

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Avaliação Técnico-Económica de Aproveitamentos
Hidroelétricos - Foz Tua**

Tomás Manuel Gaspar Moura Martins

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. António Sepúlveda Machado e Moura

Janeiro de 2014

A Dissertação intitulada

“Avaliação Técnico-Económica de Aproveitamentos Hidroelétricos - Foz Tua”

foi aprovada em provas realizadas em 10-02-2014

o júri



Presidente Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva
Professor Associado do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor Sérgio Augusto Pires Leitão
Professor Auxiliar Departamento de Engenharias da Faculdade de Ciências e
Tecnologia da Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro



Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura
Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



Autor - Tomás Manuel Gaspar Moura Martins

Resumo

Portugal enfrenta atualmente vários desafios, com as políticas energéticas a focarem-se cada vez mais na problemática ambiental e o aumento de consumo previsto para as próximas décadas, tem havido uma preocupação na reestruturação do parque eletroprodutor nacional apostando nas energias limpas e, no caso da hídrica, com um conjunto de novos aproveitamentos que visam dar resposta às metas ambientais com que nos comprometemos, e procurando tirar partido do potencial hídrico por explorar.

Nesta dissertação, será feito o estudo do Aproveitamento Hidroelétrico de Foz Tua (AHFT), fazendo uma abordagem técnica que procura avaliar economicamente o mérito deste projeto, considerando o enquadramento regulatório em ambiente de mercado e os serviços de sistema a fornecer.

Será feita uma descrição técnica dos equipamentos e infraestruturas presentes no empreendimento e quais as razões na escolha destes equipamentos.

Partindo do planeamento feito, em termos de pagamentos e recebimentos ao longo do tempo de vida do AHFT, é realizada uma avaliação económica quantitativa e qualitativa. Baseando esta análise em indicadores económicos que irão permitir avaliar o risco inerente ao projeto para os investidores e a sua viabilidade económica. Do ponto de vista qualitativo, avaliar-se-á o potencial de crescimento regional, tanto em termos socioeconómicos como em termos culturais e o impacto ambiental afecto a este tipo de projetos.

Após a finalização do estudo conclui-se que este é um projeto sólido do ponto de vista económico, e com enormes mais valias para o sistema eletroprodutor português e a sua sustentabilidade. As medidas de estímulo socioeconómico da região e da proteção do seu património natural são adequadas e dão resposta aos problemas encontrados.

Palavras-chave: Aproveitamento Hidroelétrico de Foz Tua, EDP, Reversível, Análise Económica, WACC, TIR

Abstract

Portugal faces several challenges, with energetic policies increasing its focus on environmental issues and the predicted energy demand rising in the next decades, there has been a growing concern in restructuring the national generation electric system, betting on clean energy sources, and when it comes to hydro power, with an array of new hydro plants that try to answer the environment concerns and maximize the unexplored potential of hydro power in Portugal.

In this thesis, we will study the Foz Tua Hydroelectric Plant (FTHP), using a technical approach that intends to evaluate economically the validity of the project in question, considering the market in which the plant will operate and the system services it will provide.

From the planning done, both in terms of payments and receipts along the FTHP lifetime, an economical evaluation will be done, both in qualitative and quantitative terms.

A technical description will be made, regarding equipment and infrastructures implemented in the plant and a discussion about its advantages. Basing this analysis in economic indicators which will allow us to evaluate the perceived risk of the project for the investors and its economic viability.

From a qualitative point of view, we'll evaluate the regional growth potential, both in a socioeconomic lenses and also regarding cultural aspects and the environment impact these projects bring to the region.

After finalizing the study, it is concluded that this is a solid project from a socioeconomic point of view and with great advantages for the portuguese electric system and its sustainability. The measures to promote the socioeconomic growth of the region and the protection of the surrounding natural environment are adequate for the troubles faced.

Keywords: Foz Tua Hydroelectric Plant, EDP, Reversible, Economic Analysis, WACC, IRR

Índice

Resumo	iii
Abstract	iv
Índice	v
Lista de figuras	vii
Lista de tabelas	viii
Lista de gráficos	ix
Abreviaturas e Símbolos	x
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento inicial e Motivação	1
1.2 - Objetivos	3
1.3 - Organização do Trabalho	3
Capítulo 2	5
A Evolução do Parque Hidroelétrico em Portugal	5
2.1 - Retrospectiva Histórica	5
2.2 - Políticas Energéticas	13
2.3 - O Futuro da Energia Hídrica em Portugal	18
2.3.1 - Consumo de energia elétrica em Portugal	18
2.3.2 - Dependência energética e potencial hidrológico a explorar	19
2.3.3 - Aproveitamentos hidroelétricos futuros e reforços de potência	20
2.3.3 - Bacia hidrográfica do Douro	21
2.4 - Aproveitamento Hidrológico de Foz Tua.....	23
Capítulo 3	25
Análise Técnica.....	25
3.1 - Localização	25
3.2 - Princípio de Funcionamento	26
3.3 - Planta Geral do Aproveitamento.....	28
3.4 - Albufeira	29
3.5 - Barragem	29
3.6 - Órgãos de Segurança	31
3.6.1 - Descarregador de Cheias	31
3.6.2 - Descarregador de Fundo.....	33

3.6.3 - Dispositivo de caudal ecológico	34
3.7 - Circuitos Hidráulicos	36
3.7.1 - Restituição	37
3.8 - Central Hidroelétrica	38
3.8.1 - Grupos Geradores.....	40
3.8.1.1 - Turbina/bomba	42
3.8.1.2 - Alternador/Motor	44
3.8.2 - Sistema de Desafogamento da Roda	45
3.8.3 - Sistema de Arranque	45
3.8.4 - Sistema de Excitação	46
3.8.5 - Sistema de Regulação de Velocidade	47
3.9 - Subestação	49
Capítulo 4	51
Análise Económica	51
4.1 - Planeamento do Projeto.....	51
4.1.1 - Fase de Construção.....	52
4.1.1 - Fase de Exploração	52
4.2 - Investimentos e Pagamentos	53
4.2.1 - Execução	53
4.2.2 - O&M e Pessoal.....	53
4.2.3 - Fundo do Tua	54
4.3 - Recebimentos	54
4.3.1 - Mercados de Eletricidade	54
4.3.1.1 - MIBEL.....	54
4.1.1.2 - Estimativa de Remuneração	57
4.3.2 - Serviços de Sistema	65
4.3.2.1 - Estimativa de Remuneração Considerada	67
4.3.3 - Garantia de Potência	68
4.4 - Análise Financeira	68
4.5 - Análise Quantitativa.....	69
4.5.1 - Análise Determinística	70
4.5.2 - Análise de Risco.....	72
4.6 - Análise Qualitativa	75
Capítulo 5	79
Conclusões	79
5.1 - Conclusões	79
5.2 - Trabalhos Futuros.....	82
Referências	83
Anexos.....	88

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Aproveitamentos hidroelétricos e reforços de potência do Douro Nacional [33]	20
Figura 3.1 - Mapa da Bacia Hidrográfica do Tua [74]	25
Figura 3.2 - Exemplo do princípio de funcionamento de uma central reversível, com modo turbinamento em cima e modo de bombagem em baixo [43]	26
Figura 3.3 - Planta Geral do AHFT [33]	27
Figura 3.4 - Planta geral da barragem do AHFT [47]	29
Figura 3.5 - Descarregador de cheias do AHFT (Corte transversal) [33].....	30
Figura 3.6 - Perfil longitudinal da descarga de fundo do AHFT. [74]	32
Figura 3.7 - Perfil Longitudinal do dispositivo de caudal ecológico. [47]	34
Figura 3.8 - Perfil Longitudinal do circuito hidráulico do AHFT [39]	35
Figura 3.9 - Perfil longitudinal da restituição do grupo hidráulico [47]	36
Figura 3.10 - Antevisão do aspecto final da central hidroelétrica [48]	38
Figura 3.11 - Corte transversal da central hidroelétrica do AHFT [39]	39
Figura 3.12 - Perfil Longitudinal do grupo gerador G1 [29]	40
Figura 3.13 - Sistema de Excitação dos grupos geradores [51]	46
Figura 3.14 - Planta Geral da subestação do AHFT [48]	48
Figura 4.1 - Estrutura da Cascata do DNA [74]	51
Figura 4.2 - Esquema do Método de Simulação [74]	58
Figura 4.3 - Circuito multimodal do Plano de Mobilidade	75

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Aproveitamentos hidroelétricos construídos nos anos 50 [1]	5
Tabela 2.2 - Aproveitamentos hidroelétricos construídos nas décadas de 70 e 80 [1]	7
Tabela 2.3 - Aproveitamentos hidroelétricos construídos nos anos 90. [1]	9
Tabela 2.4 - Aproveitamentos do PNBEPH [18]	14
Tabela 2.5 - Novos aproveitamentos hidroelétricos e reforços de potência previstos para 2022 [27]	19
Tabela 2.6 - Comparação entre a Bacia Hidrográfica Espanhola e Portuguesa do rio Douro [35]	21
Tabela 3.1 - Características técnicas da albufeira do AHFT [45]	28
Tabela 3.2 - Características técnicas da barragem do AHFT [45]	30
Tabela 3.3 - Características técnicas do descarregador de cheias [45]	31
Tabela 3.4 - Características técnicas da descarga de fundo do AHFT [45]	33
Tabela 3.5 - Características do dispositivo de caudal ecológico do AHFT [45]	34
Tabela 3.6 - Características técnicas dos túneis de restituição [45]	37
Tabela 3.7 - Características técnicas da Estrutura de Restituição [45]	37
Tabela 3.8 - Condições Hidráulicas de Exploração [45]	41
Tabela 3.9 - Características dos modos de operação das turbinas-bomba do AHFT [45]	42
Tabela 4.1 - Principais características das centrais hidroelétricas do DNA [74]	57
Tabela 4.2 - Resultados Obtidos “sem Foz Tua” num Ano Normal, em média de regimes	60
Tabela 4.3 - Resultados Obtidos “com Foz Tua” num Ano Normal, em média de regimes	61
Tabela 4.4 - Impacte do AHFT na cascata do DNA num Ano Normal médio	61

Lista de Gráficos

Gráfico 2.1 - Potência Total Instalada Hídrica e Térmica (esq.) e Percentagem da Hídrica na Potência Total Instalada (dir.) [1]	8
Gráfico 2.2 - Produção de Energia Elétrica de origem Hídrica e Térmica (esq.) e Percentagem da Hídrica na Produção de Energia Elétrica (dir.) [1]	8
Gráfico 2.3 - Evolução do consumo energético em Portugal [8]	10
Gráfico 2.4 - Índice de Produtibilidade de Energia Hidroelétrica em Portugal [8]	11
Gráfico 2.5 - Diagrama de Cargas Total num dia de Verão (23-08-2013)	11
Gráfico 2.6 - Diagrama de Cargas Total num dia de Inverno (23-02-2013)	12
Gráfico 2.7 - Cenários de evolução da procura da energia elétrica em Portugal até 2022 [27]	17
Gráfico 2.8 - Histórico e perspectivas de evolução sazonais das pontas de carga até 2022 [27]	18
Gráfico 2.9 - Potencial hídrico não aproveitado vs dependência energética externa [31]	18
Gráfico 2.10 - Produção hídrica média de cada Bacia Hidrográfica Nacional de 2004 a 2012	21
Gráfico 4.1 - Investimento no AHFT (preços de 2013)	51
Gráfico 4.2 - Funcionamento do mercado diário para determinado dia e hora [60]	53
Gráfico 4.3 - Evolução dos preços de mercado diário no Mibel entre 2007 e 2013 [60]	54
Gráfico 4.4 - Resultado da simulação “com Foz Tua” para as primeiras 168h. [74]	59
Gráfico 4.5 - Banda de regulação secundária entre Abril/2009 e Março/2010 [64]	64
Gráfico 4.6 - Energia de Reserva de Regulação entre Abril/2009 e Março 2010 [65]	64
Gráfico 4.7 - Relação entre VAL e taxa de atualização i para o projeto Foz Tua[74]	69
Gráfico 4.8 - Histograma com a distribuição de resultados do VAL.....	71
Gráfico 4.9 - Histograma com a distribuição de resultados da TIR.....	72
Gráfico 4.10 - Intervalos de TIR para diferentes probabilidades.	73

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

ADRVT	Agência de Desenvolvimento Regional do Tua
AHFT	Aproveitamento Hidroelétrico do Foz Tua
AIA	Avaliação de Impacte Ambiental
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CA	Comissão de Avaliação
CAC	Comissão para as Alterações Climáticas
CELE	Comércio Europeu de Licenças de Emissão
DGEG	Direcção-Geral de Energia e Geologia
DIA	Declaração de Impacte Ambiental
DNA	Douro Nacional Adaptado
EBIT	Earnings Before Interest and Taxes
EBITDA	Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization
EDP	Energias de Portugal
EIA	Estudo de Impacte Ambiental
ENE	Estratégia Nacional para a Energia
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FPC	Fundo Português de Carbono
GEE	Gases com efeito de estufa
ICNF	Instituto de Conservação da Natureza e Florestas
INAG	Instituto Nacional da Água
IPH	Índice de Produtibilidade Hidroelétrica

IRC	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas
MAT	Muito Alta Tensão
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MT	Média Tensão
NMC	Nível Máximo de Cheia
NmE	Nível mínimo Extraordinário
Nme	Nível mínimo de exploração
NPA	Nível de Pleno Armazenamento
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Espanhol, S.A.
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Português, S.A.
PDIRT	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte
PNAC	Programa Nacional para as Alterações Climáticas
PNAEE	Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética
PNAER	Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis
PNALE	Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão
PNBEPH	Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Extraordinário
PSS	Power System Stabilizer
RECAPE	Relatório de Conformidade Ambiental do Projecto de Execução
REN	Redes Energéticas Nacionais
SENV	Sistema Elétrico Não Vinculado
SEP	Sistema Elétrico de Serviço Público
SMC	Simulação de Monte Carlo
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
UNESCO	United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization
UNIPED	Internacional Union of Producers and Distributors of Electrical Energy
UTAD	Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro
VAL	Valor Atualizado Líquido
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WES	Waterpipe Experiment Station

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento inicial e Motivação

A água é uma das maiores riquezas do nosso planeta, fonte primordial da vida na Terra, e é renovável, endógena e limpa.

Antes de ser usada como fonte energética, já tínhamos desenvolvido mecanismos que nos permitiram o abastecimento doméstico, a irrigação de culturas agrícolas e outros fins.

Com o advento da produção hidroelétrica, e dadas as características do parque hidrológico português, rapidamente este sector energético ganhou peso no panorama nacional e só com as grandes termoelétricas nos anos 70 é que esta fatia se foi reduzindo.

Os aproveitamentos hidroelétricos são compostos pela barragem, albufeira e central hidroelétrica e caracterizam-se por uma produção extremamente flexível, em que os grupos geradores conseguem arrancar de forma quase instantânea.

Esta capacidade é altamente vantajosa para o sistema eletroprodutor dado que permite uma resposta rápida e eficaz aos picos de carga nos períodos de cheia do diagrama de cargas.

Adicionalmente, a introdução de grupos geradores reversíveis permite a coordenação com com a produção eólica, utilizando a energia produzida em excesso nos períodos de vazio, para bombear água para montante e voltar a turbinar nos períodos de cheia quando o preço de venda é mais alto.

No entanto, a decisão de construir um aproveitamento hidroelétrico é sempre altamente contestada pelas populações afetadas pelo empreendimento e por entidades ligadas à preservação da natureza dado o impacto no ambiente e no património na região envolvente ao projeto.

Esta situação verifica-se, apesar dos estudos de impacto ambiental obrigatórios para a aprovação de uma obra deste tipo, e do teor extremamente rigoroso dos mesmos.

Desta forma, e como compensação pelo efetivo impacto resultante da construção de uma barragem, as empresas responsáveis financiam iniciativas para o benefício e usufruto das populações na região.

Atualmente, há uma enorme preocupação a nível mundial com a diminuição dos níveis de CO₂ na produção elétrica e Portugal comprometeu-se com organismos internacionais a cumprir uma política energética que visa, entre outras coisas, o reforço da produção elétrica a partir de fontes renováveis.

Este panorama internacional, aliado às potencialidades da energia hídrica e do parque hidroelétrico por explorar no nosso país, torna extremamente apelativo o investimento nesta área.

As alterações na forma de produzir eletricidade em Portugal não se cingem exclusivamente à estratégia adotada.

Com a liberalização do setor da produção elétrica, que extinguiu os CAE (Contratos de Aquisição de Energia), retirou a rentabilidade garantida que estes proporcionavam e passou o risco de investimento dos consumidores finais para os promotores, com exceção do risco técnico de operação.

Com isto, os aproveitamentos hidroelétricos necessitam ser analisados através de uma perspectiva focada na minimização dos custos operacionais e na maximização das receitas obtidas pela venda da energia nos mercados de eletricidade que, no nosso caso, será o MIBEL.

A fase de projeto de um aproveitamento prende-se com a análise das soluções técnicas disponíveis e viáveis em termos estruturais e de equipamentos a instalar, procurando a solução mais económica sem descuidar os rigorosos níveis de qualidade exigidos.

Dada a necessidade atual de garantir a rentabilidade do projeto recorrendo aos mercados de eletricidade, a fase de exploração de um aproveitamento hidroelétrico é cuidadosamente estudada com o objetivo de maximizar os lucros obtidos.

Neste sentido, há um interesse em vender a energia nas horas de maior consumo, onde a energia tem um preço mais elevado e aproveitando a rapidez de entrada em serviço das centrais hídricas, mas sempre procurando a otimização dos recursos hídricos disponíveis.

De referir também a possibilidade de renumeração pelo fornecimento de serviços de sistema ao gestor técnico, como é o caso do Foz-Tua.

Um investimento desta dimensão obriga a uma cuidadosa análise económica para determinar a sua viabilidade, e dar confiança aos investidores interessados.

Há, no entanto, outros fatores em consideração, tais como o desenvolvimento regional e socioeconómico das localidades e das populações vizinhas e, obviamente, tem que haver consonância com a visão estratégica e as oportunidades futuras das empresas interessadas.

Assim, esta dissertação pretende avaliar um projeto deste tipo, englobando todos os critérios pertinentes, do ponto de vista técnico e económico.

O caso de estudo em questão representa um investimento da responsabilidade da EDP, o aproveitamento hidroelétrico de Foz-Tua, situado na foz do rio Tua com o rio Douro.

1.2 - Objetivos

Este trabalho tem como objectivo a análise técnica e económica de uma barragem em construção na bacia hidrográfica do Douro, em concreto, o Aproveitamento Hidroelétrico do Foz Tua.

Neste sentido, foram definidos alguns pontos importantes:

- Estudar o panorama atual do parque hidrológico em Portugal, as suas potencialidades e as motivações para a sua expansão;
- Efetuar uma análise técnica do aproveitamento, descrevendo as suas características técnicas e equipamento utilizado;
- Calcular as receitas do projeto atentando às características do MIBEL, mercado de eletricidade para venda de energia, e também aos serviços de sistema fornecidos;
- Avaliar financeiramente o investimento necessário à concepção e exploração do projeto;
- Estudar e compreender as motivações, do ponto de vista quantitativo e qualitativo, da empresa promotora para este investimento.

1.3 - Organização do Trabalho

A dissertação foi dividida em cinco capítulos, brevemente descritos abaixo:

No Capítulo 1 - Introdução - é apresentado sucintamente o objetivo deste trabalho e o seu enquadramento.

No Capítulo 2 - A Evolução do Parque Hidroelétrico Português - será feita um retrospectiva histórica até aos dias de hoje que nos irá ajudar a compreender melhor as motivações que levaram à construção dos novos aproveitamentos hidroelétricos em Portugal.

No Capítulo 3 - Análise Técnica - analisa e descreve as características técnicas da barragem e as opções tomadas em relação aos principais componentes do aproveitamento hidroelétrico.

No Capítulo 4 - Análise Económica - é feito o estudo de viabilidade do projeto do AHFT do ponto de vista económico. Após descrever o planeamento, determinaram-se os pagamentos afetos às fases de construção e exploração onde se avaliaram os custos de execução, operação e manutenção do projeto, assim como os custos com pessoal e a compensação através de um fundo financeiro.

Nas receitas, calcula a rentabilidade expectada nos mercados e nos serviços de sistema fornecidos, assim como a garantia de potência.

Depois de calcular os cash flow ao longo dos setenta e cinco anos de exploração, é efetuada uma análise qualitativa associada à construção do AHFT e aos impactes deste nas regiões circundantes.

No Capítulo 5 - Conclusão - é feito um resumo das conclusões retiradas ao longo do trabalho e são sugeridas formas de aprofundar o trabalho apresentado aqui.

Capítulo 2

A Evolução do Parque Hidroelétrico em Portugal

2.1 - Retrospectiva Histórica

Apesar da utilização da água como motor para alfaías agrícolas e muitas outras funções, só em meados do séc. XIX é que esta foi utilizada como força motriz para gerar eletricidade diretamente e só chegou a Portugal no final do século.

Os primeiros aproveitamentos hidroelétricos serviam consumos locais como iluminação pública e habitações e pequenas indústrias tais como fábricas têxteis e oficinas de moagens, fiação e tecelagem.

A primeira empresa deste novo setor foi a Companhia Eléctrica e Industrial de Vila Real, fundada em 1892, que concluiu em 1894 o primeiro aproveitamento nacional, num afluente do Rio Douro, o Corgo, e tinha 120kW de potência instalada. [1]

Durante 40 anos, até 1930, os aproveitamentos que foram sendo construídos eram normalmente destinados a alimentar consumos locais e com instalações a fio-de-água, sendo a sua produção bastante intermitente. Este período assistiu ao nascimento de uma série de empresas de produção eléctrica que serviam as suas regiões. Em 1926, é promulgada a Lei dos Aproveitamentos Hidroelétricos (que irá servir de base para a Lei nº 2002 de 1944) que regula a produção, transporte e distribuição da energia eléctrica. O governo ficou encarregue de criar um fundo financeiro com o objetivo de apoiar a construção de novas centrais produtoras, designadamente hidráulicas e a instalação de novas indústrias que beneficiassem os interesses económicos portugueses.

Em 1930, ainda tínhamos o problema da falta de uma rede de transporte interligada, que impedia explorar em toda a sua plenitude os recursos nacionais energéticos disponíveis e da produção irregular verificada nos aproveitamentos a fio-de-água em operação.

Adicionalmente, dado os elevados investimentos necessários para a construção de um aproveitamento hidroelétrico em albufeira, era imperativa a ajuda do Governo para a sua realização. [3]

Neste ano, a atenção do Governo começa a focar-se neste problema, com a intenção de aumentar a produção industrial e agrícola e a irrigação dos campos, mas rapidamente verifica que é necessário um levantamento geológico e topológico de forma a melhor avaliar o potencial elétrico dos rios portugueses. Para dar resposta a esta lacuna, os Serviços Hidráulicos e a Junta Autónoma das Obras de Hidráulica Agrícola efetuaram inúmeros estudos que culminaram no primeiro inventário dos recursos hídricos em Portugal.

Em 1936, com a criação da Junta de Electrificação Nacional, o Governo iniciou a preparação para a construção dos grandes aproveitamentos hidroelétricos em perspectiva, no entanto, só quando os efeitos negativos da 2ª Grande Guerra se sentiram, é que a situação começou a mudar pela positiva.

No início dos anos 40, a produção energética em Portugal caracteriza-se pelo elevado predomínio da utilização de recursos estrangeiros, e elevado custo de produção causado em parte por um número muito exagerado de centrais de serviço particular e com potências instaladas reduzidas. Apenas 10 centrais têm uma potência superior a 5MW, e a grande fatia da produção resume-se somente a três centrais, as termoelétricas do Tejo e de Santos, e a hidroelétrica do Lindoso que nesta altura ainda era considerada estrangeira [1].

Em 1944, por intermédio do Eng.º Ferreira Dias, é promulgada a Lei nº 2002 - Lei da Eletrificação Nacional, que explicita o princípio de funcionamento a que deverão obedecer as atividades da produção, transporte e distribuição da energia elétrica, centralizando a produção e a preferência pela hidroeletricidade [4].

Assim, a maioria das centrais termoelétricas, normalmente a carvão importado, começaram a ser substituídas por novas centrais hídricas, no que diz respeito aos consumos permanentes, além de serem também responsáveis pelo fornecimento de uma parte da energia temporária, conforme vinha descrito na Lei nº 2002. O processo de eletrificação em Portugal arrancou então de forma definitiva em 1945, e o Governo divulga a política definida para os grandes aproveitamentos hidroelétricos. Até ao final da década, continuaram a surgir companhias elétricas e começou a construção dos primeiros aproveitamentos hidroelétricos de grandes dimensões em Portugal: Castelo de Bode, no rio Zêzere (139MW) e Belver, no Tejo, com 32MW, e finalmente Venda Nova (81MW), no rio Rabagão que só foi inaugurada em 1951.

A década de 50 marca um período extremamente promissor para a hidroeletricidade, com a conclusão de quatro grandes aproveitamentos em 1951, e outros que se seguiram, como se pode ver na tabela 2.1:

Tabela 2.1 - Aproveitamentos hidroelétricos construídos nos anos 50 [1].

Ano de Entrada em Serviço	Escalão	Rio	Potência Instalada (MW)
1951	Castelo de Bode	Zêzere	139
	Venda Nova	Rabagão	81
	Pracana	Ocreza	15

	Belver	Tejo	32
1953	Salamonde	Cávado	42
1954	Cabril	Zêzere	97
1955	Caniçada	Cávado	60
	Bouça	Zêzere	50
1956	Paradela	Cávado	54
1958	Picote	Douro Int.	180
1960	Miranda	Douro Int.	174

Em 1953, foi criada a Hidroelétrica do Douro, seguindo a política iniciada em 1945, para explorar a bacia hidrográfica do rio Douro.

Foi-lhe outorgada a concessão das centrais do Picote e Miranda, e posteriormente Bemposta (1964), cujas construções só foram possíveis por intermédio do Convénio Luso-Espanhol em 1927, onde ficou definida a forma de partilha do direito ao Douro Internacional [6].

No final da década de 50, a produção hidroelétrica já tinha triplicado em relação a 1950, e a aposta do Governo foi conseguida, dado o predomínio desta forma de energia sobre a produção termoelétrica.

Este predomínio tornou possível parar a exploração das centrais térmicas, reduzindo assim o preço da eletricidade progressivamente, aumentando a sua acessibilidade à população e maximizando os lucros na indústria. A energia térmica continuava a ter um papel importante em funções de reserva e apoio.

Em resumo, apesar do número total de centrais hidroelétricas ter crescido pouco nos anos 50, o seu aumento em termos de potência instalada foi muito significativo, registando-se um aumento de 610%, e a percentagem da potência instalada nacional, que no início da década situava-se no 44% para a energia hídrica, subiu até aos 81% do total da potência instalada em Portugal, de 152,8MW para 1085,2MW.

A energia térmica sofreu do inverso, uma redução acentuada no número de centrais, de 519 para 309, na ordem dos 42%, e em termos de potência total instalada desceu de 56% para 19%, ou seja, 192,4MW para 249,8MW.

Estes números são ainda mais impressionantes se tivermos em conta que a produção elétrica aumentou 246,5% nestes dez anos, passando de 941,8GWh para 3263,5GWh, tendo sido registado um aumento de consumo médio de 13% em cada ano [1].

Em 1960, 95% da energia elétrica produzida em Portugal tinha origem hídrica, correspondendo a 3104,8 GWh.

Nesta década há claramente uma diminuição grande no crescimento da energia hídrica em Portugal, onde se volta a investir em grupos térmicos de grandes dimensões, de forma a satisfazer o aumento dos consumos, começando em 1964 e depois 1967, com a entrada de 2 grupos de 50MW, e mais dois grupos de 125MW em 1968 e 1969, a carvão e fuel óleo.

Isto significou que apenas 3 grandes aproveitamentos hídricos tenham entrado em serviço: Bemposta, Alto Rabagão e Tabuaço.

O Alto Rabagão destaca-se por ter sido o primeiro aproveitamento nacional onde foi instalado um sistema com bombagem das águas de albufeira a jusante, para a transferência sazonal e interanual, permitindo um melhor rendimento global do empreendimento.

Adicionalmente, efetuaram-se obras de reforço das aflúências às albufeiras nos aproveitamentos hidroelétricos da Venda Nova e de Paradela, derivando a água das cabeceiras de afluentes a jusante dos escalões.

A segunda metade da década de 60 volta a assistir à evolução do parque hidroelétrico com o início da construção de novos aproveitamentos hidroelétricos, nomeadamente Carrapatelo, Régua e Valeira, no rio Douro, Vilarinho das Furnas, no rio Homem e no rio Tejo, a central de Fratel.

Em 1969 nasce a Companhia Portuguesa de Electricidade, pela fusão de 5 empresas hidroelétricas, nomeadamente as Hidro-Eléctricas do Cávado e Zêzere, a Hidroeléctrica do Douro, a Empresa Termoeléctrica Portuguesa e a Companhia Nacional de Electricidade, resultado do Decreto-Lei nº 49211, que autoriza a fusão de concessionárias hidroelétricas, térmicas e sociedades de transporte de energia elétrica cujas instalações façam parte da “Rede Eléctrica Primária” [1].

Esta empresa recém criada tem no seu caderno de encargos continuar a implementar os programas de construção já em curso, tanto das centrais hidroelétricas como das centrais termoelétricas de “base”, visando a estratégia de diversificação energética e promover o crescimento da rede de transporte elétrica e a sua interligação.

Nos anos 70, verifica-se uma diminuição da quota produtiva da energia de origem hídrica que baixou para os 79% comparada com os 95% no início da década anterior. Salienta-se que o valor total da produção elétrica nacional praticamente duplicou.

Nos anos 70 e 80, o elevado desenvolvimento económico e a eletrificação em superfície levou a um aumento significativo dos consumos e como consequência foram introduzidos novos grupos térmicos, nomeadamente: 4 grupos de 125MW, no Carregado, 4 grupos de 250MW, em Setúbal e ainda 4 grupos de 300MW em Sines. Na tabela 2.2 pode-se consultar quais as centrais que entraram ao serviço:

Tabela 2.2 - Aproveitamentos hidroelétricos construídos nas décadas de 70 e 80 [1].

Ano de Entrada em Serviço	Escalão	Rio	Potência Instalada (MW)
1971	Carrapatelo	Douro Nacional	180
1972	Vilarinha das Furnas	Homem	64
1973	Régua	Douro Nacional	156
1974	Fratel	Tejo	130
1976	Valeira	Douro Nacional	216
1981	Aguieira	Mondego	270 (reversível)
1982	Raiva	Mondego	20
1983	Pocinho	Douro Nacional	186
1985	Crestuma	Douro Nacional	105
1987	V. das Furnas II	Homem	74 (reversível)
1988	Torrão	Tâmega	146 (reversível)

Em 1975, foi nacionalizado o sector elétrico, levando à formação de empresas de cariz público com a função de gerir as atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica [3].

Em 1976, consequência da nacionalização do sector, por promulgação do Decreto-Lei nº. 502, foi criada a Electricidade de Portugal - Empresa Pública, hoje denominada Energias de Portugal.

A EDP tinha como principal função “o estabelecimento e a exploração do serviço público de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica no território do continente”, tendo em consideração que o serviço público pela EDP seria explorado em regime de exclusividade, mas sem impedir “a produção e distribuição de energia elétrica para uso próprio” por outras entidades [74].

