

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Avaliação Técnico Económica de Aproveitamentos Hidroeléctricos - Ribeiradio-Ermida

Rui Frederico Gonçalves Pereira de Assis Cardoso

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

Orientador: Prof. Dr. António Carlos Sepúlveda Machado e Moura (FEUP)
Orientador: Eng.º José Carlos Sousa (EDP)
Coorientadora: Dra. Carolina Alves (EDP)

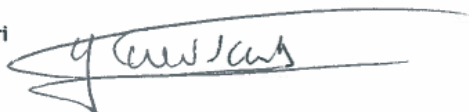
Junho de 2014

A Dissertação intitulada

**“Avaliação Técnico Económica de Aproveitamentos Hidroeléctricos -
Ribeiradio-Ermida”**

foi aprovada em provas realizadas em 14-07-2014

o júri



Presidente **Professor Doutor José Eduardo Roque Neves dos Santos**
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor Manuel da Ressurreição Cordeiro
Professor Catedrático do Departamento de Engenharias da Escola de Ciências e
Tecnologias 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 - Rui Frederico Gonçalves Pereira Assis Cardoso

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

Portugal está atualmente a realizar um importante investimento no reforço do seu parque hídrico. Não indiferente a este esforço, o Grupo EDP decidiu tomar a oportunidade e lançar-se na construção do Aproveito Hidroelétrico de Ribeiradio-Ermida (AHRE), na Bacia Hidrográfica do Vouga (BHV).

O caso de estudo desta dissertação centra-se nas características da BHV e as condições desta que viabilizaram a construção do AHRE. Paralelamente este aproveitamento é alvo de uma avaliação técnica, qualitativa e económica tendo em conta o enquadramento de venda de energia elétrica em mercado, de remuneração da Produção em Regime Especial (PRE) e de serviços de sistema que pode fornecer.

Do ponto de vista da BHV é feita uma caracterização da mesma, sobretudo dos principais fatores geomorfológicos e climáticos que viabilizam a construção do AHRE.

Paralelamente é feita uma caracterização técnica das estruturas civis e dos equipamentos que integram as barragens e as centrais, o que permitirá um conhecimento mais aprofundado do funcionamento do AHRE.

A partir do planeamento do projeto e dos investimentos, pagamentos e recebimentos durante as fases da construção e exploração será feita uma análise económica do investimento. Nesta análise económica serão calculados os principais índices de viabilidade do projeto como o Valor Atualizado Líquido (VAL) e a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR). Este estudo permite concluir que como o empreendimento obtém um VAL positivo gerará uma mais-valia para a empresa. Paralelamente a sua taxa de rentabilidade, TIR, como tem um valor superior ao custo de capital, *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), corrobora a viabilidade económica do projeto.

O estudo do AHRE estará completo com uma análise qualitativa do projeto, incidindo esta nos principais aspetos positivos e negativos que uma obra como o AHRE provoca na região onde se insere, aspetos que também deverão ser considerados para viabilizar o investimento.

Palavras-Chave: Análise Técnica, Análise Económica, Análise Qualitativa, Aproveitamento Hidroelétrico de Ribeiradio-Ermida, Bacia Hidrográfica do Vouga, TIR, VAL

Abstract

Currently Portugal is undergoing an important investment period in its hydroelectric infrastructures. Not indifferent to this effort, the EDP Group decided to take part on these plans and started building the Ribeiradio-Ermida Hydro Power Plant (REHPP), located in the Vouga Hydrographic Basin (VHB).

This master thesis will focus on the studying of the characteristics of the VHB that allowed the building of the REHPP. Furthermore the REHPP will be the target of a technical, qualitative and economical analysis in light of the legal bases that regulate the selling of electric power in pools, the remuneration of Special Regimen Producers (SRP) and the providing of system services.

Referring to the VHB, a characterisation of its main geo-morphological e climatological characteristics, that allowed the REHPP to be built, will me made.

In parallel, a technical analysis of the main structures and equipment's of the dams will be conducted. This analysis will help understand the *modus operandi* of the REHPP.

Using all the data related to the project planning, payments and investment costs during both the construction and the exploratory phases, an economical analysis of the project will be made. In this analysis the main indexes of a project viability such as the Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR) will be calculated. This study will validate that as the NPV is positive the REHPP will generate a positive income for the promoter of the project. Moreover as the IRR is higher that the cost of capital, Weighted Average Cost of Capital (WACC), the project is classified as a solid investment.

This study of the REHPP will be completed when the qualitative analysis explains all the positive and negative aspects that a project of this magnitude has. These aspects translate, both during the building and exploratory phases, the effect of the development of the REHPP on the population and environment and are also important to assess the viability of the project.

Keywords: Economical Analysis, IRR, NPV, Qualitative Analysis, Ribeiradio-Ermida Hydro Power Plant, Technical Analysis, Vouga Hydrographic Basin

Agradecimentos

Aos meus pais, que me deram a possibilidade de tirar o curso, pelos seus conselhos, palavras e apoio nos momentos mais complicados. A sua persistência e confiança em mim muito ajudaram a chegar onde me encontro agora.

Ao meu irmão pelo apoio e por sempre ter confiado nas minhas capacidades.

Aos meus avós, que sempre acreditaram em mim.

À Carolina, pelo carinho e pela amizade com que sempre me apoiou durante todos os momentos. A ela, com o seu sorriso, agradeço ter-me motivado a concretizar este sonho.

A todos os meus amigos, em especial ao Rúben Soares e ao Pedro Serra, pelo companheirismo e amizade com que me brindaram durante a realização deste trabalho e durante todo o meu percurso académico.

Ao meu orientador na FEUP, Professor António Machado e Moura, pelo seu apoio, incentivo, dedicação e amizade durante o meu percurso académico, em particular durante a realização deste trabalho, e por ter aceite em apadrinhar a sua realização.

À EDP Gestão da Produção, em especial nas pessoas dos meus orientadores. Ao Engenheiro José Carlos Sousa pela sua disponibilidade, simpatia, apoio e exigência durante a realização do trabalho. Ao Engenheiro Virgílio Mendes por se ter mostrado disponível em apoiar a realização deste trabalho. À Doutora Carolina Alves pela simpatia e disponibilidade com que sempre me recebeu. Ao Engenheiro António Ferro Beça, pela disponibilidade na deslocação à obra da central e pelos seus conselhos e relatos sobre a mesma.

Ao Engenheiro Silvério Ramalho e Paulo Miranda, da EFACEC Engenharia, pela disponibilidade em me receber e pelas informações que me forneceram.

Índice

Resumo	v
Abstract.....	vii
Agradecimentos	ix
Índice.....	xi
Lista de Figuras	xv
Lista de Tabelas	xvii
Abreviaturas e Símbolos.....	xix
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1. Enquadramento Inicial	1
1.2. Objetivos.....	3
1.3. Estrutura do Documento.....	3
Capítulo 2	5
Hidroeletricidade em Portugal	5
2.1. Perspetiva Histórica	5
2.2. Políticas Energéticas em Portugal.....	16
2.3. Novos Aproveitamentos Hidroelétricos e Reforços de Potência	21
Capítulo 3	25
Bacia Hidrográfica do Vouga	25
3.1. Enquadramento Histórico.....	25
3.2. Localização Geográfica	27
3.3. Geomorfologia	28
3.4. Características Climatológicas.....	29
3.4.1. Precipitação	30
3.4.2. Temperatura e Humidade	31
3.4.3. Evapotranspiração	32
3.5. Caudais e Afluências	33
3.6. Aproveitamentos Hídricos	35
3.6.1. Grandes Aproveitamentos Hidroelétricos	36
3.6.2. Pequenos Aproveitamentos Hidroelétricos.....	36
3.6.3. Aproveitamentos de Bombagem Pura.....	37
3.6.4. Aproveitamentos Para Outros Fins	37

Capítulo 4	39
Análise Técnica	39
4.1. Localização do Aproveitamento	39
4.2. Princípio de Funcionamento	41
4.3. Escalão de Ribeiradio	42
4.3.1. Barragem	42
4.3.2. Albufeira	43
4.3.3. Órgãos de Descarga	44
4.3.3.1. Descarregador de Cheias	44
4.3.3.2. Descarga de Fundo	45
4.3.4. Circuito Hidráulico	46
4.3.4.1. Tomada de Água	47
4.3.4.2. Galeria de Adução	47
4.3.4.3. Circuito de Restituição	48
4.3.5. Central Hidroelétrica	48
4.3.5.1. Grupo Gerador	50
4.3.5.2. Sistemas Auxiliares	52
4.3.6. Subestação	54
4.3.6.1. Transformador Principal	55
4.3.6.2. Pannel de Linha	56
4.3.6.3. Disjuntores de 60 kV	56
4.3.6.4. Seccionadores	56
4.3.6.5. Encravamentos	57
4.3.6.6. Transformadores de Medida	57
4.3.6.7. Descarregadores de Sobretensões	57
4.3.6.8. Linha Elétrica	57
4.3.7. Edifício de Apoio	58
4.3.8. Acesso ao Aproveitamento	59
4.3.9. Condução e Funcionamento	59
4.4. Escalão de Ermida	59
4.4.1. Barragem	59
4.4.2. Albufeira	61
4.4.3. Órgãos de Descarga	61
4.4.3.1. Descarregador de Cheias	61
4.4.3.2. Descarga de Fundo	62
4.4.3.3. Circuito de Caudal Ambiental	62
4.4.4. Circuito Hidráulico	63
4.4.4.1. Tomadas de Água	63
4.4.4.2. Circuito de Adução	63
4.4.4.3. Circuito de Restituição	64
4.4.5. Central Hidroelétrica	64
4.4.5.1. Grupos Geradores	65
4.4.5.2. Sistemas Auxiliares	66
4.4.6. Instalação à tensão de emissão e interligação (15 kV)	67
4.4.6.1. Transformador Principal	67
4.4.6.2. Quadro de Média Tensão	68
4.4.6.3. Aparelhagem	69
4.4.5.4. Linha Elétrica	69
4.4.7. Edifício de Apoio	69
4.4.8. Acesso ao Aproveitamento	70
4.4.9. Condução e Funcionamento	70
4.5. Operação Geral do Sistema	70
Capítulo 5	73
Análise Económica	73
5.1. Planeamento do Projeto	73
5.1.1. Fase de Construção	73
5.1.2. Fase de Exploração	74

5.2. Investimentos e Pagamentos.....	74
5.2.1. Execução da Obra.....	74
5.2.2. Custos de Exploração.....	76
5.3. Recebimentos	76
5.3.1. Mercado de Eletricidade.....	76
5.3.1.1. Funcionamento do MIBEL	76
5.3.1.2. Estimativa de Remuneração.....	82
5.3.2. Remuneração PRE.....	82
5.3.2.1. Duração e Estimativa de Remuneração PRE	86
5.3.3. Serviços de Sistema.....	89
5.3.3.1. Enquadramento.....	89
5.3.3.2. Estimativa de Remuneração.....	94
5.3.4. Garantia de Potência.....	94
5.4. Análise Financeira	96
5.4.1. Despesas de Investimento	96
5.4.2. Receitas de Exploração	96
5.5. Análise Quantitativa.....	97
5.5.1. Valor Atualizado Líquido (VAL)	98
5.5.2. Taxa Interna de Rentabilidade (TIR).....	100
5.6. Análise de Risco.....	100
5.6.1. Valor Atualizado Líquido (VAL)	102
5.6.2. Taxa Interna de Rentabilidade (TIR).....	108
Capítulo 6	111
Análise Qualitativa	111
6.1. Fase de Construção.....	112
6.2. Fase de Exploração	114
6.2.1. Gestão dos Recursos Hídricos para Jusante.....	115
6.2.2. Caudal Ecológico	115
6.2.3. Controlo de Erosão	116
6.2.4. Medidas de Manutenção de Transporte de Sedimentos	117
6.2.5. Medidas Mitigadoras na Flora e Fauna	117
6.2.6. Medidas Mitigadoras dos Impactes na Ictiofauna	118
6.2.7. Medidas Mitigadoras dos Impactes na Paisagem	119
6.2.8. Impactes Socioeconómicos	119
Capítulo 7	123
Conclusões e Desenvolvimentos Futuros	123
5.1. Conclusões	123
5.2. Desenvolvimentos Futuros.....	126
Referências	129
Anexos	135
Anexo A - Avaliação Financeira	135

