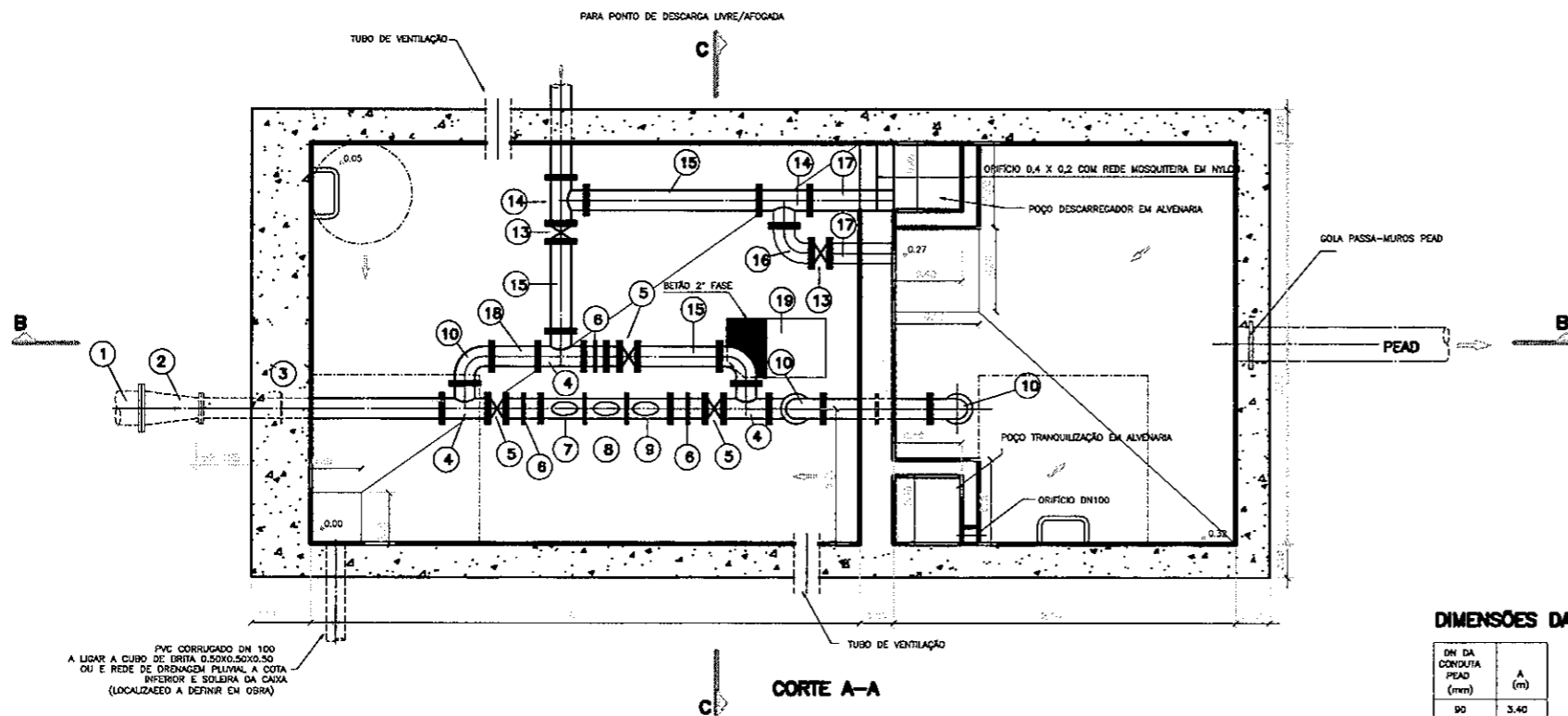
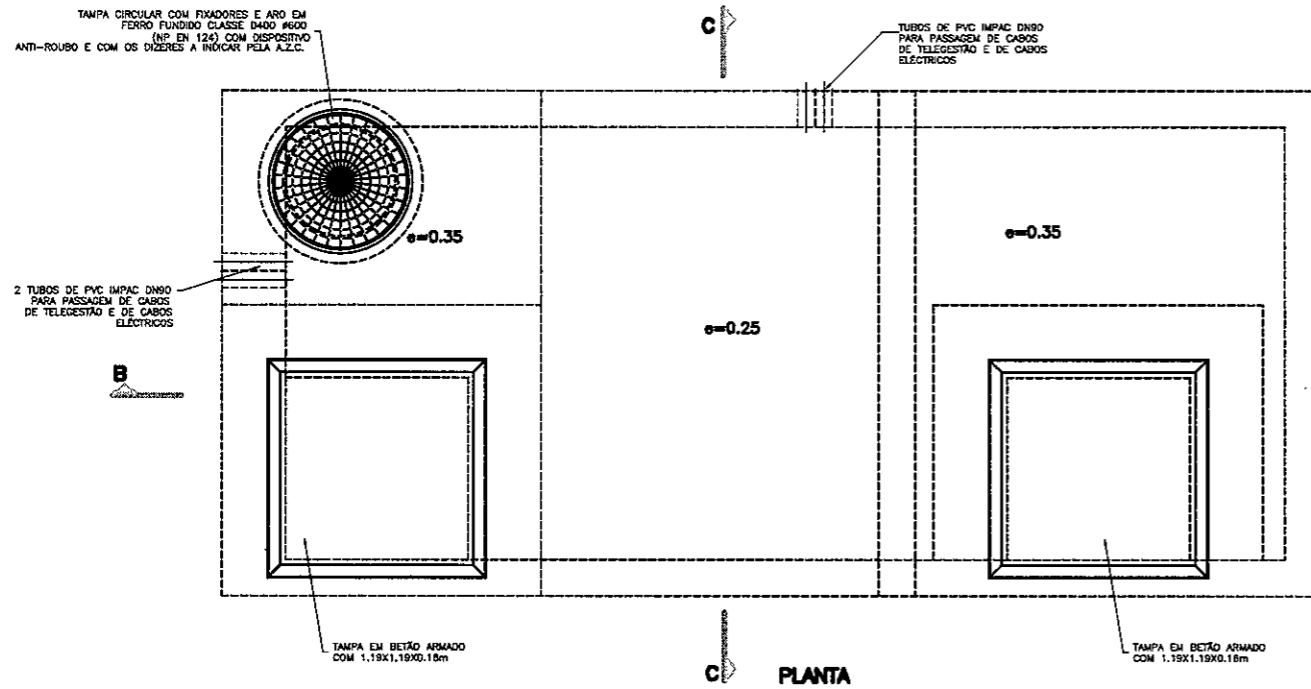
- ① - VÁLVULA DE SECCIONAMENTO
- ② - VÁLVULA DE SECCIONAMENTO COM DESCARGA AFOGADA (DIÁMETRO NOMINAL DA DESCARGA 100 mm)
- ③ - VÁLVULA DE SECCIONAMENTO COM DESCARGA LIVRE (DIÁMETRO NOMINAL DA DESCARGA 100 mm)
- ④ - VÁLVULA DE DESCARGA AFOGADA (DIÁMETRO NOMINAL DA DESCARGA 100 mm)
- ⑤ - VÁLVULA DE DESCARGA LIVRE (DIÁMETRO NOMINAL DA DESCARGA 100 mm)
- ⑥ - VENTOSA DE DUPLO EFEITO (3 FUNÇÕES) V100

- ⑦ - VENTOSA DE EFEITO SIMPLES DN40
- ⑧ - VÁLVULA REDUTORA DE PRESSÃO/CÂMARA DE PERDA DE CARGA
- ⑨ - MEDIDOR DE CAUDAL DE ÁGUA/PONTO DE ENTREGA

ÁGUAS DO ZÉZERE E CÔA

<p>SISTEMA MULTIMUNICIPAL DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA E DE SANEAMENTO DO ALTO ZÉZERE E CÔA</p> <p>EMPRESA PÚBLICA DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA E SANEAMENTO DO ALTO ZÉZERE E CÔA</p> <p>VOLUME I - TOMO 3 - RAMAL DE MEIMÃO - ESCARIGO E RAMAL PEDROGÃO - MATA DA RAINHA</p>			
<p>Telas Finais</p>		<p>RAMAL DE SABUGAL PLANTA DE LOCALIZAÇÃO</p>	
<p>Elaborado: </p>	<p>Data: 21-07-2005</p>	<p>S/E</p>	<p>capa</p>
		<p>PLANTA DE LOCALIZAÇÃO</p>	

CÁMARAS DE PERDA DE CARGA
Esc. 1:20



EQUIPAMENTO:
CONDUTA ADUTORA E BY-PASS

- 1 - STUB-END PEAD COM FLANGE LOUCA DE AÇO
- 2 - CONE DE REDUÇÃO FLANGEADO, FFD OU AÇO
- 3 - PASSA MUROS FLANGEADO NAS DUAS EXTREMIDADES, FFD OU AÇO
- 4 - TE FLANGEADO, FFD OU AÇO
- 5 - VÁLVULA DE CUNHA TIPO CURTO, FFD, FLANGEADA
- 6 - JUNTA DE DESMONTAGEM AUTO-TRAVADA COM FLANGES, FFD
- 7 - FILTRO OBLÍQUO FLANGEADO, FFD
- 8 - VÁLVULA REDUTORA DE PRESSÃO, FFD
- 9 - VÁLVULA DE CONTROLO DE NÍVEL PROPORCIONAL, FFD
- 10 - CURVA A 90°, FFD, FLANGEADA
- 11 - TROÇO DE TUBO FFD, FLANGEADO NUMA EXTREMIDADE
- 12 - TROÇO DE TUBO FFD, FLANGEADO

DESCARGA DE FUNDO E SUPERFÍCIE

- 13 - VÁLVULA DE CUNHA DO TIPO CURTO FLANGEADA, FFD
- 14 - TE DE FFD, FLANGEADO
- 15 - TROÇO RECTO DE AJUSTE, FFD FLANGEADO
- 16 - CURVA 90°, FFD, FLANGEADA
- 17 - TROÇO RECTO EM FFD, FLANGEADO NUMA EXTREMIDADE
- 18 - TROÇO RECTO EM FFD, FLANGEADO.
- 19 - QUANDO INDICADO, A SUBSTITUIR POR UM TB EM FFD COM DERIVAÇÃO DN85mm, VÁLVULA DE CUNHA DO TIPO CURTO FLANGEADA EM FFD DN85mm E VENTOSA DN85mm.
- 18 - MACIÇO DE AMARRAÇÃO DE BY-PASS

NOTAS GERAIS:

- 1 - TODAS OS ACESSÓRIOS E EQUIPAMENTOS INSTALADOS DENTRO DAS CAIXAS SERÃO EM FFD PN16 (EXCEPTO ONDE ASSINALADO O CONTRÁRIO)
- 2 - TUBAGENS E ACESSÓRIOS ENTERRADOS SERÃO EM PEAD PE100 (MRS100) SIGMA 8 Mpa, PN16 (EXCEPTO ONDE ASSINALADO O CONTRÁRIO)
- 3 - TODAS AS COTAS INDICADAS REFERIR-SE AOS TOSCOS, SÃO EM METROS (EXCEPTO ONDE ASSINALADO O CONTRÁRIO)
- 4 - A GEOMETRIA E DIMENSÕES APRESENTADAS, REFEREM-SE À SITUAÇÃO GERAL, NÃO RELECTINDO CONFLITOS OU INTERFERÊNCIAS COM OBSTÁCULOS OU EDIFICAÇÕES EXISTENTES. NESTAS SITUAÇÕES AS GEOMETRIAS DEVERÃO SER ADAPTADAS ÀS CIRCUNSTÂNCIAS E AOS PROCESSOS CONSTRUCTIVOS, ASSIM TODAS AS MODIFICAÇÕES DO REFERIDO ANTERIORMENTE DEVERÃO SER SUBMETIDAS À APROVAÇÃO DO DONO DA OBRA/FISCALIZAÇÃO.
- 5 - A POSIÇÃO DA TUBAGEM DE VENTILAÇÃO SERÁ DEFINIDA EM OBRA, CASO A CASO, EM FUNÇÃO DAS CONDIÇÕES EXISTENTES NO LOCAL.
- 6 - AS FLANGES ENTERRADAS SERÃO ENVOLVIDAS EM MANGA PLÁSTICA PARA PROTECÇÃO.

NO CASO DE SER UTILIZADA TUBAGEM DE FERRO FUNDIDO OS EQUIPAMENTOS NO INTERIOR DA CAIXA TERÃO O MESMO DIÂMETRO NOMINAL DA CONDUTA EXTERIOR. OS PASSA-MUROS TÊM APENAS UMA FLANGE NUMA EXTREMIDADE E PONTA LISA NA OUTRA.

O QUADRO ELÉCTRICO E OS EQUIPAMENTOS DE TELEGESTÃO, SE NECESSÁRIOS, FICARÃO INSTALADOS EM ARMÁRIO EXTERIOR APROPRIADO.