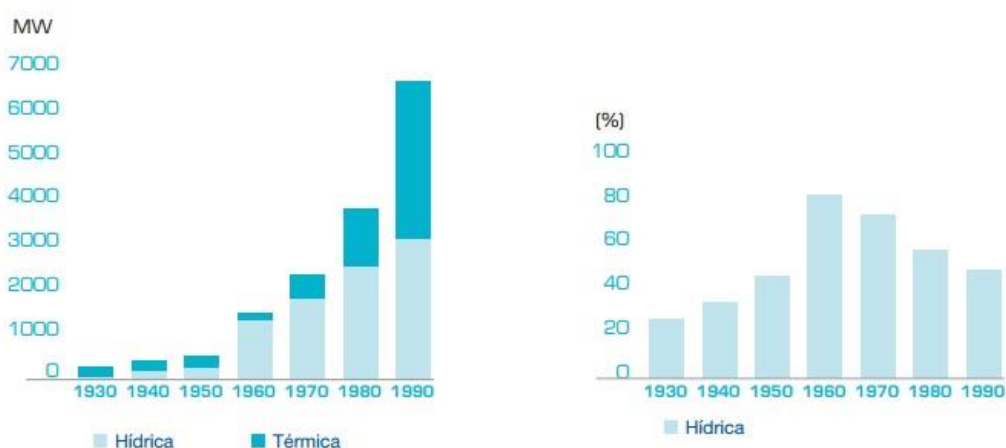


Gráfico 2.1 - Potência Total Instalada Hídrica e Térmica (esq.) e Percentagem da Hídrica na Potência Total Instalada (dir.) [1]

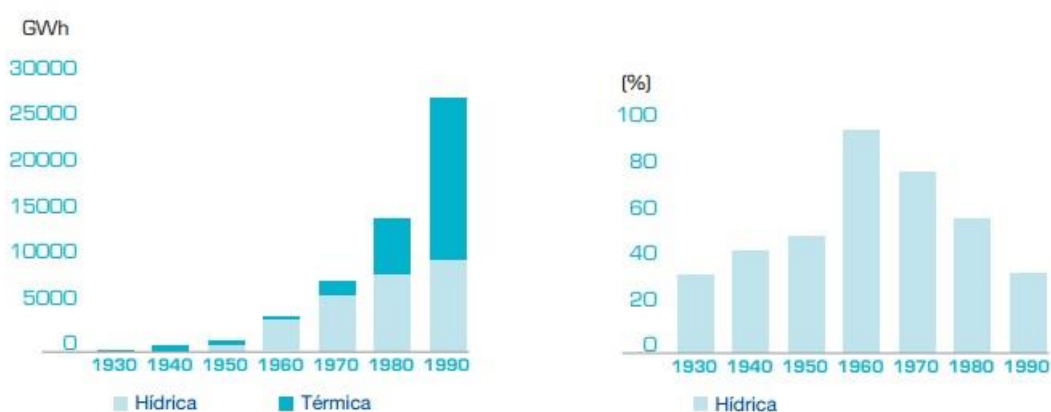


Gráfico 2.2 - Produção de Energia Elétrica de origem Hídrica e Térmica (esq.) e Percentagem da Hídrica na Produção de Energia Elétrica (dir.) [1]

Nos gráficos 2.1 e 2.2 observa-se a evolução das duas principais fontes de energia, térmica e hídrica, e a sua comparação em termos de energia produzida e potência total.

Nos anos 90, destaca-se o aproveitamento do Alto Lindoso, com 630MW e ainda o reforço de potência de 189MW, com a construção de uma nova central em Miranda. Na tabela 2.3 pode-se observar os aproveitamentos construídos nos anos 90:

Tabela 2.3 - Aproveitamentos hidroelétricos construídos nos anos 90. [1]

Ano de Entrada em Serviço	Escalão	Rio	Potência Instalada (MW)
1992	Alto Lindoso	Lima	630
1993	Touvelo	Lima	22
	Pracana II	Tejo	25
	Sabugueiro II	Mondego	10
1994	Caldeira	Mondego	40
1995	Miranda II	Douro Internacional	189

Em 1994, fruto da Diretiva Europeia 1996/92/CE, foi criada a Rede Eléctrica Nacional - REN, hoje em dia denominada Redes Energéticas Nacionais, após cisão da EDP e no âmbito da reestruturação do setor energético português.

Só em 2000 ficou concluída a separação entre as duas empresas do setor, ficando deste modo o transporte energético assegurado pela REN, e a produção, distribuição e comercialização de eletricidade ao cuidado da EDP.

Com o início da liberalização do setor da energia em 1995, ficou definida a estrutura do Sistema Eléctrico Nacional, que se divide entre o Serviço Eléctrico Público, onde estão incluídas as centrais hídricas e térmicas em Produção em Regime Ordinário (PRO), e o Sistema Eléctrico Independente onde se situa a Produção em Regime Especial (PRE) que inclui os produtores independentes eólicos, de cogeração, fotovoltaicos e hídricos.

Esta legislação teve o efeito de promover o reforço da produção eléctrica em mini-hídricas (<10MW) com a instalação de sensivelmente 220MW [4].

No Sistema Eléctrico Independente é definido um Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV), onde se integram as entidades que possuem licenças de produção ou distribuição não vinculadas em média e alta tensão e cujas atividades estão sujeitas ao mercado.

Dada a panóplia de diferentes entidades intervenientes, surge a necessidade de uma entidade administrativa de carácter independente e imparcial, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), cuja função consiste em assegurar a transparência e garantir a coexistência equilibrada entre o SEP e o SENV.

Em 2006, com a publicação do Decreto-Lei n.º 127/2006, foram introduzidas novas alterações. A distinção entre SEP e SENV foi extinta, e substituída por um sistema de mercado único, sendo que, as actividades de produção e comercialização de electricidade e a gestão dos mercados de electricidade organizados estão agora inteiramente abertas à concorrência, sujeitas à obtenção de licenças e aprovações necessárias.

Na primeira década de 2000 instalaram-se mais de 500 MW, entra em serviço o aproveitamento hidroelétrico do Alqueva (236 MW reversíveis), no rio Guadiana, e houve um reforço de potência em Venda Nova (179 MW), em 2004, também reversível.

Posteriormente, foram concluídos os reforços em Picote (246 MW) e Bemposta (191 MW) em 2011, e Alqueva (256 MW) em 2012 e em fase de construção ainda existe o terceiro reforço em Venda Nova (746 MW) e Salomonde (207 MW), com conclusão prevista para 2015.

Por sua vez, também foram introduzidos 1650 MW de produção térmica, a par com o aparecimento de grande capacidade produtiva por parte da energia eólica.

De acordo com dados da REN, em 2012, a potência instalada no parque eletroprodutor nacional era a seguinte [8]:

- 11935 MW em PRO e 6611 MW em PRE;
- A distribuição da produção em regime PRO era: 5239 MW em hídrica e 6697 MW em térmica;
- A distribuição da produção no regime PRE era: 417 MW de hídrica, 618 MW de térmica, 4194 MW de Eólica, 220 MW de Solar e 1161 MW em regime de cogeração.

Em relação ao consumo de energia elétrica em Portugal, referente à produção líquida, e avaliando a quota de produção das hídricas no Gráfico 2.3 (Evolução do consumo de energia elétrica em Portugal de 2003 a 2012 [8]), consegue-se perceber que em 2003 e em 2010 houve um acréscimo na produção hidroelétrica, que se verifica observando o Índice de Produtibilidade Hidroelétrica (IPH), como se pode ver no gráfico 2.4 [8].

O IPH é um indicador que indica se se trata de um ano húmido ou seco, consoante for maior ou menor que 1 respetivamente, e por conseguinte, caso o IPH seja superior a 1, as centrais hídricas poderão produzir mais eletricidade do que em anos considerados secos.

A produção hídrica está assim sujeita ao regime hidrológico e a maior capacidade instalada não reflete obrigatoriamente uma maior produção.

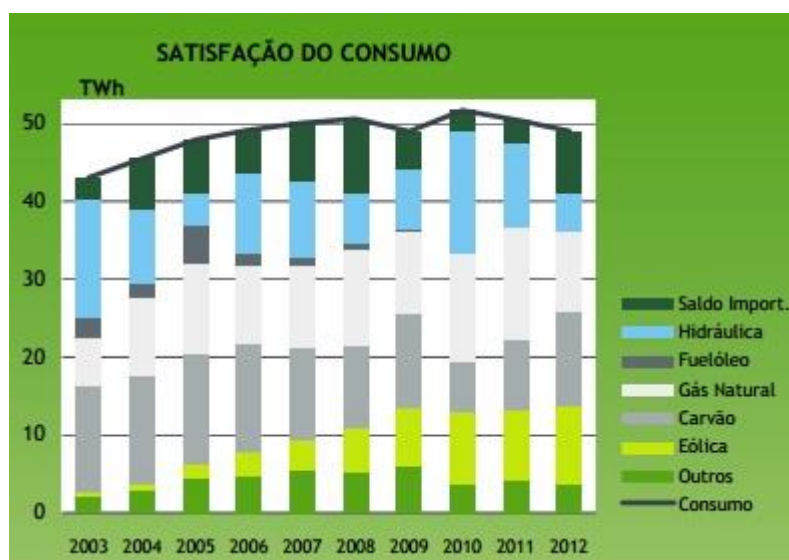


Gráfico 2.3 - Evolução do consumo energético em Portugal [8].

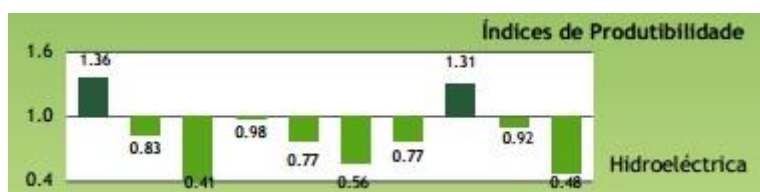


Gráfico 2.4 - Índice de produtibilidade de energia hidroelétrica em Portugal [8].

Observando os gráficos 2.3 e 2.4 verifica-se que os anos com o IPH menor estão relacionados com os anos onde a produção hídrica teve uma expressão menor na satisfação do consumo.

Como se pode observar nos gráficos 2.5 e 2.6, o consumo de energia não é igual durante o ano, nem durante todo o dia.

O gráfico 2.5, que representa o diagrama de cargas total num dia de Verão, e o gráfico 2.6, apresenta o diagrama de cargas num dia de Inverno.

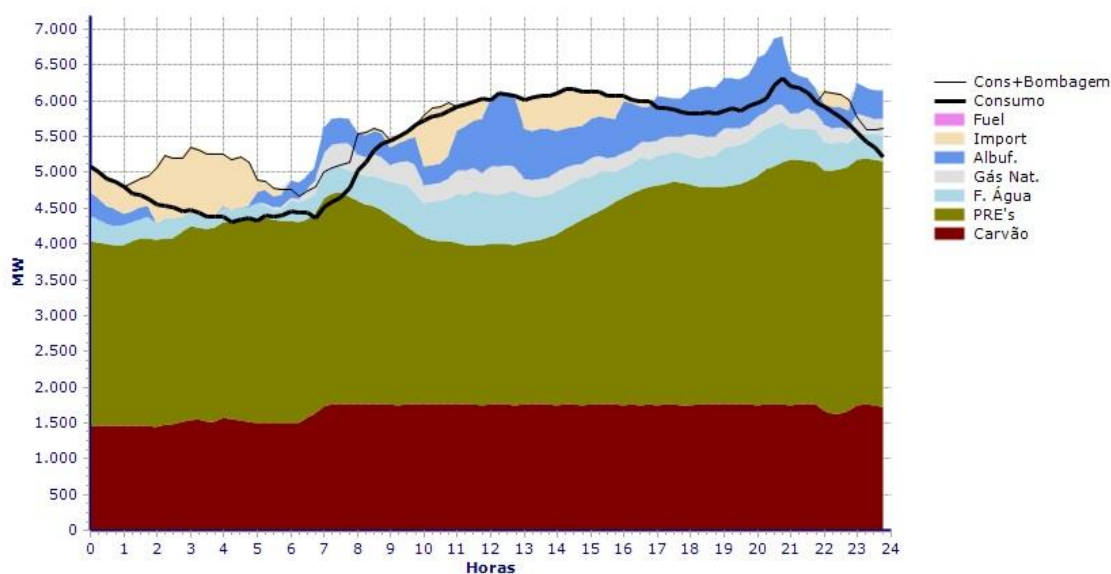


Gráfico 2.5 - Diagrama de Cargas Total num dia de Verão (23-08-2013) [fonte: www.ren.pt]

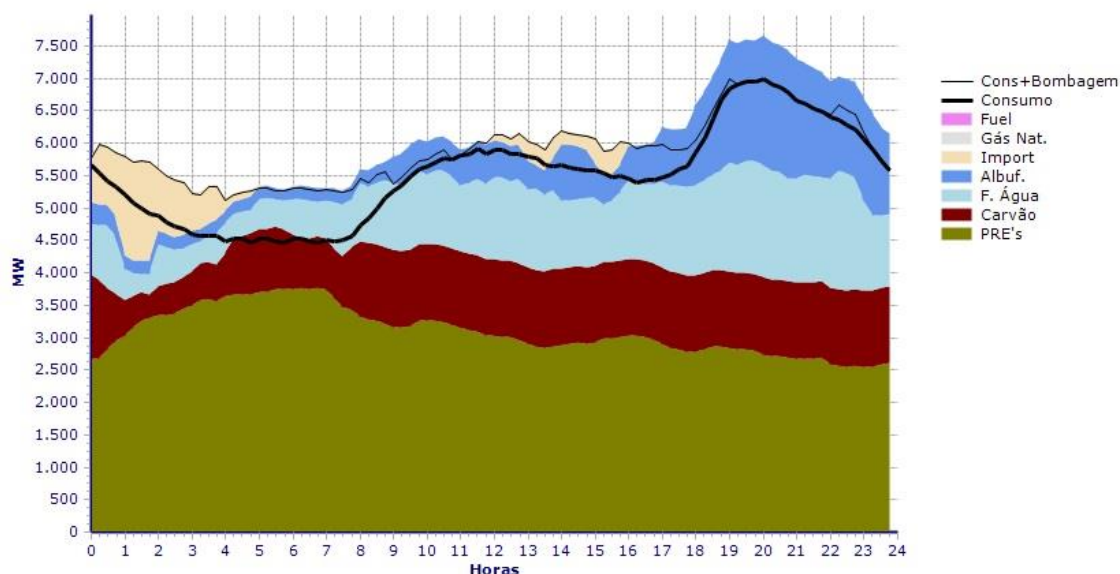


Gráfico 2.6 - Diagrama de Cargas Total num dia de Inverno (23-02-2013) [fonte: www.ren.pt]

No Inverno o consumo é normalmente maior devido aos dias mais curtos que leva a uma maior necessidade de consumo em iluminação, e à maior necessidade de aquecimento devido aos meses mais frios.

Ao longo do dia, o consumo não é uniforme, registando os períodos de maior carga durante o dia, e os períodos de vazio durante a noite.

Tendo em conta a flexibilidade e disponibilidade evidenciada pelos grupos hídricos, são estes que asseguram mais facilmente a energia necessária devido às variações de carga que ocorrem nos períodos de ponta, dada a rapidez com que conseguem colocar a potência disponível na rede e a capacidade quase instantânea de arranque de grupos que estejam parados.

2.2 - Políticas Energéticas

A preocupação ambiental, o aquecimento global e as alterações climáticas tornam-se cada vez mais difíceis de ignorar, especialmente quando já se sabe que a emissão de CO₂ pela utilização de combustíveis fósseis é uma das principais causas para esta situação. Como tal, as respostas a este problema têm-se multiplicado e cada vez mais se procura que a geração eléctrica seja feita de uma forma limpa, utilizando fontes renováveis como a eólica e a hídrica, onde Portugal também tem apostado.

Para fazer face a esta situação, vários países em todo o mundo têm reunido esforços no sentido de implementar políticas energéticas, e não só, com o objetivo de reduzir as emissões de CO₂ e diminuir o impacto no nosso planeta.

A primeira conferência com este intuito realizou-se em 1988, em Toronto, a “*Toronto Conference on the Changing Atmosphere*” e, no ano seguinte, na Suécia, realizou-se a “*IPCC's*”

First Assessment Report”, que culminou com o assinar do tratado internacional da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança de Clima, realizada no Brasil, em 1992.

Na sequência destes acontecimentos, é elaborado pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança de Clima, um acordo internacional que visa reduzir em 5% as emissões de gases com efeito de estufa: o Protocolo de Quioto.

Discutido em Quioto, no Japão, em 1997, foi aberta a assinatura do acordo em 1998, sendo necessário que pelo menos 55 países assinassem.

Só em 2004 foi este acordo ratificado e entrou em vigor em 2005. A União Europeia (UE) comprometeu-se reduzir as emissões GEE em 8% em relação ao ano de referência, 1990.

Portugal, que assinou Quioto em 2002, comprometeu-se a reduzir em 27% as emissões de GEE [11].

Tendo em vista o cumprimento dos objetivos delineados, o Governo cria a Comissão para as Alterações Climáticas (CAC), pela Resolução do Conselho de Ministros n.º.72/1998, de 29 de Junho, que elabora o Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC) em 2001, apresentado para discussão pública em 2002.

O PNAC pretende dar resposta o compromisso assumido pelo Governo Português de redução dos impactes negativos das alterações climáticas e propõe a melhoria da qualidade do ambiente, a promoção da eficiência energética possível com o apoio à produção elétrica através de fontes de energia renováveis e o desenvolvimento tecnológico [12].

Em 2001, é assinada a Diretiva Europeia 2001/77/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de Setembro, “relativa à promoção da eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no mercado interno de electricidade” [13].

Este documento inclui a meta fixada pela UE de garantir que, até 2010, 22,1% da energia consumida deve ser produzida por fontes renováveis [13]. Esta meta foi atualizada para 21%, com a entrada de 10 novos estados-membro.

Em Portugal, esta diretiva refletiu-se na elaboração de um plano estratégico denominado Programa E4 (Eficiência Energética e Energias Endógenas) por Resolução do Conselho de Ministros n.º. 154/2001, de 27 de Setembro, onde Portugal assumiu o compromisso de, em 2010, o consumo anual bruto de eletricidade a partir de fontes renováveis seria de 39% [14].

Em 2003, por Resolução do Conselho de Ministros n.º.63/2003, foi aprovada a Estratégia Nacional para a Energia (ENE), posteriormente atualizada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º. 169/2005.

Um dos elementos chave desta estratégia consistia em “garantir a segurança do abastecimento de energia, através da diversificação dos recursos primários e dos serviços energéticos e da promoção da eficiência energética na cadeia da oferta e procura de energia”.

De salientar entre as medidas a adotar, a “intensificação e diversificação do aproveitamento das fontes renováveis de energia para a produção de eletricidade, com especial enfoque na energia eólica e no potencial hídrico por explorar”, considerando estas, pelo baixo custo de produção, “vetores fundamentais para o cumprimento dos objetivos” [15].

Em 2004, aprovou-se um novo PNAC que visava reaproximar a situação existente em Portugal com as metas definidas em Quioto pois foi constatado que os objetivos delineados

pela Comissão para as Alterações Climáticas (CAC) não estavam a ser executados ou não estavam a ter a devida cadência.

Assim, o PNAC foi atualizado em Conselho de Ministros, pela Resolução nº. 104/2006, de 23 de Agosto onde, para além de serem revistas as medidas anteriormente implementadas, foi adicionado um novo conjunto de medidas e políticas, e também foi estabelecido um sistema de elaboração de planos de acção para cada medida, devidamente monitorados e acompanhados [10].

Em 2006, é assinada a Diretiva Europeia 2006/32/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de Abril, que aborda a eficiência na utilização final da energia e aos serviços energéticos, onde está descrita a “obrigação de os Estados membros publicarem um plano de ação para a eficiência energética, estabelecendo metas de, pelo menos, 1% de poupança de energia por ano até 2016”.

É aqui que surge um novo plano estratégico, o Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética 2008-2015 (PNAEE), aprovado em Conselho de Ministros, e onde figuram medidas e políticas energéticas de melhoria de eficiência energética “equivalentes a 10% do consumo final de energia” [16].

Já em 2007, o PNAC 2006 é substituído pelas “Novas Metas 2007, que altera a meta de 39% para 45% do consumo anual bruto de energia com produção através de fontes renováveis.

Relativamente à hídrica, as metas visavam 5575 MW de potência instalada até 2010 (mais 575 MW em relação ao PNAC 2006).

Com o horizonte fixado em 2020, o “Novas Metas 2007” pretende instalar mais 7000 MW, aumentando o potencial hídrico aproveitado para 70% do total. Neste sentido, o Governo elaborou um plano nacional para introduzir mais 10 aproveitamentos hidroelétricos num total de 1096MW de potência instalada, sendo reversíveis 807 MW.

Este plano é denominado de Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH). Na tabela 2.4 encontram-se discriminados os aproveitamentos do PNBEPH e a sua potência instalada:

Tabela 2.4 - Aproveitamentos do PNBEPH [18].

Aproveitamento	Potência Instalada (MW)
Foz Tua	234 (reversível)
Fridão	163
Pedroselos	113 (reversível)
Gouvães	112 (reversível)
Daivões	109 (reversível)
Vidago (Alto Tâmega)	90 (reversível)
Almourol	78
Pinhosão	77 (reversível)
Girabolhos	72 (reversível)
Alvito	48

Deve ainda ser referida a introdução de mecanismos e instrumentos complementares ao Protocolo de Quioto, nomeadamente o Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE) e o Fundo Português de Carbono (FPC).

O CELE é um instrumento de mercado intercomunitário que impõe limites nas emissões de gases de efeito de estufa.

O FPC é um instrumento financeiro do Estado Português que visa suprir o desvio às medidas do Protocolo de Quito, que subsiste do PNAC e de Programas Nacionais de Atribuição de Licenças de Emissão (PNALE).

O PNALE tem como objetivo estabelecer o regime de atribuição de licenças de emissão às instalações industriais abrangidas pelo CELE.

Em Dezembro de 2008, a União Europeia assina o Pacote Energia-Clima 20-20-20, com os seguintes propósitos:

- Aumento da eficiência energética com a redução em 20% no consumo energético;
- Redução da emissão de GEE em 20%, face aos valores de 1990, podendo chegar aos 30%, havendo consenso internacional;
- Aumento em 20% de energias renováveis no consumo final, 10% dos quais no setor dos transportes.

Em 2009, Portugal assinou a Diretiva 2009/28/CE, que estipula para Portugal o alcance da quota de 31% de energia proveniente de energias renováveis no consumo final bruto energético em 2020, e limitar em 1%, entre 2013 e 2020, o aumento de emissões de GEE nas atividades não abrangidas pelo CELE, relativamente a 2005[20].

Em 2010, é aprovada a nova Estratégia Nacional para a Energia (ENE2020), para refletir as alterações explicitadas na Diretiva 2009/28/CE.

A ENE2020 propõe os seguintes objetivos:

- Reduzir a dependência energética nacional ao exterior para 74% em 2020;
- 60% da produção elétrica e 31% do consumo da energia final, com origem em energias renováveis;
- Redução de 20% do consumo energético final;
- Redução de 25% ao saldo importador energética através da energia produzida a partir de fontes endógenas;
- Reforço e consolidação o cluster das energias renováveis em Portugal;
- Promover o desenvolvimento do setor ligado à eficiência energética;
- Promover o desenvolvimento sustentável.

Acredita-se que, cumprindo estes objetivos, será possível a redução de emissões de CO₂, a garantia da segurança de fornecimento e sustentabilidade económica e ambiental do modelo energético e aumentar a competitividade económica a nível nacional.

Por forma a alcançar os interesses traçados na área das renováveis, em concreto a energia eólica e hídrica, a ENE 2020 pretende instalar 8600MW de energia hídrica (comparando com os 7000 MW nas “Novas Metas 2007”), aumentando o potencial hidroelétrico aproveitado para valores superiores a 80%.

Na eólica, destaca-se a instalação de 8500MW de potência instalada, embora este valor ainda possa ser alterado visto que está sujeito a uma série de variáveis como a evolução da procura elétrica e a taxa de penetração de veículos elétricos no mercado nacional [21].

A Diretiva 2009/28/CE anteriormente referida estabelece que cada país aprove um Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis (PNAER) em que foi reduzida a potência eólica instalada prevista para 2020 de 8500 MW para 5300 MW. O nosso país, para além das medidas

definidas nas “Novas Metas 2007”, irá implementar novos reforços de potência em Venda Nova, Salamonde, Cabril e Paradela, totalizando 1344 MW a instalar, e prevê a construção de apenas 7 dos 10 aproveitamentos descritos no PNBEPH (um dos projetos não passou na avaliação de impacte ambiental e os outros dois não tiveram interesse por parte dos investidores) e altera a potência a instalar para 1978 MW, quase o dobro do inicialmente decidido.

Em 2010, no âmbito da redução das emissões dos GEE, a Resolução de Conselho de Ministros nº. 93/2010, de 26 de Novembro, reforça a necessidade de um novo plano de acção para o período 2013-2020, o PNAC 2020, que procura consolidar as medidas e reforçar os instrumentos de carácter setorial previstos em 2006 e em 2007, para responder à limitação de emissões de GEE nos setores não abrangidos pelo CELE e prever as responsabilidades de cada setor, financiamento e mecanismos de controlo e monitorização.

Outros instrumentos definidos são os Planos Setoriais de Baixo Carbono nos setores tutelados por cada ministério e o Roteiro Nacional de Baixo Carbono que define as políticas a prosseguir e as metas nacionais a alcançar em termos de controlo de emissões de GEE, de forma a estimular o baixo consumo de carbono [24].

Em 2012, no Qatar, foi extendido o Protocolo de Quioto até 2020 (vigorava até 2012), incluindo novas medidas de redução de emissão de GEE.

No entanto, alguns países decidiram não assinar para a redução das emissões, como o Canadá que saiu do acordo no final de 2012, e como o Japão, Rússia e Nova Zelândia que apesar de se manterem dentro do Protocolo, se escusaram a definir quaisquer metas para a redução das emissões.

O resultado é que apenas 15% das emissões dos GEE são originárias dos países que se mantiveram no protocolo e, como tal, foi definido a revisão do mesmo em 2014, e onde se espera que países em desenvolvimento acelerado como a China, o Brasil e a Índia sejam pressionados a assinar o acordo [25].

Em 2013, foi aprovado em Conselho de Ministros, o PNAEE 2016, e o PNAER 2020, para o período 2013-2020.

Esta revisão tem como objetivo a integração das preocupações referentes à redução da energia primária para 2020, estando alinhada com as diretivas europeias atuais relativas à eficiência energética.

Em relação ao PNAER 2020, a alteração visa fazer face ao atual cenário onde se verifica um excesso de oferta de produção energética, resultado da diminuição da procura da mesma, ajustando os custos associados. A aposta nas fontes de energia renovável mantém-se, apesar do ajuste feito na política seguida para a energia eólica, pela sua importância no equilíbrio do mix energético, mas reforçando a segurança de abastecimento e diminuindo o risco de flutuações do preço de certas commodities e o reflexo que isso possa ter na fatura energética nacional [26].

2.3 - O Futuro da Energia Hídrica em Portugal

2.3.1 - Consumo de energia elétrica em Portugal

As estratégias implementadas nos últimos anos como o ENE2020 e o Pacote Energia-Clima 20-20-20 para diminuir a emissão de GEE e aumentar a eficiência energética, associadas ao esperado aumento do consumo final. Consumo este ainda dependente da taxa de penetração do veículo elétrico, foram alvo de estudo por parte da REN, que traçou um conjunto de cenários de previsão com estes fatores em conta. No gráfico 2.7 pode-se observar a perspectiva da evolução da procura de energia elétrica em Portugal:

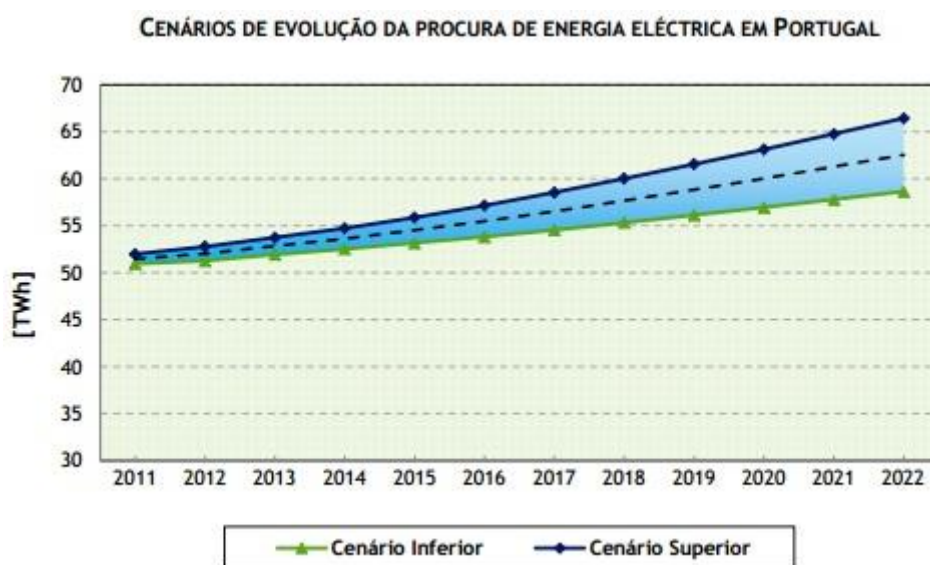


Gráfico 2.7 - Cenários de evolução da procura da energia elétrica em Portugal até 2022 [27].

Para uma melhor compreensão do gráfico acima, importa referir que as taxas médias de crescimento consideradas foram de 2,3% e 1,3%, para o cenário superior e inferior respectivamente.

No entanto, este estudo ainda não reflete a recente crise económica que Portugal atravessa, que teve como consequência, a subida do IVA de 6% para 23% em Outubro de 2011, levando a uma redução no consumo total de 2,2% nesse ano [28] e 3,6% em 2012, baixando para valores de 2005 [29].

A aposta nos veículos elétricos ainda não teve a receptividade esperada no mercado, tendo sido vendidos menos de 300 unidades entre 2011 e finais de 2012 [30].

Analisando a previsão de crescimento de eletricidade avançada pela REN vê-se que, face a estes elementos, que ela se revela um pouco optimista. No entanto, rapidamente se conclui que para responder ao aumento do consumo especialmente nas horas de ponta, é preciso existirem novos centros produtores num futuro próximo para corresponder às exigências energéticas. No gráfico 2.8 observa-se a evolução das pontas sazonais em Portugal Continental, desde 1999/2000 até 2021/2022:

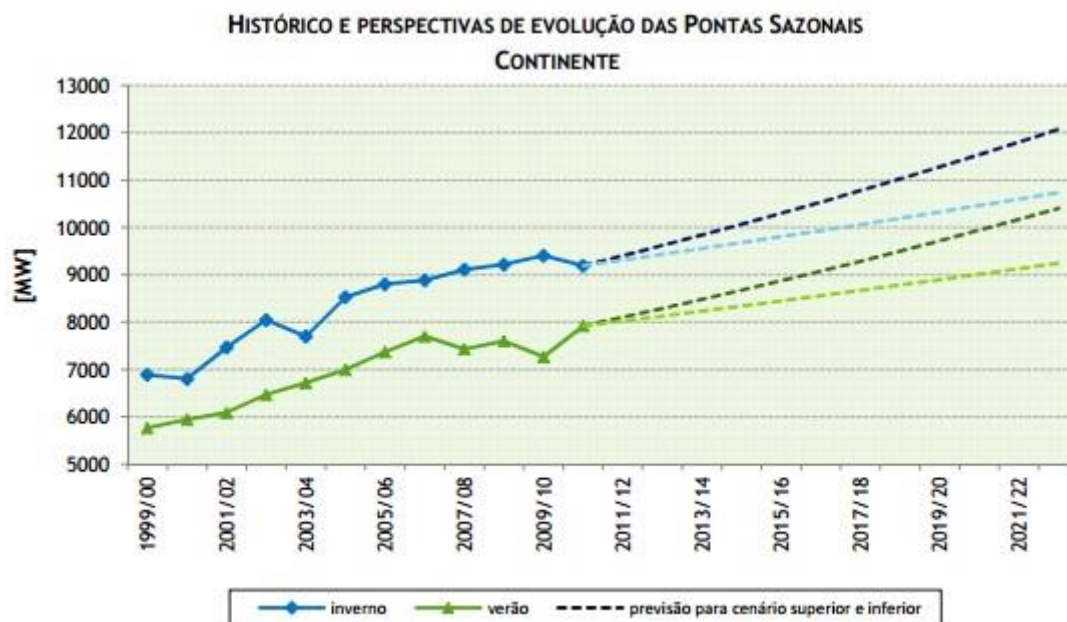


Gráfico 2.8 - Histórico e perspectivas de evolução sazonais das pontas de carga até 2022 [27].