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Distribuição da capacidade instalada nos anos 1950 [1].....	9
Figura 2.2 - Evolução da capacidade instalada por tipo de central [1]	12
Figura 2.3 - Percentagem de centrais hídricas no <i>mix</i> de produção nacional [1]	12
Figura 2.4 - Evolução dos consumos médios por habitante [1]	13
Figura 2.5 - Organização do Sistema Elétrico Nacional [7].....	14
Figura 2.6 - Evolução do IPH de 2003 a 2012 [9].....	16
Figura 2.7 - Horas anuais médias de produção de grandes hídricas [10].....	16
Figura 2.8 - Diagrama de carga diário em 6 de Fevereiro de 2007 [11]	17
Figura 2.9 - Diagrama de carga diário em 6 de Fevereiro de 2014 [11]	17
Figura 2.10 - Potencial hídrico não aproveitado e dependência energética [29].....	22
Figura 3.1 - Bacia Hidrográfica do Vouga [33]	27
Figura 3.2 - Distribuição da Precipitação na Bacia Hidrográfica do Vouga [35].....	30
Figura 3.3 - Precipitação Média Mensal na BHV [33]	31
Figura 3.4 - Temperaturas médias mensais na BHV [33]	32
Figura 3.5 - Evapotranspiração mensal na BHV [33].....	32
Figura 3.6 - Precipitação média e aflúências médias mensais na BHV [36]	34
Figura 3.7 - Caudal médio mensal em Ponte de Vouzela [33]	35
Figura 4.1 - Localização do AHRE e área de influência da sua albufeira [43]	41
Figura 4.2 - Aspeto geral da barragem e central de Ribeiradio [46].....	42
Figura 4.3 - Vista frontal da barragem de Ribeiradio [45]	46
Figura 4.4 - Vista de perfil do circuito hidráulico e da central de Ribeiradio [36]	48
Figura 4.5 - Planta geral da central de Ribeiradio [46].....	50
Figura 4.6 - Diagrama esquemático do sistema de excitação e regulação tensão [44]	53
Figura 4.7 - Diagrama esquemático do sistema de regulação de velocidade [44]	54
Figura 4.8 - Disposição geral da subestação [46]	55
Figura 4.9 - Corredor da linha Ribeiradio - Mourisca [36]	58
Figura 4.10 - Alçado frontal do edifício de apoio da central de Ribeiradio [46].....	59
Figura 4.11 - Planta geral da barragem de Ermida [48]	60
Figura 4.12 - Alçado de montante da barragem de Ermida [48]	63
Figura 4.13 - Corte de Perfil da central e barragem de Ermida [46]	64

Figura 4.14 - Pormenor do patamar exterior, edifício de apoio à central e localização do transformador [48]	67
Figura 4.15 - Cascata do AHRE [36].....	70
Figura 4.16 - Volume de água na albufeira de Ermida [36]	72
Figura 5.1 - Distribuição do investimento	75
Figura 5.2 - Curva agregada a oferta e procura no MIBEL para 28 de Fevereiro de 2014 [54] .	78
Figura 5.3 - Variação dos preços de mercado no MIBEL no dia 10 de Março de 2014 [54]	80
Figura 5.4 - Sessões do mercado intradiário [53].....	81
Figura 5.5 - Produção Acumulada de Ermida.....	87
Figura 5.6 - Receitas provenientes da tarifa PRE de Ermida	88
Figura 5.7 - Evolução da remuneração de Ermida durante o período de exploração	89
Figura 5.8 - Banda de regulação secundária entre Abril de 2009 e Março de 2010 [63].....	92
Figura 5.9 - Energia de reserva de regulação entre Abril de 2009 e Março de 2010 [64]	93
Figura 5.10 - Distribuição das produções de 40 anos hidrológicos	101
Figura 5.11 - Distribuição dos resultados do VAL com 5000 iterações (WACC 7,50%).....	102
Figura 5.12 - Distribuição normal e regra dos sigmas [72]	103
Figura 5.13 - Distribuição dos resultados do VAL com 5000 iterações (WACC 7,30%).....	104
Figura 5.14 - Distribuição dos valores do VAL com 5000 iterações (WACC 7,70%).....	105
Figura 5.15 - Distribuição do VAL com 10000 iterações (WACC 7,50%)	106
Figura 5.16 - Distribuição dos valores do VAL com 10000 iterações (WACC 7,30%)	107
Figura 5.17 - Distribuição dos valores do VAL com 10000 iterações (WACC 7,70%)	108
Figura 5.18 - Distribuição dos valores da TIR com 5000 iterações	109
Figura 5.19 - Distribuição dos valores da TIR com 10000 iterações.....	110

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Aproveitamentos em serviço na década de 1950 [1]	8
Tabela 2.2 - Aproveitamentos em serviço nos anos 1980 [1]	11
Tabela 2.3 - Aproveitamentos em serviços nos anos 1990 [1]	11
Tabela 2.4 - Novos aproveitamentos e reforços de potência previstos até 2022 [30]	23
Tabela 3.1 - Características Morfológicas da BHV [34]	28
Tabela 4.1 - Características da barragem de Ribeiradio	43
Tabela 4.2 - Características da albufeira de Ribeiradio	44
Tabela 4.3 - Características do transformador principal de Ribeiradio [41]	55
Tabela 4.4 - Características da barragem de Ermida	60
Tabela 4.5 - Características da albufeira de Ermida	61
Tabela 4.6 - Características principais do transformador da central de Ermida [47]	68
Tabela 5.1 - Percentagem de distribuição dos investimentos	75
Tabela 5.2 - Distribuição dos valores dos investimentos em k€	76
Tabela 5.3 - Resultados do VAL para diferentes valores do WACC.....	99
Tabela 6.1 - Caudais ecológicos previstos sem complemento da ria de Aveiro [36]	116

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (por ordem alfabética):

AHRE - Aproveitamento Hidroelétrico de Ribeiradio-Ermida

AT - Alta Tensão

BHV - Bacia Hidrográfica do Vouga

BT - Baixa Tensão

CAC - Comissão para as Alterações Climáticas

CEE - Comunidade Económica Europeia

CELE - Comércio Europeu de Licenças de Emissão

CHENOP - Companhia Hidroelétrica do Norte de Portugal

CNE - Companhia Nacional de Electricidade

CPE - Companhia Portuguesa de Electricidade

CO₂ - Dióxido de Carbono

DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia

DGSH - Direção Geral dos Serviços Hidráulicos

EBITDA - Earnings Before Interest Tax and Amortization

EDP - Energias de Portugal

ENE - Estratégia Nacional para a Energia

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

ETAR - Estações de Tratamento de Águas Residuais

ETS - European Trading Scheme

FER - Fontes de Energia Renovável

FPC - Fundo Português de Carbono

GEE - Gases e Efeito de Estufa

IPH - Índice de Produtibilidade Hidroelétrica

JAQHA - Junta Autónoma de Obras de Hidráulica e Agrícola

MIBEL - Mercado Ibérico de Electricidade

MT - Média Tensão

NPA - Nível Pleno de Armazenamento

NMC - Nível Máximo de Cheia
NmEn - Nível mínimo de Exploração normal
NmEe - Nível mínimo de Exploração excecional
OMEL - Operador do Mercado Ibérico de Energia (pólo Espanhol - *holding*)
OMIE - Operador do Mercado Ibérico de Energia (pólo Espanhol)
OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia (pólo Português)
PDIRT - Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte
PGAHBM - Plano Geral do Aproveitamento Hidráulico da Bacia do Mondego
PGAHBV - Plano Geral do Aproveitamento Hidráulico da Bacia do Vouga
PNAC - Programa para as Alterações Climáticas
PNAEE - Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética
PNAER - Plano Nacional de Ação para as Energia Renováveis
PNBEPH - Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico
PLANLE - Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão
REN - Redes Energéticas Nacionais
PRE - Produtores em Regime Especial
PRO - Produção em Regime Ordinário
RND - Rede Nacional de Distribuição
RNT - Rede Nacional de Transporte
SEE - Sistema de Energia Elétrica
SEI - Sistema Elétrico Independente
SEN - Sistema Elétrico Nacional
SEP - Sistema Elétrico de Serviço Público
SENP - Sociedade de Electricidade do Norte de Portugal
SENV - Sistema Elétrico Não Vinculado
SF6 - Hexafluoreto de Enxofre
SMC - Simulação de Monte Carlo
TIR - Taxa Interna de Rentabilidade
UE - União Europeia
VAL - Valor Atualizado Líquida
WACC - Weighted Average Cost of Capital

Capítulo 1

Introdução

1.1. Enquadramento Inicial

A água, fonte renovável, endógena e limpa, é e será sempre um dos pilares da Humanidade. De facto, é o seu armazenamento e captação que possibilita o abastecimento doméstico, a irrigação de campos e a produção de energia elétrica.

Desde o início da Segunda Revolução Industrial, que a água se figurou como uma das principais fontes para a produção de energia elétrica. O aproveitamento da água dos rios, permitiu a instalação de unidades fabris que se apoiavam em pequenas centrais hidroelétricas para suprirem as suas necessidades e, assim, ajudarem ao crescimento económico dos países. Mais tarde, a realidade evoluiu para grandes aproveitamentos que fossem capazes de suprir as necessidades energéticas de populações de países inteiros.

Estes aproveitamentos sempre se caracterizaram por oferecer uma produção bastante flexível, com elevada capacidade de responder a solicitações em períodos onde a carga é maior. Essa valência deve-se sobretudo ao arranque quase instantâneo de um grupo gerador hidroelétrico, facilitando desta forma, a manutenção do equilíbrio entre a produção e o consumo.

Presentemente, a construção de novos aproveitamentos hidroelétricos tornou-se ainda mais premente devido à criação de novas legislações com o objetivo de diminuir as emissões de gases de efeitos de estufa. De facto, Portugal encontra-se vinculado a estes acordos internacionais e, para o cumprimento destas missivas, definiu uma política energética assente num reforço e modernização do parque eletroprodutor, com a construção de mais aproveitamentos hidroelétricos.

A construção deste tipo de empreendimentos, apesar de revelar uma oportunidade de investimento em Portugal, e de ser ambientalmente segura e socialmente responsável, é

2 Introdução

sempre bastante contestada devido aos impactes ambientais e sociais que provocam. Tal exposição, obriga ao desenvolvimento de estudos rigorosos, através dos quais as empresas promotoras ficam, em geral, obrigadas a financiarem medidas compensatórias para as populações afetadas.