ESTE DESENHO NÃO PODE SERVIR DE BASE À EXECUÇÃO DA OBRA SEM O VISTO DE "BOM PARA EXECUÇÃO" DEVIDAMENTE RUBRICADO E DATADO PELA FISCALIZAÇÃO.

DIMENSÕES DAS CAIXAS

DN DA CONDUTA PEAD (mm)	A (m)
90	3,40
110	3,40
125	3,80
140	4,00
160	4,00
180	4,00
200	4,30

As dimensões entre o tubagem e as paredes interiores são os considerados necessários para a execução das operações de reposição e manutenção, pelo que em fase de obra deverão ser feitas as ajustas necessárias interrelando, se for caso disso, troços de tubagem para ligação dos equipamentos e acessórios.

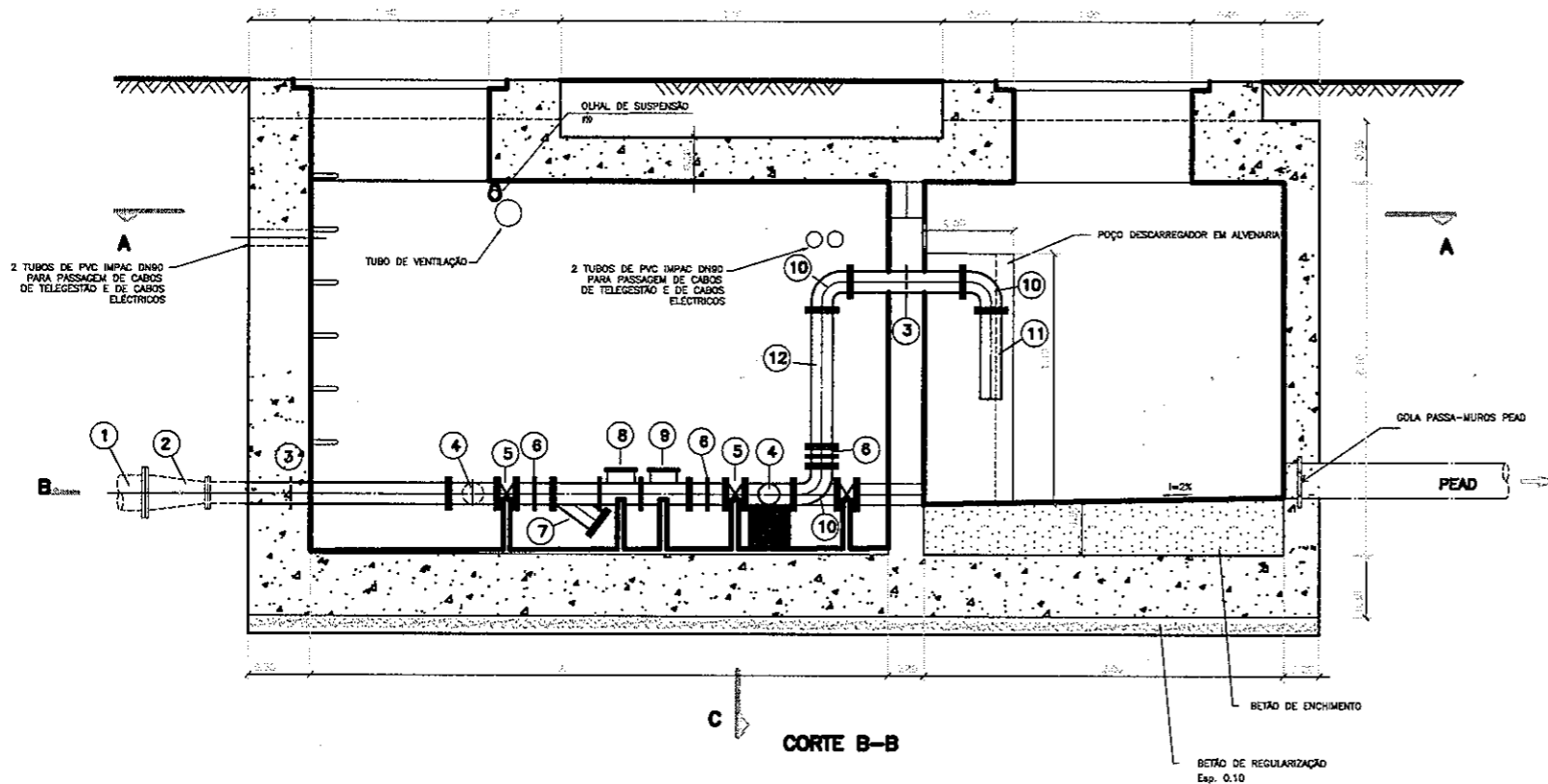
ÁGUAS DO ZÊZERE E CÔA

SISTEMA MULTIMUNICIPAL DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA E DE SANEAMENTO DO ALTO ZÊZERE E CÔA

DESENHOS TIPO PARA SISTEMAS DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA

Projeto de Execução		CÁMARAS DE PERDA DE CARGA DEFINIÇÃO E EQUIPAMENTO			
Projeto:	Data:	Mês:	Escala:	Desenho:	Folha:
Desenho:	Projeto:	2022	1:20	SAA.DT-23	1/3
Aprova:	Projeto:	NSA.0375			A

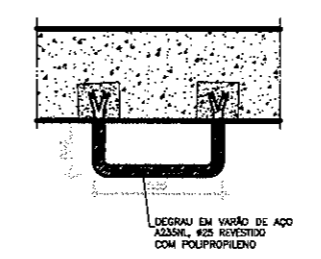
CÁMARAS DE PERDA DE CARGA
Esc. 1:20



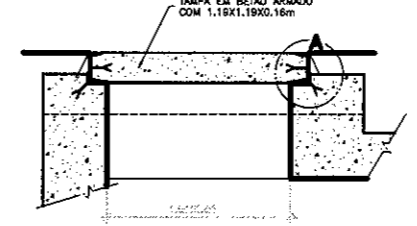
EQUIPAMENTO
CONDUITA ADUTORA E BY-PASS

- ① - STUB-DND PEAD COM FLANGE LOUCA DE AÇO
- ② - CONE DE REDUÇÃO FLANGEADO, FFD OU AÇO
- ③ - PASSA MUIROS FLANGEADO NAS DUAS EXTREMIDADES, FFD OU AÇO
- ④ - TÊ FLANGEADO, FFD OU AÇO
- ⑤ - VALVULA DE GUNHA TIPO CURTO, FFD, FLANGEADA
- ⑥ - JUNTA DE DESMONTAGEM AUTO-TRAVADA COM FLANGES, FFD
- ⑦ - FILTRO OBLÍQUO FLANGEADO, FFD
- ⑧ - VALVULA REDUTORA DE PRESSÃO, FFD
- ⑨ - VALVULA DE CONTROLO DE NÍVEL PROPORCIONAL, FFD
- ⑩ - CURVA A 90°, FFD, FLANGEADA
- ⑪ - TROÇO DE TUBO FFD, FLANGEADO NUMA EXTREMIDADE
- ⑫ - TROÇO DE TUBO FFD, FLANGEADO

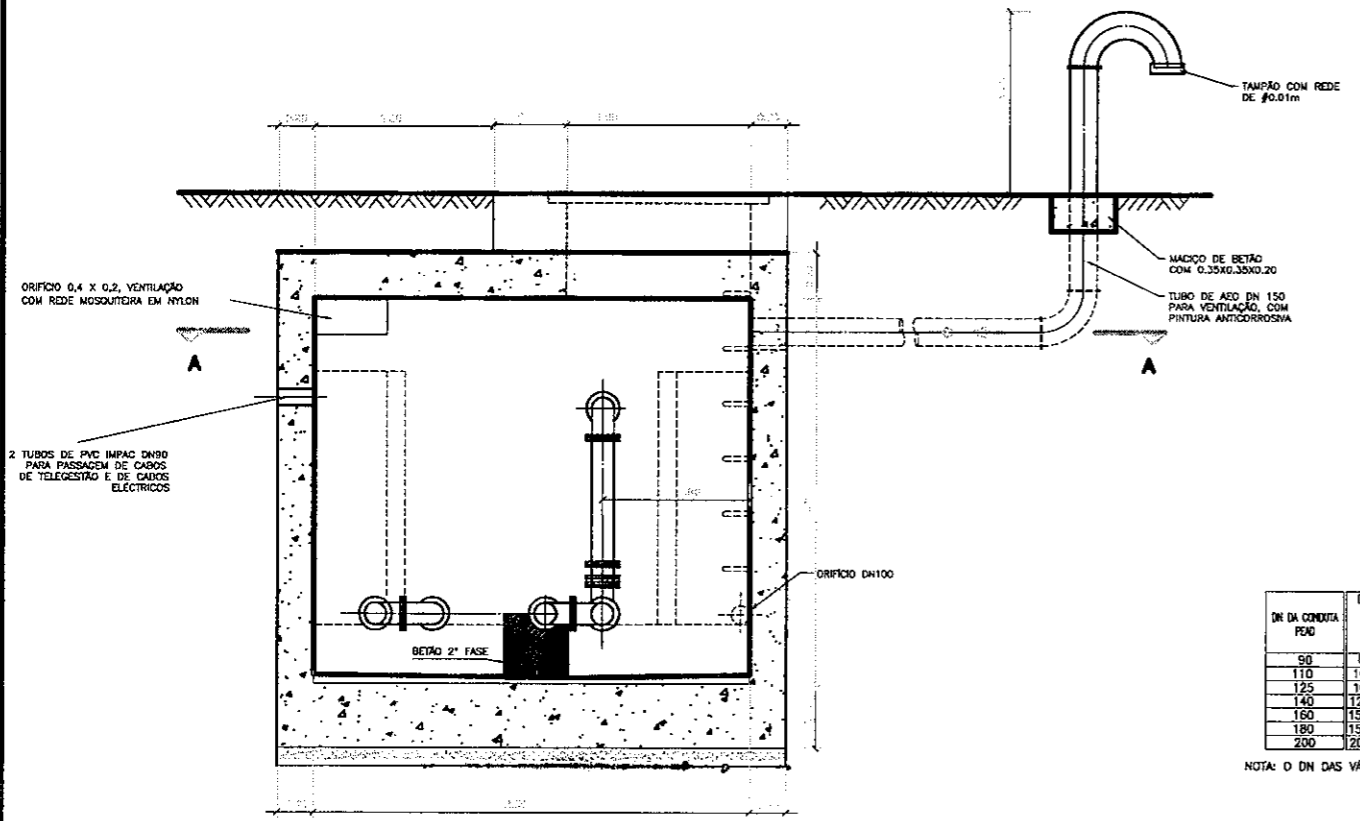
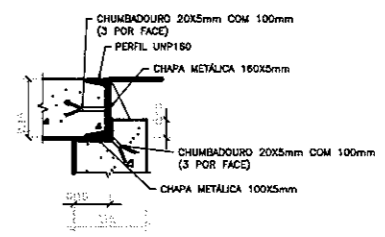
PORMENOR DOS DEGRAUS
Esc. 1:10



TAMPA DE BETÃO
Esc. 1:10



PORMENOR A
Esc. 1:10



CARACTERÍSTICAS DO EQUIPAMENTO

DN DA CONDUITA PEAD	DN DO CONE DE REDUÇÃO NA CONEXÃO (DNCA)	DN DO PASSA-MUIROS DOS TUBOS DE LINHA ENTRE ACESSÓRIOS E DO BY-PASS	DN DAS VÁLVULAS DE SECCIONAMENTO DA CONDUITA E DO BY-PASS	DN DO FILTRO	DN DAS JUNTAS DE DESMONTAGEM AUTO-TRAVADAS	DN DOS TÊS DE DERIVAÇÃO
90	80x80 FFD	60 FFD	60	50	60	60x60 FFD
110	100x60 FFD	60 FFD	60	50	60	60x60 FFD
125	100x80 FFD	80 FFD	80	80	80	80x80 FFD
140	125x100 FFD	100 FFD	100	100	100	100x100 FFD
150	150x100 FFD	100 FFD	100	100	100	100x100 FFD
180	150x100 FFD	100 FFD	100	100	100	100x100 FFD
200	200x125 FFD	125 FFD	125	125	125	125x125 FFD

NOTA: O DN DAS VÁLVULAS REDUTORA DE PRESSÃO E DE CONTROLO DE NÍVEL ESTÁ DEFINIDO NAS MEDIÇÕES TIPO.