2.3.2 - Dependência Energética e Potencial Hidrológico a Explorar

Segundo dados de 2007 do Ministério da Economia, Portugal tinha sensivelmente 54% do potencial hídrico por aproveitar, e uma dependência dos recursos energéticos importados e não-renováveis quase total, na ordem dos 90%.

Como se pode ver no gráfico 2.9, só a Grécia apresenta um quadro similar.

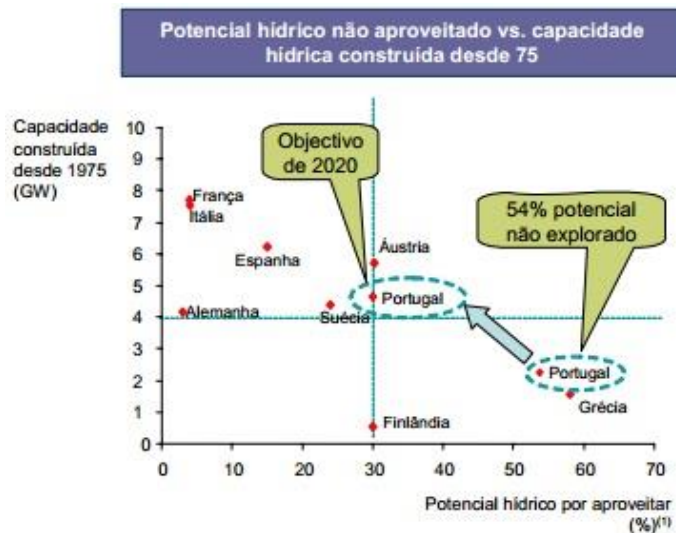


Gráfico 2.9 - Potencial hídrico não aproveitado vs dependência energetica externa [31].

Com a diversificação do mix energético, nomeadamente a hídrica, Portugal pode diminuir a sua dependência na energia térmica, especialmente na ponta do diagrama de cargas.

A redução da importação de combustíveis fósseis, que tem simultaneamente a vantagem de ir de encontro às medidas do Protocolo de Quioto relativamente às emissões de GEE e de

diminuir a dependência portuguesa em matérias-primas com custos algo voláteis e provenientes de um número reduzido de países fornecedores o que aumenta o risco desta instabilidade.

Por sua vez, a utilização de fontes endógenas, limpas e renováveis acarreta um custo de produção reduzido assim como zero emissões de GEE na sua exploração.

Na energia hídrica, a estratégia delineada revela-se acertada para contrariar esta dependência energética nos combustíveis fósseis, com a meta de aumentar para 82% o potencial hidrológico, aproveitando principalmente os afluentes dos rios principais para cumprir este objetivo [16] .

2.3.3 - Aproveitamentos Hidroelétricos Futuros e Reforços de Potência

Conforme vem descrito no Relatório Técnico da REN, de Abril de 2011 [27], Portugal planeia ter instalados 4992 MW de energia hídrica até 2022, após conclusão de uma série de novos aproveitamentos hidroelétricos e de reforços de potência, como se pode observar na tabela 2.5:

Tabela 2.5 - Novos aproveitamentos hidroelétricos e reforços de potência previstos para 2022 [27].

	Potência Instalada (MW)	Nº de Grupos	Previsão de Entrada em Serviço
Picote II	246	1	DEZ 2011
Bemposta II	191	1	DEZ 2011
Alqueva II	256 (rev)	2	JUL 2012
Ribeiradio/Ermida	71/6	1/1	FEV 2012
Baixo Sabor	171 = 140(rev) + 31(rev)	2+2	AGO 2014
Venda Nova III	736 (rev)	2	JUL 2015
Salamonde II	207 (rev)	1	AGO 2015
Foz Tua	251 (rev)	2	SET 2015
Alvito	225 (rev)	1	DEZ 2015
Girabolhos / Bogueira	335 (rev) + 30	2+3	DEZ 2015
Fridão	238	1	MAR 2016
Alto Tâmega	160	2	JUN 2016
Daivões	114	2	JUL 2016
Gouvães	880 (rev)	4	JUL 2016
Paradela II	320 (rev)	1	JUL 2018
Carvão-Ribeira	555(rev)	2	MAR 2020
Total	4992		
Total Reversível	3936		

Na tabela 2.5, há dois aspetos que é importante salientar: a larga maioria dos empreendimentos será feita na Bacia Hidrográfica do Douro, e têm grupos reversíveis.

Interessa ainda referir que houve algumas alterações nas previsões de entrada em serviços de alguns aproveitamentos, nomeadamente o Foz Tua que foi adiado para 2017, o Fridão previsto para 2018 e o Alvito teve o seu projeto reformulado pelo que ainda não tem data prevista.

Adicionalmente o reforço de potência em Paradela ainda não foi licenciado pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) nem tem ligação à rede de transporte definida. O reforço

de potência na Central de Cabril não tem data prevista de início de construção nem de conclusão, apesar de estar previsto no PNAER.

Dada a clara opção por aproveitamentos hídricos com grupos reversíveis, é pertinente perceber o porquê desta aposta.

Este tipo de aproveitamentos tem a capacidade de bombear a água de jusante, nos períodos de vazio, para montante e voltar a ser turbinada quando o preço da energia produzida é mais alto, gerando assim receitas adicionais na exploração.

A reversibilidade ainda tem outra aplicação, extremamente vantajosa, dado o atual panorama energético em Portugal e a grande penetração eólica na produção elétrica.

Tendo em conta o caráter interminente deste tipo de energia, há alturas em que a energia gerada através de fontes eólicas não tem escoamento a nível de consumo, especialmente nos períodos de vazio.

Aliando a capacidade de bombagem de um aproveitamento hidroelétrico ao excesso de energia eólica, há uma situação de mútuo benefício para a optimização da nossa exploração energética porque pode-se utilizar este excesso de energia eólica, que seria de outra forma desperdiçada, para o processo de bombagem de água.

Adicionalmente, nos períodos de aumento de consumo em horas de ponta, as centrais hídricas com bombaagem conseguem entregar mais energia à rede, visto que têm um arranque quase imediato e não dependem do caudal disponível na mesma proporção das centrais sem reversibilidade.

2.3.4 - Bacia Hidrográfica do Douro

O rio Douro e a sua bacia hidrográfica é a maior fonte de recursos hídricos do País, situação que está patente no facto de 8 dos 14 aproveitamentos e reforços de potência previstos no ENE2020 fazerem parte desta bacia hidrográfica.

Em 2011, com 11 aproveitamentos hidroelétricos de grande dimensão, esta bacia tinha uma potência instalada de 1951 MW que corresponde aproximadamente a 42,5 % do total instalado em Portugal [32].

Na figura 2.1 pode-se observar a cascata hidrológica do Douro Nacional onde estão representados os aproveitamentos hídricos em operação e os que estão em construção.



Figura 2.1 - Aproveitamentos hidroelétricos e reforços de potência do Douro Nacional [33]

Entre 2006 e 2010, a Bacia Hidrográfica do Douro contribuiu, em ano médio, 57% da produção hídrica nacional [34], considerando apenas as grandes hídricas (>30 MW) pelo que Varosa não foi incluída, que totaliza cerca de 4883,7GWh.

É fácil observar no gráfico 2.10 que 93,7% da produção veio de aproveitamentos a fio-de-água existentes na bacia do Douro, reforçando a importância desta no parque eletroprodutor nacional.

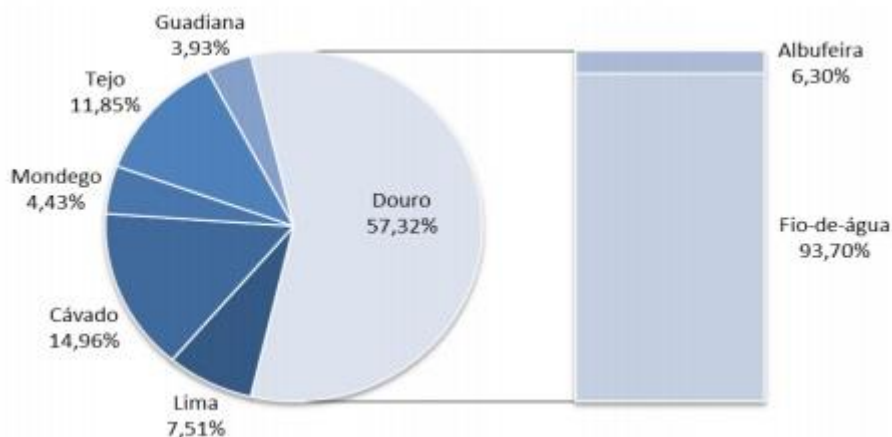


Gráfico 2.10 - Produção hídrica média de cada Bacia Hidrográfica Nacional de 2004 a 2012.

No entanto, há um problema nesta percentagem tão elevada dos aproveitamentos a fio-de-água na cascata nacional do Douro que é a quase inexistência da capacidade de regular os caudais, o que nos torna dependentes da exploração espanhola da bacia do Douro a montante para a nossa produção de energia. Na tabela 2.6 observa-se a comparação entre a bacia hidrográfica espanhola e portuguesa do rio Douro:

Tabela 2.6 - Comparação entre a Bacia Hidrográfica Espanhola e Portuguesa do rio Douro [35].

	Bacia Portuguesa	Bacia Espanhola
Área (km ²)	18500 (19%)	79000 (81%)
Escoamento em regime natural (hm ³)	8000 (35%)	15000 (65%)
Armazenamento Total Previsto (hm ³)	4465	8470
Armazenamento Total Anual (hm ³)	396	7045
Total Previsto (%)	9 %	83 %

Analisando a tabela 2.6, vê-se que atualmente, apesar da Bacia Hidrográfica do Douro portuguesa apresentar uma grande capacidade hídrica instalada, sendo atualmente responsável por grande parte da produção anual hídrica nacional, estamos longe do armazenamento total possível com apenas 9% do valor total.

A resposta a esta situação está já planeada nos novos empreendimentos hídricos em planeamento e construção, onde está previsto aumentar a capacidade de armazenamento de 9% para 35% em 2016, representando 1560 hm³.

No Douro Internacional, os reforços de potência previstos não são contabilizados no cálculo do armazenamento total previsto, no entanto, têm como objetivo otimizar os caudais turbinados pela Central de Castro, na parte espanhola, que está a ser mal aproveitado por falta de capacidade de turbinamento nos aproveitamentos imediatamente a jusante, Picote e Bemposta [32].

2.4 - Aproveitamento Hidroelétrico do Foz Tua

O Aproveitamento Hidroelétrico do Foz Tua foi adjudicado à EDP, por um período de exploração de 75 anos, inserido no PNBEPH, para dar resposta às políticas nacionais e internacionais no sentido de reduzir a emissão de gases GEE e diminuir a dependência de combustíveis fósseis.

Em Abril de 2008, foram entregues os primeiros estudos do empreendimento, nomeadamente o Estudo Prévio e o Estudo de Impacte Ambiental (EIA), que deu início à Avaliação de Impacte Ambiental do Aproveitamento Hidroelétrico do Foz Tua (AHFT).

A par com estes estudos, várias autarquias da região do Tua (Alijó, Carrazeda de Ansiães, Mirandela, Murça e Vila Flor) apresentaram um estudo de avaliação do impacto da construção do aproveitamento em comparação com a não construção da mesma e a manutenção da linha ferroviária do Tua.

Em 2009, o Ministério do Ambiente emitiu a sua Declaração de Impacte Ambiental autorizando o projeto de Foz Tua, com a condição de este ser realizado a uma cota inferior à originalmente planeada, ou seja, à cota NPA 170 [36].

Em Junho de 2010, o Relatório de Conformidade Ambiental do Projeto de Execução (RECAPE) foi entregue ao Instituto Nacional da Água (INAG) pela EDP, tendo sido posteriormente submetido à Avaliação de Impacte Ambiental para pós-avaliação. Em Agosto do mesmo ano, a Comissão de Avaliação (CA) emitiu o parecer relativamente ao RECAPE, obrigando a EDP a fazer um aditamento ao mesmo de forma a cumprir com os aspetos referidos pela CA no seu parecer.

Em Março de 2011, foi emitida pelo Ministério da Economia a Licença de Produção/Estabelecimento do AHFT [37]. Um mês depois, os trabalhos de construção são iniciados, tendo sido adjudicado ao Arquiteto Eduardo Souto Moura o projeto de construção do edifício da central com a premissa de integrar o mesmo na paisagem do Douro.

Apesar disso, uma missão da UNESCO/ICOMOS às obras em curso no AHFT levou o Comité do Património Mundial da UNESCO que este empreendimento tem um “impacte irreversível e ameaça os valores” que estão na base da classificação do Alto Douro Vinhateiro como Património Mundial [37].

Em Maio de 2012, já depois da apresentação do projeto do edifício da central hidroelétrica de Foz Tua pelo Arq. Souto Moura, a EDP efetuou um aditamento ao Projeto de Execução devido ao novo projeto da central hidroelétrica.

Em Julho de 2012, foi feita nova visita por parte da UNESCO e o relatório teve em consideração as alterações feitas ao projeto inicial e concluiu que o AHFT tinha um impacte reduzido na integridade, valor e autenticidade do património em causa e os trabalhos foram retomados visto que tinha sido proposto pela UNESCO um abrandamento da obra até conclusão da reavaliação do impacte do projeto.

O AHFT está localizado na foz do rio Tua, um dos afluentes do rio Douro, entre os concelhos de Alijó e Carrazeda de Ansiães. Este aproveitamento terá um armazenamento útil na ordem dos 66 hm³ que irá produzir cerca de 600GWh anuais o que corresponde a quatro vezes o consumo anual de eletricidade nos concelhos abrangidos por este aproveitamento.

Em termos ambientais, a energia gerada no AHFT irá poupar sensivelmente 12 milhões de euros em importações de combustíveis fósseis e 3 milhões em emissões de GEE [38].

Com um sistema reversível e em albufeira, o AHFT irá ter um contributo importante na maximização da produção energética a jusante, nos aproveitamentos de Crestuma-Lever, Régua e Carrapatelo dado que grande parte dos escalões a montante destes são aproveitamentos a fio-de-água e, como tal, não existe capacidade de retenção nas albufeiras pelo que estamos dependentes do caudal turbinado nos aproveitamentos espanhóis a montante (Saucelle e Aldeadávila).

A capacidade de armazenamento no AHFT irá igualmente tornar possível a regularização de caudais afluentes, podendo armazenar água em períodos mais húmidos para turbinar em períodos mais secos, além de ter um papel também no controlo das cheias apesar de ser caudaloso e, portanto, tem menos capacidade de regularização que outros aproveitamentos.

Além das questões intrinsecamente ligadas à produção elétrica, o AHFT oferece outras oportunidades do ponto de vista turístico e recreativo, visto que terá condições de navegabilidade e de actividades balneares, que irão atrair comércio e hotelaria para a região e contribuir para a dinamização da economia local e para o desenvolvimento dos concelhos envolventes a nível de infraestruturas e vias de comunicação, entre outras coisas.

A conclusão dos trabalhos e entrada em serviço do aproveitamento foi alterada para final de 2016 [39], em parte devido ao abrandamento mandatado pela missão da UNESCO, no entanto, este projeto representa uma parte importante na aplicação das estratégias definidas para o futuro da energia em Portugal e as metas a que o Governo se propôs em termos ambientais sob a forma do Protocolo de Quioto e a ENE2020.

Capítulo 3

Análise Técnica

Durante a fase de projeto de um aproveitamento hidroelétrico, é necessária uma análise técnica que avalie e compare as opções técnicas em termos de infraestruturas e de equipamentos hidromecânicos e eletromecânicos a utilizar, procurando as melhores soluções possíveis.

O dimensionamento dos diversos equipamentos e estruturas civis deve ser feito visando uma ótica de redução de custos na fase de execução sem compromisso da segurança e fiabilidade na operação do aproveitamento até ao final de vida útil de exploração.

Neste capítulo ir-se-á estudar e compreender as principais opções técnicas a nível da barragem, albufeira, central e subestação, assim como os seus órgãos de segurança.

3.1 - Localização

O AHFT situa-se, tal como o nome indica, junto à foz do rio Tua, que resulta da junção de dois outros rios, Tuela e Rabaçal, nascidos em Espanha e que cruzam a fronteira no concelho de Vinhais, juntando-se já no concelho de Mirandela. O rio Tua vem desaguar no rio Douro, no concelho de Carrazeda de Ansiães, freguesia de Castanheiro.

O rio Tua delimita a sul, a fronteira com os concelhos de Mirandela, Vila Flor e Carrazeda de Ansiães e, a montante, divide Murça e Carrazeda de Ansiães e depois, Alijó.

Este aproveitamento, que terá apenas um escalão, tem uma albufeira que se irá estender por 27 km, abrangendo todos os concelhos circundantes.



Figura 3.1 - Mapa da Bacia Hidrográfica do Tua [74]

3.2 - Princípio de Funcionamento

A exploração prevista para o escalão do AHFT, está essencialmente ligada à produção elétrica, e é caracterizada por um número elevado de arranques e mudanças no modo de funcionamento dos grupos, dado o seu carácter reversível.

Quando estamos a operar em modo de turbinamento, o caudal a montante é admitido num circuito hidráulico, desenhado de forma a conduzir a água até às pás da turbina, ganhando velocidade e fazendo rodar o rotor do alternador que se encontra acoplado ao veio da turbina.

A formação de correntes de excitação no rotor do alternador irá induzir forças eletromagnéticas no estator que irão, por sua vez, induzir tensões de Média Tensão (MT) [41].

Esta tensão é posteriormente elevada a Muito Alta Tensão (MAT) através da subestação elevadora, diminuindo as perdas no transporte de energia, e de onde segue pela rede de transporte até aos centros de consumo.

Em resumo, temos uma transformação de energia hidráulica em energia mecânica que é posteriormente transformada em energia elétrica.

A água turbinada é restituída na albufeira do aproveitamento da Régua, onde pode ser turbinada ou pode ser bombeada novamente em Foz Tua. No caso de se optar pela bombagem, é utilizada a energia em MAT, rebaixada para MT na subestação, colocando o motor em rotação e accionando a bomba. A água é então retirada da albufeira a jusante pela bomba e segue pelo circuito hidráulico para montante, onde fica novamente disponível para turbinamento. No entanto, o motor encontra-se em repouso e, como tal, é necessário accionar o arranque deste utilizando um de três métodos: conversor estático de frequência, motor de arranque externo ou arranque assíncrono do motor.

Na figura 3.2 pode-se observar o princípio de funcionamento do AHFT no modo de turbinamento e no modo de bombagem [42]:

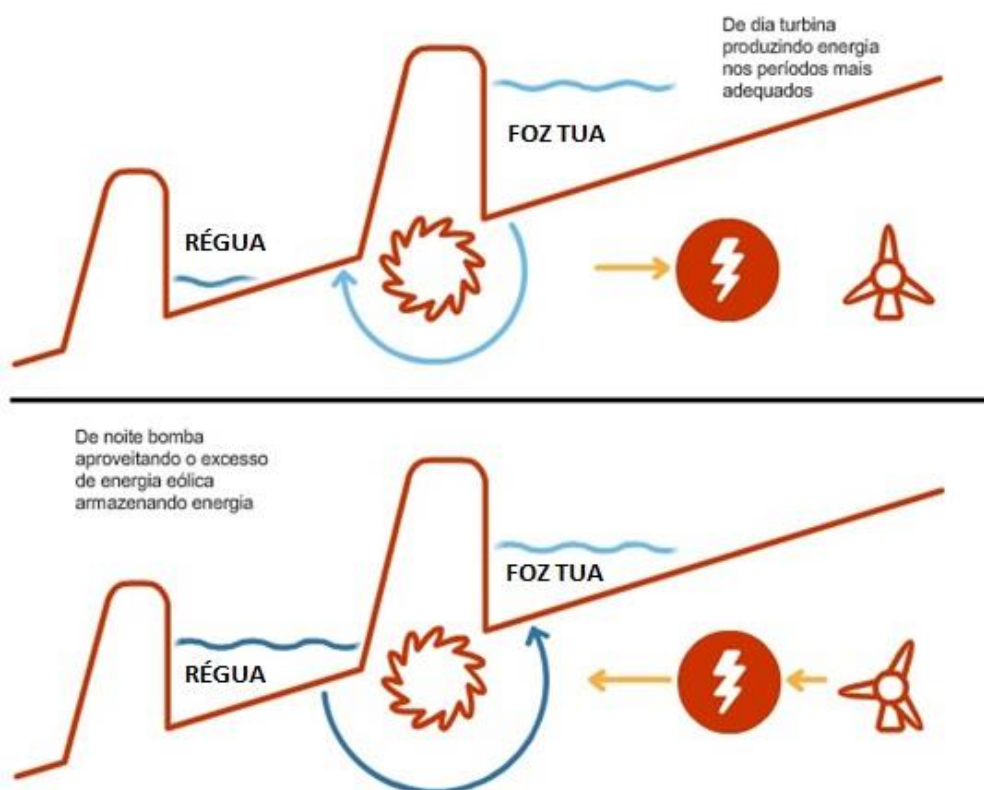


Figura 3.2 - Exemplo do princípio de funcionamento de uma central reversível, com modo turbinamento em cima e modo de bombagem em baixo [43].

3.3 - Planta Geral do Aproveitamento

Na planta geral do AHFT encontram-se vários componentes que podem ser observados na figura 3.3:



Figura 3.3 - Planta Geral do AHFT [33].

Resumidamente, o AHFT é constituído por uma barragem em abóbada de dupla curvatura (limitando a albufeira de montante da albufeira de jusante), que dispõe de um descarregador de cheias inserido no corpo da barragem, controlado por comportas e atravessado por uma descarga de fundo assim como um dispositivo de libertação do caudal ecológico, que separa a albufeira a montante da albufeira a jusante.

Na margem direita, encontra-se um circuito hidráulico subterrâneo com túneis independentes para cada grupo gerador que terminam na central hidroelétrica a jusante da barragem.

Esta central hidroelétrica é uma central em poço, com dois grupos reversíveis (turbina-bomba e motor-alternador), cuja potência nominal de turbinamento é 262 MW, e o seu edifício de descarga e comando está situado numa plataforma localizada a montante da ponte rodoviária que liga os concelhos de Alijó e Carraceda de Ansiães. Nesta plataforma está situada a subestação exterior, assim como os transformadores e o painel de saída da linha de transporte de 400 kV [45].

Toda a central hidroelétrica estará dotada de dispositivos e autómatos que permitam a condução autónoma controlada remotamente a partir do Centro de Telecomando da Régua,

como vem sendo hábito atualmente nos aproveitamentos hidroelétricos explorados pela EDP, salvo algumas mini-hídricas que são controladas localmente ou têm arranque autónomo graças à regulação por nível.

Entre outras coisas, o Centro de Telecomando da Régua é responsável pelo controlo de grupos geradores e das comportas dos órgãos de segurança hidráulica, os descarregadores de cheias.

3.4 - Albufeira

A função da albufeira no AHFT é o armazenamento de água para depois ser turbinada à medida das necessidades, essencialmente no que concerne à produção de energia elétrica.

O enchimento pode ser efetuado através das águas das chuvas e também recorrendo ao processo de bombagem. O volume total desta albufeira situa-se nos 106 hm³ no Nível de Pleno Armazenamento (NPA) e uma capacidade de armazenamento útil de 66 hm³. O Nível Mínimo Extraordinário (NmE) corresponde a uma cota inferior ao Nível Mínimo de Exploração (Nme) que corresponde ao volume de emergência para garantia de alimentação, em períodos críticos de satisfação de consumos, do escalão do AHFT e dos 3 aproveitamentos a jusante de Foz Tua (Crestuma, Régua e Carrapatelo).

Na tabela 3.1, pode-se analisar as principais características técnicas da albufeira [45]:

Tabela 3.1 - Características Técnicas da Albufeira do AHFT [45].

Albufeira	
Nível de Pleno Armazenamento (NPA)	(170)
Nível de Máxima Cheia (NMC)	(171)
Nível Mínimo de Exploração (Nme)	(167)
Nível Mínimo Extraordinário (NmE)	(162)
Volume Total NPA	106 hm ³
Volume Total NMC	110 hm ³
Volume Útil Nme	10 hm ³
Volume Útil NmE	28 hm ³
Área Inundada NPA	421 ha
Área Inundada NMC	436 ha

3.5 - Barragem

A barreira do escalão de montante do AHFT é a barreira artificial que permite a retenção de grandes volumes de água tanto na albufeira de montante como na albufeira de jusante. Torna-se portanto imperativa que esta localização seja bem estudada pois este factor é determinante para garantir a estanqueidade da obra e a sua fundação e permite resistir de forma eficaz à pressão da água retida.

Na escolha do local foram tomados em consideração diversos factores de ordem técnica e ambiental, assim como económica, incluindo o tipo de barragem que irá ser utilizado neste projeto. A decisão final pendeu para uma localização intermédia entre o “local de montante” e o “local de jusante” por se considerar “mais conveniente, tanto em termos morfológicos como em termos das condições geotécnicas e das profundidades expectáveis de fundação da barragem” [46].

A opção pelo tipo de barragem foi pela barragem em abóboda de dupla curvatura em betão justificada pelos menores custos de investimento e pela sua integração mais elegante na paisagem e na envolvente ambiental, existindo também menores riscos a nível geológico.

Com uma altura máxima de 108 metros, medidos entre o ponto mais baixo da fundação e o coroamento, e desenvolvimento de 275 m e uma espessura de 5 m. Na parte central do coroamento situa-se o descarregador de cheias de superfície equipado com 4 comportas, de 15,7 m de largura cada uma [45].

Na figura 3.4, pode-se ver a planta da barragem do AHFT:

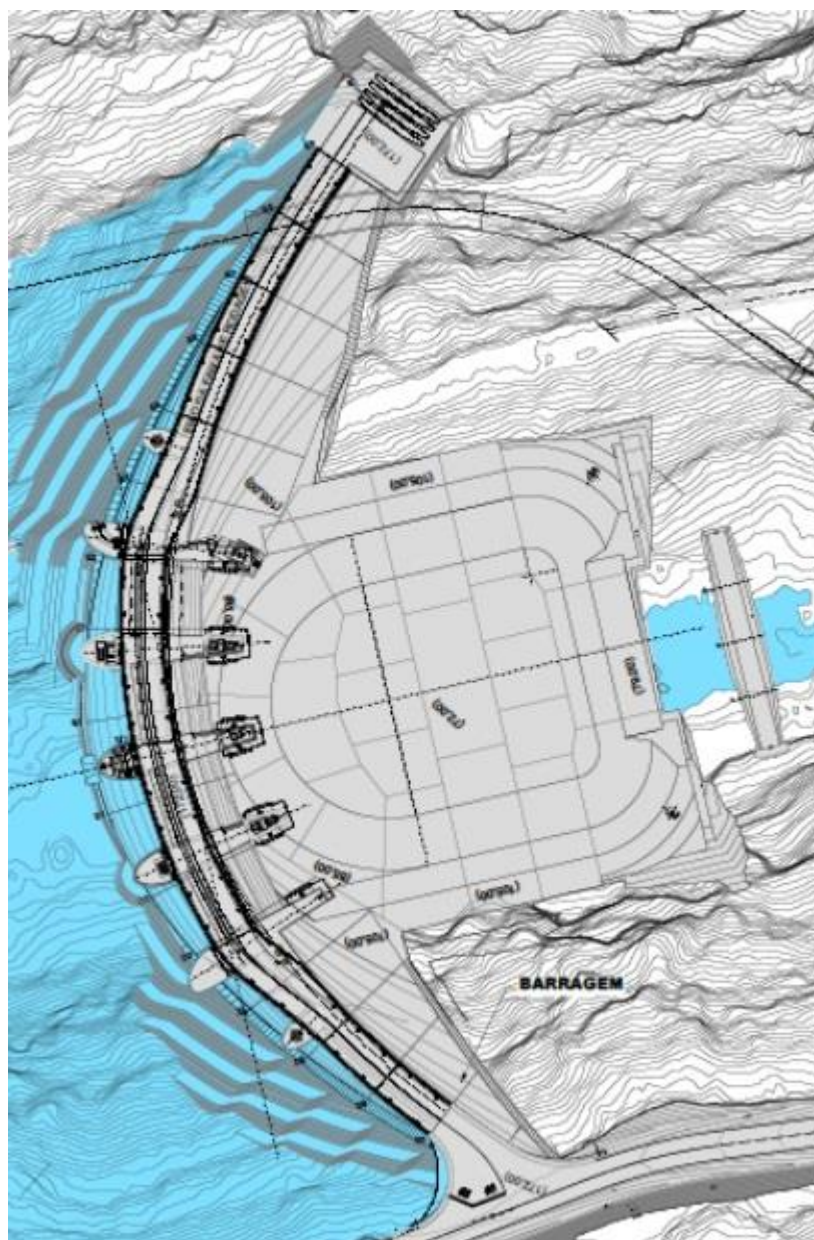


Figura 3.4 - Planta geral da barragem do AHFT [47].

No coroamento da barragem, irá ser construído um atravessamento rodoviário do Rio Tua, acessível pela margem direita através de um troço que liga à EN212 que também irá ser construído. Esta barragem ainda terá uma instalação para bombagem e também uma rede de

tubagem necessária para garantir a evacuação de águas provenientes de infiltrações coletadas a partir da galeria geral de drenagem [45]. As características técnicas da barragem do AHFT estão discriminadas na tabela 3.2:

Tabela 3.2 - Características técnicas da barragem do AHFT [45].

Barragem	
Tipo de Estrutura	Abóbada em Dupla Curvatura
Material	Betão
Características	
Cota de Coroamento	(172)
Altura Máxima acima da Fundação	108 m
Desenvolvimento do Coroamento	275 m
Espessura do Coroamento	5 m
Espessura na Base da Consola de Fecho	22 m
Espessura Máxima nas Nascentes do Arco	32 m
Volume de Betão	316 900 m ³

3.6 - Órgãos de Segurança

Estes equipamentos visam assegurar o bom funcionamento do aproveitamento hidroelétrico e fazer a regulação do nível de água na albufeira, quer em condições normais de exploração quer em situações de emergência.