Paralelamente, com a liberalização do setor da produção, o planeamento do parque produtor deixou de ser feito de uma forma centralizada. Desta forma, estes empreendimentos já não usufruem dos Contratos de Aquisição de Energia que, num regime regulado, asseguravam uma rentabilidade garantida para cada central. Assim, esta mudança de paradigma levou a que os investidores passassem apostar em tecnologias mais competitivas e eficientes do ponto de vista da produção. Estes novos aproveitamentos assentam, desta forma, numa lógica de minimização de custos de operação e de maximização das receitas da venda de eletricidade. É neste novo paradigma de investimento que empresas como a EDP, detentor da maior quota de mercado em Portugal no setor de produção hidroelétrica operam.

Na fase de projeto de um aproveitamento hidroelétrico deve ser feita uma avaliação criteriosa de toda a bacia hidrográfica e do trecho do rio onde se pretende construir a barragem. Paralelamente devem ser avaliadas todas as soluções técnicas a nível das suas estruturas e a nível da central, de forma a manter os custos baixos, sem comprometer os níveis de qualidade, fiabilidade e segurança exigidos para uma obra deste calibre. Concomitantemente, é delineada uma estratégia que deverá passar pela maximização das receitas a obter pela venda de energia elétrica no Mercado Ibérico de Eletricidade, ou de remuneração obtida, no caso de uma mini-hídrica. Esta maximização será feita de acordo com uma otimização da utilização de recursos hídricos, procurando-se vender energia nas horas em que a eletricidade é mais cara.

Paralelamente, a análise económica será indispensável para determinar a viabilidade financeira do projeto, e se este será atrativo para os investidores. Não obstante, apesar dos indicadores económicos apresentarem um elevado grau de importância para o estudo de um projeto desta magnitude, deve também ser feito uma análise qualitativa cuidada. Esta análise qualitativa irá ajudar na compreensão sobre as consequências que uma obra deste tipo traz a nível regional e as suas consequências para a sociedade.

Com este trabalho pretende-se dar um contributo na compreensão dos vários fatores técnicos, económicos e qualitativos que influenciam a construção de um aproveitamento hidroelétrico. O campo de aplicação assenta num investimento em curso realizado pela EDP - Energias de Portugal, atualmente em construção na Bacia Hidrográfica do Vouga - o Aproveitamento Hidroelétrico de Ribeiradio-Ermida.

1.2. Objetivos

Este trabalho apresenta como objetivo global uma análise da Bacia Hidrográfica do Vouga, as soluções técnicas adotadas para a construção da barragem e da sua central, a avaliação económica do empreendimento e uma análise qualitativa do mesmo. O caso de estudo é o Aproveitamento Hidroelétrico de Ribeiradio-Ermida.

O cumprimento deste objetivo será conseguido através da compreensão dos seguintes patamares:

- Conhecer a situação atual dos aproveitamentos hidroelétricos em Portugal e as razões que levaram à construção de novos aproveitamentos;
- Compreensão da geomorfologia e hidrologia da Bacia Hidrográfica do Vouga, como complemento ao estudo da localização da obra;
- Análise técnica da barragem, central e seus elementos constituintes;
- Calcular os cash-flows do projeto tendo em conta as características do mercado de eletricidade para a venda de energia, os serviços de sistema fornecidos pelo aproveitamento hidroelétrico e remuneração da PRE;
- Avaliação financeira do projeto;
- Análise de risco sobre o investimento realizado;
- Análise dos impactes que a construção deste empreendimento provoca na região onde se insere.

1.3. Estrutura do Documento

O presente documento encontra-se organizado em sete capítulos. No presente capítulo são apresentados o enquadramento e os principais objetivos deste trabalho, bem como a estrutura do documento.

No Capítulo 2, Hidroeletricidade em Portugal, é apresentada a resenha histórica do setor hidroelétrico em Portugal. Neste capítulo é introduzida uma perspetiva histórica da construção de aproveitamentos hidroelétricos, é feita uma descrição de todas as políticas energéticas tomadas desde a assinatura do Protocolo de Quioto e são identificados os novos aproveitamentos e reforços de potência a construir em Portugal.

No Capítulo 3, Bacia Hidrográfica do Vouga, é apresentado um estudo sobre a localização, geomorfologia e características climatológicas da Bacia Hidrográfica do Vouga. Paralelamente é feito um estudo sobre os caudais e afluências do rio Vouga, bem como uma resenha sobre os aproveitamentos hídricos existentes neste rio, com especial enfoque para a necessidade de construção do Aproveitamento Hidroelétrico de Ribeiradio-Ermida.

No Capítulo 4, Análise Técnica, é feita uma análise técnica de todo o aproveitamento, através de um estudo dos constituintes principais das barragens e das centrais .

No Capítulo 5, Análise Económica, é abordado o estudo de viabilidade económica do aproveitamento. Neste estudo é feita uma análise de todos os pagamentos e recebimentos a ter em conta durante o projeto. Paralelamente são também utilizadas metodologias económicas que traduzem a viabilidade de construção e operação das centrais, bem como é realizada uma análise de risco do investimento.

No Capítulo 6, Análise Qualitativa, é feita uma análise da influência das barragens durante as fases de construção e exploração. São também apresentadas as principais medidas que mitigam os efeitos da execução da obra e dos efeitos que esta possa ter na população e no ecossistema durante a fase de exploração.

No Capítulo 7, Conclusões e Desenvolvimentos Futuros, são apresentadas as principais conclusões retiradas da realização deste trabalho e feitas sugestões para trabalhos futuros realizados sobre este projeto.

No final deste documento encontram-se um conjunto anexos representativos dos cálculos dos investimentos durante a fase de construção e do cálculo dos *cash-flows* a partir dos recebimentos e pagamentos.

Capítulo 2

Hidroeletricidade em Portugal

2.1. Perspetiva Histórica

Com o advento da 2ª Revolução Industrial, em meados do século XIX, a energia elétrica passou a ser utilizada como fator de desenvolvimento da indústria e da sociedade em geral. Assim, desde cedo, envidaram-se esforços para diversificar as formas de produção deste novo motor da economia. Em Portugal, por forma a reduzir a dependência do país de combustíveis fósseis, iniciaram-se as primeiras experiências de utilização da água para gerar energia elétrica. Estes primeiros aproveitamentos hidroelétricos, tinham como principal função satisfazer consumos locais como, por exemplo, pequenos complexos industriais.

É neste contexto que começam a surgir as primeiras empresas produtoras de energia elétrica a partir dos recursos hídricos. A Companhia Eléctrica e Industrial de Vila Real, fundada em 1892, foi a responsável pela entrada em serviço do primeiro aproveitamento deste género. Este localizava-se no rio Corgo, afluente do rio Douro, no lugar do Poço do Agueirinho. Este empreendimento era constituído por uma central com uma potência de 120 kW, com uma barragem em açude. Mais tarde, este aproveitamento viria a ser substituído por uma barragem e uma central também com 120 kW, no local de Terrajido [1].

Mais tarde, em 1895 ou 1896, entra em serviço o aproveitamento de Furada, no rio Cávado. Este empreendimento, que terá pertencido à Sociedade de Eletricidade do Norte de Portugal (SENP), estava equipado com uma central de 93 kW. Note-se que muitos complexos industriais, no final do século XIX, eram instalados à beira de cursos de água, devido ao melhor acesso ao mesmo. Mais tarde, no mesmo local, viria a ser construído, em 1951, o aproveitamento de Penide, ainda em serviço, detido pela Companhia Hidroelétrica do Norte de Portugal (CHENOP).

O final do século XIX e início do século XX, marcou a entrada em vigor do Projeto-Lei de Fomento Rural, de Oliveira Martins, que visava, num dos seus pontos, o aproveitamento das águas do Guadiana. Esta época foi ainda caracterizada, pela entrada em serviço das centrais de Riba Côa (1906), de Caniços (1908), de Varosa e da Senhora do Desterro, em 1909, ambas com 100 e 300 kW respetivamente [1].

Mesmo durante o complicado período da I Guerra Mundial (1914-1918), manteve-se um grau de investimento saudável, quer público, quer privado, neste tipo de centrais. Desta forma, durante a duração deste conflito destaca-se a entrada em serviço da central de Corvete no rio Bugio, com uma potência instalada de 430 kW, sendo este um investimento de carácter público. Relativamente a construções de iniciativa privada, destaca-se a central de Campelos, no rio Ave, com 240 kW [1].

Findo já o período da I Guerra Mundial, destaca-se a criação de empresas como a Companhia Electro-Hidráulica de Portugal, e a Hidro-Eléctrica do Alto Alentejo, cuja principal missão era o abastecimento das cidades de Portalegre, Castelo Branco, Abrantes e o Complexo Metalúrgico do Tramagal [2].

Em resultado desta crescente preocupação no abastecimento de cidades, e também com a evolução da tecnologia, surge em 1926 a Lei dos Aproveitamentos Hidráulicos. Esta lei, regulava a produção, designadamente por via de centrais hidráulicas, o transporte e a distribuição de energia elétrica. Através dela, ficou estabelecido que era da responsabilidade do Governo, a promoção e o apoio à construção de linhas de energia. Paralelamente foi estudada a criação de um fundo especial destinado a auxiliar a construção de centrais produtoras, designadamente hidráulicas, e a instalação de indústrias de interesse para a economia nacional. Esta importante lei, serviu ainda como base para a Lei nº2002, de Dezembro de 1944.

Com o início dos anos 30, o paradigma da produção hidroelétrica começa a ser encarado de uma forma diferente. Assim, o Governo vigente começava a equacionar a construção de grandes aproveitamentos hidroelétricos, visando o *“aumento da produção industrial e agrícola, pela irrigação dos campos”* (discurso do Presidente do Conselho, Doutor António de Oliveira Salazar, na Sala do Risco, citado em [1]). Assim, nesta década foram aprovados um conjunto de diplomas, com o intuito de preparar as medidas de viabilização destas obras de grande envergadura. Deste conjunto de Decretos, destaca-se o Decreto nº26470, de 28 de Março de 1936, que cria a Junta de Electrificação Nacional. Este organismo, tinha como principal função estudar o desenvolvimento da eletrificação no país, desenvolvimento este que se viria a verificar nos anos vindouros. Note-se ainda que, a produção elétrica nacional em meados dos anos 30, início dos anos 40, era caracterizada por predomínio de recursos estrangeiros para a produção de eletricidade e excessiva concentração de produção em 3 centrais, hidroelétrica do Lindoso, e termoelétricas do Tejo e Santos. A produção era ainda

caracterizada por uma excessiva pulverização da potência, com a existência de muitas centrais de baixa potência para a alimentação de cidades e indústrias [1].

A década de 40 foi por isso marcante para o desenvolvimento dos esforços de construção de novos aproveitamentos, bem como de esforços para a eletrificação nacional. Por conseguinte, esta década fica marcada pelo anteprojecto para o primeiro aproveitamento hidroelétrico de grande dimensão, Castelo de Bode, em 1940. Paralelamente são realizados os Planos de Aproveitamento Hidroeléctrico do rio Zêzere (1943), do sistema Cávado-Rabagão (1944) e do troço nacional do rio Douro (1948). Todos estes estudos foram altamente impulsionados pelo então ministro Engenheiro Duarte Pacheco, mas também pela promulgação da Lei nº2002 - Lei da Electrificação Nacional, idealizada pelo Engenheiro Ferreira Dias, que estabelecia as bases do sistema eléctrico Português. Assim, esta ditava as bases que regiam a produção, transporte e distribuição de energia eléctrica, consagrando a centralização da produção e a preferência por centrais hidroeléctricas, para o abastecimento do país [1] [3] [4].