ESTE DESENHO NÃO PODE SERVIR DE BASE À EXECUÇÃO DA OBRA SEM O VISTO DE "BOM PARA EXECUÇÃO" DEVIDAMENTE RUBRICADO E DATADO PELA FISCALIZAÇÃO

ÁGUAS DO ZÊZERE E CÔA

COBA **ProSistemas** **Portugal** **HIDRA**

SISTEMA MULTIMUNICIPAL DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA E DE SANEAMENTO DO ALTO ZÊZERE E CÔA

DESENHOS TIPO PARA SISTEMAS DE ABASTECIMENTO DE ÁGUA

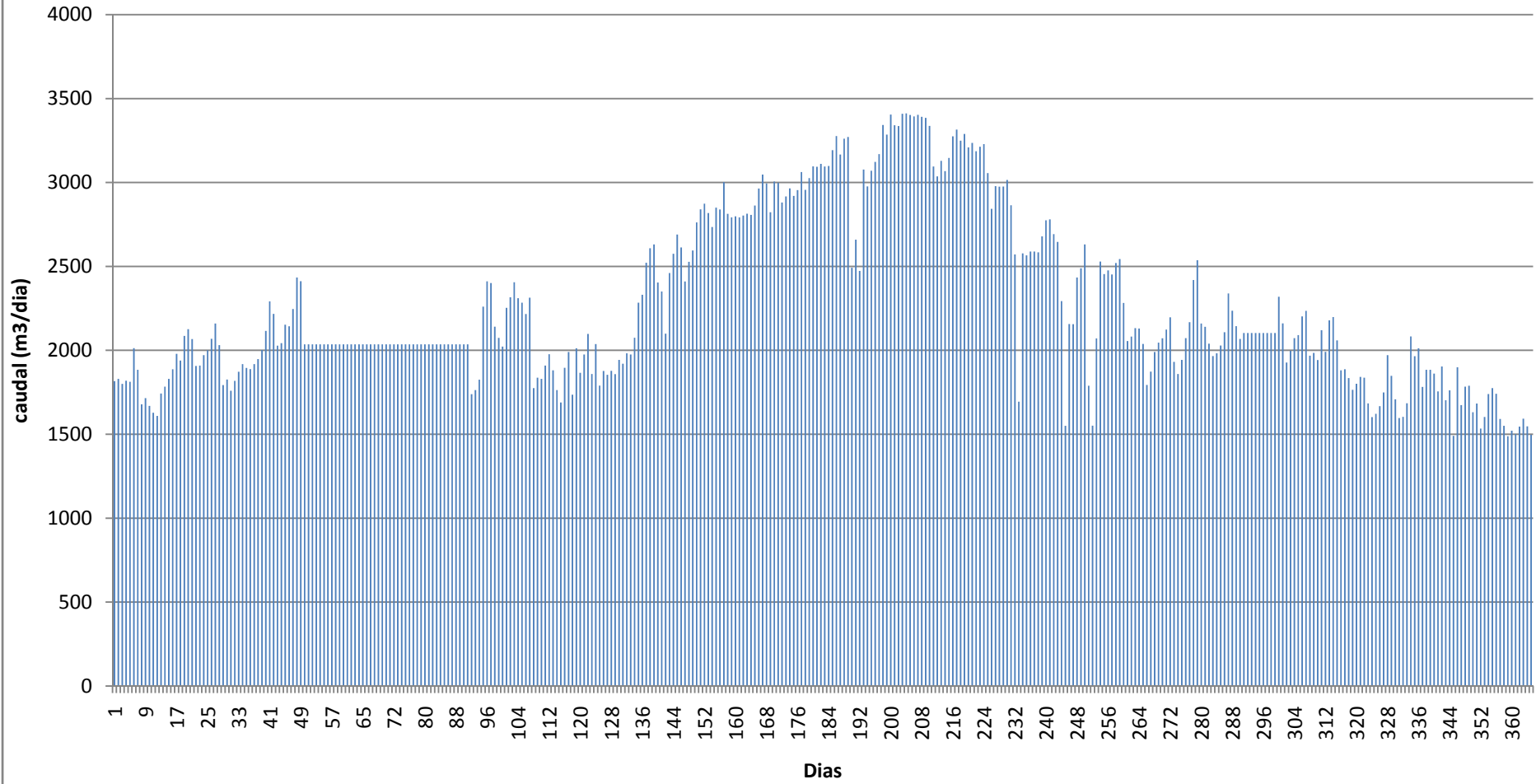
Plano CÁMARA DE PERDA DE CARGA DEFINIÇÃO E EQUIPAMENTO

PROJECTO DE EXECUÇÃO

Projector	Data	Mês	Ano	Escala	Desenho	Folha	Edição
			2002	1:20	SAADT-23	2/3	A

Processo: WSA.0370

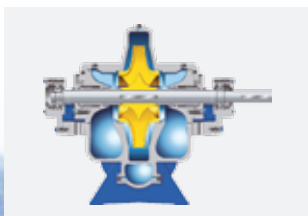
Caudais diarios



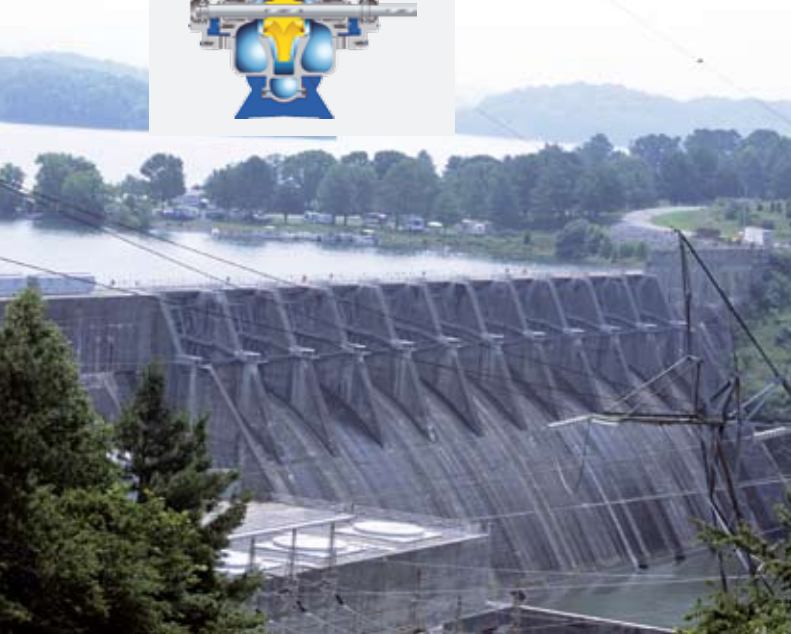
In action almost everywhere

Pumps are used as turbines in a wide range of applications:

- Small hydropower systems (< 10 MW)
- Industrial systems
(as an alternative to throttling devices)
- Water transport systems
(upstream of receiving water tank)
- Bottom outlet of dams
- Locks or sluices with low heads and large flow rates
- Reverse osmosis
- Oil supply systems
- Chemical and petrochemical processes
(gas scrubbers)



Omega pump
run in reverse



Ask us about the ideal solution for your application

Turn the Tide on Energy Needs



Your contact:

0291.021-10 01/08

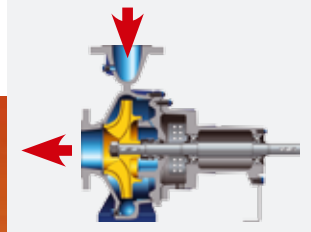


KSB Aktiengesellschaft
Johann-Klein-Straße 9 • 67225 Frankenthal (Germany)
www.ksb.com



A pump becomes a turbine

Energy producers the world over rely on KSB. But our pumps can do more than just assist the generating process. If the flow of water is reversed, the impeller starts turning in the other direction, and the pump operates in turbine mode. That keeps down costs, and makes energy generation and recovery straightforward. Pumps used as turbines (PaTs) provide a solution wherever more energy is required. And prove again that KSB means a wide choice of applications, as well as products.



Etanorm run in reverse



Expertise across the range

KSB can draw on extensive know-how and many years of experience in designing pumps to be used as turbines*. So put our expertise to work for you, and experience the quality of our products.

For heads of 10 m and above:

- Omega (volute casing pump)
- Etanorm (volute casing pump)
- Multitec (ring-section pump)
- RDL family (volute casing pump)

For heads below 10 m and high flow rates:

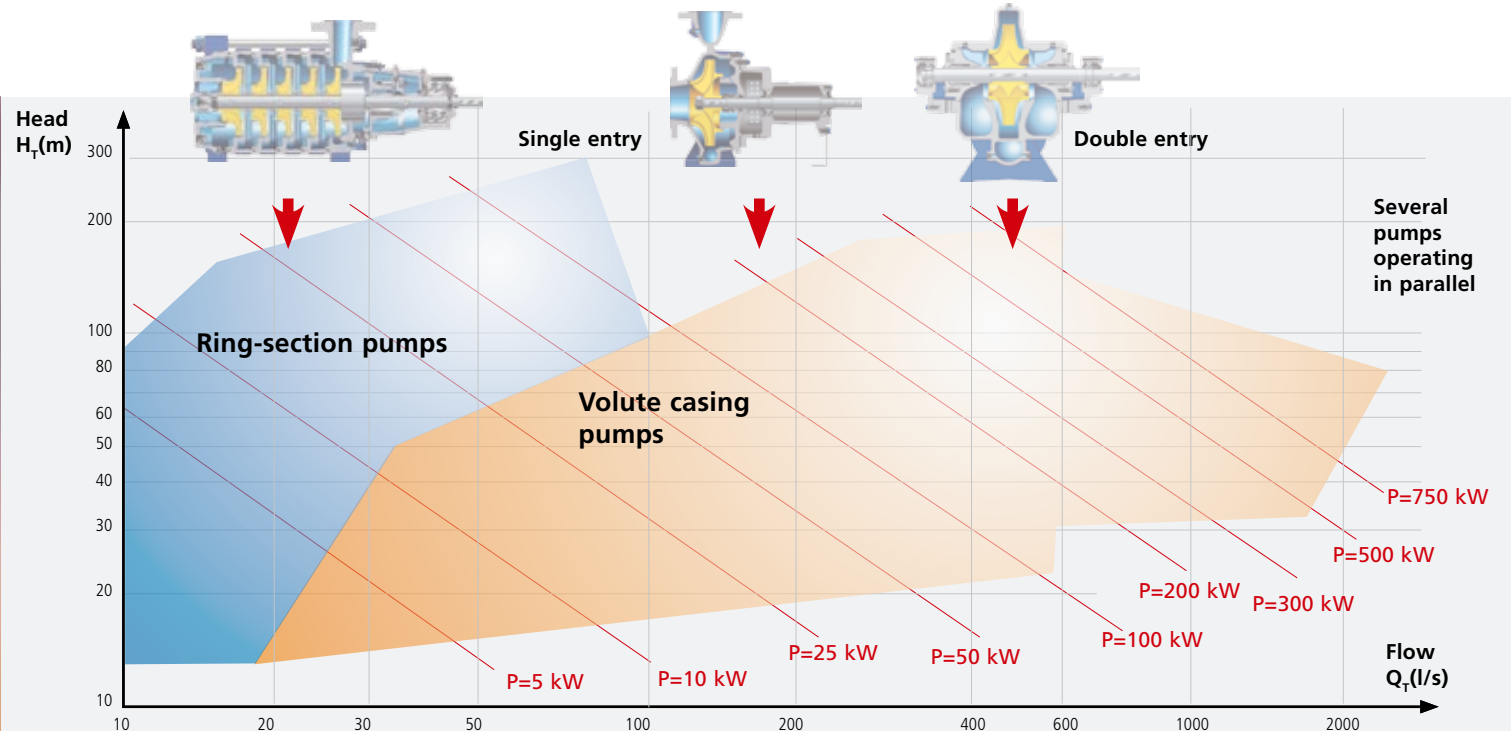
- Axial flow pumps

(* Reference list and PaT performance curves on request)

Efficient solutions help you win

Top-quality products, all-in solutions and first-class service: KSB excellence spells success for you – for example with pumps used as turbines.

- Fast amortization of your investment
- Reduced life cycle costs
- Pumps as turbines supplied as all-in packages
- Products and services from a single source (consulting, planning, product design and selection, order processing, commissioning, service, after-sales support)
- Large choice of products and materials
- Wide range of other components (e.g. valves)



Pumps As Turbines

Anyone who has had practical dealings with pumps for a good length of time surely must have noticed that pumps can run backwards, even to the point of developing a certain momentum of their own. Obviously, then, pumps could also be used to generate power.