3.6.1 - Descarregador de Cheias

A principal função deste órgão de segurança é esvaziar parcialmente a albufeira a montante quando existir uma situação de caudais afluentes excedentários, subindo o nível de água acima do Nível Máximo de Cheia. A capacidade máxima de vazão é 5500 m³/s sob o NMC e possui uma estrutura descarregadora propriamente dita, funcionando com superfície livre, e uma estrutura de dissipação de energia de impacte. Na figura 3.5 vê-se uma imagem do perfil longitudinal do descarregador de cheias:

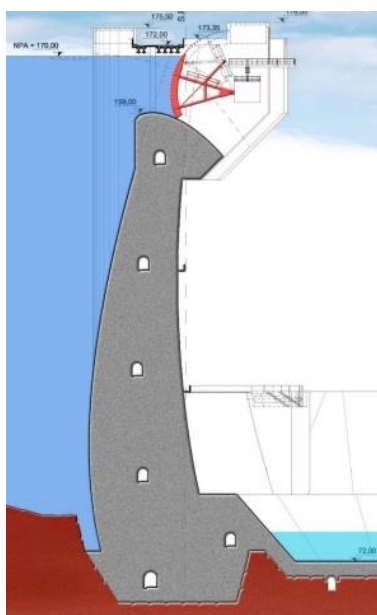


Figura 3.5 - Descarregador de cheias do AHFT (Corte transversal) [33].

A estrutura descarregadora, situada ao centro do corpo da barragem, é constituída por 4 portadas iguais, cada uma com 15,7 m de largura, divididas por colunas aerodinâmicas com 7,7 m de espessura. Os pilares têm a função de apoiar os munhões de comportas e vigas do viaduto que liga ao coroamento da barragem. Em cada portada existe uma soleira descarregadora frontal com perfil WES (*Waterways Experiment System*) [45].

As portadas do descarregador estão equipadas com dispositivos de obturação e regulação do caudal de modo a poderem fazer o controlo do escoamento.

Haverá também um grupo diesel-elétrico no topo de jusante do pilar central, que entrará em funcionamento caso seja necessário assegurar a alimentação aos órgãos de segurança hidráulica em situações de emergência.

Quando for necessário efetuar trabalhos de manutenção e reparação das comportas segmento, a comporta ensecadeira do tipo corrediça é que irá permitir a sua realização.

Por isto mesmo, as quatro portadas do descarregador estão equipadas por comportas ensecadeiras.

A restituição é feita em jato livre, diretamente da soleira descarregadora, dissipando os jatos descarregados ainda no ar, por amortecimento do colchão de água devido aos níveis de jusante e também pelo próprio impacte na estrutura de dissipação, que é constituída por uma bacia de receção no leito do rio, em betão.

Em baixo encontra-se a tabela 3.3, onde se pode analisar com mais cuidado as características técnicas deste órgão de segurança [45]:

Tabela 3.3 - Características técnicas do descarregador de cheias [45].

DESCARREGADOR DE CHEIAS	
Tipo	Lâmina livre sobre coroamento da barragem (c/ bacia de dissipação)
Caudal de Dimensionamento	5500 m ³ /s
Estrutura Descarregadora	
Número de vãos	4
Largura de cada vão	15,7 m
Cota da crista da soleira	(159)
Bacia de Dissipação	
Largura	50 m / 84 m
Comprimento	95 m
Cota da Soleira	(72)
Cota do coroamento dos muros laterais	(105)
Comportas de serviço	
Número	4
Tipo	Segmento
Dimensões (l x h)	15,7 m x 12,7 m
Carga hidrostática máxima na soleira	13,2 m.c.a.
Órgãos de Manobra	2 servomotores
Comporta Ensecadeira	
Número	1
Tipo	Corrediça
Dimensões (l x h)	15,7 m x 11,5 m
Carga hidrostática máxima na soleira	11,0 m.c.a.
Órgãos de Manobra	Grua Móvel

3.6.2 - Descarga de Fundo

Tal como o descarregador de cheias, as funções da descarga de fundo também passam pelo esvaziamento da albufera a montante e controlar o seu primeiro enchimento. Mas, a descarga de fundo é utilizada em manobras programadas e situações normais de operação enquanto que o descarregador de cheias é utilizado em manobras de emergência. Se a cota atingir o Nível mínimo de exploração (Nme), os grupos geradores não conseguem efetuar o esvaziamento, sendo necessário recorrer à descarga de fundo.

A capacidade máxima de vazão da descarga de fundo é $200 \text{ m}^3/\text{s}$ e o circuito hidráulico percorre o corpo da barragem na prumada do pilar situado no centro da zona descarregadora [45].

Grande parte dos 26 m do circuito hidráulico é horizontal, havendo um ligeiro declive na parte terminal do mesmo. Os dispositivos de obturação são constituídos por duas comportas, uma a montante, de segurança, e outra a jusante, a comporta de serviço.

Na figura 3.6 pode-se ver uma imagem do perfil longitudinal da descarga de fundo:

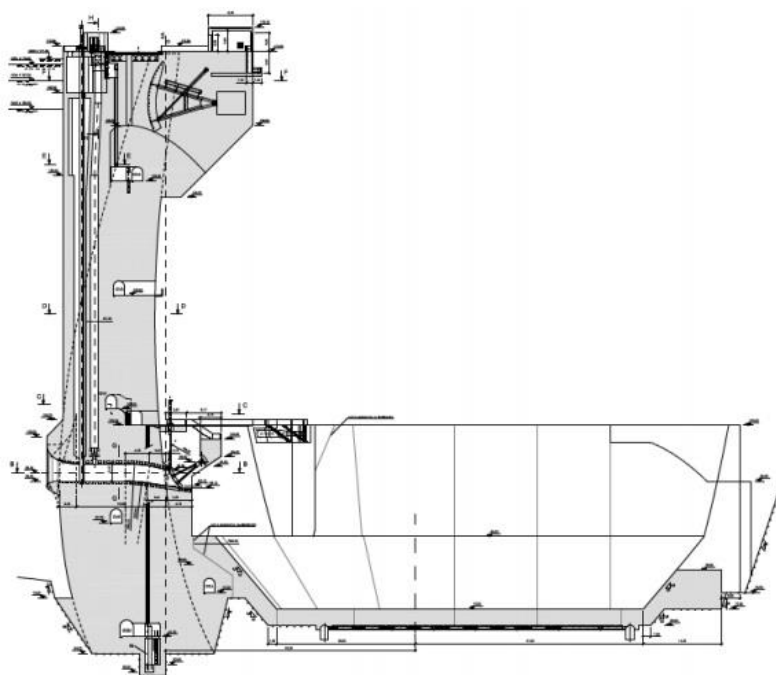


Figura 3.6 - Perfil longitudinal da descarga de fundo do AHFT [74].

Consegue-se observar na imagem o declive no circuito hidráulico e a orientação vertical da comporta de segurança a montante, na secção terminal do bocal de entrada.

Também é claramente visível o servomotor que acciona a comporta de serviço a montante.

Na tabela 3.4, pode-se analisar em pormenor as características da descarga de fundo do AHFT:

Tabela 3.4 - Características técnicas da descarga de fundo do AHFT [45].

Descarga de Fundo	
Tipo	Galeria blindada que atravessa o corpo da barragem
Caudal de Dimensionamento	200 m ³ /s
Comporta de Segurança	
Número	1
Tipo	Vagão
Dimensões da secção a obturar (l x h)	2,1 m x 3,1 m
Carga hidrostática máxima na soleira	76 m.c.a.
Órgão de manobra	Servomotor
Comporta de Serviço	
Número	1
Tipo	Segmento
Dimensões da secção a obturar (l x h)	2,1 m x 3,8 m
Carga hidrostática máxima na soleira	77,26 m.c.a.
Órgão de manobra	Servomotor
Blindagem	
Número	1
Dimensões da secção corrente (l x h)	2,1 m x 3,1 m
Comprimento Total	24 m
Carga hidrostática máxima no eixo	74,5 m.c.a.

3.6.3 - Dispositivo de caudal ecológico

A função deste órgão de segurança hidráulico consiste em minimizar as alterações negativas nos ecossistemas a jusante da barragem ao nível do regime natural de caudais. Portanto, este dispositivo garante um regime de caudais que procura recriar, na medida do possível, o comportamento do rio antes da construção da barragem.

O dimensionamento do dispositivo de caudal ecológico foi projetado de forma a possibilitar caudais com um vazão entre 0,5 m³/s e 10 m³/s, com a tomada de água à cota (158) para garantir uma qualidade adequada de água a libertar. O valor de 10 m³/s é resultado de estudos levados a cabo pela Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro (UTAD), valor que é considerado conservativo. No entanto, como continuará a ser feita a monitorização no troço entre a barragem e a restituição, o regime de caudal mais indicado ainda está sujeito a possíveis ajustes [45]. Na figura 3.7 vê-se uma imagem do perfil longitudinal do dispositivo de caudal ecológico:

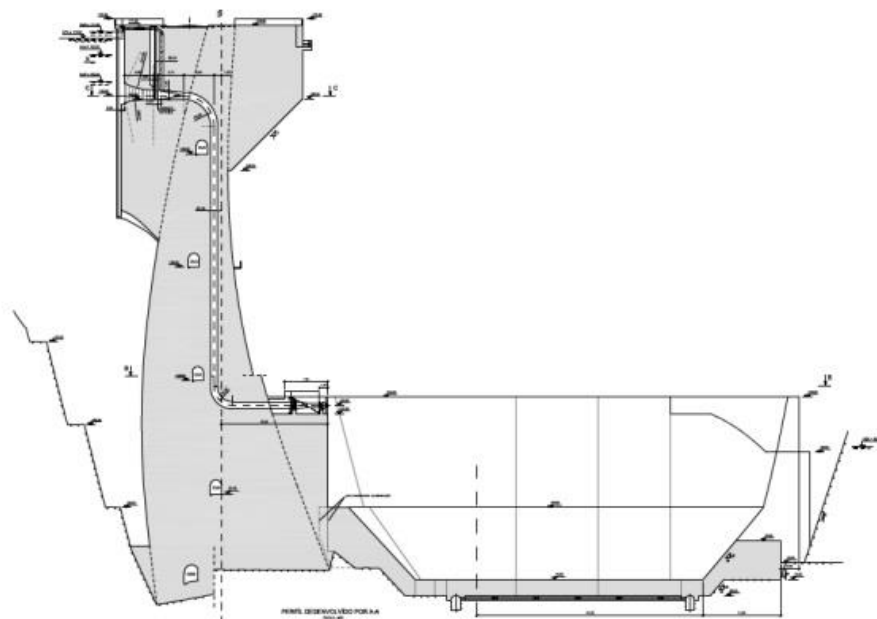


Figura 3.7 - Perfil Longitudinal do dispositivo de caudal ecológico [47].

Como é possível ver na imagem acima, o circuito hidráulico divide-se em três secções, um troço inicial com o eixo horizontal à cota (159,5), um troço final cujo eixo horizontal está à cota (103,5), o troço intermédio percorre o corpo da barragem na vertical até à cota do troço final.

Na parte terminal da conduta hidráulica, estão instaladas duas válvulas, em que uma é usada para regulação e dispersão do caudal ecológico e outra atua como válvula de segurança da primeira.

Os trabalhos de manutenção e reparação das válvulas serão feitos com a ajuda de comportas ensecadeiras tipo corrediça, tal como nos descarregamentos de cheias. Na tabela 3.5 estão discriminadas as características do dispositivo de caudal ecológico do aproveitamento:

Tabela 3.5 - Características do Dispositivo de Caudal Ecológico do AHFT [45].

Dispositivo de Caudal Ecológico	
Tipo	Conduta inserida na barragem
Caudal de dimensionamento	0,5 m ³ /s a 10 m ³ /s
Grades	
Número	1
Tipo	Móvel
Área total por grade	2,5 m x 4 m
Carga de cálculo	3 t/m ²
Órgão de manobra	Grua móvel
Comporta Ensecadeira	
Número	1
Tipo	Corrediça
Dimensões da secção a obturar (l x h)	1,5 m x 1,7 m
Carga hidrostática máxima	11,2 m.c.a.
Órgão de manobra	Grua móvel
Válvula de Segurança	
Número	1
Tipo	Borboleta

Dimensão (diâmetro)	1,3 m
Carga hidrostática máxima	67,5 m.c.a.
Orgão de manobra	Servomotor
Válvula de Serviço	
Número	1
Tipo	Dispersora (cone fixo)
Dimensão (diâmetro)	0,8 m
Carga hidrostática máxima	67,5 m.c.a.
Orgão de manobra	Servomotor (2)
Tubagem	
Número	1
Dimensão da secção corrente	1,3 m
Comprimento Total	79 m

3.7 - Circuitos Hidráulicos

O circuito hidráulico é constituído por um túnel de adução, uma tomada de água e uma estrutura de restituição.

Quanto o aproveitamento está em modo de turbinamento, a água retida a montante é conduzida pelo circuito hidráulico, entra na tomada de água, percorrendo o tunel de adução e desembocando na turbina onde é utilizada para se transformar em energia elétrica. Após a água ser turbinada, segue para a albufeira de jusante pela restituição.

Quanto o grupo está em modo de bombagem, a água percorre o sentido inverso, passando a tomada de água a ser a restituição, invertendo-se a direção do escoamento, com a restituição a ser feita na tomada de água.

Os dois circuitos hidráulicos subterrâneos foram implantados na margem direita do rio, sendo totalmente independentes na alimentação do seu grupo gerador. Isto permitiu que tenham ficado totalmente independentes e afastados das obras da barragem e da bacia de dissipação do descarregador de cheias. Na figura 3.8 vê-se um plano de corte longitudinal do circuito hidráulico do AHFT:

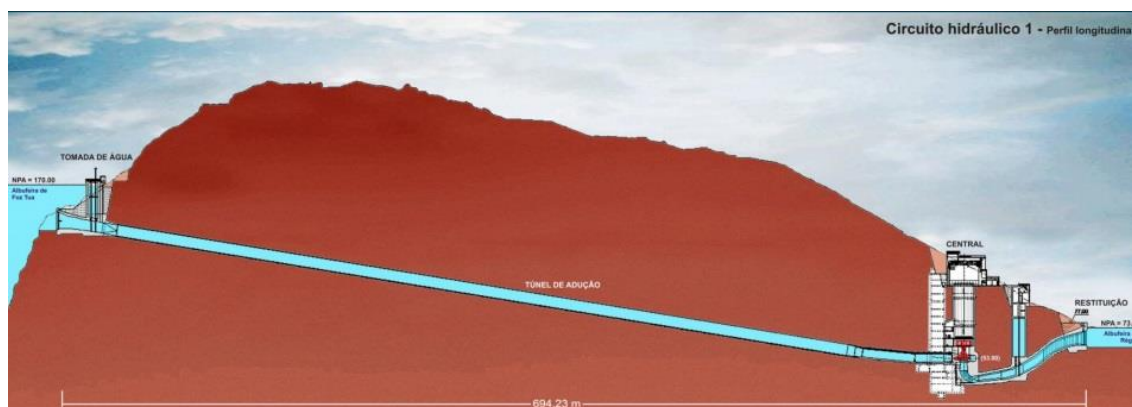


Figura 3.8 - Perfil Longitudinal do circuito hidráulico do AHFT [39].

Como é possível observar na imagem, com o lado montante do lado direito, vemos a tomada de água e o respetivo bocal de entrada, torre e poço de comportas, o longo túnel de adução constituído por uma secção circular em betão armado e um declive constante que diminui ao chegar à central, e a estrutura de restituição, constituído pelo tubo de aspiração da turbina, um túnel de pequeno desenvolvimento, a torre e as comportas que antecedem a restituição e o seu bocal de saída.

3.7.1 - Restituição

Esta estrutura é responsável pela restituição dos caudais turbinados na albufeira de jusante (modo de turbinamento). A restituição funciona como uma tomada de água no modo de bombagem como já foi explicado antes. O local onde é feita a restituição de caudais é na albufeira de montante do escalão seguinte, a Régua, cerca de 500 m a jusante da barragem e 600 m a montante da confluência com o Rio Douro.

Como existem dois circuitos hidráulicos para cada grupo gerador, existem duas estruturas de restituição que estão interligadas à cota da cobertura e à cota do bocal de saída [45]. Na figura 3.9 pode-se observar uma imagem do perfil longitudinal de restituição do grupo hidráulico:

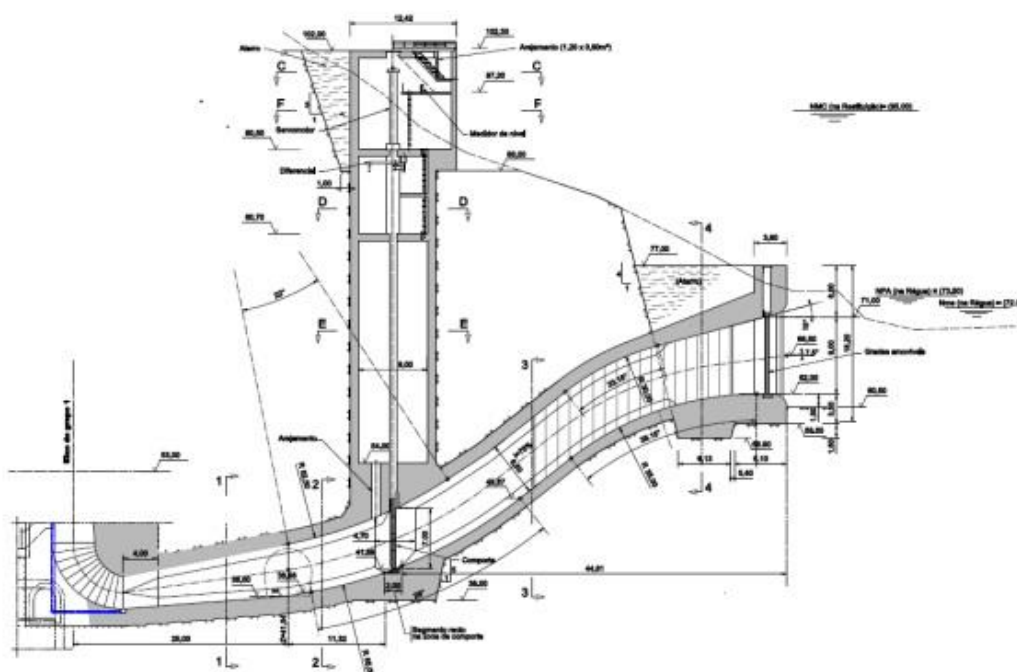


Figura 3.9 - Perfil longitudinal da restituição do grupo hidráulico [47].

Em cada estrutura existe um túnel escavado no maciço rochoso da margem direita, a torre da comporta e um bocal de saída para o Tua, que começa no final do túnel de aspiração da turbina-bomba. Este túnel, com secção retangular e revestido a betão, faz a transição com o bocal de saída da estrutura de restituição.

Este bocal de saída tem a sua soleira à cota (62,0), que está abaixo do Nme, e encontra-se dividido em três vãos iguais, com dois pilares que os separam e orientam o escoamento da água.

Tal como noutros equipamentos, esta estrutura está dotada de comportas ensecadeiras para proceder a operações de inspeção e manutenção, e como proteção por jusante dos grupos geradores [45]. Em baixo pode-se consultar as tabelas 3.6 e 3.7 que discriminam, respetivamente, as características dos túneis de restituição, e da sua estrutura:

Tabela 3.6 - Características técnicas dos túneis de restituição [45].

Túneis de Restituição	
Cota da soleira de saída	(62,0)
Extensão (Grupo 1 / Grupo 2)	83 m / 103 m

Tabela 3.7 - Características técnicas da Estrutura de Restituição [45].

Estrutura de Restituição	
Comportas ensecadeiras	
Número	2
Tipo	Vagão
Dimensões da secção a obturar (l x h)	5,8 x 7,0 m ²
Carga Hidrostática Máxima na soleira	53,3 m.c.a.
Orgão de manobra	Servomotor
Grades	
Número	2
Tipo	Corrediça
Área Total de cada grade	164,7 m ²
Carga de cálculo	30 kPa
Orgão de manobra	Grua móvel

Na fase de estudo do aproveitamento, quando se estudou a instalação de grupos reversíveis e também a restituição na parte final do rio Tua, concluiu-se que existia a necessidade de rebaixar e regularizar o leito do rio entre a restituição do AHFT e a confluência com o rio Douro, de modo a garantir a operação adequada do sistema do ponto de vista hidráulico. Nesse sentido, foi feito um canal a jusante onde se teve em especial atenção o funcionamento em bombagem e as perdas de energia por atrito ao escoamento.

3.8 - Central Hidroelétrica

A central hidroelétrica é o órgão de exploração onde se encontram os dois grupos geradores (constituídos por alternador-motor e turbina-bomba), instalados em dois poços subterrâneos independentes, cobertos por um edifício onde é feita a descarga, montagem e movimentação dos equipamentos e também as instalações do centro de comando da central.

No início da concepção do projeto, este empreendimento gerou bastante controvérsia devido ao impacto causado no património ambiental da região, visto que a região do Alto Douro Vinhateiro é, neste momento, Património Mundial da UNESCO. De modo a valorizar o projeto e mitigar o impacto do mesmo e numa perspetiva de promoção do desenvolvimento regional, recorreu-se a um arquiteto português de renome internacional, Eduardo Souto Moura, vencedor do prestigiado prémio Pritzker em 2011 que refez o projeto totalmente onde a ideia passou por enterrar os edifícios que ficavam à superfície no plano original, por baixo de uma plataforma situada junto à ponte Edgar Cardoso.



Figura 3.10 - Antevsão do aspeto final da central hidroelétrica [48]

O novo projeto da central emprega a tipologia de átrio de descarga e montagem enterrado e separa o que estava planeado inicialmente em dois edifícios, também estes enterrados, em cotas diferentes.

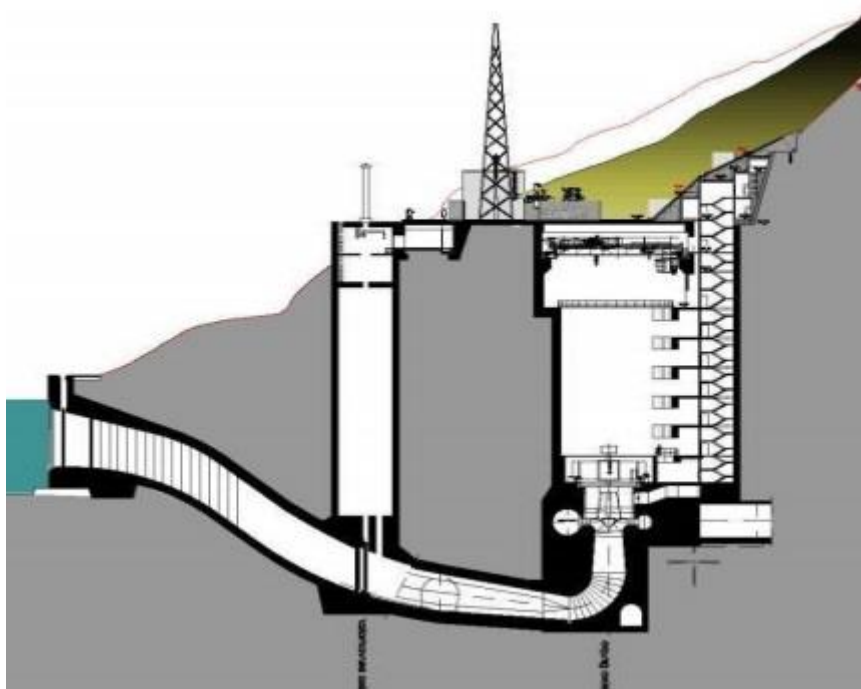


Figura 3.11 - Corte transversal da central hidroelétrica do AHFT [39].

Observando a figura 3.4, é visível um edifício de apoio de montante, associado ao átrio de montagem e que se encontra na base da encosta à cota da plataforma. E é possível ver o edifício de apoio de jusante, 4 metros abaixo, que será construído num plano frontal e com vista para o rio, situado exactamente a montante dos poços das comportas da restituição [48].

Os poços onde foram instalados os grupos geradores estão inseridos no edifício de apoio de montante, entre a cota do átrio de montagem (88,00) e a cota do piso do alternador (58,70).

De secção circular, e diâmetro interior de 16,1 m, desenvolvem-se ao longo de 52m de profundidade e ainda há um alargamento do lado de montante para a criação de pisos técnicos percorrendo os poços, onde estão situados os equipamentos auxiliares dos grupos geradores.

Na zona inferior dos poços estão projetadas áreas extra para a instalação dos equipamentos, a montagem das espirais e os tubos de aspiração dos geradores, assim como o poço de esgoto e por último, a drenagem da instalação.

3.8.1 - Grupos Geradores

Os dois grupos a instalar na central hidroelétrica do AHFT são grupos reversíveis e de eixo vertical, sendo cada um deles constituído por uma turbina-bomba e por um alternador-motor síncrono.

O rotor do alternador-motor está diretamente acoplado por uma linha de veios à turbina-bomba. Desta forma, pretende-se reduzir a altura máxima do grupo e, simultaneamente, obter um conjunto rígido e bem equilibrado.

Estes grupos têm dois modos de funcionamento distintos: turbinamento e bombagem. Assim, consegue-se alternar o modo de funcionamento, alterando o sentido de escoamento alterando o sentido de rotação da turbina.

Quando o grupo está a turbinar, este é responsável por transformar a energia hidráulica em mecânica (turbina) e de energia mecânica em elétrica (alternador); no modo de bombagem, ocorre o inverso, o motor transforma energia elétrica em mecânica e a bomba transforma energia mecânica em energia hidráulica.

No modo bombagem, o motor não consegue arrancar do repouso sem ser auxiliado por um sistema de arranque. Para possibilitar um arranque simultâneo dos dois grupos garantindo uma boa fiabilidade no arranque, o processo mais indicado será o arranque de um dos grupos com a roda desafogada, usando um conversor estático de frequência. Para alternar entre modos de funcionamento, também é necessário recorrer ao sistema de desafogamento da roda. Na figura 3.12 pode-se ver o perfil longitudinal do gerador G1 [29]:

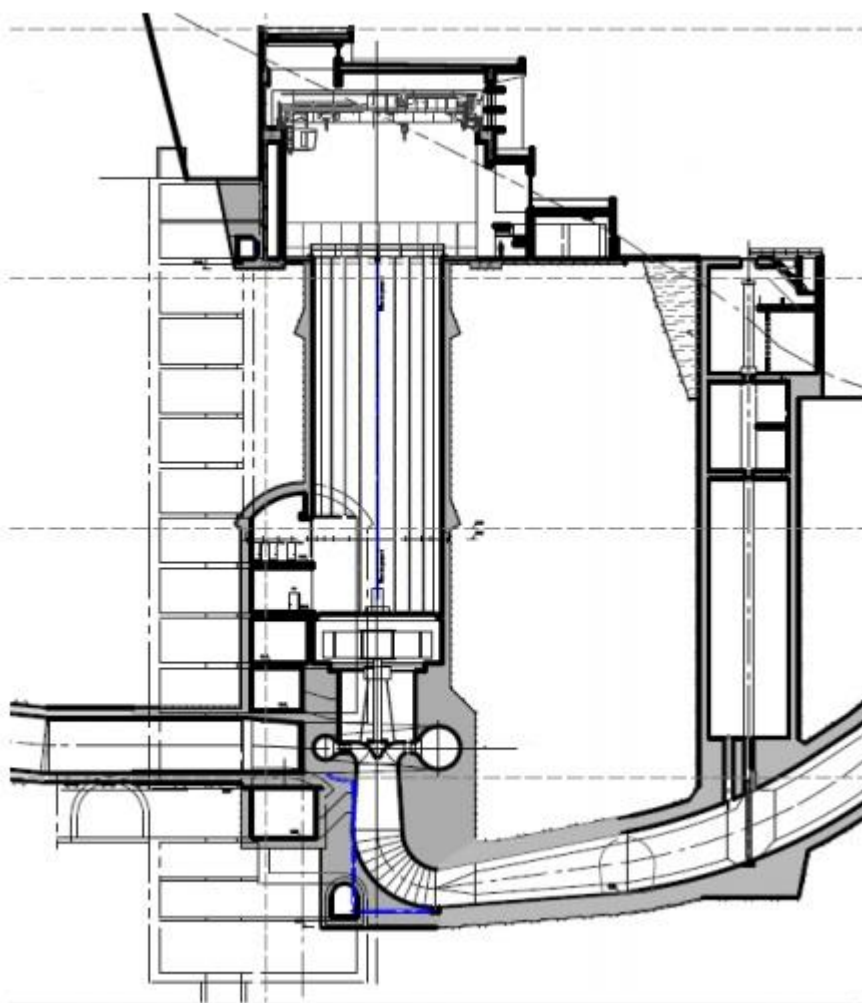


Figura 3.12 - Perfil Longitudinal do grupo gerador G1 [29].

Os grupos geradores dispõem ainda de um sistema de excitação constituído por um regulador de tensão, e um regulador de velocidade. Podem também ser explorados em regime de compensação síncrona, embora não se admita a exploração em rede isolada ou como reserva girante.

Cada grupo tem um caudal nominal de turbinamento de 155 m³/s e em bombagem é de 124 m³/s. A potência unitária foi fixa em 150MVA e a tensão de produção prevista à saída do alternador é de 15 kV.

3.8.1.1 - Turbinas/Bomba

As turbinas-bomba que serão instaladas irão ser do tipo Francis reversível, com eixo vertical diretamente acoplado ao alternador colocado sobre a turbina. A função deste equipamento é transformar a energia hidráulica em energia mecânica (turbinamento) e transformar energia mecânica em energia hidráulica (bombagem). A pressão da água é que faz girar as pás da turbina e produz energia mecânica no veio desta.

O dimensionamento deste equipamento não está ao encargo dos projetistas da central hidroelétrica, cuja função é definir a disposição geral e especificar as características do seu funcionamento e de construção. Estas características são essencialmente retiradas dos níveis de exploração das suas albufeiras e das perdas de cargas dos circuitos hidráulicos já conhecidas, e também das quedas e alturas estáticas de funcionamento do aproveitamento.

Para o caso do AHFT, pode-se ver as condições na tabela 3.8:

Tabela 3.8 - Condições Hidráulicas de Exploração [45].

Quedas/Alturas Estáticas	
Queda/altura máxima	98 m
Queda/altura de dimensionamento	96 m
Queda estática mínima	88,5 m

O valor da queda/altura de dimensionamento foi calculado entre os níveis de dimensionamento admitidos para as albufeiras de Foz Tua e da Régua, a montante e jusante respetivamente.

No dimensionamento da albufeira do AHFT, ficou definido a cota para o NPA a (170,0) e (169,0) para o nível nominal. No dimensionamento da albufeira da Régua, estes valores foram (73,5) e (73,0) para o NPA e nível nominal de dimensionamento [45].

Para esse valor, optou-se pela utilização de turbinas Francis reversíveis, visto que as turbinas Francis convencionais foram desenhadas de uma forma que as torna pouco eficazes como propulsores de água, podendo haver fluxos instáveis no modo de bombagem que poderiam levar a avarias no rotor da turbina [49].

Considerando as perdas de carga no circuito hidráulico, a potência nominal de cada turbina é dada por (3.1).

$$P = 9,8 \cdot Q \cdot (H - \Delta h) \cdot \mu \quad (3.1)$$

Onde:

P - Potência Nominal (MW)

Q - Caudal Nominal de Turbinamento [m^3/s]

H - Queda Estática Nominal [m]

Δh - Perdas de carga [m]

μ - Rendimento Hidráulico [%]

Embora as turbinas-bomba sejam dimensionadas para a potência nominal, visto que é quando obtêm maiores rendimentos, a potência gerada depende da queda e do caudal turbinado.