Com a aprovação desta lei, foi posto em marcha o processo de eletrificação nacional, tendo sido divulgada, em 1945, a política definida em relação aos grandes aproveitamentos hidroeléctricos. Neste contexto, e de acordo com os estudos para cada curso de água, foram criadas as sociedades Hidro-Eléctrica do Zêzere, do Cávado e do Tejo, responsáveis pela exploração do rio Zêzere, e do sistema Cávado-Rabagão e Tejo. Assim foram lançadas as primeiras centrais de grande envergadura, sendo estas Castelo de Bode, no rio Zêzere com uma potência instalada de 139 MW, Venda-Nova, no Rio Rabagão com 81 MW e Belver, no rio Tejo, com 32 MW. Mais tarde, em 1947, foi criada a Companhia Nacional de Electricidade (CNE), a quem foi outorgada a *“concessão para o estabelecimento e exploração das linhas de transporte e subestações destinadas a interligar os sistemas do Douro e do Cávado entre si e com os sistemas existentes e ao abastecimento aos grandes centros de consumo”* [5].

Com o virar da década, é nos anos 50 que se atinge o pico do investimento em hidroeletricidade em Portugal. De facto, é nesta década que são colocados em serviço todos os empreendimentos lançados nos anos 40. Sendo que os mais importante se encontram representados na Tabela 2.1:

Tabela 2.1 - Aproveitamentos em serviço na década de 1950 [1]

Ano de Entrada em Serviço	Aproveitamento	Curso de Água	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
	Bouçã	Zêzere	50
1956	Paradela	Cávado	54
1958	Picote	Douro Internacional	180
1960	Miranda	Douro Internacional	174

Esta foi, de facto, uma década muito importante para todo o panorama produtivo português. É nos anos 50 que, para além do início de exploração do troço internacional do Douro, graças ao convénio assinado entre Portugal e Espanha em 1927, que a produção de energia elétrica triplica, face à década anterior. Tal deve-se à entrada em serviço destas centrais hidroelétricas, contribuindo para a redução da dependência de centrais térmicas, diminuindo por isso, a importação de combustíveis fósseis, nomeadamente o carvão ou *fuel*. Tal facto, permitiu uma descida de preço da fatura energética do consumidor final, ficando as centrais termoeléctricas apenas com a função de reserva. É neste contexto que é criada a Hidroelétrica do Douro, concessionária dos aproveitamentos no rio Douro, quer no troço internacional, quer no troço nacional. Foi também criada a Termoelétrica Portuguesa, responsável pela construção da central da Tapada do Outeiro, cuja entrada em serviço reporta a 1959 [2] [3] [6].

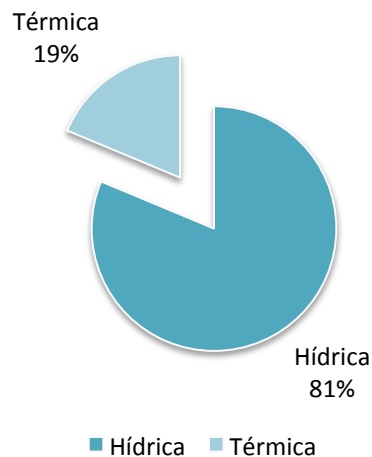
É neste contexto de mudança do paradigma produtivo, que se salientam os seguintes pontos [1]:

- As centrais hídricas passam de 113 para apenas 117, no entanto, a potência instalada passa de 152,8 MW para 1985,2 MW, correspondendo a um aumento de 610%;
- As centrais térmicas passam de 519 para 309, configurando uma redução de cerca de 42%, no entanto a potências instalada passa de 192,4 MW para 249,8 MW, isto é, um aumento de 30%;
- A energia produzida passa de 941,8 GWh para 3263 GWh, sendo que a contribuição das hídricas para tal é de 95%, sendo o restante das centrais térmicas;

- Relativamente aos consumos, verificou-se um aumento de 99,3 kWh/habitante para 338,9 kWh/habitante.

A distribuição da capacidade instalada, por tipo de central, para o final dos anos 50, é então demonstrada pela Figura 2.1:

Figura 2.1 - Distribuição da capacidade instalada nos anos 1950 [1]



Por contraponto com os anos 50, os anos 60, foram um período de desaceleração na evolução da construção de centrais hídricas. Nesta década, por via do crescimento dos consumos, e para garantir a satisfação dos mesmos, bem como a manutenção de alguma segurança no abastecimento, entraram em serviço mais 4 grupos térmicos. Nestes grupos, destacam-se a entrada em serviço de mais dois grupos de 50 MW na central da Tapada do Outeiro e dois grupos de 125 MW no Carregado. Comparativamente apenas 3 novos grandes aproveitamentos hidroelétricos entram em serviço, sendo estes [1]:

- Bemposta, no Douro Internacional, com uma potência instalada de 210 MW;
- Alto Rabagão, no rio Rabagão, com 72 MW, sendo este o primeiro grupo reversível instalado em Portugal;
- Vilar-Tabuaço, no rio Távora, com uma potência de 64 MW.

Não obstante, para fazer face ao crescimento continuado dos consumos, e continuação da implementação da norma que dava primazia aos recursos hídricos, são lançadas as obras correspondentes aos novos aproveitamentos do Carrapatelo, Régua e Valeira, no troço do Douro nacional, Vilarinho das Furnas, no rio Homem, e Fratel, no rio Tejo [1].

Outro acontecimento importante, marca a fusão das 5 empresas existentes, encarregues da gestão das várias centrais de grande dimensão existentes no país. Assim, em 27 de Agosto de 1969, e na sequência do Decreto-Lei nº47240 de 6 de Outubro de 1966, é publicado o

Decreto-lei nº49211, no qual é “*autorizada a fusão das sociedades concessionárias de aproveitamentos hidroeléctricos, de empreendimentos termoeléctricos e de transporte de energia eléctrica cujos centros e instalações constituem a Rede Eléctrica Primária*” [1]. Desta forma, deu-se a fusão da Hidro-Eléctrica do Cávado, Douro e Zêzere, a Empresa Termoeléctrica Portuguesa e a CNE na Companhia Portuguesa de Electricidade (CPE). A CPE estaria assim responsável por prosseguir os programas de construção dos empreendimentos hidroeléctricos em curso, cumprindo assim o objetivo de diversificação das fontes de energia. Ao mesmo tempo, esta estaria também responsável pelo contínuo desenvolvimento da rede de transporte de eletricidade [2].

A década de 70, caracterizou-se por um período de convulsão política em Portugal, não obstante, verificou-se um crescimento sustentado dos consumos de eletricidade o que, a par do desenvolvimento económico, assegurou sustentabilidade num investimento em todo o sistema eléctrico. Assim, e para assegurar que estas necessidades energéticas eram satisfeitas, foi necessário a introdução de grupos térmicos de maior potência e que oferecessem maior segurança no abastecimento. Não obstante, a par da entrada em serviço de novos grupos térmicos, destaca-se também o contínuo investimento na hídrica. Desta forma, o investimento em térmicas destaca-se pela entrada em serviço de 4x125 MW, na central do Carregado, entre 1974 e 1976, 4x250 MW, em Setúbal, entre 1979 e 1983. A nível de aproveitamentos hidroeléctricos, destacam-se os seguintes aproveitamentos:

- Carrapatelo, no Douro Nacional, com 180 MW;
- Vilarinho das Furnas, no rio Homem, com 64 MW;
- Régua, no Douro Nacional, com 156 MW;
- Fratel, no rio Tejo, com 130 MW;
- Valeira, no Douro Nacional, com 216 MW.

Neste caso é importante mencionar que, o aproveitamento do Carrapatelo, foi o primeiro empreendimento a entrar em serviço no troço nacional do Rio Douro, começando a ser construído pela Hidro-Eléctrica do Douro, sendo finalizado pela CPE, mediante a decisão tomada de fusão das várias companhias eléctricas em Portugal. Paralelamente, o aproveitamento de Vilarinho das Furnas, no rio Homem, foi um dos últimos a ser construído no âmbito do plano de aproveitamento hídrico do sistema Cávado-Rabagão [3].

Esta década vive ainda a nacionalização de várias empresas públicas, entre as empresas do sector eléctrico. Por conseguinte, e segundo o Decreto-Lei nº502, em 1976, é criada a empresa Electricidade de Portugal - Empresa Pública (EDP). Esta empresa, tinha como principais objetivos “*o estabelecimento e a exploração do serviço público de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica no território do continente*”. Note-se que este

serviço público entregue à EDP tinha carácter de exclusividade, não impedindo porém “a produção e distribuição de energia eléctrica para uso próprio” por outras entidades [1].

Os anos 80, marcaram a continuação desta filosofia de investimento no sistema elétrico, assim, para além da introdução de 4x300 MW, entre 1985 e 1989 na central de Sines, destacam-se a entrada em serviço das seguintes centrais hidroelétricas:

Tabela 2.2 - Aproveitamentos em serviço nos anos 1980 [1]

Entrada em Serviço	Escalão	Curso de Água	Potência Instalada (MW)
1981	Agueira	Mondego	270 (reversível)
1982	Raiva	Mondego	20
1983	Pocinho	Douro Nacional	186
1985	Crestuma	Douro Nacional	105
1987	Vilarinho das Furnas II	Homem	74 (reversível)
1988	Torrão	Tâmega	146 (reversível)

A década de 90, marca a entrada em serviço de 5 novas centrais hídricas, das quais 3 são reforços de potência:

Tabela 2.3 - Aproveitamentos em serviços nos anos 1990 [1]

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

Com a entrada em serviço do reforço de potência - Miranda II - marca-se o fim de uma época dourada para o desenvolvimento hídrico em Portugal. De facto, a entrada em serviço de novos aproveitamentos iria acontecer nos próximos 10 anos, de uma forma muito mais faseada e espaçada no tempo. Por conseguinte, no final dos anos 90 a evolução das formas de produção seria a seguinte [1]:

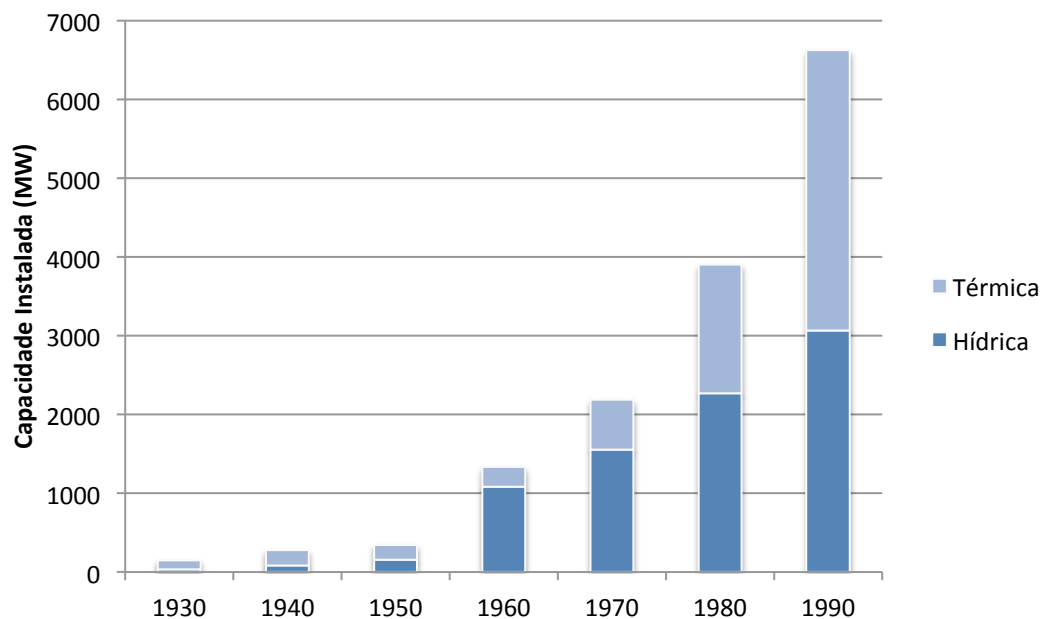


Figura 2.2 - Evolução da capacidade instalada por tipo de central [1]

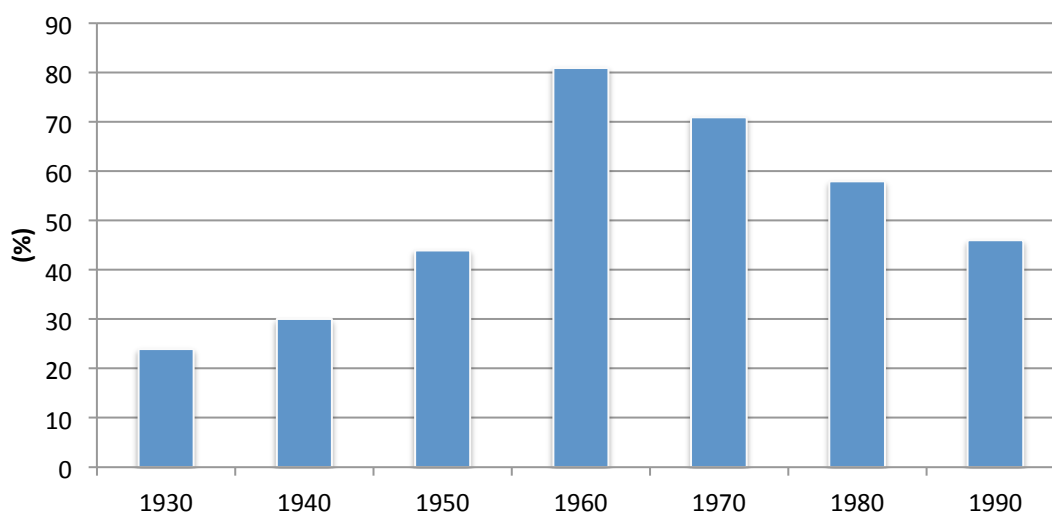


Figura 2.3 - Percentagem de centrais hídricas no *mix* de produção nacional [1]

Esta diminuição de proporção da componente hídrica face à térmica, deveu-se sobretudo pelo aumento do consumo médio por habitante. O aumento destes consumos, Figura 2.4, foi ainda mais visível durante as décadas de 80 e 90, nas quais Portugal gozava de um crescimento económico movido pela entrada na Comunidade Económica Europeia (CEE) e consequente alocação de fundos de coesão. Este crescimento ditou a entrada em serviço de uma maior quantidade de grupos térmicos, geralmente grupos com tempos de construção menores, capazes de suprir de uma forma mais célere as necessidades energéticas de uma sociedade em franco crescimento.

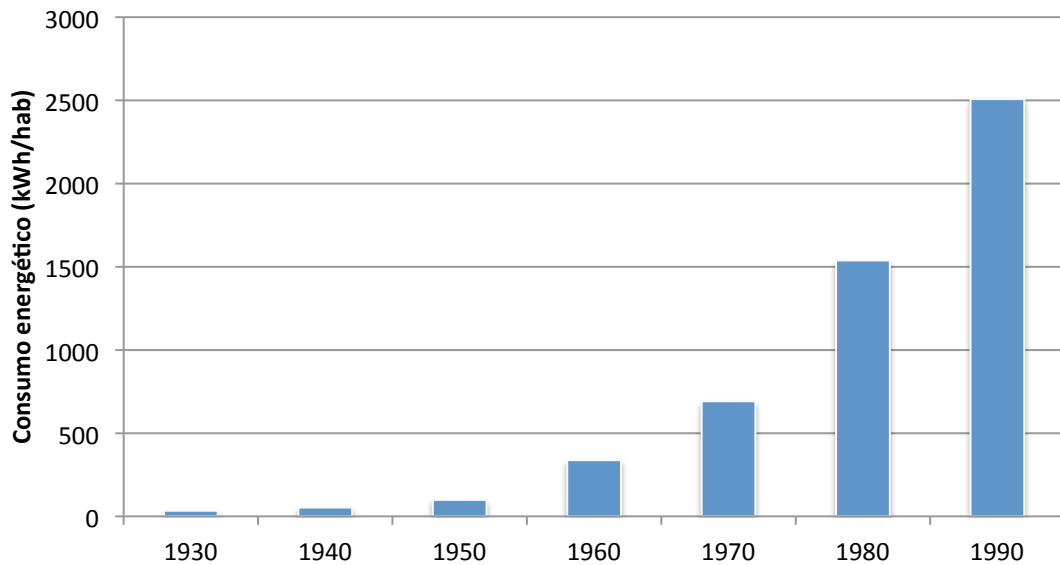


Figura 2.4 - Evolução dos consumos médios por habitante [1]

A década de 90 ficou ainda marcada pelo início do processo de reestruturação do sector elétrico, e início da liberalização do mesmo. Em 1995, antecipando em alguns anos a entrada em vigor da Diretiva Europeia 1996/92/CE de 19 de Dezembro, foram publicados os Decretos-Leis nº182/95 e 188/95. Estes estruturavam o setor elétrico nacional em termos de um sistema de serviço público e de um sistema explorado segundo as leis de mercado. Neste âmbito, o Governo aprovou uma reestruturação do Grupo EDP, com a criação de várias empresas atuantes nas áreas da produção, transporte e distribuição de energia elétrica. Também neste pacote legislativo ficou acordado o início do processo de privatização das empresas do Grupo EDP, detidas por uma *holding*. Paralelamente decidiu-se sobre a criação de uma entidade, a Entidade Reguladora dos Setor Elétrico (ERSE), à qual foram atribuídas diversas funções de índole regulamentar, sancionatória e administrativa. Este processo de privatização ficou concluído quando a maioria do capital privado da *holding* que detinha as empresas do Grupo EDP se tornou maioritariamente privado. O culminar a privatização, em Junho de 2000 ditou também, por opção governamental, a autonomização da empresa concessionária da rede de transporte. Assim, surgiu a REN, detida em grande parte pelo Estado, como a única empresa responsável pela operação, manutenção e investimento na Rede Nacional de Transporte (RNT) [7].

De acordo com esta legislação, o Sistema Elétrico Nacional (SEN) encontra-se assim organizado em dois subsistemas: o Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) e o Sistema Elétrico Independente (SEI). No SEP estão integradas todas as entidades titulares de licenças vinculadas de produção de energia, configurando estes as centrais em Produção em Regime Ordinário (PRO), a entidade concessionária da RNT, as entidades concessionárias das redes de distribuição e ainda clientes vinculados. O SEI engloba, por sua vez, o Sistema Elétrico Não Vinculado (SENV) e os Produtores em Regime Especial (PRE).

O SEP funciona segundo uma lógica de serviço público, orientado para a satisfação universal e uniforme dos cidadãos. A segurança de abastecimento do SEP é assegurada pelo planeamento a longo prazo do sistema produtor e pela gestão centralizada realizada pela entidade concessionária da RNT. Já no SEI, o SENV integra todos os produtores não vinculados, distribuidores não vinculados em média tensão (MT) e alta tensão (AT) e clientes não vinculados [7]. O funcionamento de SENV tem por finalidade a satisfação de necessidades próprias ou de terceiros, através de contratos comerciais não regulados estabelecidos livremente pelos seus intervenientes [7]. A PRE integrante no SEI, diz respeito à produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis como centrais eólicas, cogeração, fotovoltaicos e mini-hídricas, com potências inferiores a 10 MW. Por imposição legal, o SEP encontra-se obrigado a comprar energia elétrica aos PRE, sendo que os sobrecustos decorrentes da aquisição da energia proveniente destes produtores são incorporados nas tarifas de todos os clientes do SEN. Note-se também que, todos os PRE são objeto de regulação específica, uma vez que estão sujeitos a um tipo de remuneração diferente dos PRO, com o objetivo de atrair investimento em novas tecnologias de produção de energia elétrica [7]. Na Figura 2.5 está representada a constituição do SEN, idealizada segundo esta nova legislação.

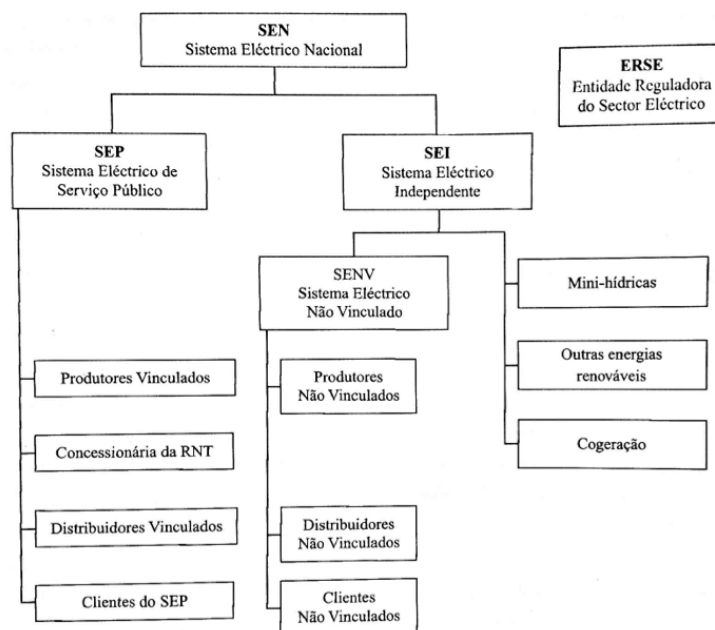


Figura 2.5 - Organização do Sistema Elétrico Nacional [7]

O início do século XXI marcou uma década de viragem para todo o sistema elétrico português. Para além da entrada em serviço de novas centrais hídricas, como o Alqueva (236 MW reversíveis) e dos reforços de potência de Picote (246 MW) e Bemposta (191 MW), verificou-se também a introdução de novas tecnologias térmicas mais baratas, como as

centrais de ciclo combinado a gás. Esta década ficou ainda marcada por um desenvolvimento maciço de parques eólicos, e também alguns fotovoltaicos. Este paradigma, votou a que o SEN deixou de ser um sistema bipolar que oscilava entre a térmica e a hídrica, mas também passou a poder contar com novas formas de energia limpas no seu *mix* de produção. Este século ficou ainda marcado pela entrada em vigor do Decreto-Lei nº29/2006, de 15 de Fevereiro, no qual é feita uma atualização da organização de todo o sistema elétrico. Note-se que nesta altura já tinha entrado em vigor uma diretiva europeia, 2003/54/CE, responsável pelo estabelecimento de novas regras para o mercado interno de eletricidade. Com a aprovação deste Decreto-Lei, foi feita uma transição para um regime total de mercado, no qual se abandonou por completo a lógica de “*planeamento centralizado dos centros electroprodutores*” participando estes numa *pool* de mercado, estando os Produtores em Regime Ordinário (PRO) obrigados a uma garantia do abastecimento. Mantiveram-se as atividades de transporte e distribuição como monopólios regulados, nos quais as entidades concessionárias das redes estão sujeitas a uma obrigação de prestação de serviço público. Por fim, a comercialização é convidada a abandonar a lógica de comercializador de último recurso, para a existência de agentes comerciais participantes no *pool* de mercado, responsável pelo contacto com o cliente final [8].