Sven Baumgarten
Wolfgang Guder

If the pumped medium - either intentionally or unintentionally - begins to flow backwards, i.e., from the discharge nozzle to the suction nozzle, the impeller starts turning in the other direction, too. If the pressure energy (head) is high enough to overcome the breakaway torque of the impeller and shaft, that torque can be used to drive a generator. The pump imparts torque to the shaft. In this “third quadrant” of its performance chart (Fig. 1), the only way this “pump as turbine” (PAT) differs from a “real” hydroturbine is that it normally

cannot be expected to operate as efficiently as, say, a conventional *Francis* or *Kaplan turbine*. Fig. 2 illustrates what the characteristic curves for operation as pump and turbine look like in principle. The “ $M = 0$ ” characteristic curve marks the so-called “zero-load curve”, where no torque is being imparted to the shaft. The pump (turbine) is free-wheeling. The “ $n = 0$ ” characteristic curve designates the “standstill curve”. Here, the machine is subject to forced flow without the shaft turning. “Normal” turbine operation takes place somewhere between those two limit curves. Operation of a centrifugal pump in this manner can happen for several different reasons:

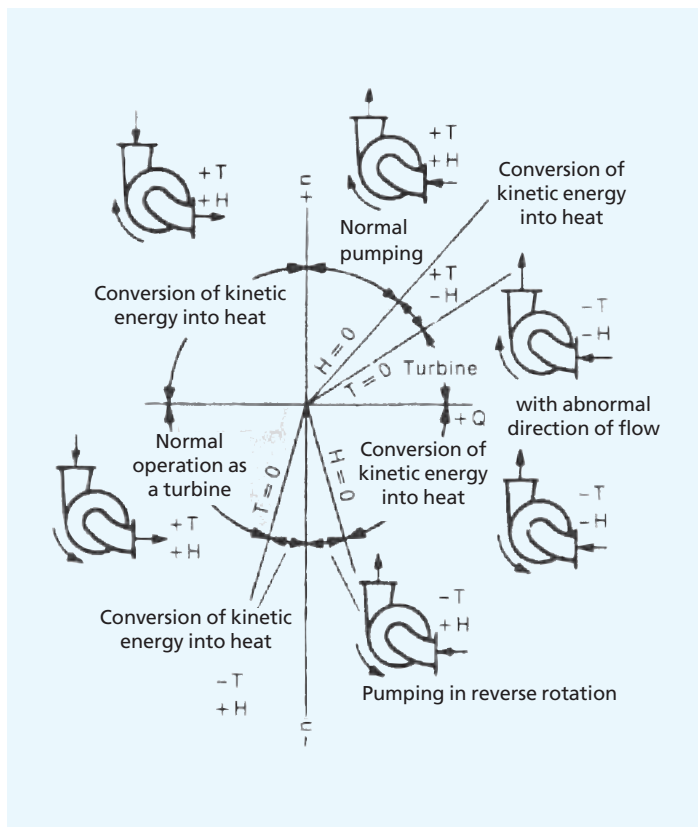


Fig. 1: Four-quadrant performance chart (schematic)

Unintentional reverse flow

Assumption: Several pumps are working in parallel to supply a given discharge-side system, when one of the pumps breaks down because of, say, a broken shaft between pump and motor or due to a sudden loss of power. If the system has no reverse-rotation lock or non-return valve, the medium will flow backwards through the defective pump. This situation, of course, is truly unintentional and must be avoided in systems subject to such risk.

Intentional flow reversal

There are, however, applications in which pumps are intended to serve as turbines. Often, the anticipated “yield” of a given *hydropower potential* is too low to justify the cost of purchasing and installing a “real”, accordingly expensive hydroturbine. In this case, reverse-rotation centrifugal pumps make a good alternative. Thanks to large-scale production, they are so affordable, that their somewhat less spectacular efficiency

can be accepted in the bargain. The shaft torque can be utilized in different ways (Fig. 3). The most frequently employed arrangement is to couple a PAT onto a generator, as mentioned above. Here, the mains frequency determines the speed. For example, a four-pole three-phase generator would require that the pump turn at the exact rate of 1500 revolutions per minute in order to generate a frequency of 50 Hz. If frequency inverters and appropriate mains feed-in circuitry are included, the PAT will have more room for speed variation. The extra equipment does not cost much anymore, and it enables coverage of a broader load range. Another alternative would be to directly connect a PAT to a driven machine with no motor or generator to fix the speed. This kind of application is presently being implemented in Indonesia.

Exploitation of subterranean karst water courses

The Indonesian Island of Java harbours a large, very ramified system of subterranean karst caves. While the lack of surface runoff, particularly during the dry season, means a corresponding lack of water for drinking and other purposes, water in the caves is plentiful. The objective of an ongoing interdisciplinary joint research project is to economically exploit these so-called “karst water courses”. To do so, an underground river system has to be impounded at a suitable point - as showing in Fig. 4. The available potential energy can then be used to pump part of the water up into an elevated storage tank. Since the “pumping station” will be situated some 100 m below ground, and since it will not be tied into Java’s public power grid until some later stage of the

Hydropower potential:

Result of head x discharge rate
(in proportional terms)

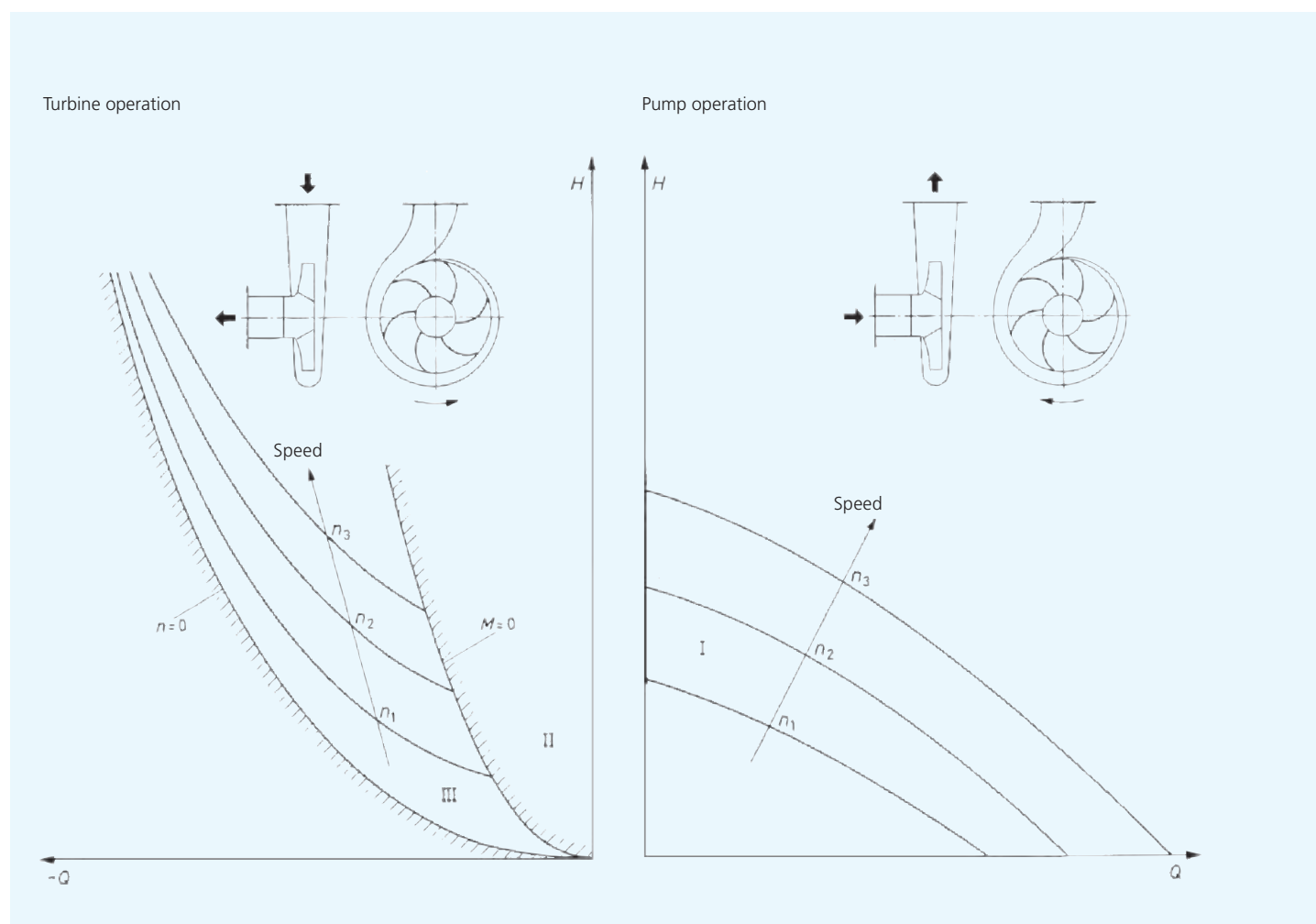


Fig. 2: Characteristic curves for turbine operation / pump operation

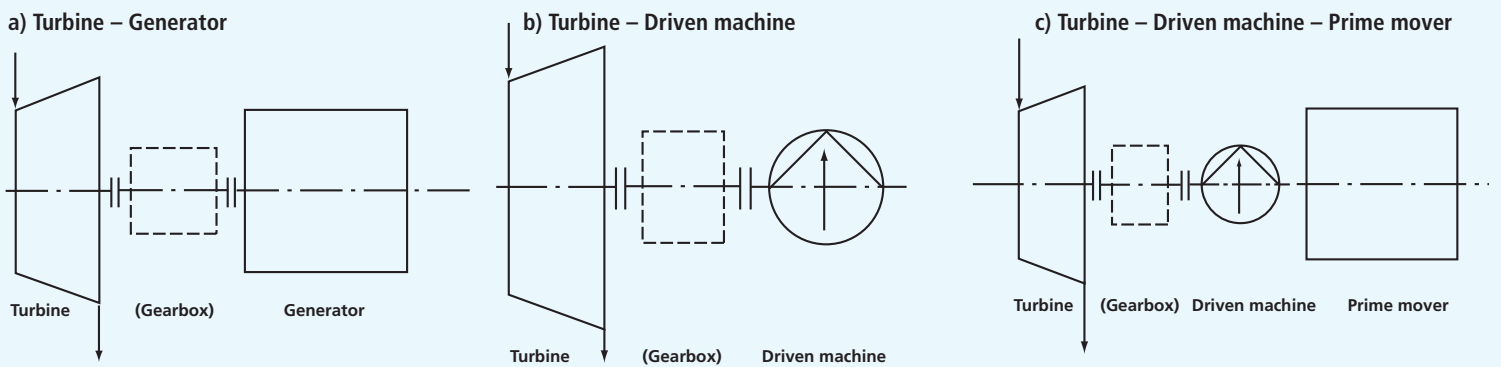


Fig. 3: Typical configurations

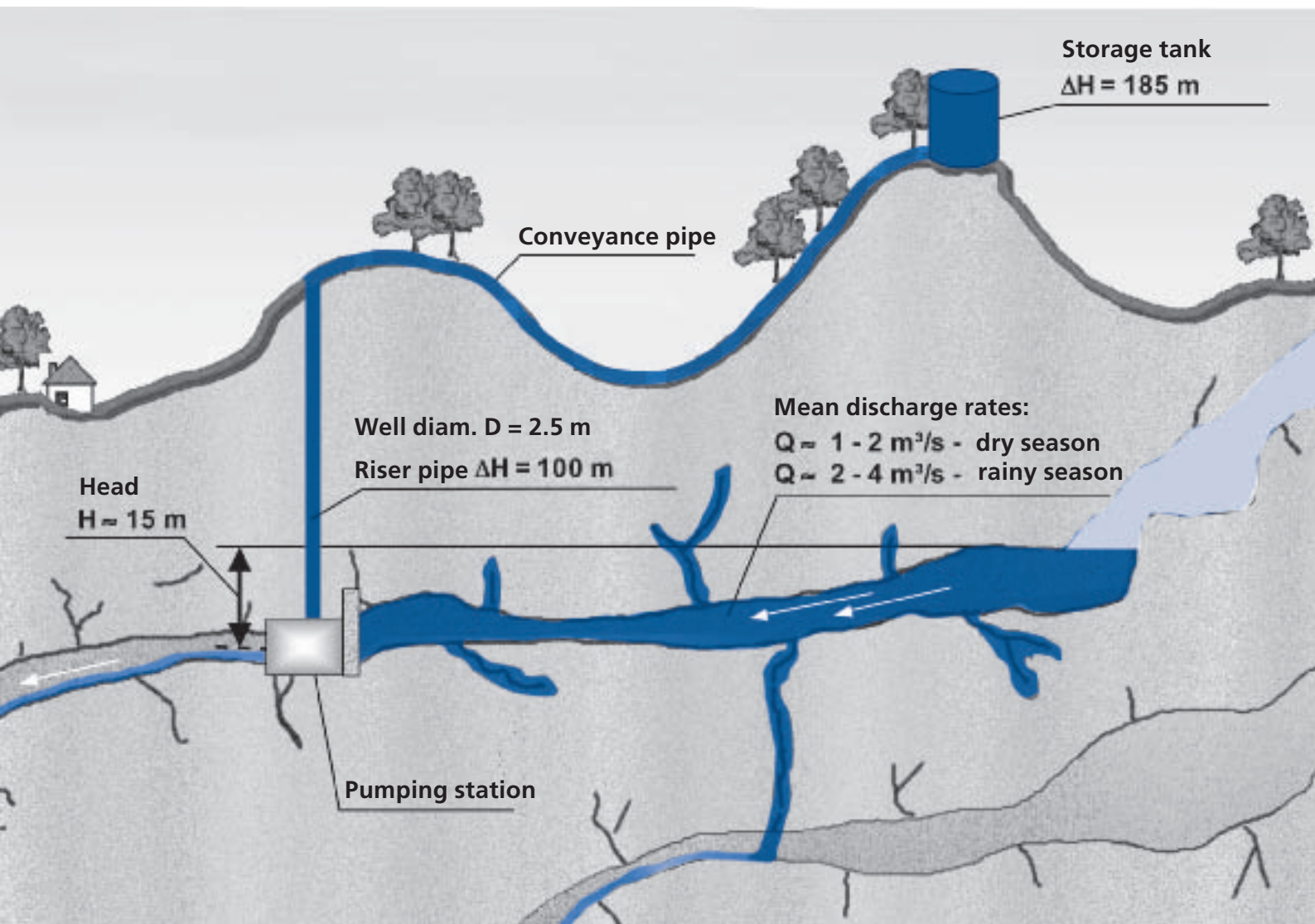


Fig. 4: Schematic of the Java pumping station

project, it is only logical to have turbines drive the conveying pumps. According to a pertinent analysis, the local caves system has a head of roughly 15 m and water discharge rates varying from 1.5 to 4.0 cubic metres per second.