Os caudais turbinados dependem da queda, de uma forma não linear, e o volume armazenado na albufeira também influencia a queda não linearmente. O que isto provoca é uma situação em que quanto mais próximo o nível de água armazenado estiver do Nme, menor será a queda e, por consequência, menor será o caudal a turbinar que, em última instância deixa os grupos geradores a funcionar a uma potência inferior à nominal. Caso o nível de água da albufeira for superior ao NMC, a água terá que ser descarregada pelo descarregador de cheias, e não será turbinada.

Pode-se ver na tabela abaixo as características dos modos de operação das Turbinas-bomba:

Tabela 3.9 - Características dos modos de operação das turbinas-bomba do AHFT [45].

Turbinas-bomba	
Funcionamento em Turbina	
Queda Estática de Funcionamento	96 m
Caudal Total	310 m^3/s
Caudal Unitário Nominal	155 m^3/s
Queda Útil Nominal	93,6 m
Potência Unitária Nominal	131,3 MW
Potência Unitária Máxima	136,9 MW
Funcionamento em Bomba	
Altura Estática Nominal	96,0 m
Caudal Total	248 m^3/s
Caudal Unitário	124 m^3/s
Altura Total de Elevação	97,2 m
Potência Absorvida	126,24 MW
Potência Máxima Absorvida	131,8 MW

Há ainda um parâmetro que possibilita agrupar turbinas e bombas, estudar o seu funcionamento em grandes grupos e classificar essas máquinas hidráulicas, denominado velocidade de rotação específica (ns).

Considerando a velocidade de rotação de cada turbina-bomba ($n = 166,67$ r.p.m.), o caudal nominal Q e a queda estática H, usando os valores da Tabela 3.9, obtém-se uma velocidade de rotação específica de 68 r.p.m. e que pode ser calculada através da equação (3.2):

$$n_s = \frac{n \sqrt{Q}}{H^{3/4}} \quad (3.2)$$

Este tipo de turbina trabalha imersa e é denominada turbina de reação pois o escoamento da zona da roda é processado a uma pressão inferior à pressão do ar [41].

Como foi dito anteriormente, como estas turbinas são reversíveis podem trabalhar no modo de turbinamento e no modo de bombagem.

No modo de turbinamento, a água, à saída da galeria em carga, é encaminhada para a caixa espiral cuja secção diminui progressivamente. No interior da caixa espiral encontram-se o distribuidor, a válvula cilíndrica e o antedistribuidor. O distribuidor regulável é o órgão mecânico responsável por regular o fluxo de água que cai na roda, alterando a orientação das pás, ou seja, permite regular a potência do grupo gerador. Estas pás abrem e fecham seguindo as indicações do regulador de velocidade, e foram desenhadas de modo a ter um rendimento elevado nos dois sentidos de deslocação da água, minimizando as perdas hidráulicas. A válvula cilíndrica responsável pela segurança e isolamento da turbina-bomba a montante está disposta entre o distribuidor e o antedistribuidor. A roda é constituída por pás fixas e encurvadas e inicia a sua rotação no momento em que o distribuidor é aberto e a água é injetada nas pás sob pressão. A água adopta uma direção radial relativamente à roda e sai da turbina por baixo desta, paralelamente ao eixo rotacional, que escoar pelo tubo de aspiração, e em seguida para o canal de saída para a restituição.

No modo de bombagem, o sentido de rotação do veio da turbina é invertido. Antes do arranque em bomba, as pás diretrizes do distribuidor regulável são fechadas, assim como a válvula cilíndrica e é injetado ar comprimido para emergir a zona e permitir que a roda gire no ar, diminuindo as perdas.

No momento do arranque do motor, a turbina inicia o movimento com a roda desafogada e assim que o grupo atinge a velocidade nominal, o ar é libertado e a água começa a imergir novamente a caixa espiral e a roda. Quando a roda estiver parcialmente submersa e o ar tiver sido expelido, a válvula cilíndrica abre-se e orientam-se as pás para iniciar a bombagem propriamente dita [49].

3.8.1.2 - Alternadores - Motores

Os alternadores-motores são máquinas síncronas trifásicas, de eixo vertical e com uma potência nominal de 150 MVA, potência esta que foi escolhida tendo em conta a intenção de usar grupos reversíveis e admitindo um fator de potência de 0,9 e um rendimento de 98,6%. A tensão estipulada é de 15 kV e a frequência de rede de 50 Hz.

Estas máquinas podem funcionar como alternador ou motor, consoante o modo de funcionamento necessário na exploração. No modo de turbinamento funciona como alternador, transformando energia mecânica em energia elétrica através do seu rotor e em modo de bombagem funciona como motor, transformando energia elétrica em energia mecânica que é transmitida à bomba através do veio.

Visto que a velocidade de rotação da máquina é baixa (166,67 r.p.m.), será necessário um número elevado de pares de pólos (p) no rotor, que pode ser calculado através da seguinte expressão:

$$p = 60 * \frac{f}{n} \quad (3.3)$$

Assumindo que a frequência é 50 Hz, o número de par de polos será de 18.

É igualmente necessário saber o valor da potência reativa gerada (Q_g) pela máquina síncrona quando esta funciona à velocidade nominal. Então, sabendo o valor da potência unitária e o fator de potência, consegue-se saber a potência reativa por intermédio da equação (3.5), que é 65,38 Mvar. Também foi calculada a potência ativa, utilizando a equação (3.4), cujo valor é 135 MW, próximo dos 131,3 MW retirados dos dados fornecidos pela EDP.

$$P_g = S_n * \cos \varphi \quad (3.4)$$

$$Q_g = S_n * \sin \varphi \quad (3.5)$$

A potência ativa caracteriza o valor médio da potência instantânea e é a responsável por produzir trabalho, ou seja, energia elétrica para a rede, num certo intervalo temporal. Ao contrário, a potência reativa não produz trabalho e caracteriza-se por representar o desfasamento entre a tensão e corrente, por fase, resultante da variação de energia elétrica armazenada nos elementos indutivos ou capacitivos da carga. Dado o seu caráter, a potência reativa deve ser minimizada porque eleva a corrente em circulação nos elementos do sistema, implicando uma necessidade de sobredimensionamento deste, o que acarreta mais custos e eventuais complicações nas soluções a adotar. Uma forma de diminuir a presença de potência reativa passa por utilizar alternadores, visto que estes produzem ou consomem potência reativa mediante o valor da corrente de excitação. Caso o alternador esteja sobre-excitado irá gerar potência, e o contrário acontece caso esteja sub-excitado [42].

3.8.2 - Sistema de Desafogamento da Roda

Este sistema porque que a roda da turbina gire no ar durante o arranque da bomba, que tem o efeito de reduzir consideravelmente a potência do conversor estático de frequência (só é necessária 5% da potência do alternador). Injeta-se ar comprimido na zona da roda Francis, emergindo-a de forma a girar no ar, diminuindo as perdas comparando com uma situação em que a roda estivesse imersa.

Cada grupo gerador tem o seu sistema de desafogamento, que é constituído por uma instalação para gerar e armazenar ar comprimido, situados no piso dedicado ao equipamento de desafogamento. Este equipamento é também usado quando o grupo funciona em regime de compensação síncrona.

3.8.3 - Sistema de Arranque

Os motores síncronos, devido à sua inércia e da respetiva bomba, não são capazes de arrancar do repouso, sem um sistema auxiliar que o aproxime da velocidade de sincronismo.

Para tal, utiliza-se um conversor estático de frequência, em roda desafogada, que atua em conjunto com a válvula cilíndrica referida anteriormente.

No AHFT será instalado apenas um conversor para os dois grupos geradores, que arrancarão simultaneamente ou sequencialmente conforme for necessário. O conversor escolhido levará o motor a uma velocidade próxima do seu valor nominal e, no momento do paralelo com a rede, o conversor é desligado e o motor passa a ser alimentado exclusivamente pela rede elétrica [15].

Existem outras vantagens que justificam a escolha deste equipamento para o auxílio de arranque dos motores síncronos: o reduzido consumo energético durante o arranque e também, por ser um método de arranque suave que reduz os esforços mecânicos nos componentes ligados ao rotor do motor. Uma outra função do conversor estático passa pela utilização como um travão dinâmico de qualquer dos grupos geradores. Adicionalmente, por ser um sistema estático, implica uma maior fiabilidade e menores necessidades de manutenção [49].

O conversor possui ainda outros equipamentos que fazem a medição e instrumentação, sistemas de proteção e um interface com o sistema que controla a turbina e o sistema de excitação.

3.8.4 - Sistema de Excitação

Um alternador síncrono produz energia elétrica criando um campo magnético no rotor devido à circulação de corrente elétrica em regime DC nos enrolamentos deste. Assim sendo, é necessário um sistema de excitação para a produção da corrente DC.

Cada alternador tem o seu sistema de excitação (THYNE 5), que permite regular diretamente a corrente de excitação de modo a criar um funcionamento estável dos grupos em condições normais de exploração, e com a capacidade de resposta adequada a ligeiras perturbações externas, de forma a manter os alternadores dentro dos limites admissíveis de operação, e no caso de grandes perturbações, restabeleça com celeridade as condições normais de funcionamento. Para manter a tensão do alternador constante, independentemente da carga solicitada, utiliza-se um regulador de tensão em cada grupo gerador.

O sistema de excitação é do tipo estático e possui um regulador de tensão dotado de funções de comando e controlo, como estabilizadores de potência (Power System Stabilizer, PSS).

Estes sistemas são utilizados para minimizar as oscilações de potência no rotor, controlando a sua excitação, de acordo com as exigências do grupo e podem assegurar as seguintes funções:

- Regulação da corrente de excitação;
- Regulação da tensão de produção;
- Estabilizador de potência;
- Sobreexcitação dos grupos geradores quando detetadas quedas bruscas e significativas no valor da tensão de produção, para manter o sincronismo;
- Desexcitação rápida em caso de uma variação negativa abrupta de carga, limitando a sobre-elevação de tensão, mantendo-a dentro dos limites de segurança;

- Elaboração dos valores fixos de referência necessários no arranque em modo de bombagem.

Na figura 3.13 pode-se observar o sistema de excitação dos grupos geradores [51]:

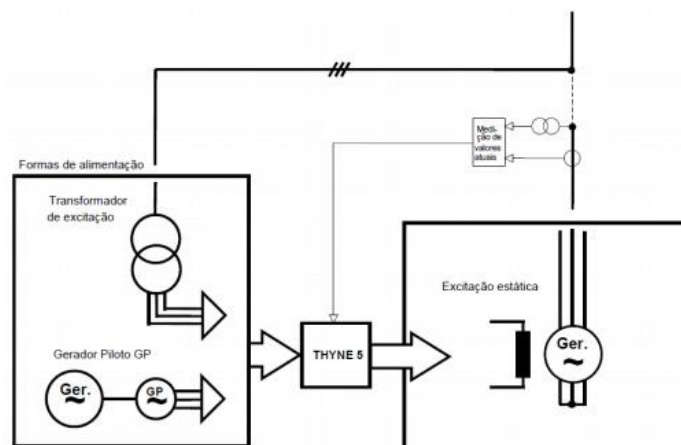


Figura 3.13 - Sistema de Excitação dos grupos geradores [51].

A energia de excitação é obtida por intermédio do transformador de excitação trifásico, que se encontra ligado diretamente ao barramento do alternador que, por sua vez, alimenta a ponte de tiristores existente no interior do sistema de excitação THYNE 5. O regulador de tensão do THYNE 5 deteta os valores atuais de tensão e corrente do barramento de saída do alternador onde a ponte retificadora assegura a retificação e regulação da tensão de saída do alternador, fazendo a alimentação dos enrolamentos do rotor.

Este sistema tem uma configuração com redundância opcional, existindo outra ponte retificadora em paralelo de modo a garantir a continuidade da operação no caso de haver uma falha na ponte principal [51].

A utilização deste sistema de excitação em aproveitamentos hidroelétricos tem vantagens adicionais: permite a redução da resposta da regulação da tensão do alternador e sistema de excitação pois utiliza um sistema de microprocessadores em vez de excitatrizes que podem provocar atrasos na malha de excitação; permite o controlo da temperatura do rotor do alternador por intermédio da capacidade de informar o valor da corrente e da tensão do rotor, em tempo real; permite aumentar a capacidade de controlo de variações de tensão e potência; possibilita a modificação de parâmetros com influência na resposta do sistema com o alternador em operação; facilita a aquisição de dados necessários para uma boa operação do sistema de proteção e supervisão; e, permite realizar operações de manutenção com o alternador em serviço [52].

3.8.5 - Sistema de Regulação de Velocidade

Este sistema permite fazer o equilíbrio entre a potência gerada e a potência consumida pelos grupos geradores, em tempo real, mantendo o sistema em sincronismo, o que é extremamente importante para um bom funcionamento do sistema elétrico.

Também permite a regulação do arranque e paragem automática dos grupos, e o seu comando à distância.

As funções principais desde sistema são as seguintes [53]:

- Regulação da velocidade em vazio;
- Regulação da potência ativa;
- Regulação da abertura do distribuidor;
- Limitar a potência ativa do grupo a um valor pré-estabelecido;
- Limitar a abertura do distribuidor a um valor ajustável.

Será instalado um sistema de regulação de velocidade para cada grupo, do tipo eletro-hidráulico, com regulação PID, estatismos transitório e permanente, e com limitadores.

O sistema é constituído pelos seguintes elementos:

- Regulador eletrônico de velocidade em armário próprio (inserido no quadro de alimentação dos equipamentos de regulação e circulação);
- Instalação de produção de óleo sob pressão;
- Aparelhagem de comando e controlo;
- Órgãos de comando do distribuidor e de válvula cilíndrica;
- Órgãos de comando das válvulas automáticas do sistema de desafoamento;
- Dispositivos de integração e de comunicação com a instalação de comando e controlo da central (DCS).

O regulador eletrônico usa malhas de regulação PID e será do tipo numérico programável e terá a função de receber os valores da tensão e corrente no estator do alternador, o valor da tensão na rede, os comandos e informações das ligações com o centro de comando da central e ainda, garantir as funções de regulação já descritas acima.

Quando o sistema estiver a funcionar em modo de bombagem, o regulador tem a função de controlar a abertura do distribuidor consoante os níveis de montante e jusante. A seleção do modo de regulação, velocidade-potência ou velocidade-abertura do distribuidor, será feita através do quadro de alimentação onde está integrado o armário do regulador de velocidade ou por comando à distância, tendo em atenção que a alteração entre modos de regulação poderá ser efetuada enquanto o grupo se encontra em funcionamento [74].

A instalação de produção de óleo será de alta pressão (160 bar) e constituída por um reservatório que tenha a capacidade de armazenar todo o óleo, assim como um permutador de calor para refrigeração do óleo e toda a aparelhagem necessária em termos de controlo incluindo detetores de presença, sondas de pressão e de indicação do nível do óleo e de temperatura da água, aparelhos de intermitência hidráulica dos grupos e serviços auxiliares de corrente alterna para alimentação e comando dos grupos eletrobomba.

Os órgãos de comando do distribuidor e da válvula cilíndrica dos grupos serão os atuadores eletrohidráulicos, as válvulas de distribuição e as eletroválvulas de comando e segurança.

A instalação DCS tem a função de enviar para o sistema de regulação, indicações do estado do disjuntor do alternador e outras informações essenciais ao seu funcionamento de modo a automatizar as sequências de arranque e paragem para operarem a partir do centro de comando [53].

3.9 - Subestação

A subestação é responsável pela entrega à rede da potência produzida pelos grupos geradores (no modo de turbinamento) e pela recepção de energia da rede para alimentar as

bombas dos grupos geradores (no modo de bombagem), por intermédio da linha AT de 400 kV situada entre a rede e a subestação do AHFT. O traçado da linha ainda não está definido, estando ainda a ser estudada a melhor solução em termos económicos e de operação [54]. Na figura 3.14 pode-se observar o esquema da planta geral da subestação [48]:

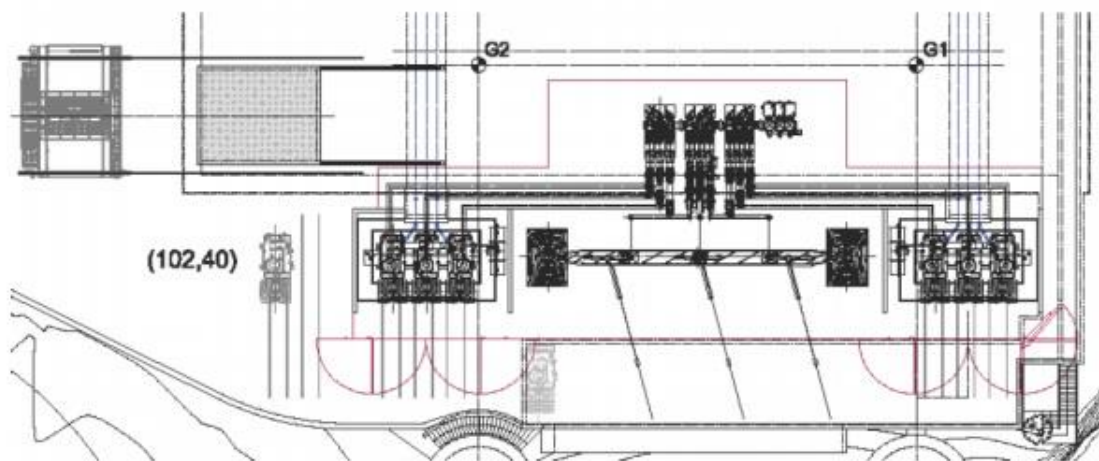


Figura 3.14 - Planta Geral da subestação do AHFT [48].

Na esquema da planta consegue-se distinguir os transformadores dos grupos geradores, assim como o posto de corte e seccionamento, os descarregadores de sobretensões exteriores e o pórtico de amarração da linha AT [48].

Os transformadores do grupo são trifásicos, com potência nominal de 160 MVA e estão instalados numa cela dotada de muros corta-fogo com 8 metros de altura, assentes num maciço de betão armado, envolvido numa caleira para recolha de águas e óleo que possa ser derramado caso haja um acidente.

Em modo de turbinamento, estes transformadores elevam a tensão de saída de 11 kV para 440 kV. Desta forma reduzem-se perdas de energia no transporte que é efetuado em linhas MAT. No modo de bombagem, é absorvida a energia da rede, normalmente proveniente de parques eólicos, e os transformadores efetuam o abaixamento de tensão para 11 kV.

O corte e seccionamento é feito no posto de corte e seccionamento, que está blindado e isolado a SF6 (GIS), e se encontra sobre a cobertura do átrio de montagem, ocupando junto com os transformadores, uma área delimitada por uma vedação. As operações de manutenção também são efetuadas no local.

Este posto é constituído por dois painéis de grupo, um barramento de conjugação e um painel de linha, todos eles montados com disjuntores e seccionadores de isolamento, assim como transformadores de medição, descarregadores de sobretensão e seccionadores de ligação à terra. O painel de linha termina com travessias SF6/ar e inclui descarregadores de sobretensão de exterior montados junto ao pórtico de amarração da linha AT de 400 kV que estará encastrado em maciços de fundação próprios e fará fronteira com a rede elétrica [48].

Capítulo 4

Análise Económica

Um empreendimento desta envergadura e importância é sempre acompanhado de uma análise económica que permita avaliar a validade e a viabilidade do investimento. Os custos associados à construção do aproveitamento, assim como todos os equipamentos hidromecânicos e eletromecânicos terão que ser recuperados com a venda da energia elétrica produzida pelo AHFT nos mercados de eletricidade e com os serviços de sistema fornecidos.

Além da análise quantitativa e estritamente económica que permite aos investidores avaliar de uma forma mais efetiva a qualidade da sua decisão, é necessário também ter em atenção a estratégia de negócios seguida pela empresa e o impacto da decisão na sociedade e no meio ambiente onde a obra se insere.

Só com uma compreensão global do que está em jogo é que se consegue tomar decisões acertadas de forma consistente, e portanto, é necessário compreender todas as razões que levaram à construção do AHFT.

4.1 - Planeamento do Projeto

No planeamento do AHFT, consideram-se os investimentos, pagamentos e recebimentos no horizonte temporal desde o início do projeto até ao final da licença de exploração, entre 2008 e 2091. Para tal, divide-se o planeamento em duas fases: construção e exploração.

No anexo A é possível consultar os mapas referentes a estes cálculos.

4.1.1 - Fase de Construção

A fase de construção do AHFT tem a duração de 9 anos e dela constam apenas investimentos. Estes investimentos destinaram-se essencialmente ao pagamento pela concessão por parte da EDP, gastos com adjudicação de terrenos e obras de construção civil, equipamentos necessários, e à gestão e fiscalização de todo o projeto. Também está incluída uma verba relativa a eventuais imprevistos que irão surgir do decorrer dos trabalhos.

Com exceção do pagamento da concessão, todas as tarefas descritas acima têm o seu início na tabela de custos em 2011, e têm a mesma duração, terminando em 2016. A calendarização que a EDP forneceu permitiu distribuir os valores dos investimentos realizados, salvo os custos associados aos imprevistos que foram calculados mediante a aplicação de uma percentagem ao valor de cada custo por tarefa para o ano respetivo, obtendo-se assim o valor somado dos imprevistos para cada ano.

De referir que, dado que os investimentos realizados em fase de construção estarem a preços constantes de 2012, foram convertidos para preços correntes. Para este efeito, aplicaram-se as taxas de inflação verificadas para 2011, 2012 e 2013 (respetivamente 3,75%; 2,8% e 2%).

4.1.2 - Fase de Exploração

A fase de exploração é o período correspondente ao tempo de vida útil do aproveitamento, tal como foi acordado entre o Governo e a EDP. Os 75 anos da licença contemplam o período que se inicia em 2017 e termina em 2091.

Nesta fase, além dos pagamentos também são contemplados os recebimentos oriundos das estimativas das receitas líquidas obtidas da venda de eletricidade nos mercados, à remuneração pelos serviços de sistema fornecidos e também ao incentivo de garantia de potência que o Governo atribui durante os primeiros 10 anos de exploração. Quanto aos pagamentos, estes dizem respeito aos custos de operação e manutenção (O&M) e também aos custos de pessoal e ao Fundo do Tua correspondente a 3% das receitas líquidas anuais obtidas nos mercados. Adicionalmente, há uma receita “Ganho Douro” que especifica o que o Douro ganha, em receitas, pela presença do AHFT na cascata do Douro Nacional.

Às receitas anuais em mercado e receitas “Ganho Douro”, é aplicada uma taxa de crescimento do preço de mercado, que não está associada à inflação, que também foi sujeita a sorteio, e tem o valor de 3% segundo o cenário adiantado pela EDP.

A inflação é aplicada na evolução dos custos de O&M e pessoal, tendo sido assumido um valor de 2% durante a extensão total do período de exploração.

Os serviços de sistema e o Fundo do Tua são remunerados a um valor correspondente a percentagens do valor das receitas líquidas oriundas dos mercados de eletricidade.

4.2 - Investimentos e Pagamentos

Os investimentos e pagamentos estão presentes nas duas fases, construção e exploração, e dizem respeito às despesas com a execução do aproveitamento hidroelétrico, custos O&M, custos de pessoal e Fundo do Tua.

4.2.1 - Execução

No gráfico 4.1 estão discriminados os valores do investimento para o AHFT:

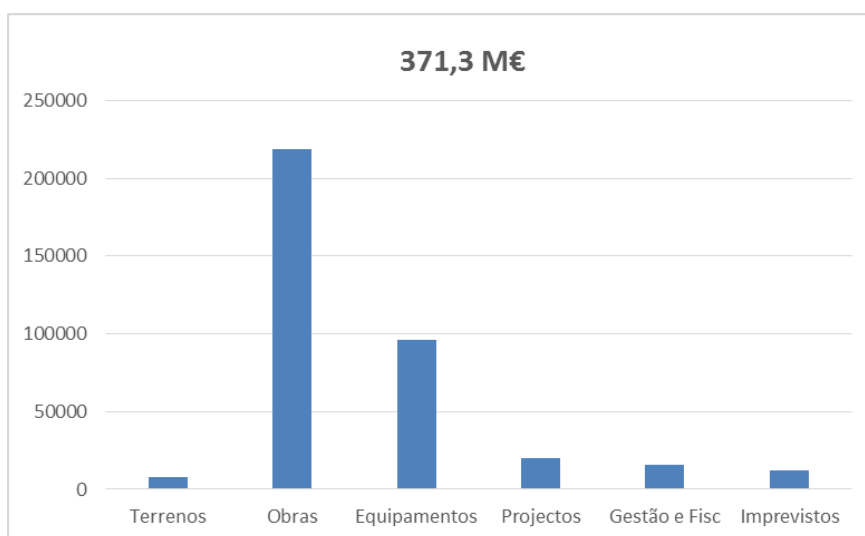


Gráfico 4.1 - Investimento no AHFT (preços de 2013)

Os custos referentes à construção do aproveitamento incluem custos de expropriação de terrenos, os custos das obras e dos equipamentos eletromecânicos e hidromecânicos. Também são considerados os custos das equipas de gestão e fiscalização de obra, custos de pessoal e fornecimentos e por último, os custos associados aos estudos realizados para o projeto.

4.2.2 - O&M e Pessoal

Estes custos são considerados a partir da fase de exploração do AHFT, e foram agrupados na mesma parcela visto que estão relacionados entre si. O valor considerado foi de 500 k€ e, como dito anteriormente, está sujeito à taxa de inflação de 2%, sendo atualizado anualmente.

4.2.3 - Fundo do Tua

Uma das medidas fundamentais para a aprovação da construção do AHFT, de forma a haver uma “compensação pela perda de valores naturais e sua preservação”, tal como foi descrito na DIA [36].

O Fundo do Tua consiste na aplicação de 3% das receitas anuais líquidas do AHFT em “contribuições anuais para o Fundo para a Conservação da Natureza e Biodiversidade” e terá o seu início em Janeiro de 2017, quando se inicia a exploração do aproveitamento.

4.3 - Recebimentos

Neste subcapítulo irei analisar os recebimentos do AHFT, que ocorrem durante a exploração do aproveitamento e contemplam as receitas obtidas da venda de energia nos mercados, a remuneração dos serviços de sistema e o incentivo à garantia de potência.

4.3.1 - Mercados de Eletricidade

As receitas obtidas nos mercados de eletricidade vêm da venda de energia elétrica produzida que é transacionada no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL).

A estimativa de receitas do AHFT foi calculada utilizando o programa de optimização desenvolvido pelo Eng.^a José Carlos Sousa na sua dissertação de mestrado, possibilitando “determinar uma estimativa da remuneração de centrais hídricas através da optimização de produção de energia elétrica em regime de mercado” [56].

Portanto, é fundamental perceber o funcionamento do mercado MIBEL e a forma de estimar a remuneração do AHFT.

4.3.1.1 - MIBEL

O Mercado Ibérico de Eletricidade, constitui uma iniciativa conjunta dos Governos Português e Espanhol, visando a construção de um mercado regional de eletricidade com o intuito de possibilitar, a qualquer consumidor no mercado ibérico, comprar energia elétrica, num regime de livre concorrência, a qualquer produtor ou comercializador que atue em Portugal e Espanha.

Neste mercado participam todos os Produtores em Regime Ordinário (PRO) ibéricos e os Produtores em Regime Especial (PRE) espanhóis, ao contrário dos PRE portugueses porque estes têm o preço estabelecido em tarifas fixas feed-in [58].

O funcionamento do mercado ibérico é baseado num modelo misto em que a produção e o consumo se podem relacionar de duas formas diferentes: pool simétrico e voluntário, que inclui o mercado diário e intradiário, e os contratos bilaterais físicos e financeiros.

A gestão do mercado pool é efetuada pelo OMIE (Operador de Mercado Ibérico Espanhol) que tem ao seu encargo as liquidações do mercado diário e intradiário [59].

O mercado diário é onde é transacionada grande parte da energia elétrica e caracteriza-se pelo cruzamento das ofertas de compra e venda comunicada pelos agentes de mercado. A curva correspondente às ofertas de venda é traçada agregando todas as ofertas e organizando estas em ordem ascendente de preço, até que irá intersecetar a curva de compra. A curva de compra é traçada de forma similar, mas organizando os preços em ordem decrescente de preço.

A interseção das duas curvas de oferta, em cada hora, determina o preço de mercado, denominado *Market Clearing Price*, e a energia elétrica correspondente à quantidade negociada, *Market Clearing Quantity* [59].

Os produtores serão remunerados pela energia por eles oferecida ao preço de mercado estabelecido, e todos os compradores terão que pagar o preço de mercado estabelecido, independentemente do preço que ofereceram. Os produtores cujo preço é superior ao Market Clearing Price não serão despachados.

No gráfico 4.2 ilustra-se um exemplo do funcionamento do mercado diário a uma determinada hora:

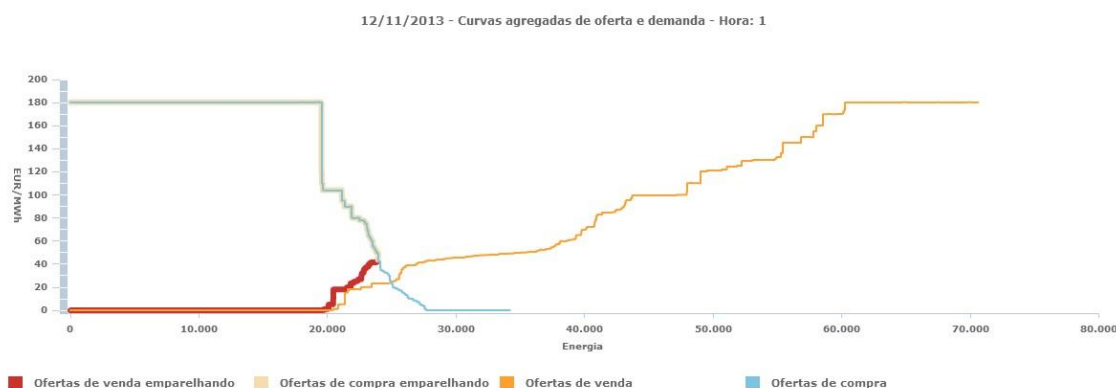


Gráfico 4.2 - Funcionamento do mercado diário para determinado dia e hora [60].

As ofertas de venda de energia das centrais mini-hídricas a fio-de-água aparecem por norma na região mais baixa da curva respetiva devido ao seu custo de produção reduzido e, como tal, conseguem vender a energia a preços mais baixos e são rapidamente despachadas. As centrais hídricas de maior armazenamento fazem a gestão das suas ofertas considerando o custo de oportunidade das térmicas mais caras. Por sua vez, as centrais térmicas apresentam propostas de venda de energia a um preço normalmente mais elevado que as hídricas dado que acarretam custos variáveis de produção relacionados com o custo dos combustíveis e emissões de CO₂.

A PRE portuguesa, apesar de estar sujeita a um regime de remuneração diferente, tem uma influência no mercado diário visto que reduz a quantidade de energia necessária para ser transacionada, além de ter um comportamento difícil de prever.

Já a curva de compra, é uma função da ação dos agentes comercializadores para o funcionamento regulado de energia e fornecimento de energia no mercado livre aos consumidores finais. Aqui aparecem as ofertas das centrais hídricas reversíveis para comprar energia para ser utilizada na bombagem, surgindo numa região média/baixa da curva de compra.