Desta forma, e de acordo com os Dados Técnicos de Eletricidade da REN em 2012, o parque electroprodutor nacional tinha a seguinte caracterização [9]:

- 11935 MW instalados como PRO e 6611 MW como PRE;
- Capacidade PRO instalada: 5239 MW hídricos, 6697 MW térmicos;
- Capacidade PRE instalada: 417 MW hídricos, 4194 MW eólicos, 618 MW térmicos, 220 MW solar e 1161 MW cogeração.

Com a crescente variedade no parque eletroprodutor português, torna-se importante verificar qual a utilização que é dada para cada tipo de central. A influência da produção hídrica num determinado ano, pode ser analisada com base no Índice de Produtibilidade Hidroelétrica (IPH). Este indicador traduz o desvio do valor da energia total produzida por via hídrica, num determinado período. Note-se que este índice está muito dependente do regime hidrológico verificado para um determinado ano, sendo que se for superior a 1 considera-se como sendo um ano húmido, e se verificar o contrário, este configura um ano seco. Assim, anos mais húmidos traduzem um melhor rendimento por parte dos aproveitamentos hídricos, tal como é possível analisar pelas figuras seguintes:

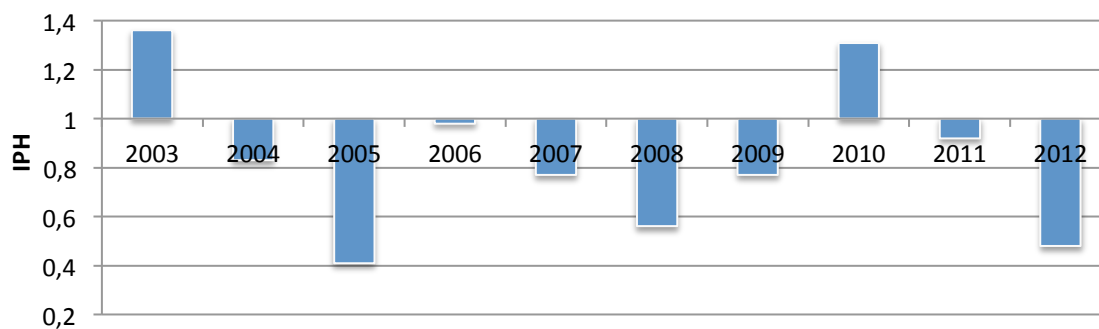


Figura 2.6 - Evolução do IPH de 2003 a 2012 [9]

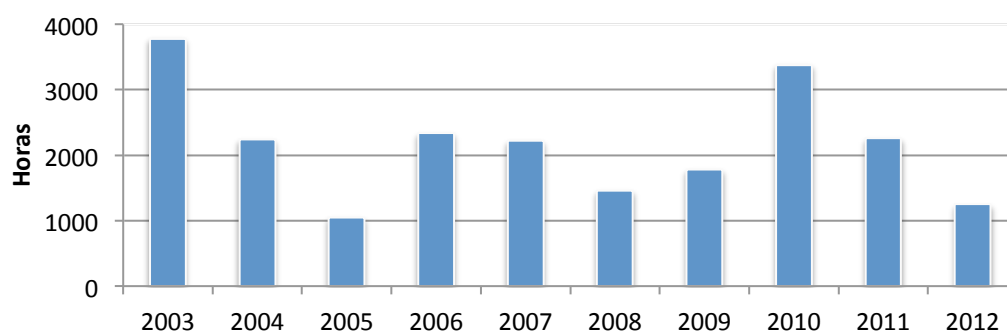


Figura 2.7 - Horas anuais médias de produção de grandes hídricas [10]

Através da análise da Figura 2.6 e Figura 2.7 verifica-se que quanto maior for o índice, melhor será o rendimento das centrais hídricas. Tal facto pode ser corroborado na medida em que, nos anos onde o IPH foi maior do que 1, o número de horas médias de produção dos grandes aproveitamentos foi muito superior aos restantes anos. Todo este cenário configura uma importância muito grande por parte das hídricas, para tornar a produção nacional menos dependente de combustíveis fósseis.

2.2. Políticas Energéticas em Portugal

Ao longo dos tempos, Portugal tem vindo a experimentar uma mudança radical no panorama do seu sistema elétrico. Esta mudança pode ser verificada sob a forma da transformação da estrutura do diagrama de cargas diário.

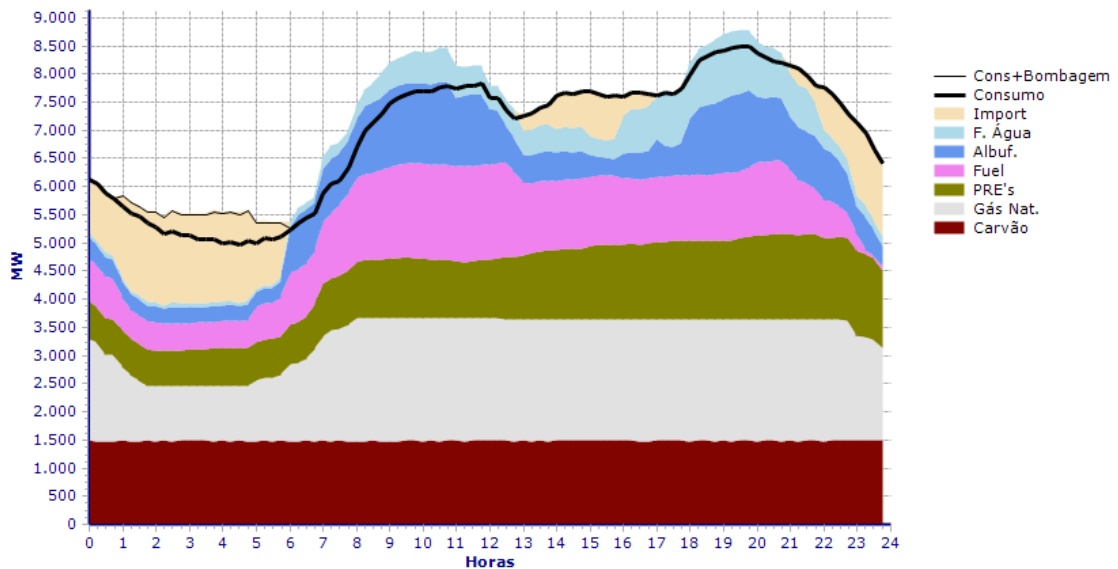


Figura 2.8 - Diagrama de carga diário em 6 de Fevereiro de 2007 [11]

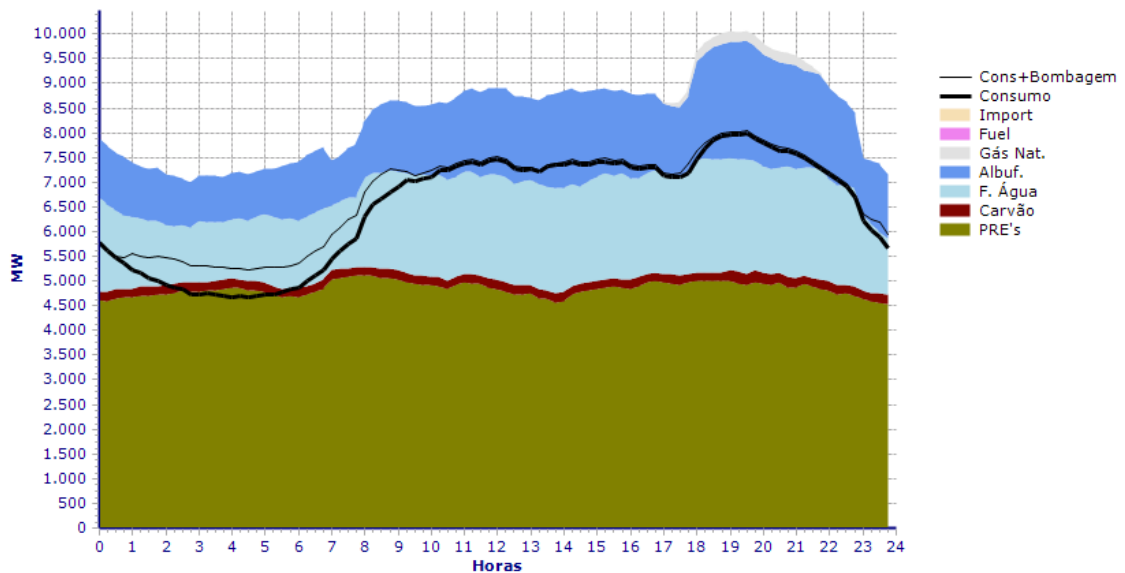


Figura 2.9 - Diagrama de carga diário em 6 de Fevereiro de 2014 [11]

Verifica-se pela análise da Figura 2.8 e Figura 2.9 que, devido a um maior investimento em fontes de energia renováveis, estas passaram a assumir um papel muito mais preponderante na base de todo o sistema elétrico. De facto, verifica-se que no ano de 2007, as centrais a carvão e a gás natural formavam base de todo o sistema de produção. Todavia, em 2014 e num dia típico de inverno, a presença de centrais a carvão e de ciclo combinado é diminuta, sendo que todo o panorama produtivo se encontra dominado pelas PRE e pelas hídricas.

Este cenário só tem sido possível graças à crescente preocupação da sociedade em geral com o fenómeno do aquecimento global e as alterações climáticas, que se devem às elevadas quantidades de gases de efeito de estufa (CO_2) libertados para a atmosfera. Assim, por forma

a reduzir estas emissões, diversos países têm envidado vários esforços no sentido de aplicarem políticas comuns que ajudem a prevenir estes fenómenos. Para tal, é necessário investir em novas tecnologias capazes de gerar energia elétrica de uma forma limpa e sustentável a médio e longo prazo.

É neste contexto de mudança que, elaborado pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima, é produzido um acordo internacional, com o objetivo de reduzir em 5% as emissões de gases de efeito de estufa (GEE) até um horizonte temporal de 2008-2012. Este documento é conhecido como o Protocolo de Quioto.

Este protocolo, discutido em Quioto, no Japão, em 1997, e aberto para assinatura em 1998, firma o estabelecimento de metas para a diminuição da emissão deste tipo de gases. Para que o mesmo entrasse em vigor, seria necessário que 55 países o assinassem, sendo que a União Europeia (UE) se destacou como a primeira entidade internacional a fazê-lo. A entrada em vigor do mesmo, foi feita em 16 de Fevereiro de 2005 após a ratificação do documento por parte da Rússia a 18 de Novembro de 2004. Assim, ficou estabelecida para toda a UE, uma diminuição de 8% nas emissões de GEE. Portugal ratificou este acordo a 31 de Maio de 2002, propondo-se a limitar o aumento de GEE em 27% [12].