Estimation of “water yield”

For the complete unit to work properly, the PAT and pump must have “equal output” at the ends of their shafts, where the two machines are rigidly connected to each other by means of couplings and, as the case may be, a gearbox. If the PAT is too weak, the pump to which it is connected will not be able to offer the requisite discharge head. If it is too powerful, it will either waste energy or overload the pump. Disregarding the losses in couplings and gearing for the moment, the energy balance figures to:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{Turbine}} &= P_{\text{Pump}} \\
 P_{\text{Turbine}} &= \rho \cdot g \cdot Q_T \cdot H_T \cdot \eta_T \\
 P_{\text{Pump}} &= \frac{\rho \cdot g \cdot Q_P \cdot H_P}{\eta_P} \quad (1)
 \end{aligned}$$

The head of the turbine, H_T , is 15 m, and the discharge head of the pump, H_P , is projected as 190 m (Fig. 4). Assuming a preliminary turbine efficiency of 80 % and a pump efficiency of 75 %, then each 1.0 m³/s of flow through the turbine (minimum discharge rate during the dry season) will let the high-pressure pump deliver an effective:

$$\begin{aligned}
 Q_P &= 0.048 \text{ m}^3/\text{s} \\
 &= 48 \text{ litres / second.}
 \end{aligned}$$

That does not seem like much, but it will be enough to provide each of the area’s 50,000 inhabitants 80 litres of water every day. Considering that the availability of water often drops to below 10 litres per day and person during the dry season, that is a comparatively large amount. Moreover, cave water is of nearly drinking water quality and,



Fig. 5: EN R 300-340 impeller, machined for PAT application

hence, much cleaner than the surface runoff that is collected in cisterns and open basins.

Developing the “PAT / pump module”

Meeting the task at hand required the design of a module comprising a PAT, a gearbox and a high-pressure pump on a common baseplate (module 1). One of the overall project’s overriding requirements was that only “appropriate” technology be involved. Regarding the individual components, this means that only proven standard-type machines can be used and combined for the job to be done. A large, single-stage ETANORM volute casing pump (R 300-340) with a mixed flow impeller therefore serves as the turbine. For the projected head of 15 metres, this robust unit can “swallow” approximately 375 litres of water per second. The impeller (Fig. 5) was specially machined for superior quality of the surface and proper profiling of the leading edge, and now the pump offers 81 % efficiency in turbine operation. It is able to deliver roughly 45 kW shaft power for driving the pump. It turns at approximately 1200 revolutions per minute. With a view to limiting the size of the high-pressure pump and its requisite number of stages, a gearbox with a transmission ratio of 1 : 1.83 nearly doubles the

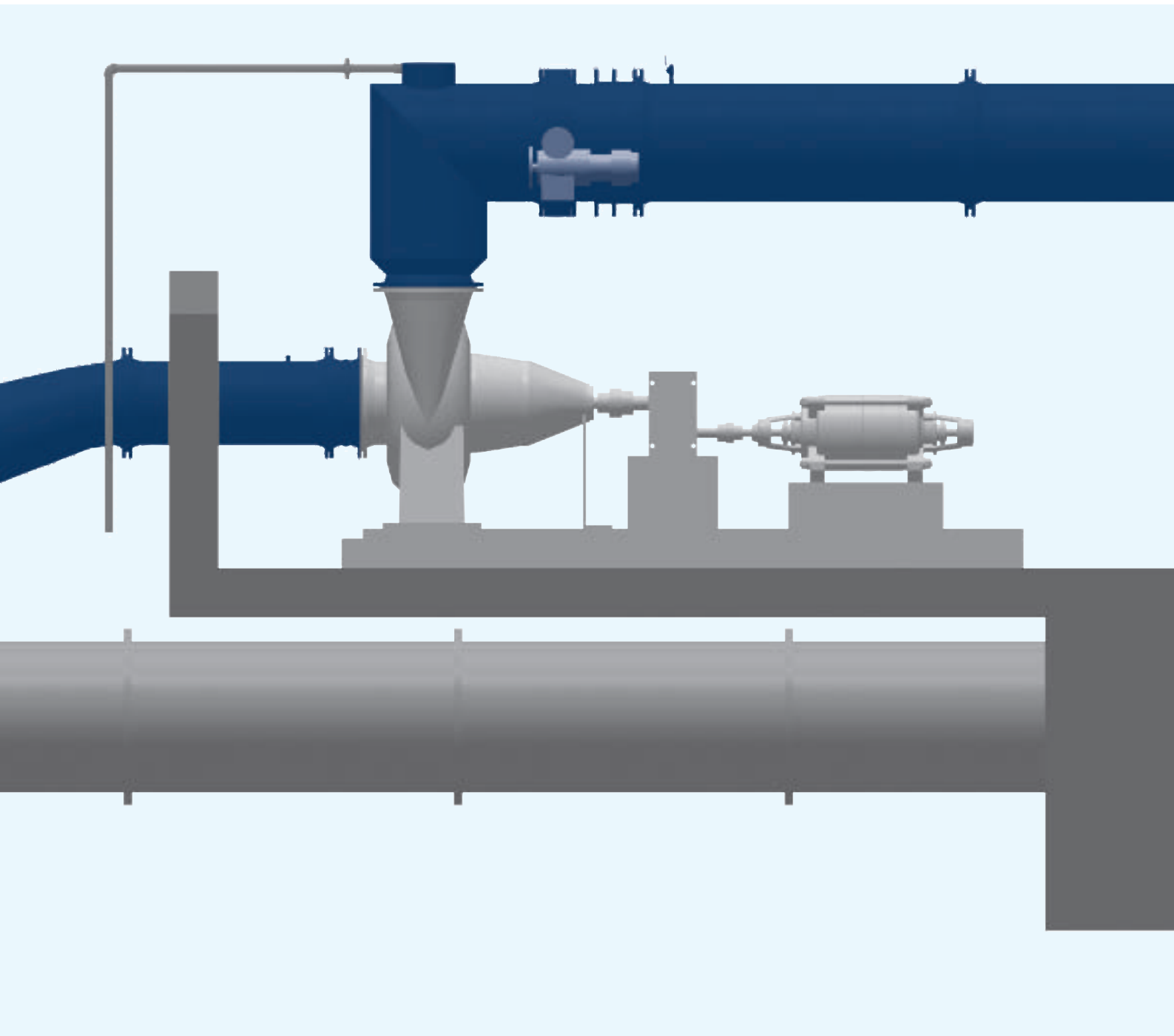


Fig. 6: Side view of module 3 (as installed in the cave)

speed. A multistage ring-section pump (Multitec D 65/09, Hydr. 6.1) provides the head of $H = 190$ m. At its nominal duty point, the pump runs at about 2200 revolutions per minute and transfers nearly 17 litres of water per second to the elevated storage tank. The individual components have undergone thorough testing at the Frankenthal

test facility (Fig. 7), both individually and completely assembled as for its intended use (Fig. 6). “Module 1” easily achieved all its specified performance data. Despite the absence of a “speed-supporting” generator, the module displays decidedly smooth and stable running behaviour at all said duty points. Even assuming that something

as extreme as the impounded head being just $H = 10$ m in the cave, the module nevertheless delivers the useful water to the surface.

Outlook

Even at a minimum discharge rate of about $1.0 \text{ m}^3/\text{s}$ during the dry season, two or three of the described modules can be installed and provide a steady flow of water to the elevated tank. On average, however, the year's useful water supply will be considerably higher. Consequently, though the underground "pumping station" is still in its planning phase, its subsequent expansion is already being provided for. If "module 1" proves successful, additional complete units can be installed in the cave. They would be hydraulically similar to the first type of module, but accordingly large ("module 3"). As seen in Fig. 8, three large modules are planned for the space available. Two of them will be used for driving pumps, and the third perhaps for generating electricity. Moreover, a small "self-generated power producer" ("module 2") is being installed at the

first development stage. It is intended to drive a 10-kW, *island mode* synchronous generator.

Absence of adjustable guide vanes

One essential drawback of using pumps as turbines is that, unlike a Francis or Kaplan water turbine - they have no adjustable guide vanes for adapting to fluctuations in the water supply. This problem, however, has been circumvented by employing a number of differently sized units. With a minimum of control effort, the most economical number of modules can be kept in operation to fit the momentary supply of water. In combination with the use of robust pumps that have proven themselves in large numbers, this yields a technical solution that is perfectly "appropriate" to both the task at hand and the local boundary conditions.

Summary

Every once in a while, particularly in connection with alternative forms of power generation, people express a desire to use "normal" centrifugal pumps as turbines. Indeed, the fact that they are

Island mode: In the so-called island mode, there is no higher-level mains supply supporting the generator. This means special electrotechnical controls are required to ensure that a mains frequency of exactly 50 Hz is achieved.

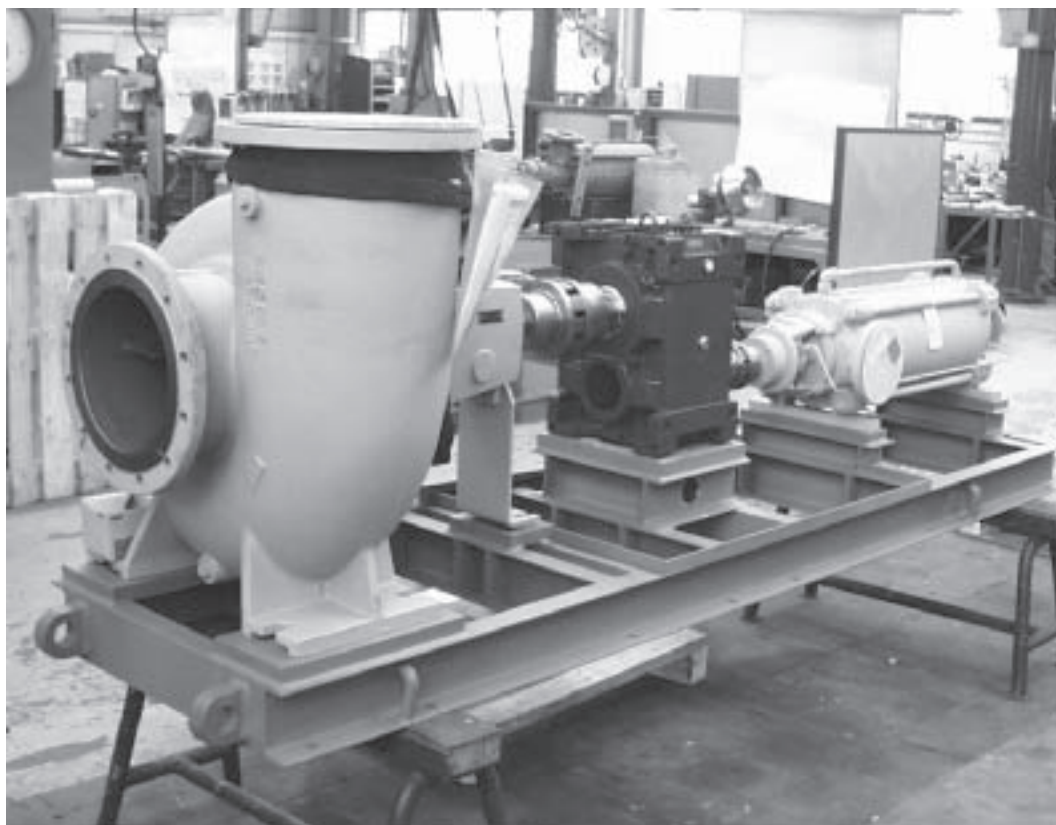


Fig. 7: Module 1 (as assembled)