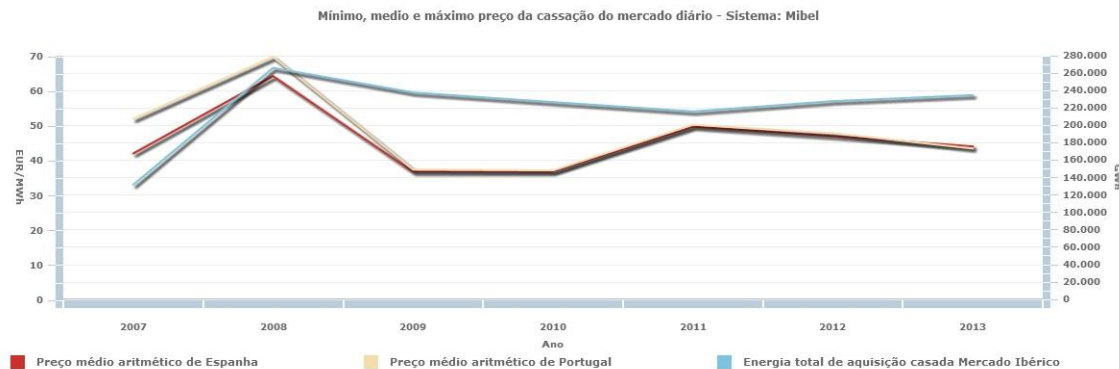


Gráfico 4.3 - Evolução dos preços de mercado diário no Mibel entre 2007 e 2013 [60].

No gráfico 4.3, acima representado, é visível a evolução de preços de mercado diário desde o início de operação do MIBEL em Julho de 2007 até 2012. São visíveis as grandes variações ao longo dos anos, devido a vários fatores entre os quais o preço dos combustíveis, fatores climáticos como a hidraulicidade e a eolicidade, e fatores inerentes ao sistema elétrico como o estado da estrutura do parque eletroprodutor e ao diagrama de carga.

É também possível constatar que nem sempre são iguais os preços nos dois países, devendo-se a um fenómeno denominado Market Splitting que acontece quando o trânsito de potência nas interligações comerciais entre Portugal e Espanha não é comportado pela capacidade das linhas. Nesta situação, cria-se uma separação dos mercados, com diferentes curvas de compra e venda, que obrigatoriamente leva a diferentes preços de mercado e quantidade de energia transacionada.

O mercado intradiário é um mercado de ajuste do mercado diário, igualmente gerido pelo OMIE, onde se ajusta a quantidade de energia transacionada de forma mais rigorosa e de forma que a oferta e a procura estejam mais próximas do equilíbrio. Aqui, os produtores também podem ser compradores de energia e assim retificar a sua posição anterior, e os compradores do mercado diário podem assumir o papel do produtor e assumir uma posição vendedora. Há 6 sessões diárias de negociação, e cada sessão formula um preço para as horas em negociação [57].

O OMIP, que é o Operador do Mercado Ibérico Português, tem a seu encargo a gestão do mercado a prazo. Neste mercado são comercializados os instrumentos referentes a contratos de compra e venda de energia para uma determinada maturidade futura (semana, mês, trimestre, ano), seguindo regras específicas a este mercado. O género de instrumentos utilizado varia de acordo com as necessidades de gestão do risco e da troca de eletricidade ente os diferentes agentes participantes [57].

Os agentes intervenientes nas operações de compra e venda em todos os mercados negociam de forma anónima, por intermédio de um operador de mercado. Nos contratos bilaterais isto não acontece, dado que é possível o contacto direto entre produtores e os distribuidores e/ou comercializadores, e podem ser negociados contratos para vários horizontes temporais embora sujeitos às restrições técnicas do sistema.

4.3.1.2 - Estimativa de Remuneração

Na estimativa de remuneração, foi utilizado o programa desenvolvido pelo Eng.º José Carlos Sousa na dissertação de Mestrado que desenvolveu, “Estimativa da Remuneração de Centrais Hídricas em Mercados de Eletricidade”. Este programa irá possibilitar estimar a remuneração anual no mercado spot das centrais hídricas, já incluindo o Foz Tua e o Baixo Sabor, para um estágio de 2017, que corresponde ao ano inicial da fase de exploração.

Será feita uma otimização das centrais hídricas num ambiente de mercado, ou seja, minimizando os custos associados à compra de eletricidade (centrais com grupos reversíveis) e maximizando o lucro da venda de energia elétrica [56]. As afluências utilizadas na simulação estão sujeitas a questões de confidencialidade e foram levemente alteradas, pelo que irei tratar a cascata do Douro a simular como Douro Nacional Adaptado (DNA) [74].

a) Breve descrição do programa

Este programa irá permitir quantificar o volume esperado dos aproveitamentos hídricos na cascata do Douro Nacional contemplados no programa em regime de mercado, fazendo uma gestão operacional do volume de água disponível nas respetivas albufeiras. A intenção é colocar na rede a potência gerada em turbinamento quando os preços de energia estão mais baixos, atentando sempre às restrições inerentes a cada aproveitamento. A bombagem torna-se economicamente vantajosa caso o lucro de turbinar um determinado volume seja capaz de, pelo menos, cobrir os custos de bombagem para o mesmo volume de água.

Há algumas considerações importantes inerentes ao algoritmo do programa:

- As centrais hídricas são price-takers: A evolução do mercado é considerado um dado de entrada e não estão contempladas alterações ao longo da simulação, pelo que não será influenciado pelas ofertas de compra e venda de energia, como acontece na realidade com o MIBEL. Resumindo, os preços de mercado são entradas no programa.
- A relação entre potência, queda e caudal não é linear: A queda e o caudal influenciam a potência gerada. Caso o volume de água disponível seja menor, a

queda é menor e o caudal máximo também, e portanto, a potência gerada poderá ser inferior à nominal. No entanto, tanto no modo de turbinamento como na bombagem, esta relação não é linear. O programa contempla esta não-linearidade, até porque há grandes variações de queda nalgumas centrais do Douro.

- **Interligação dos reservatórios:** Como os aproveitamentos imediatamente a jusante serão influenciados pelas afluências das suas albufeiras e pelos caudais turbinados ou descarregados, o programa modela esta interligação hidráulica nos aproveitamentos hídricos do Douro Nacional. No entanto, por uma questão de simplificação, considerou-se o nível médio dos aproveitamentos de jusante a um valor constante em vez de contemplar no programa o fenómeno de regolfo, que está relacionado com a subida do nível de jusante devido ao turbinamento.
- **Restrições de Funcionamento:** Correspondem a características das centrais hídricas, tais como os limites máximos e mínimos de exploração das albufeiras, os caudais ecológicos e de turbinamento, os caudais de bombagem e descarregados, os volumes de água nas albufeiras e a potência instalada nas centrais. Se o nível da água se mostrar abaixo do nível mínimo de exploração, a central não consegue produzir.

b) Dados de entrada do programa

Os dados de entrada utilizados no programa foram os seguintes: um cenário de preços de mercado horários, as características das centrais hídricas que pertencem à cascata do Douro Nacional e as afluências às albufeiras ligeiramente alteradas.

No Douro Nacional Adaptado (DNA) incluem-se todos os aproveitamentos já construídos no Douro Nacional, além do Foz Tua e Baixo Sabor, dois novos aproveitamentos ainda em construção e pertencentes à EDP. Na figura 4.1 ilustra-se a estrutura da cascata do Douro Nacional Adaptado [74]:

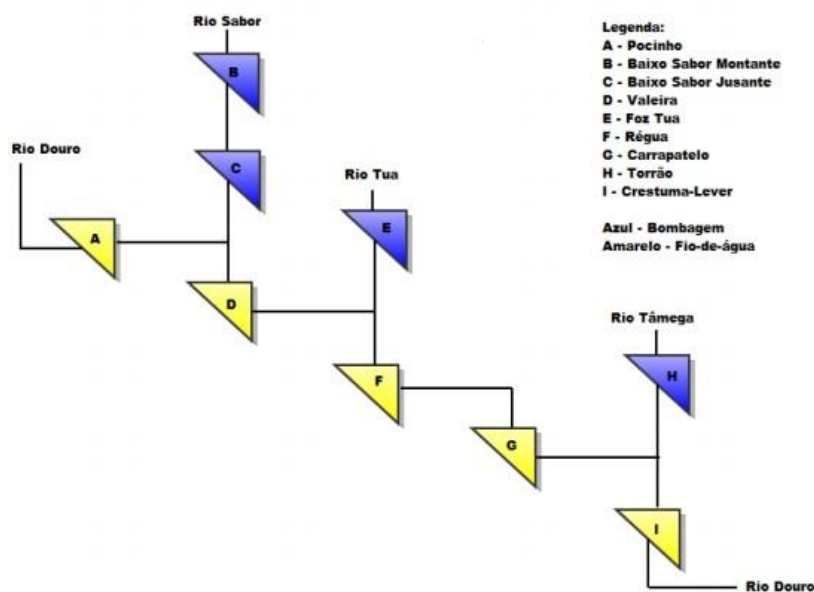


Figura 4.1 - Estrutura da Cascata do DNA [74].

Entre os aproveitamentos hidroelétricos que não foram incluídos na modelação do programa destaco os aproveitamentos hídricos inferiores a 30MW (ex: Varosa) nem os aproveitamentos situados no Douro Internacional, além dos aproveitamentos do Tâmega em fase de projeto e também o aproveitamento hidroelétrico de Tabuaço por se considerar a sua influência pouco significativa e que não justificava o aumento de complexidade para o programa. Na tabela 4.1 encontram-se explícitas as principais características das centrais presentes no Douro Nacional Adaptado:

Tabela 4.1 - Principais características das centrais hidroelétricas do DNA.

	Potência Máxima Turbina (MW)	Potência Máxima Bomba (MW)	NPA (m)	NmE (m)	Volume Útil (hm ³)	Queda Nominal (m)	Caudal Nominal Turbina (m ³ /s)	Caudal Nominal Bomba (m ³ /s)
A	186,0	-	125,50	124,00	12,00	20,5	1077	-
B	141,0	140,6	234,00	227,41	178,00	94,0	170	135
C	31,0	31,0	138,14	128,97	13,00	30,0	120	85
D	240,0	-	105,00	103,50	12,00	30,5	900	-
E	253,1	253	170,00	167,00	11,93	93,6	310	238
F	180,0	-	73,50	72,00	13,00	27,0	744	-
G	201,0	-	46,50	45,00	16,00	33,3	705	-
H	133,9	148	62,00	58,00	21,82	51,5	320	279
I	117,1	-	13,21	12,01	16,00	10,6	1350	-

Os dados referentes às afluências de cada aproveitamento da cascata do Douro foram disponibilizados pela EDP e são baseados em registos históricos mensais dos regimes hidrológicos de 40 anos (1966 a 2005).

Dada a natureza do programa, foi necessário converter os registos das afluências mensais em afluências horárias.

O programa de otimização, denominado VALORAGUA, fez uma simulação a partir das afluências, do comportamento esperado do MIBEL, para o estágio de 2017. Como existem registos de 40 regimes hidrológicos de afluências, conseguiu-se construir 40 cenários de preço de mercado para cada um dos 40 anos dos registos.

O preço anual médio de mercado resultante da simulação efetuada foi 72,68 €/MWh para 2017, que foi usado como referência para a valorização das centrais hídricas. Comparando o valor que se obteve com os preços praticados no mercado ibérico, considera-se este, um valor generoso. No entanto, é preciso ter em atenção que está-se a considerar um cenário de 2017, em que os custos com o CO₂ e o preço do gás natural serão mais elevados, o que teve peso no valor obtido pelo VALORAGUA na estimativa do preço médio anual de mercado.

Outra alternativa plausível que permitisse determinar o preço do mercado seria simular um ano médio baseado nos registos do MIBEL. Contudo, o MIBEL tem uma amostra histórica muito reduzida dado que só entrou em funcionamento há 6 anos, além do seu caráter volátil que iria certamente introduzir um maior erro na simulação. Adicionalmente, não seria possível correlacionar as afluências com os dados do MIBEL dado que os registos das afluências acabam em 2005 e os registos do MIBEL só existem a partir de 2007.

c) Método de simulação

O programa faz a correlação dos 40 regimes hidrológicos e os cenários de preços de mercado obtidos no VALORAGUA, obtendo-se a média dos regimes, relacionando cada hora do histórico de aflúências do regime hidrológico com a hora equivalente ao cenário de preços de mercado.

São efetuadas duas simulações, uma cascata do DNA que inclui o AHFT e outra que o exclui. A simulação retorna, para cada hora da totalidade dos regimes considerados, a energia média produzida e consumida em bombagem, o volume médio turbinado bombado e descarregado e a respetiva valorização para cada escalão da cascata do DNA.

Na figura 4.2 vê-se um esquema que explica o método utilizado de simulação:

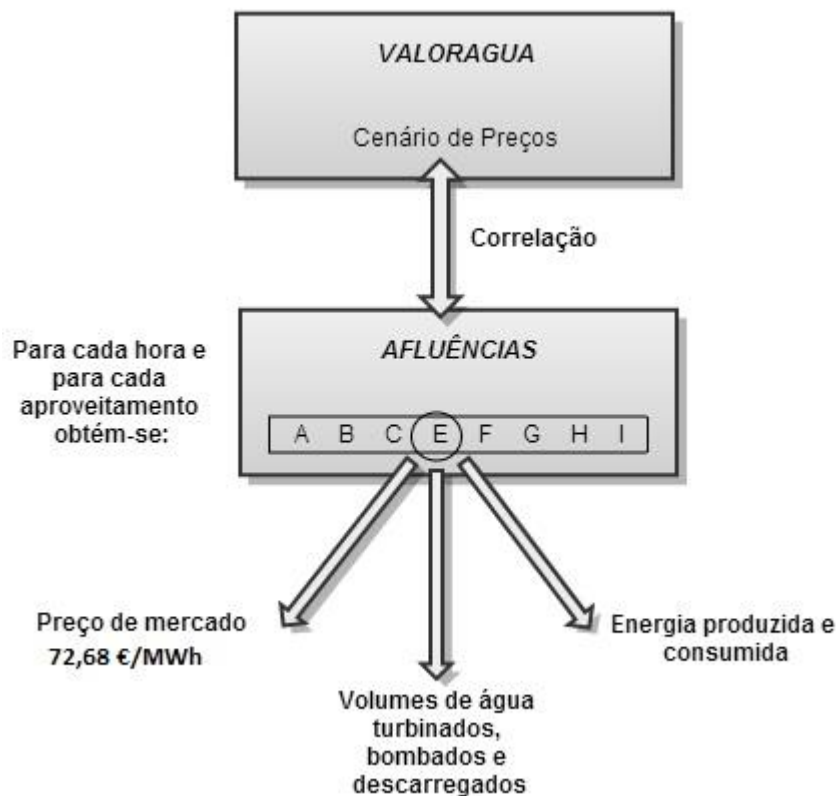


Figura 4.2 - Esquema do Método de Simulação [74].

Foi considerada outra hipótese para a metodologia utilizada que consistia em criar um ano médio de aflúências baseado no histórico de 40 anos e simular um ano médio mas esta hipótese foi afastada por incorrer num erro bastante elevado dado que esse ano médio teria que ser convertido em horas e cada hora desse ano médio seria correlacionada com cada hora dos 40 anos de cenários de preço do VALORAGUA. Esta situação acaba por não se verificar na realidade, porque isso iria significar que cada central teriam uma produção anual correspondente a essas aflúências, algo que não acontece. Apesar das aflúências serem imprevisíveis, normalmente concentram-se no Inverno onde é comum haver descarregamentos por se atingir a capacidade máxima de armazenamento em algumas centrais [56].

d) Tratamento dos dados de saída

Conforme já referido, os dados de saída da simulação são a energia média produzida e consumida, os volumes médios turbinados, bombeados e descarregados e ainda, a valorização que cada central hídrica da cascata do DNA em relação ao preço médio anual no mercado de eletricidade.

Observando o gráfico 4.4 que apresenta o resultado da simulação que inclui Foz Tua, durante as primeiras 168h de simulação:

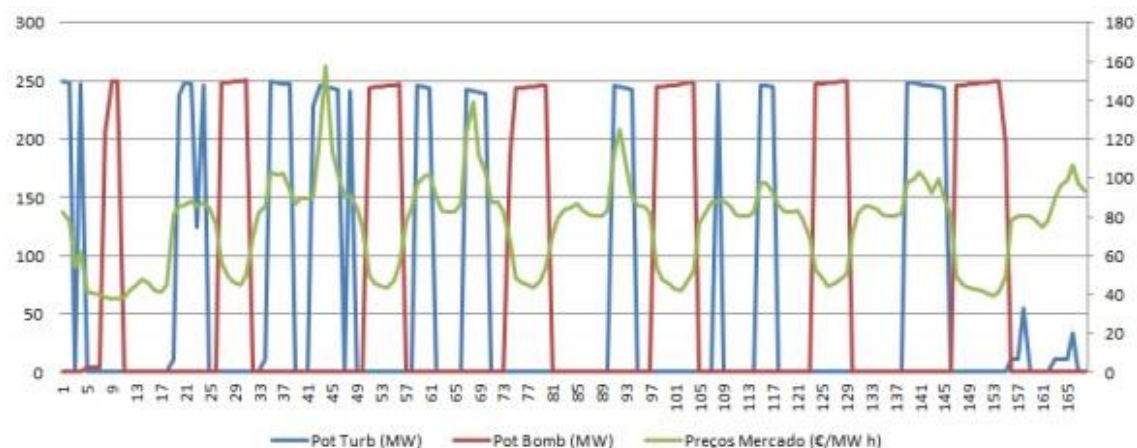


Gráfico 4.4 - Resultado da simulação “com Foz Tua” para as primeiras 168h [74].

Como é possível observar no gráfico, as centrais produziram nas horas em que o preço de mercado era superior ao preço médio anual de mercado, maximizando a receita obtida, e aproveitaram os períodos que o mercado tinha a energia mais barata, com o preço de mercado inferior ao preço médio anual, para ligar a bombagem e aumentarem a capacidade armazenada em albufeira, minimizando os custos. Este é o objetivo da otimização do sistema para tirar o maior partido dos recursos disponíveis.

No tratamento dos dados de saída converteram-se os resultados de um período horário para um período anual, de modo a obter no total, 80 resultados anuais, sendo 40 soluções relativas à situação “com Foz Tua”, e outras 40 soluções “sem Foz Tua”.

Nas duas situações usadas nas simulações, foi calculado um Ano Normal para análise, que no nosso caso corresponde ao estágio de 2017 e que consiste na média dos 40 resultados anuais (média de regimes).

De forma a calcular a energia média produzida no Ano Normal referido, recorre-se à seguinte fórmula, descrita na equação 4.1, que foi utilizada também noutros aproveitamentos:

$$E_{média_{produzida_E}} = \sum_{i=1966}^{2005} \frac{E_{produzida_E_i}}{2005-1966} \quad (4.1)$$

Na tabela 4.3, são apresentados os mesmo resultados, desta vez para a situação que inclui Foz Tua:

Tabela 4.3 - Resultados Obtidos “com Foz Tua” num Ano Normal, em média de regimes

Centrais		Pocinho	Bsmont	Bsjus	Valeira	Foz Tua	Régua	Carrapate lo	Torrão	Crestuma
Produção Bruta	GWh	586	854	137	945	585	876	1057	390	413
Consumo Bombagem	GWh	0	850	96	0	333	0	0	207	0
Produção Líquida	k€	45 115	78 817	12 527	74 485	51 887	67 583	80 885	33 203	31 966
Compras Mercado	K€	0	44 457	5 119	0	19 042	0	0	11 912	0
Receitas	K€	45 115	34 360	7 408	74 485	32 846	67 583	80 885	21 291	31 966
Preço Venda	€/MWh	76,94	92,31	91,58	78,81	88,70	77,12	76,50	85,09	77,45
Preço Compra	€/MWh	.	52,33	53,06	-	57,18	-	-	57,66	-
Prémio Venda	-	1,06	1,27	1,26	1,08	1,22	1,06	1,06	1,17	1,07
Prémio Compra	-	-	0,79	0,81	-	0,79	-	-	-	-
Turbinado	Hm³	12 649	3 779	9 832	12 930	2 693	13 194	13 416	3 451	17 791
Bombado	Hm³	0	3 000	5 663	0	1380	0	0	1440	0
Descarregado	Hm³	902	111	4 169	1 688	61	3 186	3 914	135	2 791
Preço Mercado	€/MWh	72,68	72,68	72,68	72,68	72,68	72,68	72,68	72,68	72,68

Observando a tabela 4.4, consegue-se avaliar o impacte que o AHFT na cascata do DNA:

Tabela 4.4 - Impacte do AHFT na cascata do DNA num Ano Normal médio

Centrais		Pocinho	Bsmont	Bsjus	Valeira	Foz Tua	Régua	Carrapate lo	Torrão	Crestuma
Produção Bruta	GWh	-1	-1	-1	-3	585	2	1	3	0
Consumo Bombagem	GWh	0	0	0	0	333	0	0	4	0
Produção Líquida	GWh	-1	-1	-1	-3	252	2	1	-1	0
Turbinado	Hm³	0	0	0	-1	2 693	15	14	29	19
Bombado	Hm³	0	0	0	0	1380	0	0	29	0
Descarregado	Hm³	0	0	0	-1	-1 627	-15	-13	0	-18
Vendas Mercado	K€	12	-100	-92	129	51 887	191	65	316	28
Compras Mercado	K€	0	-8	0	0	19042	0	0	217	0
Receitas	K€	12	-92	-92	129	32 846	191	65	98	28

Avaliando os resultados obtidos patentes nas tabelas, verifica-se nos aproveitamentos com albufeiras com maior capacidade, uma rentabilização da sua produção no mercado, fruto dos caudais afluentes guardados que são turbinados no período horário em que o mercado spot oferece tarifas mais aliciantes.

Como é possível observar, os aproveitamentos hidroelétricos do Baixo Sabor, Torrão e Foz Tua detêm a maior capacidade de albufeira no estágio de 2017, da cascata do DNA, e são os que demonstram uma melhor gestão do seu potencial hídrico armazenado.

Estes aproveitamentos conseguem turbinar a água nas horas de ponta do diagrama de cargas, vendendo a energia a preços mais elevados, espera-se que acima do preço médio de mercado, maximizando os seus lucros.

Na situação contrária, temos os aproveitamentos a fio-de-água da cascata do DNA, que tem uma capacidade de armazenamento reduzida, e como tal, têm que produzir energia por mais tempo e em períodos que podem não coincidir com os melhores preços de venda no mercado spot, por não haver tanta necessidade da mesma.

Quando incluído Foz Tua na cascata do DNA, verifiquei um impacto positivo em todos os aproveitamentos, com algumas exceções pontuais como o Baixo Sabor que irei explicar mais adiante.

Nos escalões a jusante do troço nacional do Douro correspondentes a Régua, Carrapatelo e Crestuma, observou-se uma melhoria na produção de energia, caudais turbinados e descarregados e, mais importante, nas receitas líquidas obtidas. Atribuímos este resultado ao facto de o AHFT criar uma espécie de barreira em relação aos escalões a fio-de-água a jusante, que permite regularizar e otimizar os caudais da cascata do Douro, dando margem também a um aumento dos caudais turbinados e à diminuição dos caudais descarregados, fatores que por si só têm um impacto positivo nas receitas obtidas.

Relativamente aos escalões do Pocinho, Baixo Sabor (I e II), assim como Valeira e Torrão, não demonstraram um aumento da produção líquida face à situação “sem Foz Tua”.

No aproveitamento da Valeira, atribui-se a diminuição da produção líquida ao facto deste aproveitamento ser obrigado a descarregar pontualmente determinados caudais de forma a capacitar a albufeira a jusante do AHFT para bombagem, maximizando o benefício da cascata.

Esta diminuição da produção não encontra, no entanto, paralelo nas receitas líquidas obtidas em mercado, pois todos os escalões mencionados tiveram um aumento das mesmas exceptuando o aproveitamento do Baixo Sabor que compete diretamente com o Foz Tua e portanto pode ter algumas perdas devido a este facto.

Em suma, considerando um Ano Normal, a construção do aproveitamento do Tua irá originar receitas líquidas no total de 33.403 k€, dos quais 32.846 k€ são referentes às receitas líquidas totais obtidas diretamente do AHFT e, 557 k€ de receitas líquidas obtidas, em média, oriundas dos restantes aproveitamentos do DNA.

Em toda a fase de exploração foram tomadas em conta as produções e consumos de energia, os volumes turbinados, bombados e descarregados referentes ao estágio da simulação, 2017, assumindo estes valores como constantes ao longo do tempo. Relativamente às receitas líquidas obtidas no MIBEL durante a exploração, os valores obtidos para 2017 serão tomados como referência para os restantes anos e considerou-se que as receitas obtidas ao longo dos anos variam à taxa de crescimento dos preços de mercado de eletricidade (cenário de 3% adiantado pela EDP).

Quanto às receitas líquidas, também se poderia ter indexado a sua evolução à inflação mas considerou-se que a opção mais adequada seria a referida em cima dado que havia muitos fatores de incerteza tais como, a hidraulicidade e eolicidade, o preço dos combustíveis fósseis, e os diagramas de procura e a estrutura do parque eletroprodutor.

4.3.2 - Serviços de Sistema

No parque elétrico português, os serviços de sistema são considerados obrigatórios, e fornecidos por qualquer produtor pertencente ao PRO, e os serviços de sistema complementares.

Entre os serviços de sistema obrigatórios incluem-se a regulação de tensão e a regulação primária de frequência, assim como a manutenção de estabilidade, e são serviços não remunerados.

Já os serviços de sistema complementares são sujeitos a remuneração e podem ser requeridos regularmente e contratados em mercado concorrencial. Estes serviços englobam a regulação secundária de frequência e a reserva de regulação (regulação terciária de frequência), ou requeridos pontualmente e contratualizados bilateralmente, como a compensação síncrona, o arranque autónomo e por último, a interruptibilidade [45].

A responsabilidade de gestão dos serviços de sistema em Portugal, recai sobre a REN, que é o Gestor de Sistema.

Dada a importância para a estabilidade do sistema elétrico português e para a estabilidade das ligações à restante rede elétrica europeia, é necessário um controlo apertado da frequência, e que este se mantenha dentro dos limites. Neste sentido, é preciso destacar a importância dos serviços associados à regulação de frequência-potência, nomeadamente o serviço de regulação de frequência primária, secundária e de reserva de regulação. Para o bom funcionamento do sistema elétrico, é necessário um equilíbrio constante entre a produção e o consumo.

Na regulação primária, perante desvios até 0,2 Hz, esta ajusta de forma automática e descentralizada em 30 seg, alterando a carga dos geradores conforme seja necessário aumentar ou diminuir a produção.

A regulação secundária e terciária compensam os desvios em relação às previsões, como no caso das eólicas, e às variações de consumo. O mercado de serviços de sistema, onde a REN atua como comprador único da energia de regulação na qualidade de Gestor de Sistema, realiza-se por intermédio de curvas de ofertas submetidas pelos agentes de mercado para fornecerem esses serviços [46].

A remuneração da regulação secundária divide-se em duas parcelas, a banda de regulação e a energia de regulação secundária. A banda de regulação define-se como a margem de potência disponibilizada pelos agentes de mercado a um certo preço, para as 24 h do dia seguinte, de forma a baixar ou subir a frequência do sistema. O custo horário da banda de regulação é um custo fixo e independente da ocorrência de desvios de frequência. A energia

de regulação secundária é paga pelos agentes de mercados que disponibilizaram a energia em determinada hora [65].

No gráfico 4.5, retratado abaixo, observa-se a banda de regulação contratada e a energia de regulação secundária utilizada durante o período de um ano, onde se encontra a contribuição significativa da parte da energia hídrica na cobertura destes serviços.

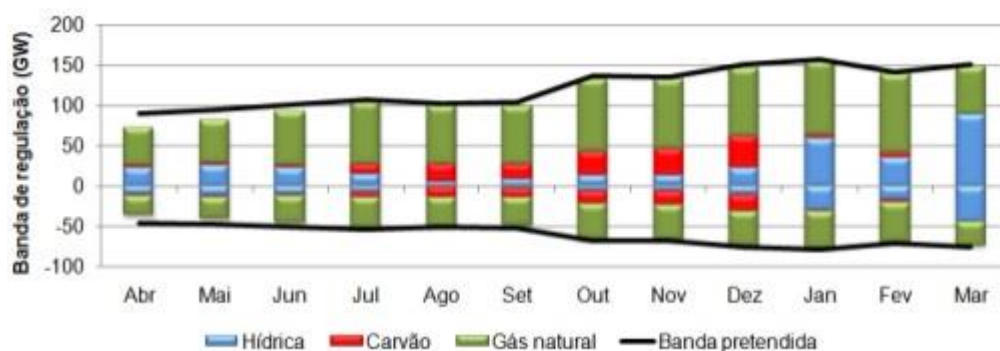


Gráfico 4.5 - Banda de regulação secundária entre Abril/2009 e Março/2010 [64].

A regulação terciária tem como função adaptar o programa de funcionamento dos geradores que estão ou não em serviço para a restituição do nível de reserva da regulação secundária utilizada, para responder a uma perda máxima de produção significativa e também para garantir o balanço adequado entre produção e consumo. Esta reserva tem um tempo mínimo de atuação de 15 min e pode operar até 2 h. No gráfico 4.6 pode-se observar a energia de reserva de regulação entre Abril/2009 e Março/2010 [65]:

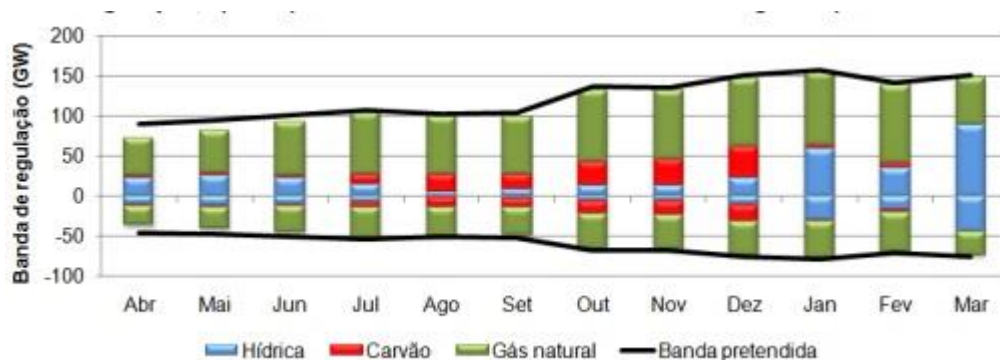


Gráfico 4.6 - Energia de Reserva de Regulação entre Abril/2009 e Março/2010 [65].

Os agentes de mercado, no dia antes, apresentam as suas ofertas de regulação terciária a subir e/ou a descer, para cada hora do dia seguinte. A REN, em tempo real, recorre as ofertas para mobilizar ou desmobilizar produção/consumo. Os agentes de mercado que participaram são remunerados ao preço da última oferta mobilizada a subir ou a descer.

Além da gestão dos serviços de sistema, existe o processo de resolução das restrições técnicas dos programas resultantes do mercado spot e em tempo real, que também obedece a

mecanismos de mercado. Estas restrições surgem numa miríade de situações, tais como, a insuficiência de reserva de regulação, desvios na interligação ou sobrecargas em elementos da rede de transporte.

Caso estas restrições ocorrerem na sequência do mercado diário, a solução passa por duas fases, primeiro há uma alteração do programa de contratação por critérios de segurança (eliminação das propostas que as criam) e no reequilíbrio da relação geração-consumo (mobilização/desmobilização de energia consoante as unidades de produção e consumo que apresentarem as propostas previamente). No mercado intradiário, modifica-se o programa inicial de contratação e eliminam-se as ofertas que criaram as restrições, e, em tempo real, as restrições resolvem-se mediante a utilização de reservas de regulação.

Os processos de resolução de restrições no mercado diário podem incorrer em sobrecustos que serão suportados pelo consumo efetuado nessa hora. No mercado intradiário, não existirão sobrecustos dado que as propostas que resultam em restrições são eliminadas.