Não obstante, é a partir de 1998 que Portugal começa a tomar parte do movimento reformista, constituindo nesse mesmo ano, e pela Resolução do Conselho de Ministros nº78/98, de 29 de Junho, a Comissão para as Alterações Climáticas (CAC). A CAC foi assim responsável pela criação do primeiro Programa para as Alterações Climáticas (PNAC) em 2001. O principal objetivo do PNAC era o de “*reduzir os níveis de emissão dos GEE e fazer cumprir os compromissos assumidos no âmbito do Protocolo de Quioto*” [13].

No ano em que é criado o PNAC, em 2001, é assinada a Diretiva 2001/77/CE do Parlamento e do Conselho Europeus, de 27 de Setembro. A assinatura deste documento, marcou o início da promoção “*de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no mercado interno de eletricidade*” [14]. Com este documento, foi afixada uma meta para toda a UE que visava que, até 2010, 22,1% da eletricidade consumida em todo o contexto europeu, seria produzida com base em fontes de energia renováveis. Em Portugal, a aprovação desta diretiva europeia, traduziu-se no Programa E4, Programa de Eficiência Energética e Energias Endógenas. Este através da Resolução do Conselho de Ministros nº154/2001, de 27 de Setembro, Portugal propunha-se a que, num horizonte de 10 a 15 anos 39% da sua produção teria como base fontes renováveis [15].

Dois anos mais tarde, em 2003, foi aprovado um novo documento, a Estratégia Nacional para a Energia (ENE), através da Resolução do Conselho de Ministros nº63/2003, atualizada mais tarde pela Resolução do Conselho de Ministros nº169/2005. Este documento tinha como principal objetivo estabelecer os pontos principais que regeriam a estratégia de produção de energia em Portugal. Entre alguns dos objetivos destacam-se [16]:

- Durante o processo de adaptação a novas fontes de energia é necessário *“garantir a adequação ambiental de todo o processo energético, reduzindo impactos ambientais, às escalas local, regional e nacional”*;
- Deve-se ainda *“garantir a segurança no abastecimento de energia, através da diversificação dos recursos primários e dos serviços energéticos, e da promoção da eficiência energética na cadeia de oferta e procura de energia”*;
- Os investimentos em energia hídrica e eólica tornam-se *“vectores fundamentais para o cumprimento dos objetivos”*.

Não obstante a existência de legislação e de vontade para investir em novas formas mais limpas para produção de energia elétrica, bem como programas para o melhoramento da eficiência energética, em 2004 ainda se punham algumas reticências sobre o cumprimento dos objetivos estabelecidos de redução das emissões. Assim, e por Resolução do Conselho de Ministros nº119/2004, foi aprovado um novo PNAC. Neste novo documento, estavam integradas políticas e medidas a tomar em todos os sectores de atividade industrial e comercial em Portugal, com vista a reduzir estas emissões. Neste caso, foi dado um especial destaque ao sector energético, pois este era responsável por um esforço de cerca de 18% a 24% desta redução. Não obstante, foi necessária uma atualização, em 2006, do PNAC, para revisão das medidas aconselhadas e introdução de novas políticas [17].

É desta forma que, segundo a Resolução do Conselho de Ministros nº104/2006, de 23 de Agosto, surge o PNAC 2006, programa no qual são revistas as medidas do PNAC 2004 e acrescentadas um novo conjunto de políticas. Para além disso, foi estabelecido um mecanismo de acompanhamento da implementação destas medidas, tornando este documento mais rigoroso [18].

Ainda durante o ano de 2006, foi assinada a Diretiva 2006/32/CE, do Parlamento e Conselho Europeus, a 5 de Abril. Esta Diretiva, abrangia medidas de eficiência energética na utilização final da energia, sendo que havia uma condição obrigatória 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”*. Desta forma surgiu, por Resolução do Conselho de Ministros nº80/2008, de 20 de Maio, o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) 2008-2015, que visava uma melhoria nos níveis de eficiência energética *“equivalentes a 10% do consumo final de energia”* [18].

Em 2007, foram revistas algumas medidas do PNAC 2006, sendo que por Resolução do Conselho de Ministros nº1/2008, foram aprovadas um conjunto de medidas que visavam sobretudo as Fontes de Energia Renováveis (FER). Estas medidas referiam-se a uma atualização do valor instalado de potência produzida em centrais renováveis, que passaria dos 39% acordados anteriormente, para 45% do *mix* de centrais nacionais. Este aumento seria

feito através da execução de 575 MW relativos a reforços de potência, aumentando a potência instalada para 5575 MW, no final do ano de 2010 [19].

Este documento previa ainda que até 2020, a potência hídrica instalada subiria para os 7000 MW, correspondendo a um aproveitamento de cerca de 70% dos recursos hídricos disponíveis no país. No que diz respeito ao aproveitamento de energia eólica, esperava-se um aumento para 5100 MW para a potência instalada, mais um acréscimo de 600 MW por via de *upgrade* a equipamentos já existentes [19]. Assim, com a aprovação destas “novas metas para 2007”, foi aprovado nesse mesmo ano, o Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), como forma de se atingir os 7000 MW de potência hídrica instalada até 2020 [20]. Paralelamente, segundo o Decreto-Lei nº83/2009, de 26 de Agosto, também foi prevista a construção de mais dois empreendimentos hidroelétricos, que não se encontravam inscritos no PNBEPH [21].

O estabelecimento do Protocolo de Quioto instou ainda a criação de mecanismos e instrumentos de auxílio à diminuição das emissões, como o Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE) e o Fundo Português de Carbono (FPC). O CELE é um mecanismo intracomunitário de regulação das emissões de GEE, enquanto que o FPC é um instrumento financeiro do Estado, criado para compensar o desvio de cumprimento do Protocolo de Quioto, pela aplicação do PNAC e do PLANLE. Note-se que o PLANLE, é o Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão, que estabelece o regime de atribuição de licenças abrangidas pelo CELE.

No campo do cumprimento da redução de emissões, a UE tem sido pioneira na aprovação de novas medidas. Este pioneirismo tem-se revelado sobretudo no sector energético, especialmente quando em 17 de Dezembro de 2008, foi aprovado o Pacote Energia-Clima 20/20/20. Este pacote estabelecia que até 2020, os países integrantes da UE teriam que conseguir uma redução de 20% de GEE face aos níveis de 1990, um aumento de 20% das energias renováveis no consumo energético global, e uma redução de 20% desse consumo graças ao aumento da eficiência energética [22].

Assim, para cada Estado-membro, foi aprovada uma nova meta para a energia proveniente de fontes de energia renovável. Segundo a Diretiva 2009/28/CE, do Parlamento e Conselho Europeus, de 23 de Abril, Portugal teria como objetivo, 31% de quota de energia proveniente de fontes renováveis para 2020 [23].

Para responder a estas novas metas, é aprovada por Resolução do Conselho de Ministros nº29/2010, de 15 de Abril a Estratégia Nacional para a Energia (ENE 2020). Com este pacote de novas medidas, pretende-se uma diminuição da dependência energética do país face ao exterior para cerca de 74% em 2020, garantindo que 60% da eletricidade produzida tenha origem em fontes de energia renováveis. Pretende-se também garantir uma redução de 20% do consumo de energia final de acordo com o pacote aprovado pela UE. Note-se que esta diminuição da dependência pode corresponder a uma poupança de 2000 milhões de euros

anuais, contribuindo assim para o desenvolvimento de indústrias de alta tecnologia, como o caso das energias renováveis. Este programa permite ainda criar condições para o desenvolvimento sustentável da economia e cumprimento dos objetivos ambientais propostos [24]. É também no contexto da Diretiva 2009/28/CE, que Portugal aprova o Plano Nacional de Ação para as Energia Renováveis (PNAER). Neste documento, estavam implementadas as medidas que tornavam possíveis as metas estabelecidas na ENE 2020, sendo que no plano da hídrica, para além dos aproveitamentos aprovados no PNBEPH, foram também propostos mais alguns reforços de potência, bem como a construção de novos aproveitamentos hidroelétricos [25].

Uma vez que se verificou uma atualização dos vários objetivos que compreendiam os programas de redução das emissões, em 2010, e através da Resolução do Conselho de Ministros nº93/2010, de 26 de novembro, foi criado um novo PNAC. O novo PNAC tem como objetivos consolidar e reforçar políticas, medidas e instrumentos previstos no PNAC 2006 e nas novas metas definidas em 2007, num horizonte de 2013-2020 [26].

No ano de 2013, e segundo um comunicado do Conselho de Ministros, foi aprovado um novo PNAEE para o horizonte 2013-2016, e um novo PNAER para 2013-2020 [27]. O principal objetivo da revisão do PNAEE centra-se na projeção de novas metas para 2016 sobre a redução de consumo de energia primária. Esta revisão, com horizonte para 2020, fica assim de acordo com a diretiva europeia relativa à eficiência energética [27]. No que respeita ao PNAER, a sua atualização deveu-se sobretudo ao cenário de baixa da procura de eletricidade que o país vive. Com o desenrolar da crise económica, o consumo de energia tem-se ressentido através de uma diminuição da procura, devido a uma atividade económica mais débil. Assim, a atualização deste plano tem como principal objetivo, moderar a oferta de energia, abrandando os investimentos em nova potência instalada. Com esta revisão a nova meta para a potência eólica foi revista para os 5300 MW, ao contrário dos 8500 MW previstos anteriormente, mantendo-se a projeção para os valores da potência hídrica inalterados [28].

2.3. Novos Aproveitamentos Hidroelétricos e Reforços de Potência

A subida do preço dos combustíveis e o aparecimento de legislação europeia determinaram uma nova era no desenvolvimento dos sistemas elétricos de cada país. Portugal não foi exceção, uma vez que a sua elevada dependência energética do exterior levou a que o investimento em novas centrais para produção de eletricidade se tornasse um imperativo nacional. Desta forma, a aprovação de leis a nível europeu, obrigou os governos dos países da União Europeia (UE) a elaborar novas legislações que contribuíssem para um desenvolvimento mais sustentável a médio e a longo prazo para a economia. De acordo com dados de 2007, do

Ministério da Economia e da Inovação, Portugal e a Grécia, são dos países europeus com maior dependência energética do exterior e, ao mesmo tempo, com maior capacidade hídrica por explorar. Como se pode verificar pela Figura 2.10, cerca de 54% do potencial hídrico português encontra-se desaproveitado, sendo que a dependência de recursos energéticos exteriores é cerca de 85% [29].