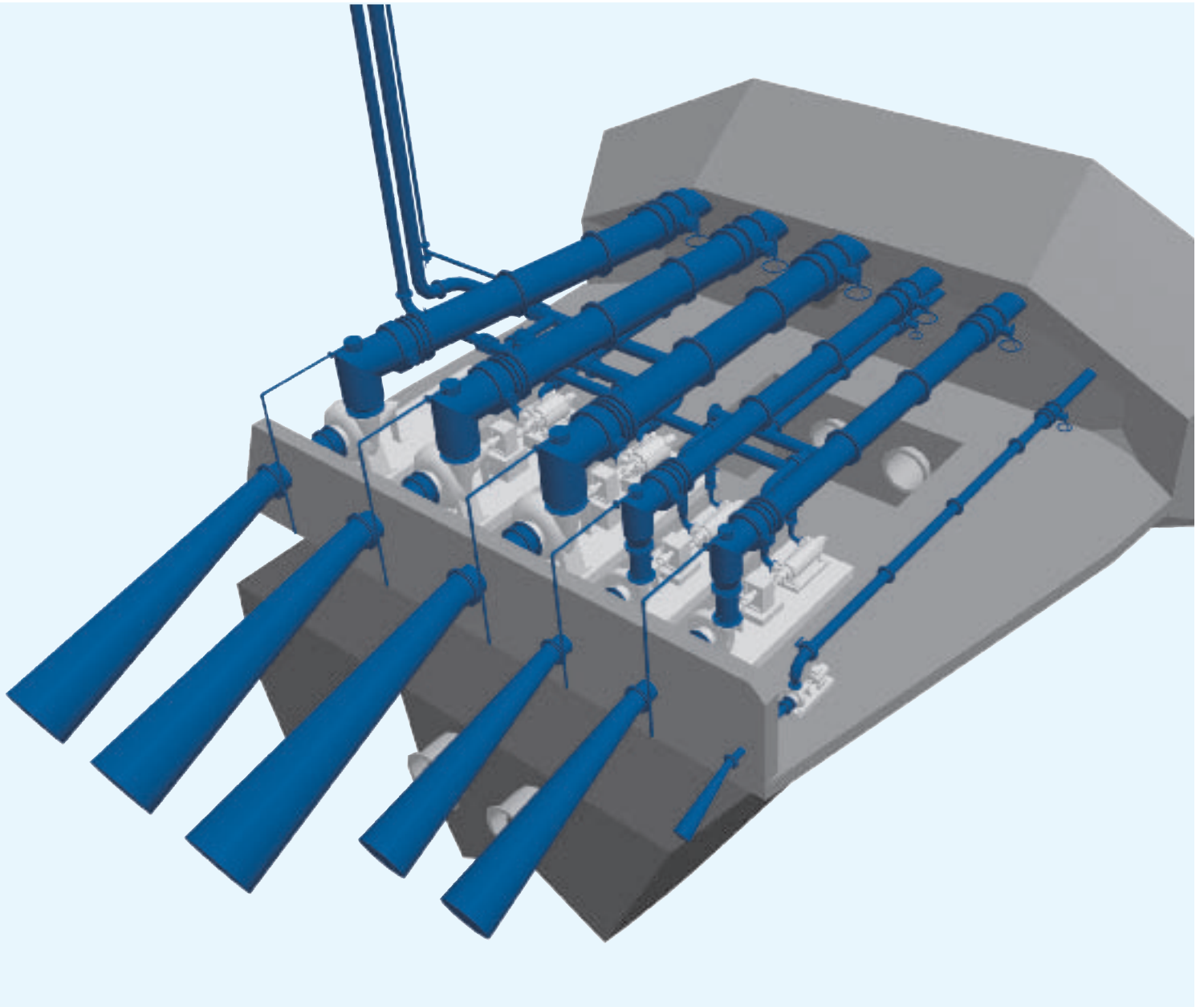


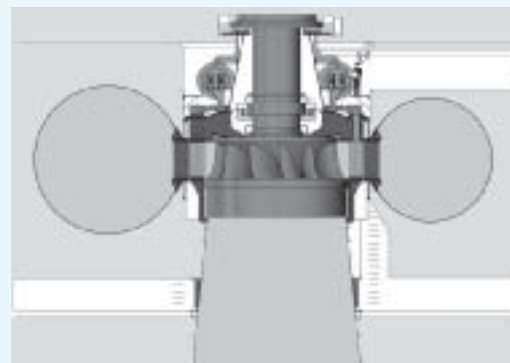
Fig. 8: Projected final state

so much less expensive than real hydroturbines make such considerations only logical. The lack of adjustable guide vanes, though, makes it difficult to accommodate running pumps to fluctuating feed rates. This Indonesian project solved that problem by distributing the total volume flow across five units in a cascade switching arrangement. While this does diminish the cost advantage of the “PAT” approach over the use of a single turbine, it is nevertheless and still advantageous

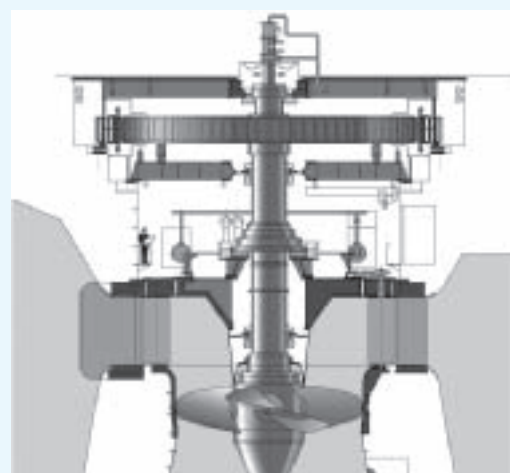
in terms of appropriate technology. Pumps are much easier to use and maintain than are “real” turbines.

Francis turbine:

The Francis turbine, which was invented in 1849 by an Anglo-American engineer by the name of James B. Francis, is the world's most widely used type of turbine. The water flowing in through a guide vane ring with adjustable blading impinges on the runner's three-dimensionally curved blades. Normally, the water supply comes in through a volute casing, and a so-called "suction pipe" is situated downstream of the runner. As a rule, these turbines are used for heads of up to 500 metres.

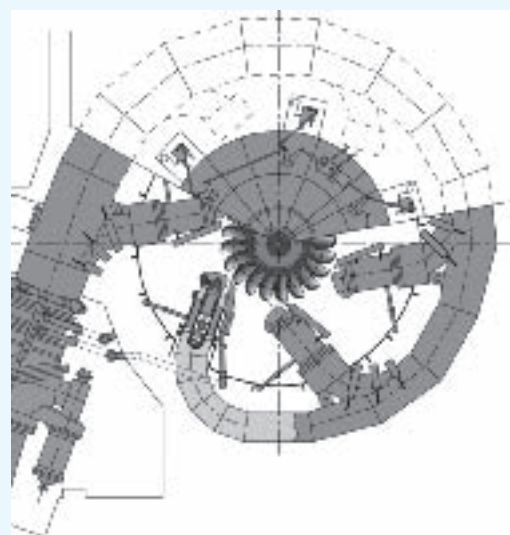
**Kaplan turbine:**

Invented in 1913 by Austrian Engineer Viktor Kaplan, the Kaplan turbine has a runner with adjustable blades, much like a boat propeller, that is submerged in water and drives a generator. Adjustable stationary guide vanes ensure that the water always meets the runner's rotating blades at the optimal angle. Since the moving blades are also adjustable, there are two ways to regulate Kaplan turbines, so it can be better adjusted to the given flow of water and head. Kaplan turbines are particularly well suited for installation in rivers with large volume flow but little head. Vertically arranged Kaplan turbines serve in hydropower plants with heads of up to 65 m.

**Pelton turbine:**

In 1879, an American engineer by the name of Lester Pelton designed a new kind of so-called impulse turbine that exploits the kinetic energy of impounded water. In this aptly named Pelton water turbine, high-velocity water from one or more nozzles impinges on the curved buckets of the runner. Just before it leaves the nozzle, the water has a pressure of up to 200 bar. Outside of the nozzle, though, the jet of water is at normal atmospheric pressure. In other words, the nozzle completely converts the potential energy of the pressurized water into kinetic energy. The pressure does not change as the water hits the runner, either, so Pelton turbines are therefore genuine impulse turbines.

Each blade, of which there are up to 40, consists of two half blades called "buckets". The jets of water emerging from the nozzles impinge tangentially at the centre of each bucket, hence imparting their kinetic energy to the bucket-studded runner by force of momentum exchange. The buckets force the water to reverse its direction of flow. Depending on the specific model and the given head, a typical Pelton turbine "consumes" anywhere from 20 to 8,000 litres of water per second. Its speed of rotation can reach 3,000 revolutions per minute, and, for a head of 1,000 metres, the jet of water can take on a velocity of nearly 500 km/h. The turbine's efficiency of 85 % to 90 % even remains quite good under part-load conditions. Pelton turbines serve mainly in hydropower plants with heads up to 2,000 m and low volume flow rates.



Micro centrais hidroeléctricas Ecowatt

UTILIZAÇÕES

A água é a fonte de energia renovável ideal, utilizada pelo homem desde o início dos tempos.

As micro centrais hidroeléctricas Ecowatt, resultam de anos de experiência no domínio, transformam a energia de pequenos riachos em preciosa electricidade de uma forma limpa, e no completo respeito pelo ambiente.

Estas micro centrais hidroeléctricas são a solução ideal para estes sítios onde a energia eléctrica da rede de distribuição nacional não está disponível. Elas resolvem o problema de fornecimento de energia em muitas situações, por exemplo em casas isoladas, refúgios de montanha, missões e pequenas aldeias. Elas asseguram também o funcionamento de equipamento eléctrico e electrónico para sinalização remota, telegestão e tratamento de água de abastecimento.

Algumas Micro centrais hidroeléctricas específicas, podem funcionar em paralelo com a rede nacional no intuito de vender a energia.

As micro centrais hidroeléctricas Ecowatt fornecem uma considerável contribuição para a ecologia, desde que ajudem a reduzir a queima de vastas quantidades de petróleo fóssil e de hidrocarbonetos, que são tidos por ser directamente responsáveis para a poluição do ar, as chuvas ácidas e para o chamado “efeito de estufa”.



FUNCIONAMENTO

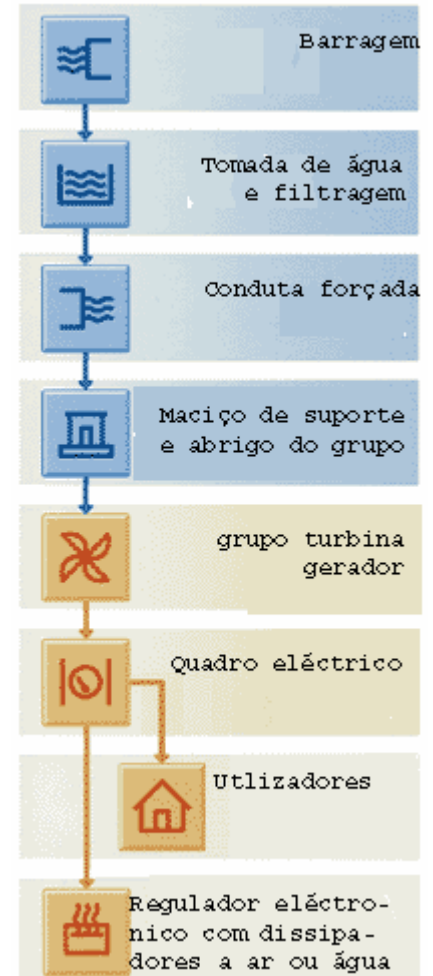
As **micro centrais hidroeléctricas Ecowatt** são reguladas automaticamente com uma saída de potência constante. O grupo turbina-gerador transforma constantemente a energia hidráulica em energia eléctrica, independentemente das necessidades do utilizador.

Um sistema regulador electrónico monitoriza e controla continuamente a carga conectada e desvia a energia em excesso para os sistemas de dissipação.

Esta energia pode ser recuperada como calor para aquecimento directo das instalações, ou para a produção de água quente. Obtém-se deste modo, um sistema de co-geração, ou seja, a produção de energia eléctrica e a produção de energia térmica.