4.3.2.1 - Estimativa de Remuneração Considerada

O AHFT foi pensado de forma a disponibilizar serviços de sistema complementares, como a energia de reserva de regulação e a regulação secundária de frequência. Assim, podem ser remunerados em mercado mobilizando energia de produção e consumo em bombagem e/ou pela presença na banda contratada para regulação. Adicionalmente, os grupos geradores podem ser explorados em regime compensação síncrona e assim, serem remunerados através de contratos bilaterais.

Segundo consta no PNBEPH, dados da UNIPEDE apontam que as centrais hídricas podem prestar serviços de sistema avaliados entre 10% a 30% da sua produtividade anual e que uma central hídrica “tipo” que em média opera 3000h/ano, terá uma valia de 15%, o que corresponde a 450h de produção [18].

No nosso caso, adoptámos uma valia de 20% visto que se teve em consideração o facto de a taxa de penetração da energia eólica na rede ter aumentado consideravelmente desde 2007, havendo portanto maiores dificuldades na gestão técnica da rede dado o seu carácter intermitente. Para fazer face à situação, uma maior quantidade de energia de regulação mobilizada é necessária, tal como um eventual alargamento da banda de regulação secundária como reserva para atuar caso se julgue necessário.

Uma vez mais, a rapidez de entrada dos grupos hídricos tem um papel determinante na preferência para estas situações que necessitam uma resposta eficiente e célere de forma a garantir a estabilidade da rede elétrica nacional.

Um outro fator que é preciso não descurar é a intenção de eventualmente integrar e harmonizar o mercado dos serviços de sistema da Península Ibérica criando um sistema único, para uma gestão técnica operacional coordenada e em tempo real. Isto irá levar certamente a alterações na política portuguesa relativamente aos serviços de sistema, até porque Espanha tem um sistema elétrico 5x maior em termos de produção elétrica [67].

4.3.3 - Garantia de Potência

Este tipo de serviço é prestado pelos centros eletroprodutores em Regime Ordinário (PRO), localizados em Portugal, e será remunerado pelo serviço de disponibilidade mas também por intermédio de incentivos ao investimento em capacidade produtiva.

Segundo o descrito na Portaria n.º. 251/2012, de 20 de Agosto, os incentivos à disponibilidade serão alocados aos grupos geradores dos centros produtores térmicos elegíveis, e os incentivos ao investimento serão atribuídos aos centros eletroprodutores hídricos, igualmente elegíveis.

No caso do AHFT, esta será contemplado com o incentivo ao investimento durante o período de 10 anos a contar do início da atividade produtiva, que neste caso é 2017 [55].

O cálculo do montante relativo ao incentivo ao investimento é determinado anualmente para cada grupo gerador através da equação (4.2) [55]:

$$II = II_{ref} * P_{il} * icp * icd \quad (4.2)$$

Onde:

- II - montante anual de incentivo ao investimento;
- II_{ref} - valor anual de referência de incentivo ao investimento;
- P_{il} - valor da potência instalada líquida do grupo gerador referente à licença de exploração;
- icp - índice de cumprimento do prazo fixado na licença de produção para a entrada em exploração do grupo gerador;
- icd - índice de valorização da disponibilidade do grupo gerador.

O valor anual de referência de incentivo ao investimento (II_{ref}) definido para o AHFT, foi 13 k€/MW/ano, visto que cada grupo tem 126 MW e o aproveitamento tem dois grupos, pelo que $P_{il} = 252$ MW. E, como o AHFT tem a sua entrada em exploração no prazo fixado na licença de produção, os índices icp e icd terão um valor unitário.

Resolvendo a equação, o montante anual de incentivo II totaliza, para 2017, 3276 k€, valor constante durante os 10 anos de exploração a que o AHFT tem direito.

4.4 - Análise Financeira

Neste subcapítulo, irei explicar as etapas seguidas para a resolução do Cash Flow Total que permitiu o cálculo dos indicadores económicos utilizados para avaliar o projeto de investimento economicamente.

De forma a calcular o Cash Flow Total, é necessária a compreensão das rubricas utilizadas para o efeito, que se encontram discriminadas no Anexo A.

A primeira rubrica diz respeito ao Cash Flow de Investimento, que é caracterizado por todos os investimentos e pagamentos feitos no decorrer na fase de construção, valores estes a preços de 2012, pelo que é necessário passá-los a preços correntes aplicando a inflação [68].

Para o cálculo dos preços correntes, utilizou-se como referência o ano 2012, a partir do qual se determinaram os índices dos restantes anos. Os índices foram criados considerando os valores de inflação utilizados para cada fase de construção (3,75% para 2011, 2,8% para 2012 e 2% de 2013 em diante).

A equação (4.3) foi a utilizada no cálculo do índice:

$$\text{Índice}_{n+1} = \text{índice}_n * (1 + i_{n+1}) \quad (4.3)$$

Com os índices já calculados, para obter os preços correntes para cada tipo de investimento foi apenas preciso multiplicar os preços já distribuídos pela razão entre o índice do ano em questão e o índice de referência (2012). No Anexo, foram colocados os preços correntes para os investimentos que serão utilizados para o cálculo do Cash Flow do Investimento, assim como os índices calculados.

Nos Proveitos fazem parte as receitas calculadas no subcapítulo Recebimentos, que correspondem às receitas do Mercado de Eletricidade, Serviços de Sistema e Garantia de Potência, e também o valor relativo ao “Ganho Douro” durante o período de exploração.

Os Custos Operacionais, caracterizados pelos custos associados ao pessoal, O&M e ao Fundo do Tua, foram abordados no subcapítulo Investimentos e Pagamentos.

A EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) é a diferença entre os Proveitos (Earnings) e os Custos Operacionais.

No cálculo das Amortizações foi considerado o critério de quotas constantes, o que significa que o valor que é necessário amortizar foi espaçado em parcelas iguais para todo o período de exploração do aproveitamento, e este valor corresponde à amortização dos investimentos realizados na fase de construção, exceptuando os investimentos fruto da aquisição de terrenos que não desvalorizam normalmente.

O EBIT, corresponde ao valor do EBITDA após retirar o valor das amortizações, ou seja, o resultado operacional do empreendimento. Ao EBIT é aplicado o IRC, criando a rubrica $\text{EBIT} * (1 - \text{taxa IRC})$. Em Portugal, o IRC tem o valor de 25%.

Por último, o Cash Flow Total corresponde ao EBITDA deduzido do Cash Flow de Investimento e do imposto, correspondente ao $\text{EBIT} * (1 - \text{taxa IRC})$.

4.5 - Análise Quantitativa

A análise económica é um apoio fundamental para a decisão de avanço para determinado investimento, no entanto, esta não deve atentar somente nos aspetos quantitativos, usando indicadores económicos, mas também aspeto qualitativos dado que os objetivos e diretrizes estratégicas dos investidores também pesam na decisão.

Na análise quantitativa do AHFT efetuaram-se duas análises, uma determinística e uma de risco, abordadas nos pontos seguintes.

4.5.1 - Análise Determinística

Esta análise focou-se em determinar os indicadores económicos para avaliar o caso de estudo do AHFT, tendo em atenção todas as estimativas e considerações feitas anteriormente.

Serão utilizados, como indicadores económicos, o Valor Atualizado Líquido (VAL) e a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR).

- Valor Atualizado Líquido (VAL)

O VAL representa o valor atual de todos os Cash Flow ao longo do período do projeto. Ou seja, permite saber o valor hoje de um determinado montante a obter no futuro, atualizado a uma taxa de atualização determinada. Pode-se calcular o VAL utilizando a equação (4.4):

$$VAL = \sum_{k=1}^n \frac{CF_k}{(1+i)^k} \quad (4.4)$$

Onde:

- CF_k - Cash Flow no ano k (k€);
- n - Período (ano);
- i - Taxa de atualização (%).

O n corresponde ao período no qual é avaliado o indicador que neste caso corresponde ao somatório da fase de construção e da fase de exploração que são 84 anos.

O VAL calculado usando a equação (4.4) retorna o valor para o ano de 2008, como este estudo termina a Janeiro de 2014 houve necessidade de atualizar o VAL para essa data.

A forma de o fazer foi utilizar a equação (4.5) onde k é o período entre 2008 e 2014, que corresponde a 6 anos.

$$VAL_{Jul_{2013}} = VAL * (1 + i)^6 \quad (4.5)$$

A taxa de atualização que foi utilizada para o cálculo do VAL pode ser vista como a exigência necessária, por parte do investidor, da remuneração do capital, para viabilizar o projeto.

Esta taxa é denominada Weighted Average Cost of Capital (WACC), que significa custo médio ponderado de capital e, tal como o nome indica, trata-se de uma média ponderada dos capitais próprios da empresa (rentabilidade exigida pelos acionistas para aceitar o investimento) e dos custos de capital de terceiros (exigido pelos credores da empresa para emprestar recursos financeiros à empresa, normalmente em associação com bancos e com juros de empréstimos).

A equação (4.6) foi usada para o cálculo do WACC.

$$WACC = \frac{E}{(E+D)} * R_e + \frac{D}{(E+D)} * R_d * (1 - T_c), \quad (4.6)$$

onde:

- E - valor de mercado do custo de capital próprio (%);
- D - valor de mercado da dívida (%);
- Re - Rentabilidade esperada pelos acionistas (%);
- Rd - Taxa média de juro da dívida (%);
- Tc - Taxa marginal de imposto (%).

Por razões de confidencialidade, não é conhecido o valor do WACC para o AHFT.

Para este caso de estudo, calculou-se o VAL para uma taxa de atualização, i , de 7,8%. Segundo uma apresentação da EDP, em Março de 2011, aos seus investidores, foi assumido um WACC de 7,8%, relativamente à concessão das hídricas [69].

No gráfico 4.7, vê-se o gráfico que relaciona o VAL e a taxa de atualização i :

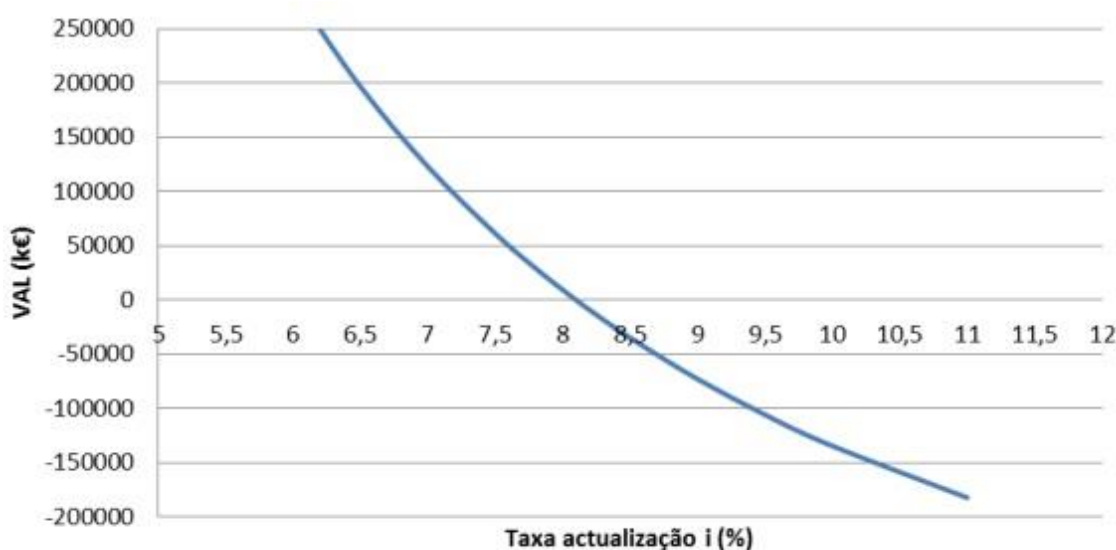


Gráfico 4.7 - Relação entre VAL e taxa de atualização i para o projeto Foz Tua [74].

Como é possível observar, o VAL varia conforme a taxa de atualização i , sendo o VAL maior quanto menor for esta taxa. E é sabido que quanto maior o valor do VAL, maior probabilidade o projeto tem de ser aceite, dada a sua maior viabilidade económica.

Analisando o gráfico, conclui-se que para taxas inferiores a 8%, o VAL é positivo e, portanto, a rentabilidade do aproveitamento cobre o investimento inicial e a remuneração mínima exigida pela taxa de atualização, gerando ainda excedente financeiro. Em valores superiores a 8%, o VAL toma valores negativos, o que mostra a incapacidade de suprir o investimento feito com as receitas geradas durante a exploração, o que levaria provavelmente à não aceitação do projeto por parte dos investidores.

- **Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)**

A TIR define-se como a taxa de rentabilidade que iguala o VAL a zero e com ela se obtém uma taxa de rentabilidade equivalente à remuneração do capital, utilizando a equação (4.7) [68]:

$$\sum_{k=1}^n \frac{CF_k}{(1+i)^k} = 0 \quad (4.7)$$

No AHFT obteve-se uma TIR de 8,3%, e caso este indicador fosse o único a pesar na decisão, o projeto seria considerado economicamente viável visto que a TIR é superior ao WACC, que se sabe ser 7,8% (segundo dados da EDP). Em termos práticos, este resultado demonstra que o custo de oportunidade do capital é inferior à rentabilidade oferecida pelo aproveitamento. Por outro lado, se a TIR fosse inferior ao WACC, o risco apresentado seria tão elevado do projeto não ser viável economicamente que a decisão dos credores e acionistas seria a desaprovação do investimento.

Comparando os indicadores por nós calculados com os que estão referenciados no PNBEPH, e comparando com outros aproveitamentos do PNBEPH que foram aprovados repara-se que a maioria tem efetivamente TIR superiores à rentabilidade mínima exigida, no caso do Fridão é duas vezes superior demonstrando uma rentabilidade bastante atrativa para os investidores. Já no caso do Alvito, a TIR apresenta um valor baixo e menor que o considerado para o WACC da empresa, o que demonstra que existem outros critérios importantes que influenciam a decisão de aprovação de um investimento por parte da empresa que estão relacionados com fatores qualitativos e não, quantitativos.

4.5.2 - Análise de Risco

Em grandes projetos como o AHFT, tanto em termos de investimento como em termos de impacto social e ambiental, há sempre riscos relacionados com a construção e a exploração, e que torna imperativa uma análise cuidada desses riscos e das suas consequências. Uma análise de risco deve, além de identificar riscos e consequências, explorar novas oportunidades que se revelem benéficas para o projeto.

Assim, uma análise de risco quantitativa quantifica numericamente os riscos que vão sendo identificados e que utiliza dados empíricos ou então quantificar os aspetos qualitativos do projeto. Na nossa análise, optei pela primeira opção.

O método utilizado foi a Simulação de Monte Carlo (SMC) através do *Microsoft Excel*, onde são usadas funções distribuição de probabilidade de modo a descrever de uma forma mais realista a incerteza associada às variáveis explícitas na análise de risco. A distribuição utilizada foi a Lognormal visto ser a que melhor se adequa ao nosso caso como sugerido pela análise da distribuição das receitas obtidas no histórico de afluências [74].

Enquanto a simulação está a decorrer, os valores são amostrados de forma aleatória partindo da distribuição de probabilidades de entrada, em que a cada amostra corresponde uma iteração do SMC e, de seguida, é registado o resultado de cada iteração até ao total de 5000 iterações. O resultado final da simulação é uma distribuição de probabilidade de saídas, o que permite uma noção mais precisa do que pode acontecer e qual a sua probabilidade [70].

Para a simulação do AHFT, as variáveis de entrada escolhidas foram as receitas líquidas obtidas nos Mercados de Eletricidade, a taxa de atualização de Preços de Mercado e a taxa de Serviços de Sistema, onde foi escolhida a distribuição Lognormal para sortear estas variáveis.

Como a SMC oferece uma grande capacidade de cálculo, optou-se por realizar 5000 iterações, em que cada iteração é referente aos 75 anos de exploração do aproveitamento, totalizando 375.000 valores possíveis para cada uma das variáveis de entrada. Desta forma, pretende-se assegurar a aleatoriedade o mais possível, visto que não existem valores verdadeiramente aleatórios, somente quase-aleatórios.

Portanto, para cada iteração são escolhidos 75 do conjunto de valores para as receitas, assim como 75 do conjunto de valores para a taxa de crescimento dos preços de mercado e mais 75 do conjunto de valores para o sorteio dos serviços de sistema e, posteriormente são calculadas as rubricas explícitas no subcapítulo Análise Financeira. Posto isto, já é possível determinar o Cash Flow Total que é utilizado para o cálculo do VAL do projeto atualizado.

No cálculo do VAL, é necessário definir a taxa de utilização a utilizar, pelo que foi escolhida a taxa de 7,8% em todas as iterações, de acordo com a recomendação da EDP.

No gráfico 4.8 observa-se um histograma com a distribuição obtida para a taxa de atualização escolhida, 7,8%.

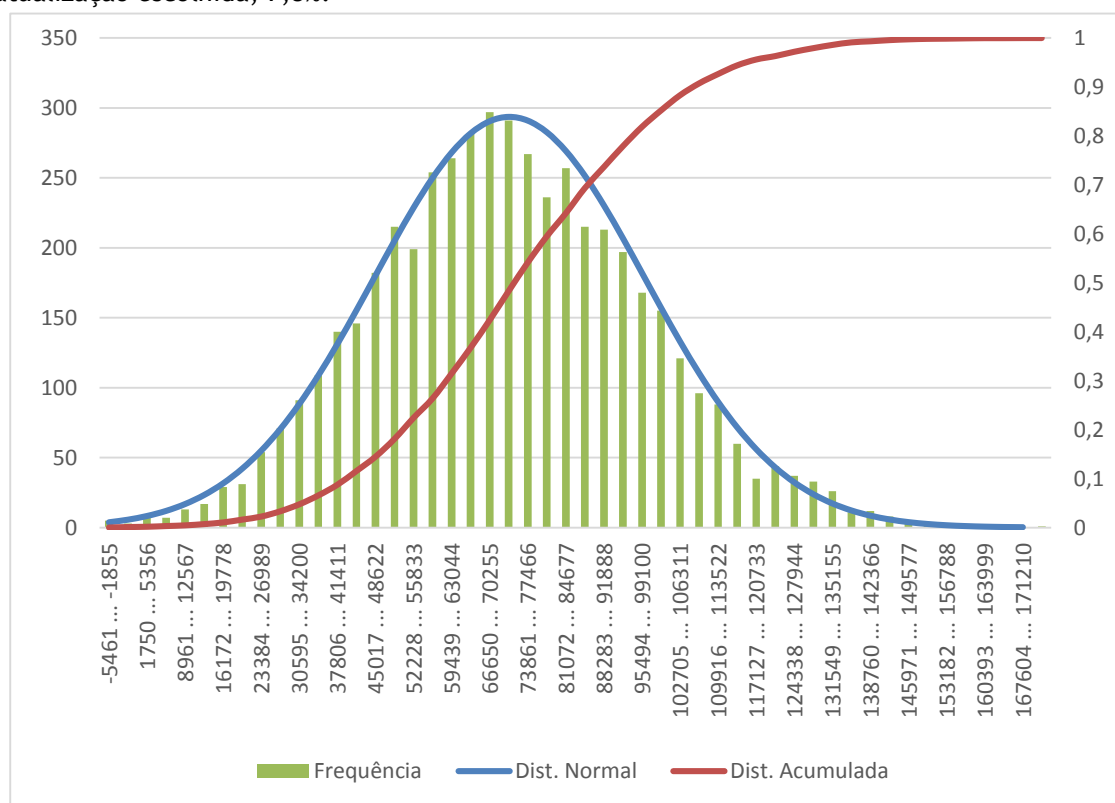


Gráfico 4.8 - Histograma com a distribuição de resultados do VAL.

Os valores obtidos na simulação seguem uma distribuição Normal, que é facilmente visível quando se observa a função de distribuição de probabilidade e pela função de densidade de probabilidade patente no gráfico. O significado dos resultados seguirem esta distribuição apesar dos dados de entrada seguirem uma distribuição Lognormal, é compreendido recorrendo ao Teorema do Limite Central, que argumenta que dada qualquer distribuição, quanto maior for o tamanho da amostra, maior a tendência para a distribuição das médias resultar numa distribuição Normal.

O interesse da empresa nesta análise é saber a probabilidade de lucrar com o investimento, ou seja, a probabilidade do VAL assumir um valor positivo. Ora, isto não é possível determinar apenas pela observação da distribuição Normal e, portanto, construiu-se uma função de distribuição acumulada que permite associar diretamente o valor do VAL à sua probabilidade.

Deste modo, observando o gráfico consegue-se ver que a probabilidade do VAL ser negativo é sensivelmente 10%, ou então, que a probabilidade do VAL ser positivo é 90%, o que seria bastante aliciante para os investidores.

No entanto, é também necessário, além de saber qual a probabilidade de uma rentabilidade positiva, quanto poderá a empresa lucrar e qual o risco associado a esse investimento. O carácter incerto destes projetos não garante certezas mas, utilizando a média e o desvio padrão da distribuição Normal, é possível determinar o intervalo de valores onde é mais provável encontrar o VAL, para diferentes probabilidades.

O facto de haver possibilidade do VAL ser negativo pode criar alguma reticência da parte dos investidores, mas a probabilidade é muito pequena.

No entanto, assim como acontece na análise determinística, o VAL não é o único indicador económico a ser utilizado para avaliar a viabilidade económica do projeto do AHFT. Assim, também se calculou a TIR que não é influenciada pelo WACC especificado pela empresa [74].

No gráfico 4.9 é apresentado o histograma dos resultados obtidos, que seguem a mesma distribuição Normal que o VAL.

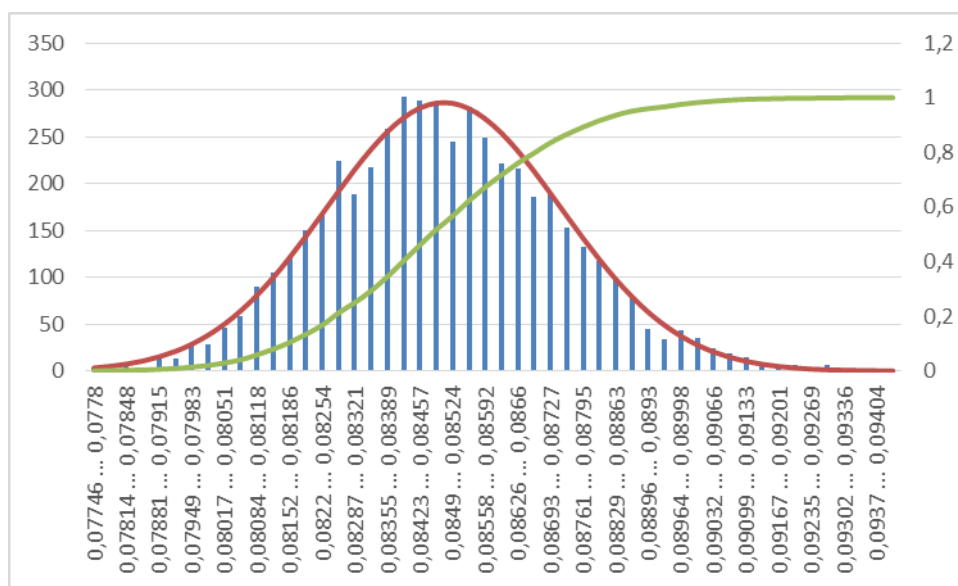


Gráfico 4.9 - Histograma com a distribuição de resultados da TIR.

Seria também interessante para o projeto saber qual a probabilidade do valor da TIR ser superior ao valor do WACC, e utilizando a função de distribuição acumulada consegue-se fazer isto mesmo. A conclusão é que a probabilidade é superior a 90%, o que é extremamente valoroso para o mérito do projeto.

No gráfico 4.10, consegue-se verificar os valores da TIR com maiores probabilidades no projeto do AHFT, utilizando a regra dos 3-sigmas.

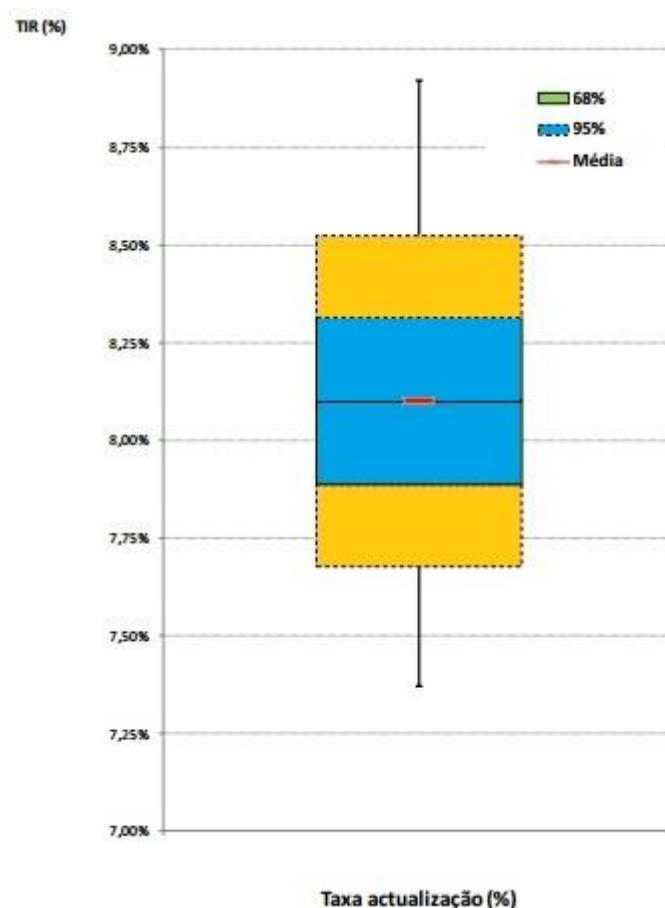


Gráfico 4.10 - Intervalos de TIR para diferentes probabilidades.

4.6 - Análise Qualitativa

Na análise quantitativa, é feita uma análise económica para avaliar a viabilidade e a rentabilidade do AHFT. Há, no entanto, outros aspetos importantes a considerar relacionados com fatores socioeconómicos e ambientais, assim como do próprio desenvolvimento da região.

Na Declaração de Impacte Ambiental (DIA), foram referidas um conjunto de medidas necessárias para a aprovação do projeto que davam resposta a alguns problemas identificados na DIA.

Entre as condicionantes referidas, existe uma que pretendia a promoção do desenvolvimento socioeconómico e cultural da região do Vale do Tua. Dessa vontade surgiu a Agência de Desenvolvimento Regional do Vale do Tua (ADRVTV), que inclui os municípios da região (Alijó, Carrazeda de Ansiães, Mirandela, Murça e Vila For) e a EDP. Este organismo não tem fins lucrativos e tem ao seu encargo a promoção de iniciativas que valorizem os recursos endógenos do Vale do Tua e capitalizar as oportunidades criadas pelo aproveitamento de Foz Tua [72].

O orçamento da ADRVT é originário de uma percentagem das receitas anuais do AHFT, pela EDP.

Esta agência permite unir esforços com os municípios no sentido de criar riqueza e emprego para a região, procurando estratégias que visam reduzir a desertificação sentida cada vez mais nesta zona do país, e também o fomento da malha empresarial, essencialmente no setor terciário, mais em concreto, do turismo, hotelaria e restauração.

A construção do AHFT irá criar 800 empregos diretos para a construção do empreendimento, podendo chegar aos 1000 trabalhadores no pico de trabalho em obra, e aproximadamente 3000 empregos indiretamente ligados à obra. Este influxo de trabalhadores na região irá fomentar outros setores como a habitação e a restauração.

Outra medida prevista na DIA é o fomento do autoemprego, através de programas como o “EDP Empreendedor Sustentável”, cuja primeira edição conseguiu gerar 100 empregos diretos na região do Baixo Sabor e um investimento de 2,9 M€, assim como um volume de negócios na ordem dos 4 milhões de euros. A próxima edição deste programa de empreendedorismo irá agora contar com a região do Tua [73].

O potencial turístico do Vale do Tua será enriquecido com o Núcleo Museológico e com o Plano de Mobilidade, promovido pela ADRVT e e pela EDP.

Este plano visa colmatar o fecho da Linha do Tua, que já tinha sido alvo de polémica em 2008 quando foi suspensa em virtude de vários acidentes ocorridos na linha. Este sistema, que terá um custo compartilhado em 10 milhões de euros pela EDP e complementado com fundos da União Europeia, pretende requalificar 75% da linha e criar uma solução de mobilidade para o uso quotidiano mas também oferecer soluções de interesse turístico.

A mobilidade quotidiana visa servir as populações da região, através de transporte ferroviário mas também rodoviário. A mobilidade turística, terá um circuito multimodal que utiliza 3 tipos de transporte entre o Foz Tua e Mirandela, que se encontram por sua vez, divididos em três troços. O primeiro troço será feito através de um veículo elétrico sobre carris e um funicular num percurso com 4 km. O segundo troço, com 19,1 km, faz a ligação turística entre a barragem e Brunheda, e o terceiro troço sai de Brunheda e termina em Mirandela, utilizando um comboio e é o mais longo dos três, com 39,2 km. O Plano de Mobilidade está previsto entrar em funcionamento em 2016 [73] e pode-se ver um esquema do mesmo na figura 4.3:



Figura 4.3 - Circuito multimodal do Plano de Mobilidade

Tal como o Plano de Mobilidade, o Núcleo Museológico está previsto para 2016, e será integrado na estação ferroviária de Foz Tua, num edifício novo, onde servirá como homenagem à memória da antiga Linha do Tua.

Em Dezembro de 2012, a ADRVT enviou para o Instituto de Conservação da Natureza e Florestas (ICNF), o projeto base para o Parque Natural Regional do Vale do Tua, que será financiado pelo Fundo do Tua e consiste numa área protegida, de proteção da biodiversidade da região, e simultaneamente, com o intuito de fomentar o turismo da natureza e também melhorar a qualidade de vida nas aldeias ribeirinhas [73].

Ainda no âmbito das medidas previstas na DIA, foi assinado em meados de 2013, um acordo entre a EDP e a ADRVT em que a EDP se propõe recuperar o património cultural da região, nomeadamente a requalificação de monumentos como a ponte e via medieval de Ribatua em Alijó, a Capela da Misericórdia de Murça, o Santuário do Senhor de Perafita, Cabeço da Mina em Vila Flor, entre outros no concelho de Carraceda de Ansiães e Mirandela [73].

Por último, importa referir a opção de escolha pelo NPA 170, preterido em vez de níveis de cotas superiores que ofereciam mais rentabilidade ao projeto mas se entendia serem mais prejudiciais em termos ambientais. Esta opção demonstra claramente a presença de outros fatores importantes na tomada de decisão para um empreendimento deste género.

Capítulo 5

Conclusões

5.1 - Conclusões

A política seguida pelo Governo na última década decorre diretamente das políticas energéticas implementadas a nível europeu e mundial, que visam a redução de emissões de gases de estufa e a eficiência energética, e a construção e o licenciamento de novos aproveitamentos hidroelétricos é uma das consequências desta orientação.

Os novos aproveitamentos procuram oferecer soluções capazes de fazer face às previsões que apontam para um crescimento do consumo de energia elétrica, principalmente nas pontas do diagrama de cargas, e diminuir a dependência portuguesa na importação de combustíveis fósseis reduzindo o tempo de operação das centrais térmicas que também permite reduzir a fatura energética externa. A aposta em fontes de energia limpa, endógena e renovável é clara hoje em dia, e o mix energético do parque eletroprodutor nacional depende cada vez mais da hídrica e da eólica, que da energia térmica.

Como resultado desta tendência, surge o aproveitamento hidroelétrico de Foz Tua, dotado de uma albufeira com uma capacidade produtiva equivalente a 6% da capacidade de produção hídrica nacional e numa posição privilegiada na cascata do Douro que irá permitir uma melhor regularização de caudais afluentes, que por sua vez reduz a probabilidade de ocorrência de cheias no troço principal do Rio Douro e ainda maximiza a produção elétrica nos escalões a jusante de Foz Tua.

Dada a característica reversível dos grupos geradores que serão instalados no AHFT, este aproveitamento consegue otimizar a sua produção, tendo a capacidade de bombear água da albufeira de jusante para a albufeira de montante nos períodos de vazio em que os preços de mercado são mais baixos, aumentando o potencial energético de turbinamento para ser utilizado nas alturas em que os preços são mais altos, criando um acréscimo de receitas, especialmente em relação a um aproveitamento que não tenha bombagem.

Na análise técnica, destaca-se o projeto desenhado pelo Arquiteto Eduardo Souto Moura para a central, que reformulou o projeto inicial após considerações acerca do impacto negativo do empreendimento no Relatório de Impacte Ambiental. Souto Moura optou por

enterrar grande parte dos edifícios que constituíam a central, exceptuando a subestação que se encontra numa plataforma à cota da ponte rodoviária Edgar Cardoso.

A central hidroelétrica do AHFT terá dois grupos geradores instalados que permitem turbinamento e bombagem. A turbina utilizada será do tipo Francis reversível, com orientação vertical. Os grupos têm sistemas de arranque auxiliar para o arranque em repouso, em modo de bombagem, dotados de conversor estático de frequência.

A potência nominal que será instalada foi dividida em dois grupos de 126 MW, uma vez que se optou pela divisão de caudal. Outros fatores que pesaram na decisão da potência a instalar foram a queda, o rendimento esperado e as perdas de carga. Foi portanto necessário duplicar algumas estruturas da central e do próprio equipamento, nomeadamente os circuitos hidráulicos (tomada de água, túnel de adução e restituição), sistemas de desafoamento da roda, sistemas de excitação, sistema de regulação de velocidade e transformadores do grupo.

Em relação à parte económica, foi elaborada uma avaliação do projeto, dividida em fase de construção e fase de exploração, na qual foram estimadas os pagamentos e recebimentos para ambos as fases.

Relativamente aos investimentos realizados, dizem respeito à fase de construção, e estão relacionados com a própria execução do aproveitamento e nela inserem-se os custos de aquisição dos terrenos adjudicados, os custos de obras de construção civil e dos equipamentos necessários, custos de pessoal que pertence a equipas de fiscalização e gestão e os custos dos próprios estudos e projetos realizados nesta fase. Também se incluem nesta fase, os custos com a concessão do projeto. Os pagamentos que dizem respeito a custos de pessoal e O&M assim como as medidas de proteção ambiental e desenvolvimento da região englobadas no Fundo do Tua, ocorrerão durante a extensão do período de exploração do AHFT.

Os recebimentos são provenientes, na sua grande maioria, das receitas da venda de energia elétrica no mercado ao longo dos 75 anos da fase de exploração. As receitas estimadas foram fornecidas recorrendo ao programa desenvolvido pelo Eng.º José Carlos Sousa, para o estágio de exploração de 2017. A restante simulação foi efetuada considerando uma produção constante com as receitas a serem afetadas por uma taxa de crescimento de preços de mercado, cujos valores também foram simulados no programa desenvolvido pelo Eng.º José Carlos Sousa. Após a análise de resultados, verifica-se que o AHFT consegue maximizar os seus lucros com as receitas da venda de energia ao mesmo tempo que otimiza os recursos hídricos ao seu dispor, fazendo bom uso da capacidade de armazenamento útil da sua albufeira.

Num ano médio, os aproveitamentos com capacidade de armazenamento maior conseguem programar a sua exploração de forma a turbinar águas nas horas de cheia onde a energia tem preços de mercado mais elevados. Se aliarmos esse facto à capacidade de bombagem, a versatilidade é maior e uma boa estratégia de exploração permite retirar o máximo de lucro face à capacidade da albufeira e à potência nominal.

A influência do AHFT na cascata do Douro Nacional é, em grande margem, positiva, relativamente à produção de energia elétrica, especialmente os aproveitamentos a fio-de-água a jusante de Foz Tua. Esta influência positiva manifesta-se no incremento de produção energética devido à minimização dos caudais descarregados, o que leva a um aumento das receitas em mercado.

Há dois aproveitamentos, Valeira e Baixo Sabor, o primeiro porque terá que ser obrigado a turbinar nalgumas situações de forma a facilitar a bombagem no Foz Tua, e o segundo porque “compete” diretamente com o AHFT.

Nos recebimentos, foram contabilizados os serviços de sistema que o AHFT pode fornecer à REN, o Gestor de Sistema. Apesar dos serviços de sistema obrigatórios não serem remunerados, os serviços de sistema complementares podem sê-lo, no valor de 20% das receitas líquidas obtidas nos mercados. O valor utilizado para a estimativa é superior ao referido no PNBEPH dado que, com a penetração da eólica no nosso sistema eletroprodutor, os aproveitamentos hídricos ganham uma nova importância para assegurar a estabilidade do sistema devido ao seu conjunto de características únicas - arranque rápido, disponibilidade e fiabilidade.

A garantia de potência, um incentivo ao investimento dado pelo Estado Português, por um período de 10 anos desde o 1º ano de exploração, corresponde a uma parcela menor da remuneração total prevista durante a fase de exploração. Cabe à entidade promotora suportar o risco do investimento, sem grande dependência de apoios governamentais.

A avaliação económica do projeto do AHFT foi feita, por intermédio de uma análise determinística e uma análise de risco. A análise determinística permitiu calcular os indicadores de natureza económica que influenciam a posição dos investidores face ao investimento e consistem no Valor Atualizado Líquido (VAL) e a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR). A viabilidade económica do projeto é conseguida quando há um VAL positivo, sendo que este depende da taxa mínima de retorno exigida pela empresa para aceitar o projeto, denominada Weighted Average Cost of Capital (WACC). Quanto menor for a taxa de retorno exigida pela empresa, maior valor terá o VAL e, portanto, maior probabilidade existe do projeto ser viável e ser aceite como um bom investimento.

A TIR, taxa interna de rentabilidade, é o outro indicador a considerar para avaliar a viabilidade económica do projeto. Caso seja superior ao WACC, o projeto consegue gerar lucros acima do custo de oportunidade do capital. O valor obtido para a TIR foi 8,3%, superior aos 7,8% definidos pela EDP. Comparando estes valor com outros projetos, como o aproveitamento do Fridão ou do Alvito, ambos aceites pela EDP e pelo PNBEPH, repara-se que está abaixo da TIR de Fridão mas é superior à do Alvito que ainda assim foi aceite pela EDP e no PNBEPH, o que mostra que a análise qualitativa também tem o seu peso.

Na análise qualitativa, importante para compreender toda a natureza do risco associado à construção do AHFT, que não é apenas económica, e terá impactes no desenvolvimento regional e na matriz socioeconómica da região. Neste sentido, foram criadas estratégias para fomentar este desenvolvimento e para melhorar a qualidade de vida das pessoas nos municípios circundantes, tais como iniciativas de promoção de emprego, a construção de um Núcleo Museológico para homenagear o património cultural da Linha do Tua. Também foi desenvolvido um Plano de Mobilidade em três troços que serve tanto a população no seu quotidiano como os turistas que se espera venham conhecer a região, entre outras medidas que visam a melhoria global da região e demonstram uma intenção que extravaza a necessidade de melhorar o sistema elétrico nacional e a sua rentabilidade.

É preciso haver um bom balanço entre a necessidade, neste caso, de construir um aproveitamento hidroelétrico, e as opções que é preciso tomar para maximizar a sua utilização e minimizar o seu impacto. Senão, há o risco maior de minimizar o impacto sem maximizar a sua exploração, e ninguém fica a ganhar.

5.2 - Trabalhos Futuros

Após a conclusão da dissertação, e analisando as muitas simplificações e considerações feitas ao longo do trabalho, tentou-se descobrir como melhorar os resultados obtidos e pensar em novas ideias que dessem continuação ao tema desenvolvido e sugestões para trabalhos futuros.

Nos recebimentos, relativamente às remunerações da venda de energia em mercado e dos serviços de sistema, foram feitas uma série de simplificações devido à elevada incerteza de previsão no horizonte a médio/longo prazo, nomeadamente hidraulicidade e eolicidade, diagramas de carga, preços de mercado e a estrutura do parque eletroprodutor. Também não foram tomados em consideração a possível harmonização dos serviços de sistema entre Portugal e Espanha, e a grande integração de veículos elétricos no sistema elétrico. Todos estes fatores podem alterar os resultados obtidos neste trabalho e seria interessante incluir num futuro trabalho um modelo para algumas destas simplificações.

Existe igualmente a questão da conversão dos registos históricos mensais de afluências, fornecidos pela EDP, para registos horários. Poderiam ser usadas as afluências horárias como dados de entrada, aumentando a precisão dos resultados obtidos.

Outra simplificação feita foi assumir que a compra de energia elétrica ocorre apenas nos mercados de eletricidade e seria interessante incluir a hipótese de se comprar energia proveniente das eólicas a preços muito baixos, algo que se verifica na realidade e que até faz sentido dada a simbiose entre aproveitamentos com bombagem e a energia eólica.

Na avaliação económica comparou-se a TIR ao WACC assumido segundo o que foi fornecido pela EDP, no entanto, seria muito mais interessante conhecer o WACC real do projeto para uma análise mais a fundo.

Referências

- [1] REN - Redes Energéticas Nacionais, Hidroelectricidade em Portugal - memória e desafio. 2002.
- [2] N.M.C. Félix, “Reflexões e Análises Críticas ao Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico”, FEUP, 2010. [s.l.]
- [3] R.A.C. Moreira, “Potencial hidroelétrico Português desaproveitado,” FEUP, 2009.
- [4] EDP - Electricidade de Portugal, O passado, presente e futuro dos grandes aproveitamentos hidroelétricos. 2002.
- [5] Europeu, P. Pacote clima-energia: “três vintes” até 2020. 2008 17/12/2008 13/04/2010]; Disponível em:
<http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?type=IM-PRESS&reference=20081208BKG44004&language=PT>
- [6] T.M.X. Vasconcelos, “Análise Técnico-Económica de um Aproveitamento Hidroelétrico: Aproveitamento Hidroelétrico do Baixo Sabor,” IST, 2012.
- [7] A.P.A.C. Gil, “O Planeamento de Recursos Hídricos no actual contexto de incerteza: objectivos e metodologias,” IST, 2011
- [8] REN - Redes Energéticas Nacionais, “Dados Técnicos Eletricidade,” 2012.
- [9] REN - Redes Energéticas Nacionais, “Estatística Diária - Diagrama.” [Online]. Disponível em:
<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiariaDiagrama.aspx>
- [10] P.M.M. Teixeira, “Monitorização da Implementação das Directivas Comunitárias sobre a Utilização de Fontes Renováveis de Energia em Portugal,” FEUP, 2010.
- [11] “Protocolo de Quioto,” Infopédia. Porto Editora [Online]. Disponível em:
[http://www.infopedia.pt/\\$protocolo-de-quioto](http://www.infopedia.pt/$protocolo-de-quioto)
- [12] Comissão para as Alterações Climáticas, “Programa Nacional para as Alterações Climáticas: Versão 2001,” 2002.
- [13] Directiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, vol. 6. Jornal Oficial das Comunidades Europeias, L 283/33, de 27 de Setembro, 2001, pp. 33-40.

- [14] Ministério da Economia, Programa E4: Eficiência Energética e Energias Endógenas. 2001.
- [15] Presidência do Conselho de Ministros, Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005. Diário da República, I Série-B, n.º 204 de 24 de Outubro, 2005, pp. 6168-6176.
- [16] Presidência do Conselho de Ministros, Resolução do Conselho de Ministros n.º 80/2008. Diário da República, 1.ª série, n.º 97 de 20 de Maio, 2008, pp. 2824-2865.
- [17] Portugal, E.D.P.E.d., Luz própria 50 anos do Sistema Eléctrico Nacional 25 anos da EDP. 2002, EDP: Lisboa. 110 p-110 p.
- [18] INAG - Instituto da Água I.P., “Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH).” 2007.
- [19] EDP - Energias de Portugal, “Revolução Energética.” [Online]. Disponível em: http://www.a-nossa-energia.edp.pt/mais_melhor_energia/revolucao_energetica.php
- [20] Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, vol. 2008, no. 2. Jornal Oficial da União Europeia, L 140/16 de 5 de Junho, 2009, pp. 16-62.
- [21] Presidência do Conselho de Ministros, Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, vol. 2020, no. Ene 2020. Diário da República, 1.ª série, n.º 73 de 15 de Abril, 2010.
- [22] Notícia Visão, “Barragens/Alto Tâmega: Municípios afetados reivindicam contrapartidas financeiras,” 2010. [Online]. Disponível em: <http://visao.sapo.pt/barragensalto-tamega-municipios-afetados-reivindicamcontrapartidas-financeiras=f568369>
- [23] Ferreira, P.N., O Porquê das Energias Eólica e Hídrica, in Dia das Renováveis EDP. 2008; Disponível em: http://www.edp.pt/pt/investidores/publicacoes/apresentacoes/Apresentaes%202008_1/Dia%20do%20Investidor%20-%20Janeiro%202008%20-%20Parte%20I.pdf
- [24] “Políticas de Clima pós 2012.” [Online]. Disponível em: <http://apambiente.pt/index.php?ref=16&subref=81&sub2ref=117>
- [25] Notícia Público, “ONU prolonga Quioto, mas adia outras decisões,” 2013. [Online]. Disponível em: <http://www.publico.pt/ecosfera/noticia/onu-prolonga-quioto-mas-adianovas-decisoes-sobre-o-clima-1576645>
- [26] Secretário de Estado da Presidência do Conselho de Ministros, “Comunicado do Conselho de Ministros de 28 de Fevereiro de 2013.” 2013 [Online]. Disponível em: <http://www.portugal.gov.pt/pt/os-ministerios/primeiro-ministro/secretario-deestado-da-presidencia-do-conselho-de-ministros/documentos-oficiais/20130228-cmcomunicado.aspx>
- [27] REN - Redes Energéticas Nacionais, “Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Electricidade 2012-2017 (2022),” 2012.
- [28] Notícia Económico, “Consumo de electricidade com maior quebra em 20 anos,” 2012. [Online]. Disponível em: http://economico.sapo.pt/noticias/consumo-de-electricidade-com-maior-quebra-em-20-anos_138511.html
- [29] Notícia Público, “Consumo de electricidade cai para o menor nível desde 2005,” 2013. [Online]. Disponível em: <http://www.publico.pt/ecosfera/noticia/consumo-de-electricidade-cai-para-o-menor-nivel-desde-2005-1579381>
- [30] Notícia IOL, “Carro Eléctrico: O Sonho de Sócrates está a fracassar,” 2013. [Online].

- Disponível em: <http://www.iol.pt/push/iol-push---economia/socrates-carros-eletricoscarro-eletrico-carros-automoveis-vendas/1408252-6469.html>
- [31] Ministério da Economia e da Inovação, “Energia e Alterações Climáticas,” 2007.
 - [32] R.M. Leitão, “A Hidroelectricidade na Bacia Portuguesa do Rio Douro - Situação e Perspectivas de Desenvolvimento.” 2010.
 - [33] A.F. da Costa, “Cerimónia de lançamento da obra: Apresentação do projecto.”
 - [34] DGEG - Direcção Geral de Energia e Geologia, “Estatísticas Rápidas.” [Online]. Disponível em: <http://www.dgeg.pt/>
 - [35] REN - Redes Energéticas Nacionais, “Potencial hidroeléctrico nacional,” 2006.
 - [36] Ministério do Ambiente do Ordenamento do Território e do Desenvolvimento Regional, “Declaração de Impacte Ambiental do Aproveitamento Hidroeléctrico de Foz Tua.” pp.1-24, 2009.
 - [37] ADRVT, “Barragem Foz Tua - Cronologia,” 2012. [Online]. Disponível em: <http://www.valetua.pt/cronologia/>
 - [38] EDP - Energias de Portugal, “Foz Tua Perguntas Frequentes.” [Online]. Disponível em: http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/perguntas_frequentes.php?item_id=80&cp_type=h§ion_type=perguntas_frequentes
 - [39] EDP - Energias de Portugal, “Aproveitamento Hidroeléctrico de Foz Tua.” 2013.
 - [40] Almeida, Alexandra, Banco Europeu de Investimento, BEI, Financiamento de Infra-estruturas - Parcerias Público Privadas, Novembro 2008, disponível em http://www.aiccopn.pt/upload/PPP_17_11/Alexandra_Almeida_BEI.pdf
 - [41] M.V. Guedes, “O Alternador Síncrono Trifásico nos Pequenos Aproveitamentos Hidroeléctricos.” 1994.
 - [42] J.P.S. Paiva, Redes de Energia Eléctrica: Uma análise sistémica, 2ª ed. 2007.
 - [43] EDP - Energias de Portugal, “Complementaridade Hídrica-Eólica.” [Online]. Disponível em: http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/complementariedade_hidroeolica_he.php
 - [44] Conselho de Reguladores do MIBEL, Descrição do Funcionamento do MIBEL, Novembro 2009, disponível em http://www.cmvm.pt/CMVM/Cooperacao%20Internacional/Conselho%20Reguladores%20Mibel/Documents/Estudo_MIBEL_PT.PDF
 - [45] EDP - Gestão da Produção de Energia S.A., Aproveitamento Hidroeléctrico de Foz Tua - Empreitada Geral de Construção, Volume III - Elementos do Projecto, Tomo III-A1 - Memória Descritiva. 2010.
 - [46] Profico Ambiente, Estudo de Impacte Ambiental do Aproveitamento Hidroeléctrico de Foz Tua: Relatório Técnico, vol. I. 2008.
 - [47] EDP - Gestão da Produção de Energia S.A., Aproveitamento Hidroeléctrico de Foz Tua - Empreitada Geral da Construção, Volume III - Elementos do Projecto, Caixas 3/7 e 4/7. 2010.
 - [48] EDP - Gestão da Produção de Energia S.A., Aproveitamento Hidroeléctrico de Foz Tua - Projecto - Aditamento. 2012.
 - [49] M.V. Guedes, “Máquinas Eléctricas Síncronas: arranque dos motores síncronos.” 2003.
 - [50] EDP - Energias de Portugal, “Estudo de Impacte Ambiental - Aproveitamento Hidroeléctrico de Foz Tua”, 2008

- [51] EDP - Gestão da Produção de Energia S.A., Proposta para Fornecimento de Equipamentos Aproveitamento Hidroeléctrico de Foz Tua: Proposta Técnica - Parte II - Documentos de Especificação Técnica.
- [52] V.E.L. Marques, “Ajuste de parâmetros para modelos típicos de sistemas de excitação, recorrendo à resposta em frequência do modelo,” FEUP, 2011.
- [53] EDP - Energias de Portugal, “Sistema de Regulação de Velocidade.” 2012.
- [54] Notícia Público, “EDP estuda cinco alternativas para linha de alta tensão a partir de Foz Tua,” 2013. [Online]. Disponível em: <http://www.publico.pt/economia/noticia/edp-estuda-cinco-alternativas-para-linha-de-alta-tensao-a-partir-de-foz-tua-1589610>
- [55] Ministério da Economia e do Emprego, Portaria n.º 251/2012. 2012, pp. 4586-4592.
- [56] J.C.V. Sousa, “Estimativa da Remuneração de Centrais Hídricas em Mercados de Electricidade,” FEUP, 2007.
- [57] ERSE, “Mercado Grossista de Electricidade.” [Online]. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/Paginas/default.aspx>
- [58] ERSE, Harmonização Regulatória da Integração da Produção em Regime Especial no MIBEL e na Operação dos Respectivos Sistemas Eléctricos. .
- [59] C.F.G.H. da Silva, “Análise Estatística dos Resultados do Mercado Ibérico de Electricidade no ano de 2010,” FEUP, 2011.
- [60] OMIE, “Resultados Mercado.” [Online]. Disponível em: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>
- [61] EDP, “Declaração Ambiental - Aproveitamentos Hidroeléctricos de Direcção de Produção Hidráulica”, 2011.
- [62] Commission, E., EU energy and transport in figures - Statistical Pocketbook 2010. 2010; Disponível em: http://ec.europa.eu/energy/publications/doc/2010_energy_transport_figures.pdf
- [63] Cunha, L. V., Oliveira, R. P., Ribeiro, L., & Nascimento, J. (s.d.). Impactes das Alterações Climáticas nos Recursos Hídricos Portugueses. Obtido em Julho de 2011, de Projecto SIAM: http://www.siam.fc.ul.pt/siamII_pdf/RecursosHidricos.pdf
- [64] ERSE, “Banda de Regulação Secundária.” [Online]. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/BandaDeregulacaoSecundaria.aspx>
- [65] ERSE, “Reserva de Regulação.” [Online]. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/ReservaDeregulacao.aspx>
- [66] Barros, Hélio, Análise de Projectos de Investimento, Edições Silabo, Lisboa, 2008
- [67] J. Esteves, “Interligações e Mercado de Serviços de Sistema: A realidade do MIBEL no contexto Europeu.” 2011.
- [68] V. Miranda, “Tópicos de Matemática Financeira - para Aplicação em Gestão de Energia,” 2006.
- [69] EDP - Energias de Portugal, “EDP Investor Presentation.” 2011.
- [70] Palisade, “Risk Analysis.” [Online]. Disponível em: http://www.palisade.com/risk/risk_analysis.asp
- [71] Wikipédia, “Distribuição Normal.” [Online]. Disponível em:

http://pt.wikipedia.org/wiki/Distribui%C3%A7%C3%A3o_normal

- [72] ADRVT, "A ADRVT." [Online]. Disponível em: <http://www.valetua.pt/quem-somos/>
- [73] ADRVT, "Desenvolvimento Regional." [Online]. Disponível em:
<http://www.valetua.pt/desenvolvimento-regional/>
- [74] D.L.C.R. Carvalho, "Análise Técnico-Económica de Aproveitamentos Hidroeléctricos - Aproveitamento Hidroeléctrico de Foz Tua", FEUP, 2013
- [75] I. Soares, J. Moreira, C. Pinho, J. Couto, "Decisões de Investimento - Análise Financeira de Projectos", Edições Sílabo, 2012

Anexos

Anexo A - Investimentos e Recebimentos

Tabela A.1 - Resultados dos investimentos, pagamentos e recebimentos entre 2008 e 2016

	k€				Fase Construção					
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	Ano				-6	-5	-4	-3	-2	-1
Investimento	Terrenos				1525,902	3137,255	480	244,8	1914,336	679,1731
	Obras				16731,52	107500	21930	22368,6	27379,17	23272,29
	Equipamentos				2715,152	11164,71	24674	27103,44	23696,15	7049,605
	Projectos				3814,755	2941,176	3000	3060	3121,2	4244,832
	Gestão e Fisc				875,4864	3000	3060	3121,2	3183,624	2273,108
	Imprevistos				816,6511	4790,123	1642,634	1723,708	1890,486	1175,975
	Pagamento pela concessão	53100	0	10495						
	Cash Flow Investimento	53100	0	10495	26479,46	132533,3	54786,63	57621,75	61184,96	38694,98
	Mercado Electricidade									
	Mercado Electricidade evol									
	Ganho Douro									
	Serviço Sistema									
	Garantia Potência									
	O&M + Pessoal									
	Fundo do Tua (3%)									

Tabela A.2 - Resultados dos investimentos, pagamentos e recebimentos entre 2017 e 2027

2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7981,466212										
219181,5753										
96403,05324										
20181,96394										
15513,41792										
12039,5765										
371301,0532										
26158,98	23822,03	26654,41	26926,42	17338,83	21540,14	36276,95	24163,91	45714,14	33239,80	40135,39
26158,98	24996,07	29269,39	28068,74	20567,29	24930,40	39795,31	29796,27	57177,77	46032,48	61149,25
557,00	584,45	611,65	580,63	660,71	644,67	611,02	686,83	696,68	771,37	848,63
8427,32	6057,83	8310,33	6515,81	4321,88	8279,19	9976,51	7961,25	15417,12	11037,08	13492,06
3276,00	3276,00	3276,00	3276,00	3276,00	3276,00	3276,00	3276,00	3276,00	3276,00	
500,00	510,00	520,20	530,60	541,22	552,04	563,08	574,34	585,83	597,55	609,50
784,77	749,88	878,08	842,06	617,02	747,91	1193,86	893,89	1715,33	1380,97	1834,48
37134,54	33654,47	40069,09	37068,52	27667,65	35830,31	51901,90	40252,12	74266,40	59138,41	73045,97
31442,34	27962,28	34376,89	31376,32	21975,46	30138,12	46209,71	34559,93	68574,20	53446,21	67353,77
7860,59	6990,57	8594,22	7844,08	5493,86	7534,53	11552,43	8639,98	17143,55	13361,55	16838,44

Tabela A.3 - Resultados dos investimentos, pagamentos e recebimentos entre 2028 e 2038

2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
35792,33	52060,10	28386,27	46131,35	31457,17	39461,25	25780,49	26233,56	42193,88	26557,46
51918,46	68705,65	42751,27	51839,94	51758,46	64234,53	41856,41	30891,99	88086,54	39709,10
807,95	735,09	838,87	625,93	916,47	906,68	904,33	655,91	1162,83	832,83
12944,08	16097,12	10035,17	11693,39	13329,34	15224,72	11025,17	9541,40	22375,05	8052,41
621,69	634,12	646,80	659,74	672,93	686,39	700,12	714,12	728,41	742,97

1557,55	2061,17	1282,54	1555,20	1552,75	1927,04	1255,69	926,76	2642,60	1191,27
63491,25	82842,57	51695,97	61944,32	63778,57	77752,50	51830,10	39448,42	108253,41	46660,10
57799,06	77150,38	46003,78	56252,12	58086,38	72060,31	46137,91	33756,23	102561,22	40967,91
14449,76	19287,59	11500,94	14063,03	14521,59	18015,08	11534,48	8439,06	25640,30	10241,98

Tabela A.4 - Resultados dos investimentos, pagamentos e recebimentos entre 2039 e 2049

2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
31695,21	32044,04	37948,67	49343,39	27877,82	40844,36	32409,43	37926,60	26997,79	23472,93	23659,35398
52610,23	53251,68	111047,44	89068,23	68273,38	71734,54	80426,13	118098,06	52334,76	81196,91	45385,06252
924,55	925,64	1629,92	1005,42	1364,11	978,25	1382,23	1734,42	1079,74	1926,76	1068,47718
16326,34	13601,24	28530,56	13314,09	12468,59	21310,98	22624,83	30763,51	16962,21	21401,56	11995,59007
772,99	788,45	804,22	820,30	836,71	853,44	870,51	887,92	905,68	923,79	942,2702961
1578,31	1597,55	3331,42	2672,05	2048,20	2152,04	2412,78	3542,94	1570,04	2435,91	1361,551875
67509,83	65392,56	137072,28	99895,40	79221,16	91018,29	101149,90	146165,13	67900,98	101165,53	56145,30759
61817,63	59700,37	131380,08	94203,20	73528,97	85326,10	95457,70	140472,94	62208,79	95473,33	50453,1131
15454,41	14925,09	32845,02	23550,80	18382,24	21331,53	23864,43	35118,23	15552,20	23868,33	12613,27827

Tabela A.5 - Resultados dos investimentos, pagamentos e recebimentos entre 2050 e 2060

2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43
51719,4	34676,9	25731,0	37535,9	60235,2	26762,3	23022,5	30679,1	21854,4	26107,9	61631,2
125325,5	92390,9	71180,8	80967,0	146167,2	193486,7	45629,8	80610,6	35911,8	153079,8	259058,2
1349,7	1484,0	1540,9	1201,5	1351,6	4027,0	1104,0	1463,5	915,3	3265,9	2341,3

19466,6	27194,9	18526,8	18292,8	44827,0	41118,8	7134,0	19125,2	7846,6	30960,7	53442,7
961,1	980,3	999,9	1019,9	1040,3	1061,1	1082,4	1104,0	1126,1	1148,6	1171,6
3759,8	2771,7	2135,4	2429,0	4385,0	5804,6	1368,9	2418,3	1077,4	4592,4	7771,7
141421,0	117317,8	88113,0	97012,3	186920,5	231766,7	51416,5	97677,0	42470,2	181565,5	305898,9
135728,8	111625,6	82420,8	91320,1	181228,3	226074,6	45724,3	91984,8	36778,0	175873,3	300206,7
33932,2	27906,4	20605,2	22830,0	45307,1	56518,6	11431,1	22996,2	9194,5	43968,3	75051,7

Tabela A.6 - Resultados dos investimentos, pagamentos e recebimentos entre 2061 e 2071

2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071
44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54
54434,4	32256,5	58044,6	55709,1	33110,1	33799,9	27733,0	24343,0	43248,9	38846,5	32333,6
412037,8	66372,3	222643,3	130510,0	101888,8	141146,9	86339,6	73233,5	160447,7	183423,0	200523,0
4216,2	1146,1	2136,5	1304,9	1714,0	2326,0	1734,1	1675,7	2066,4	2630,0	3454,3
128607,8	18926,7	72344,8	25895,5	34371,4	34228,7	12956,5	24182,7	35942,7	42991,2	45390,2
1195,0	1218,9	1243,3	1268,2	1293,5	1319,4	1345,8	1372,7	1400,2	1428,2	1456,7
12361,1	1991,2	6679,3	3915,3	3056,7	4234,4	2590,2	2197,0	4813,4	5502,7	6015,7
531305,6	83235,0	289202,0	152526,9	133624,1	172147,7	97094,2	95522,2	192243,2	222113,3	241895,1
525613,4	77542,8	283509,8	146834,7	127931,9	166455,5	91402,0	89830,0	186551,0	216421,1	236202,9
131403,4	19385,7	70877,5	36708,7	31983,0	41613,9	22850,5	22457,5	46637,7	54105,3	59050,7

Tabela A.7 - Resultados dos investimentos, pagamentos e recebimentos entre 2072 e 2082

2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082
55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65

Anexo B - Distribuição de Investimentos

Ano	2011 -6	2012 -5	2013 -4	2014 -3	2015 -2	2016 -1	Valor
Terrenos	20%	40%	6%	3%	23%	8%	8000
Obras	8%	50%	10%	10%	12%	10%	219300
Equipamentos	3%	12%	26%	28%	24%	7%	94900
Projectos	20%	15%	15%	15%	15%	20%	20000
Gestão e Fisc	6%	20%	20%	20%	20%	14%	15300
Imprevistos							12000

Tabela B.1 - Calendarização dos Investimentos em Percentagem

Ano	2011 -6	2012 -5	2013 -4	2014 -3	2015 -2	2016 -1	
Terrenos	1600	3200	480	240	1840	640	8000
Obras	17544	109650	21930	21930	26316	21930	219300
Equipamentos	2847	11388	24674	26572	22776	6643	94900
Projectos	4000	3000	3000	3000	3000	4000	20000
Gestão e Fisc	918	3060	3060	3060	3060	2142	15300
Imprevistos	856,3076331	4885,925	1642,634	1689,91	1817,076	1108,147	12000

Tabela B.2 - Calendarização dos Investimentos em k€

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Inflação	3,75%	2,80%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Índices	95,36888685	98,03922	100	102	104,04	106,1208

Tabela B.3 - Índice para cálculo dos preços correntes