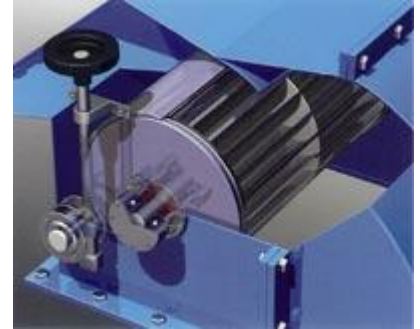
O sistema de regulação está composto de elementos modulares que se ajustam a qualquer tipo de sistema e energia eléctrica gerada. Uma segunda regulação, a operação manual, torna possível modificar o débito de água para adaptar a turbina a variações sazonais.

As **micro centrais Hidroeléctricas Ecowatt** são produtos industriais altamente fidedignos. Elas foram projectadas para facilitar a instalação, até mesmo em áreas difíceis como em países em via de desenvolvimento, para obter uma instalação simples e boa, com pouco trabalho no edifício. As instruções são fornecidas no manual e nos desenhos que acompanham o sistema. A instalação, a ligação, o arranque e a manutenção das **Micro centrais Hidroeléctricas Ecowatt** não requerem a presença de técnicos especializados. Estes sistemas de energia não requerem nenhuma colocação em serviço específica e pode ser executado facilmente por um electricista e um canalizador com ajuda da documentação técnica fornecida.



TURBINAS BANKI (ou turbinas de fluxo cruzado)

As turbinas Banki são satisfatórias para quedas de 7m a 60m e débitos efectivos de 20 l/s a 800 l/s. Oferecem uma solução excelente de compromisso entre qualidade, desempenho e preço. A roda e partes mecânicas são feitas de aço inoxidável. A transmissão entre a roda e o gerador é efectuada por uma correia dentada que assegura a flexibilidade necessária do sistema e minimiza perdas de binário. O débito é controlado por uma comporta especial que permite variações de 0 a 100%.



TURBINAS PELTON

As turbinas Pelton são satisfatórias para quedas de 20m a 180m e débitos efectivos de 0,5 l/s a 100 l/s. As abas são feitas em aço inoxidável e com uma boa precisão. Todas as turbinas Pelton estão equipadas com seis 6 injectores controlados por válvulas de regulação especiais que ajudam à eficácia do sistema. A roda está fixada directamente sobre o eixo do gerador para aumentar rendimento global. Todas as principais partes mecânicas são em aço inoxidável. Um cuidadoso processo de tratamento anti-corrosão está aplicado a todas as superfícies.

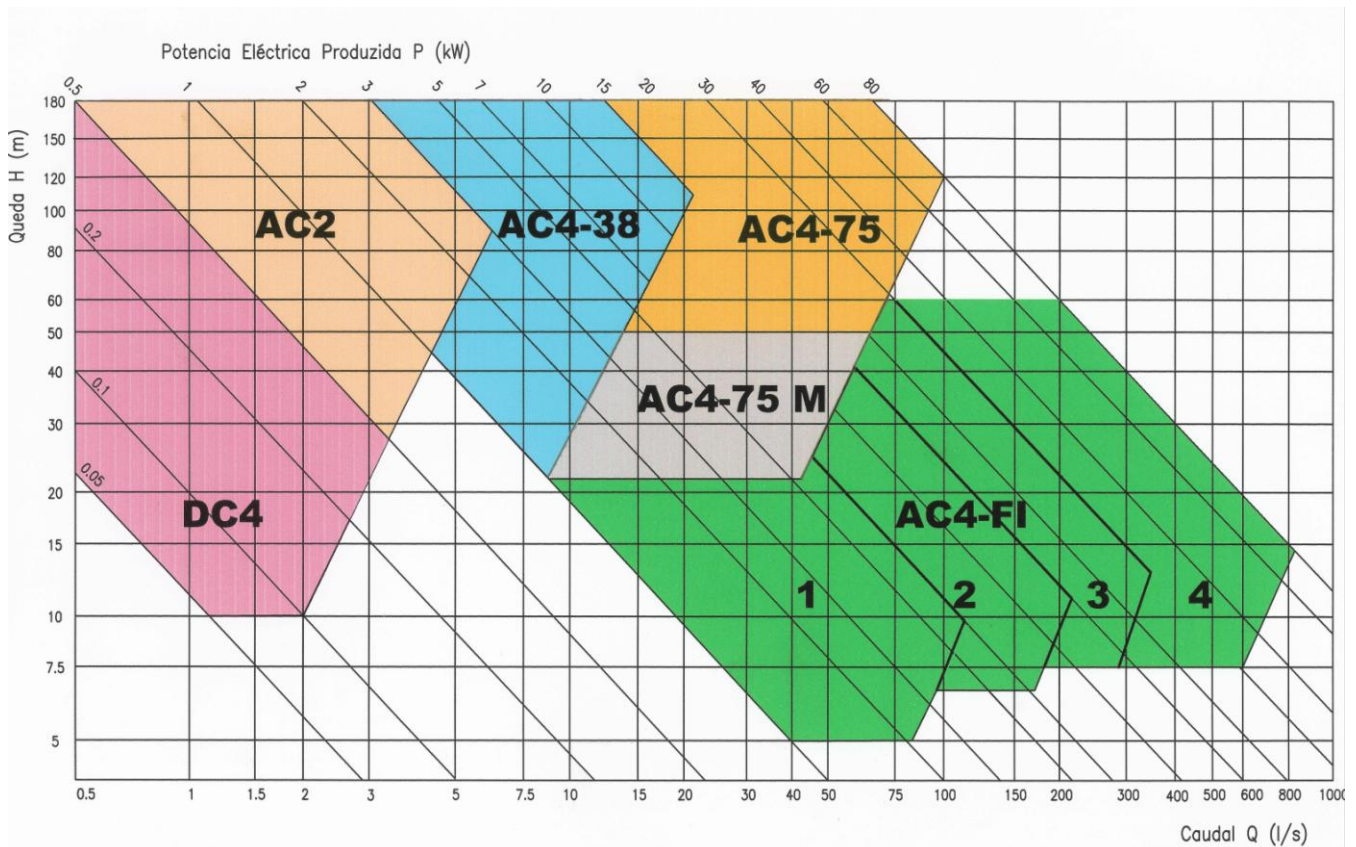


SELECÇÃO DE MATERIAL

Os dados, relativos à queda e ao débito de água possível, são fundamentais para o cálculo da potência realizável de uma **micro central hidroeléctrica Ecowatt**.

Procurando a intersecção do eixo X, que mostra a queda em metros, com o eixo Y, que mostra o débito em litros por segundo, o ponto resultante que se encontra entre diferentes diagonais indicando a potência eléctrica gerada, exprimida em KW.

As áreas coloridas realçam as possibilidades de funcionamento dos vários modelos existentes.



OS MODELOS

Grupo Turbina-gerador : AC 2

Turbina Pelton com 6 injectores. Gerador síncrono, monofásico, auto-excitado, sem escova, com 2 pólos, 230 Volt, 50Hz. Compacto e de peso leve, este gerador hidráulico é ideal para uso sazonal em casas isoladas, refúgios de montanha, para reservatórios de água com controlos remotos.



Grupo Turbina-gerador : AC 4-38

Turbina Pelton, com 6 injectores e 3 válvulas de regulação. Gerador síncrono, trifásico/monofásico, auto-excitado, sem escova, com 4 pólos, 400/230 Volt, 50/60 Hz. Este gerador hidráulico é ideal para operação contínua em médios e grandes refúgios montanhesees e grupos pequenos de casas isoladas. Além de produzir energia eléctrica, constitui uma fonte preciosa de energia térmica por aquecer as casas.



Grupo Turbina-gerador : AC 4-75

Turbina Pelton, com 6 injectores e 4 válvulas de regulação. Gerador síncrono, trifásico/monofásico, auto-excitado, sem escova, com 4 pólos, 400/230 Volt, 50/60 Hz. Este gerador hidráulico é usado para a produção contínua de energia para comunidades e aldeias em países em desenvolvimento e para o turismo e furos artesianos. É caracterizado por alta produção e robustez extrema.





Grupo Turbina-gerador : AS 4

Turbina Pelton ou Banki com controlo automático para regulação de débito. Gerador assíncrono, trifásico, 4 pólos, 400/230 Volt, 50/60 Hz, com rotor em curto-circuito. Este gerador hidráulico foi desenhado para conexão paralela com a rede nacional. Esta conexão exige uma sequência de arranque automatizada para permitir o paralelo e a saída da rede. A possibilidade de produzir e vender energia eléctrica é, em alguns casos, uma forma interessante de investimento económico.

Grupo Turbina-gerador : AC 4-FI



Turbina Banki com regulação manual e contínuo do débito, de 0 a 100%. Gerador síncrono, trifásico/monofásico, auto-excitado, sem escova, com 4 pólos, 400/230 Volt, 50/60 Hz. Os vários tamanhos standards destes geradores hidráulicos oferecem uma versatilidade larga e permitem aplicação para muitos usos diferentes com média e baixa queda, mas com débito importante, e às vezes variáveis.

Quadros eléctricos e Reguladores



Os **Quadros Eléctricos de Controlo** fornecem toda informação necessária sobre a condição operacional da instalação. Eles são monofásicos ou trifásicos, equipadas com indicadores de medida, alarme e dispositivos de protecção.

Os **Reguladores Electrónicos** são usados para manter a carga estável no grupo de turbina-gerador. Eles são monofásicos, modulares, equipados com resistências de 2 ou 10 kW para dissipação ao ar ou em água e podem ser ligados em sistemas monofásicos ou trifásicos

IREM . Experiência e Qualidade

A sociedade **IREM** é uma empresa líder no domínio da produção de aparelhos electromecânicos e electrónicos para o controlo da alimentação eléctrica nos seguintes sectores :

- **Alimentação de lâmpadas de descarga para aplicações profissionais.**
- **Protecção dos utilizadores eléctricos contra as perturbações da rede.**
- **Regulação do fluxo luminoso nas instalações de iluminação.**
- **Produção de energia recorrendo à micro centrais hidráulicas.**

Desde o início, em 1947, a sociedade **IREM**, impus pela qualidade, a fiabilidade e o carácter inovador dos seus produtos de alta tecnologia.

Uma fiabilidade de empresa reconhecida por um “Oscar”! Em 1992, em Los Angeles, **Mario Celso**, fundador da sociedade **IREM**, recebeu pela sua actividade, o “**Scientific Technical Award** “ concedido pela “Academy of Motion Picture Arts and Sciences “.

A evolução da estrutura, o desenvolvimento comercial e o crescimento da pesquisa contribuirão para solidificar a experiência adquirida ao fim dos anos. Dois centros de produção, uma filosofia baseada na melhoria constante da qualidade, como actividade prioritária, assim como uma exportação directa superior a 50%, constituem uma garantia de continuidade e de desenvolvimento.

Experiência, qualidade e carácter profissional: É por essas razões que a sociedade **IREM** obteve, desde 1993, a certificação **UNI EN ISO 9001**, como forma de confirmar a sua capacidade de garantir:

- **A constante qualidade do produto.**
- **A garantia de um produto fiável no tempo, a precisão e a receptibilidade de todos os processos de funcionamento.**
- **A eliminação dos controlos em aceitação para o cliente.**
- **A identificação e o seguimento de um produto, no tempo.**

A certificação **UNI EN ISO 14001**, obtida em 2000, representa a firme vontade da empresa de proteger o ambiente, não só com os seus produtos, mas também com uma conduta ciente e respeitosa.





IREM

IREM SpA - Via Abegg 75 - 10050 - Borgone - Torino - ITALY
Tel. ++39 011 9646213 - Fax ++39 011 9646385
E-mail: irem@irem.it - <http://www.irem.it>

1. LISTA DE REFERÊNCIAS DE MICRO CENTRAIS HIDROELÉCTRICAS ECOWATT INSTALADAS EM REDE DE ÁGUA DE CONSUMO

LOCALIDADE	PAÍS / DEP.	NÚMERO	TIPO	(*)	POTÊNCIA (KW)	ANO
COMUNE DI VALTURNANCHE	ITÁLIA (AO)	1	AC4 38	4	10	1990
COMUNE DI PONTE LAMBRO	ITÁLIA (CO)	1	AC2	2	1,2	1990
COMUNE DI CREMIA	ITÁLIA (CO)	1	AC2	2	2	1990
COMUNE DI PIANELLO AL LARIO	ITÁLIA (CO)	1	AC2	2	2	1990
COMUNE DI TRASAGHIS	ITÁLIA (UD)	1	AC2M	2	2	1990
CONSORZIO AC. BORGOMANERO	ITÁLIA (VC)	1	AC4 75	2	3	1991
COMUNE DI LUSERNA S. GIOVANNI	ITÁLIA (TO)	1	AC2	2	3	1992
COMUNE DI GRESSONEY	ITÁLIA (AO)	1	AC4 75	3	60	1992
COMUNE DI BUJANDA	ESPÂNHA	1	DC4	2	0,2	1992
COMUNE DI STROPPO	ITÁLIA (CN)	1	AC4 38	2	4	1993
COMUNE DI BOBBIO	ITÁLIA (PC)	1	AS4 75	3	50	1993
BST	ITÁLIA (TO)	1	DC4	2	0,3	1993
AGAC	ITÁLIA (RE)	1	DC4	2	0,5	1993
RONC	ITÁLIA (AO)	1	DC4	2	0,3	1993
AZ. GEN. SERV. MUNICIPALIZZATI	ITÁLIA (VR)	1	DC4	2	0,1	1994
CIS ECOLOGIA	BURUNDI	1	FI SP	4	12	1994
ACQUEDOTTICA	ITÁLIA (TO)	1	AC4 38	4	12	1995
CONS. CAPITANATA	ITÁLIA (BA)	1	AC4 38		4	1996
COMUNE DI MATTIE	ITÁLIA (TO)	1	AC2	2	2	1996
FECSA	ESPÂNHA	1	AC4 FI	2	7	1997
IVAR	NORUEGA	1	AC4 FI	2	6	1997
LA METALLICA	ITÁLIA (ME)	1	AC2	2	2	1997
TECNAT	ITÁLIA (BA)	1	AC4 38	2	3	1998
CHALET SURA	SUÍÇA	1	AC4 38	2	13	1998
CONSORZIO GRAN COMBIN	ITÁLIA (AO)	10	DC4	2	0,3	1998
COMUNE DI TOLMEZZO	ITÁLIA (UD)	1	AC4 38	2	25	1999
COMUNE DI GIAGLIONE	ITÁLIA (TO)	1	AC2	2	2	1999
ST. JEAN MAURIENNE	FRANÇA	1	DC4		0,4	1999
AMIAS SELVINO	ITÁLIA (BG)	1	AC4 75	4	39	1999
BAS BERGAMO	ITÁLIA (BG)	1	AC4 75	3	20	2000

LOCALIDADE	PAÍS / DEP.	NÚMERO	TIPO	(*)	POTÊNCIA (KW)	ANO
CHAMPDEPRAZ	ITÁLIA (AO)	2	AC4 38		20	2000
COMUNE DI GRAVERE	ITÁLIA (TO)	1	AC2	2	2	2000
COMUNE DI CHIOMONTE	ITÁLIA (TO)	1	AS4 38	3	40	2000
COMUNE DI ARENZANO	ITÁLIA (GE)	1	AS4 75	3	40	2001
EKAIN	ESPÂNHA	1	AC2	2	2	2001
CHARVENSOD	ITÁLIA (AO)	1	AC4 38	2	4	2002
VIRY	FRANÇA	1	DC4	2	0,5	2002
CHAMPORCHER-DONDENA	ITÁLIA (AO)	1	AC4 38	1	15	2002
LYONNAISE DES EAUX	FRANÇA	2	DC4	2	0,2	2002
L'EAU PURE	FRANÇA	1	DC4	2	0,3	2002
S. STEFANO D'AVETO	ITÁLIA (GE)	1	AS4 75	3	40	2002
BAS BERGAMO	ITÁLIA (BG)	1	AS4 75	3	45	2003
VALDIERI	ITÁLIA (CN)	1	AS4 38	3	25	2003
BRIENZA	ITÁLIA (PZ)	1	AS4 75	3	40	2003
ABB	ITÁLIA (AO)	7	DC4	2	0,3	2003

Legenda (*) :

- 1 : Sítio isolado
- 2 : Alimentação dos aparelhos da estação (bactericidas UV, coloração, lavagem filtros, accionamento válvulas, etc.)
- 3 : Conexão à rede eléctrica nacional
- 4 : Outra utilização (accionamento de bomba, etc.)

Borgone, le 16/07/2009

**MICROCENTRALE HYDRO-ELECTRIQUE ECOWATT
TYPE AS4/75
CARACTERISTIQUES TECHNIQUES**

Données de l'installation:

- Chute brute: 115 m
- Chute nette: 115 m
- Débit: 30 l/s
- Puissance hydraulique disponible: 33,8 kW
- Puissance électrique produite: 23 kW environ

GROUPE TURBINE-GENERATRICE

Fonctionnement

La microcentrale hydro-électrique Ecowatt est composée par un groupe turbine-PELTON génératrice équipée des automatisations nécessaires qui sont contrôlées par le tableau électrique.

Cette installation a été conçue pour la connexion en parallèle au réseau national. Pour garantir les normaux opérations pour le manque d'énergie, on a choisi des actionnements pneumatiques qui simplifient l'installation et éliminent la partie en courant continu et le relatif system de command séparé et l'accumulateur etc.

Dans quelques cas, il est possible de simplifie encore l'installation en éliminant les actionnements pneumatiques sur la régulation et en les transformer en manuel. La vanne générale de command sera donc automatisée; pour branchement sur le réseau d'eau potable le commande du by-pass sera automatique.

Le commande de la régulation du débit peut être de type manuel ou automatique. Dans les installations avec puissance produite jusqu'à 20 kW, le démarrage de l'installation est effectué avec la connexion directe de la génératrice sur le réseau. Sur les installations de puissance produite plus hautes le démarrage sera effectué de la génératrice et de la turbine. Le démarrage et l'arrêts de la turbine sont subordonné au control des paramètres électriques (tension, fréquence, etc.) et de l'installation (pression de l'air). La régulation du débit est subordonnée aux valeurs de niveau ou de la pression.

Description des composants

- Roue PELTON

Les aubes et le disque de la roue sont en acier INOX AISI 316/L. Les aubes sont obtenues par microfusion afin d'obtenir une bonne précision et un bon degré de finition. Les aubes sont fixées au disque par soudage TIG, sans l'addition de matériel.

La roue est équilibrée dynamiquement. L'accouplement direct de la roue sur l'arbre générateur est fixé moyennant une pince opportunément dimensionnée.

Aussi le moyeu à pince est en acier INOX AISI 316/L

- Bloc turbine

Le bloc turbine est constitué d'un compose soudé en tôle d'acier d'épaisseur adéquat. La partie supérieure du cylindre intérieur, les deux brides et le cylindre extérieur constituent le distributeur, c'est à dire la chambre d'adduction de l'eau en pression aux gicleurs.

Le cylindre intérieur a aussi la fonction de recevoir et canaliser l'eau dans le puits d'écoulement. De plus il soutien et fixe le groupe turbine-générateur moyennant des supports soudés sur la surface extérieure du cylindre même.

Un anneau d'accouplement simplifie l'installation du groupe.

Les gicleurs sont en matière plastique en fibre de verre à haute résistance et longue durée.

Le bloc turbine est galvanisé à chaud et peinte par peinture epoxidique.

- Groupe d'alimentation

Le groupe d'alimentation est composé par la vanne générale à commande manuelle ou moyennant actionnement automatique l'électrovanne à.

Après du by-pass latéral du groupe turbine-générateur on peut placer une deuxième vanne automatique de regulation pour le by-pass d'alimentation de l'aqueduc.

- Générateur asynchrone

L'alternateur est asynchrone et convenablement dimensionné. L'alternateur asynchrone simplifie la gestion et le control de l'installation. En bas du générateur est fixé une bride pour en faciliter le levage.

Il est prévu un traitement pur les endroits humides, pour les enroulements et pour la peinture extérieure. Sur la flasque du générateur est placée une parabole que ne

permet pas de contact avec l'eau. Sur demande, nous pouvons fournir des résistances afin d'éviter la formation de condensât. Les roulements à bille sont largement dimensionnés et peuvent bien supporter la charge axiale de la roue. Le graissage est à vie avec un remarquable réserve de gras effectué par un dispositif pour la lubrification périodique. Un bague d'étanchéité à labyrinthe empêche la pollution de graisse.

DONNEES TECHNIQUES

- Groupe d'introduction:
Vanne générale: DN 125 PN 16
Connexion à la conduite: flasque DN125 PN 16
Longueur du groupe d'alimentation: 800 cm environ

- Turbine
Diamètre: 230 mm
Matériel: AISI 316L

- Générateur:
Puissance: 25 kW
Tension: 400V triphasée
Cos Φ : 0,8
Rotation nominale: 1515 tpm
Vitesse de libération: 2700 tpm
Refroidissement: ventilation en air
Isolement: F
Degré de protection: IP 55
Degré d'équilibrage: réduit
Rendement: 0,85 à 4/4
Position de travail: verticale
Roulements: à billes

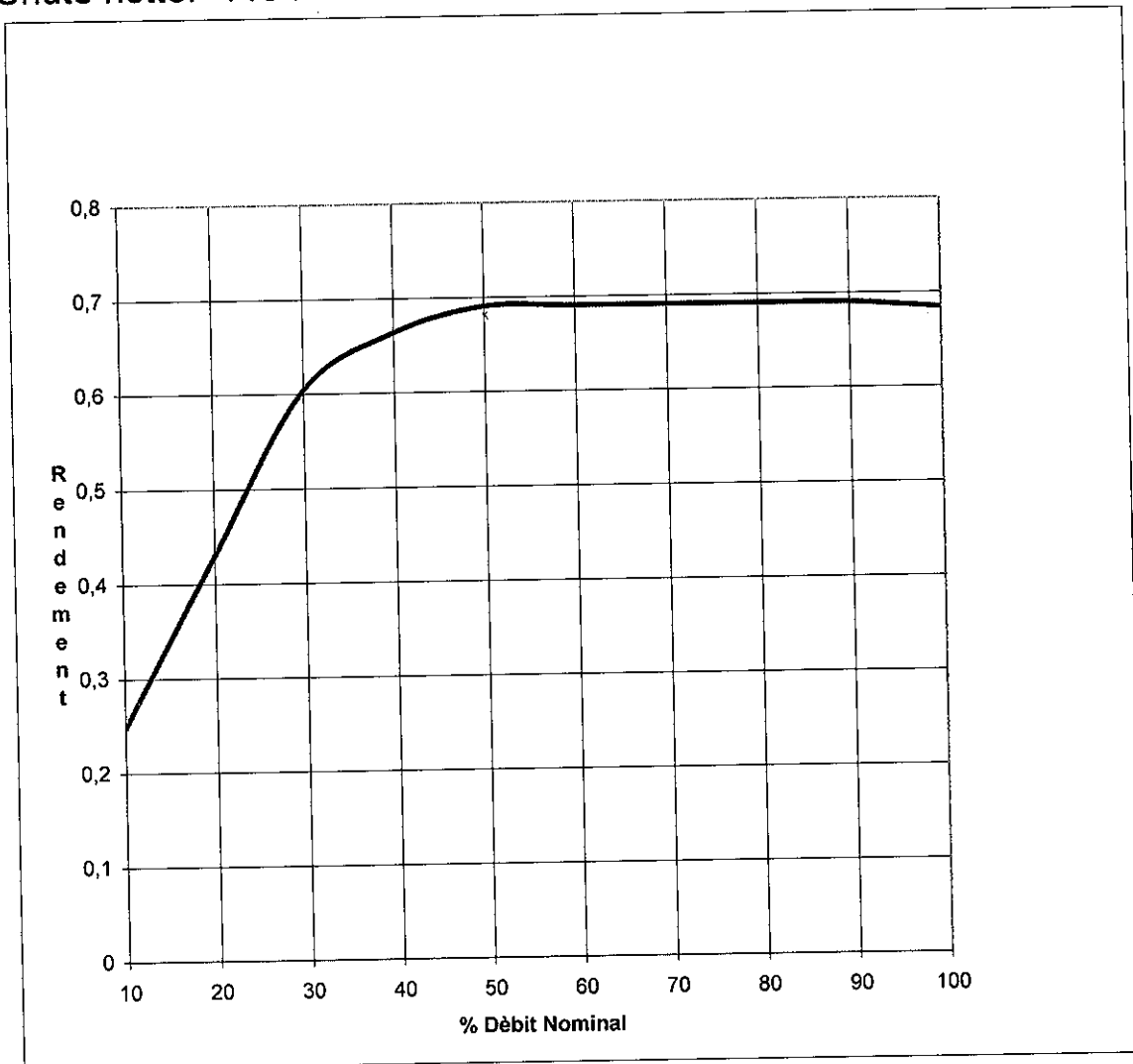
- Groupe turbine-générateur:
Dimensions (sans le groupe d'alimentation): 1250x1250x1700 mm
Dimension de la décharge: 800 mm
Poids du groupe turbine générateur: 400 kg. environ

Tableau de rendement Microcentrale Hydro-électrique IREM

Série AS4-75

Type : 75-230 200 L6

Chute nette: 115 m Débit nominal: 30 l/s



Borgone 16/07/2009



UNI EN ISO 9001

UNI EN ISO 14001