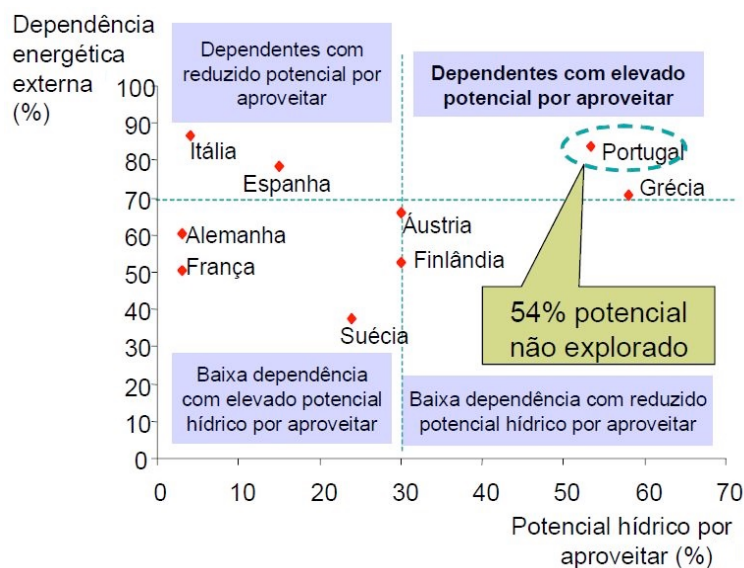


Figura 2.10 - Potencial hídrico não aproveitado e dependência energética [29]

Para além das novas legislações e da necessidade de tornar a Portugal um país menos dependente de fontes energéticas externas, a previsão de carga e a evolução desta é também um fator a ter em conta na instalação de nova capacidade de produção. De facto, e de acordo com o Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT 2012-2017 (PDIRT), elaborado pela REN em Julho de 2011, estava previsto um cenário de evolução positiva dos consumos de eletricidade. Assim, com o advento da crise e a contração económica, as novas previsões de crescimento dos consumos ditaram uma revisão do investimento em nova potência a instalar. Por conseguinte, o investimento em nova potência eólica foi preterido face ao objetivo nacional de diminuir a sua percentagem de potencial hídrico por aproveitar para cerca de 30%.

Este aumento do aproveitamento do potencial hídrico português foi idealizado, tal como foi referido anteriormente, pela revisão do PNAC 2006, através da aprovação de “novas metas 2007”. Esta revisão foi responsável pela aprovação da construção de novos aproveitamentos hidroelétricos como Ribeiradio-Ermida, no rio Vouga, e Baixo Sabor, no rio Sabor. Para além destes novos aproveitamentos, estava já previsto o reforço de potência das centrais de Alqueva, Bemposta e Picote e o PNBEPH, tal como foi referido no subcapítulo anterior. O PNBEPH, surgiu como a maior iniciativa de construção de novos aproveitamentos hidroelétricos desde o início do século XXI. De facto, este programa foi elaborado, como

forma de se atingir a meta de instalação de 7000 MW hídricos até 2020. Por conseguinte, foram analisados 25 aproveitamentos hidroelétricos que correspondiam a “*aproveitamentos de grande interesse do ponto de vista da capacidade própria de produção de energia, da optimização dos recursos da bacia hidrográfica em que se inserem, do potencial para satisfação de outros usos múltiplos e que apresentam condições de viabilidade técnica, económica, social e ambiental para poderem vir a ser implementados a curto prazo*” [20]. Dos 25 investimentos contemplados no PNBEPH, apenas 10 foram escolhidos como economicamente mais atrativos. Assim, segundo o Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT 2012-2017, estava prevista a construção dos seguintes aproveitamentos hidroelétricos e reforços de potência:

Tabela 2.4 - Novos aproveitamentos e reforços de potência previstos até 2022 [30]

Aproveitamento	Potência Instalada (MW)	Número de Grupos	Data Prevista de Entrada em Serviço
Picote II	246	1	Dezembro 2011
Bemposta II	191	1	Dezembro 2011
Alqueva II	256 (reversível)	2	Julho 2012
Ribeiradio-Ermida	71 + 6	1 + 1	Fevereiro 2014
Baixo sabor	140 (reversível) + 31 (reversível)	2 + 2	Agosto 2014
Venda Nova III	736 (reversível)	2	Julho 2015
Salamonde II	207 (reversível)	1	Agosto 2015
Foz Tua	251 (reversível)	2	Setembro 2015
Alvito	225 (reversível)	1	Dezembro 2015
Girabolhos-Bogueira	335 (reversível) + 30	2 + 3	Dezembro 2015
Fridão	238	1	Março 2016
Alto Tâmega	160	2	Junho 2016
Daivões	114	2	Julho 2016
Gouvães	880 (reversível)	4	Julho 2016
Paradela II	320 (reversível)	1	Julho 2016
Carvão-Ribeira	555 (reversível)	2	Março 2020

Dos aproveitamentos listados, a construção de Ribeiradio-Ermida e Baixo Sabor teve luz verde por decreto do governo, e os reforços de potência de Picote, Bemposta e Alqueva encontravam-se definidos nas novas medidas tomadas em 2007. Já os reforços de potência de Salamonde, Venda Nova e Paradela, constam do PNAER. Dos aproveitamentos inscritos no PNBEPH dos 10 escolhidos, apenas 7 se encontram em fase de construção, estando ainda o aproveitamento de Carvão-Ribeira ainda em fase de estudo.

Relativamente a algumas barragens, as suas datas de entrada em serviço foram alteradas:

- Foz-Tua previsto para 2016;
- Ribeiradio-Ermida entrada em serviço em 2015;
- Fridão previsto para 2018 e ainda em fase de estudo;
- Alvito sem data prevista de entrada em serviço e com projeto em fase de remodelação;

Para além destas ocorrências o reforço de potência de Paradela ainda não tem licença atribuída pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), nem solução sobre o ponto de ligação à RNT. Concomitantemente, o reforço de potência de Cabril, obra referida no PNAER, ainda não tem data definida para início e fim da construção não estando, por isso, referenciado no PDIRT 2012-2017. Através da análise destes dados verifica-se que a maioria dos empreendimentos a executar estão situados no norte e centro de Portugal, com especial destaque para os distritos de Bragança, Vila Real, Braga, Viseu e Aveiro. Dos 4992 MW previstos instalar pelos dados descritos na Tabela 2.4, 3936 MW correspondem a centrais com capacidade de bombagem.

No atual panorama produtivo português, dotar centrais de grupo reversíveis torna-se bastante importante. Este tipo de aproveitamentos tem a capacidade de bombear a água de jusante, para a albufeira a montante. Normalmente este processo é executado durante o período noturno. Como Portugal tem um importante valor de potência instalada a nível eólico, muitas vezes verifica-se que durante a noite, quando o preço da energia é mais barato, a produção de eólica excede o consumo nacional. Neste caso, parte deste excedente pode ser utilizado para bombear a água para a albufeira dos aproveitamentos que possuam este tipo de capacidade. Esta água poderá assim ser turbinada durante o dia, período em que o preço da eletricidade é mais caro, e período em que muitas vezes as centrais hídricas são chamadas a acorrer pontas de carga, devido à sua rápida capacidade de resposta e preço mais baixo.

Capítulo 3

Bacia Hidrográfica do Vouga

A realização de estudos sobre uma determinada região hidrográfica, sempre teve uma extrema importância para a identificação de recursos que possibilitassem o desenvolvimento económico da região visada. Desde cedo, Portugal viu os seus rios como fonte para o desenvolvimento de economias locais, assentes na construção de empreendimentos que possibilitassem o aumento da atratividade regional para atividades económicas como a energia e a agricultura. Assim, os estudos das bacias hidrográficas revelaram-se importantes para hierarquizar e listar o potencial aproveitado e ainda por aproveitar dos rios portugueses.

Neste capítulo, pretende-se assim compreender a estrutura de toda a Bacia Hidrográfica do Vouga (BHV) e os principais fatores de origem natural que levaram à construção deste empreendimento.

3.1. Enquadramento Histórico

Em Portugal, desde o fim do século XIX, até meados dos anos 70 do século XX, foram desenvolvidos vários planos de obras hidráulicas cujo principal objetivo era a inventariação dos projetos que deveriam ser executados para o desenvolvimento de grandes setores económicos. Nestas áreas destacam-se os setores agrícola e energético, tendo os planos de gestão da água de bacias hidrográficas como pano de fundo para a realização de investimentos nestas áreas [31].

No ano de 1892, com a publicação do Regulamento dos Serviços Hidráulicos, foi instalada a administração hidráulica em Portugal. Este documento definiu, pela primeira vez em Portugal, um quadro legal coerente para a regulamentação do domínio hídrico. Em grande parte, este regulamento ainda se encontra válido. Com a sua implementação, foi criada a

figura de guarda-rios, cuja competência era a de zelar pelo cumprimento da lei, na sua área de jurisdição [31].

Em 1919 foi criada a Lei da Água, através da Lei nº913, de 29 de Novembro de 1919. Esta lei, ainda não totalmente revogada nos dias de hoje, estabelece uma distinção clara entre águas públicas e privadas e introduz o conceito de licença e concessão através dos quais é permitido às entidades privadas o acesso ao usufruto das águas públicas, leitos e margens. Em 1930, com base nesta lei, foi criada a Junta Autónoma de Obras de Hidráulica Agrícola (JAOHA), cuja competência era o planeamento e a construção de obras de fomento hidroagrícola. Esta junta, durante vários anos, planeou e executou cerca de 20 grandes aproveitamentos hidráulicos, onde se incluem barragens, sistemas de regularização fluvial e perímetros de rega [31].

A 1 de Janeiro de 1950 verificou-se a integração da JAOHA na Direção Geral dos Serviços Hidráulicos (DGSH). A ação da DGSH ficou marcada, no caso do centro do país, com a execução do Plano Geral do Aproveitamento Hidráulico da Bacia do Mondego (PGAHBM), em 1962. Só mais tarde, no início dos anos 70, foi dada particular atenção ao planeamento dos recursos hídricos na bacia do rio Vouga. Assim, foi nesta década que se procedeu à realização do Plano Geral do Aproveitamento Hidráulico da Bacia do Vouga (PGAHBV). No Estudo Prévio deste plano foi, na época, sugerida a criação de uma empresa pública para a gestão global dos recursos hídricos, sendo esta “(...) *uma empresa pública dotada de eficientes quadros administrativos, financeiros, técnicos e de produção, para orientar os grandes investimentos que se impõem e a exploração dos respetivos benefícios (...)*” [31]. As prioridades definidas neste plano de aproveitamento da bacia hidrográfica, definiam como prioritária a construção do Aproveitamento Hidroelétrico de Ribeiradio, por ser a maior contribuinte para o controlo de cheias na zona do baixo Vouga, bem como para a regularização de caudais e criação de mecanismos de abastecimento de água às populações [31].

Na sequência da elaboração do PGAHBV, em 1975, destaca-se a importância do “Estudo de Caracterização, Perspetivas e Desenvolvimento e Gestão dos Recursos Hídricos na Região do Vouga” promovido pelo Ministério do Ambiente e Recursos Naturais. Este estudo complementava o PGAHBV no que respeita à perspetiva de realização de obras hidráulicas na BHV. Mais tarde, em 1988, é importante ainda referir o “Estudo Preparatório da Instalação da Administração de Recursos Hídricos do Centro” que enquadra as bases para a entidade cuja responsabilidade é a administração dos recursos hídricos na região centro do país [31].

3.2. Localização Geográfica

O rio Vouga nasce na Serra da Lapa, a cerca de 930 m de altitude e percorre 148 km até desaguar numa laguna que comunica com o mar, a Ria de Aveiro. A sua bacia hidrográfica, com 3 680,41 km² de área, é limitada a sul pela Serra do Buçaco, que a separa da bacia do rio Mondego, e a norte pelas serras de Leomil, Montemuro, Lapa e Freita, que a separa da bacia do rio Douro [32].

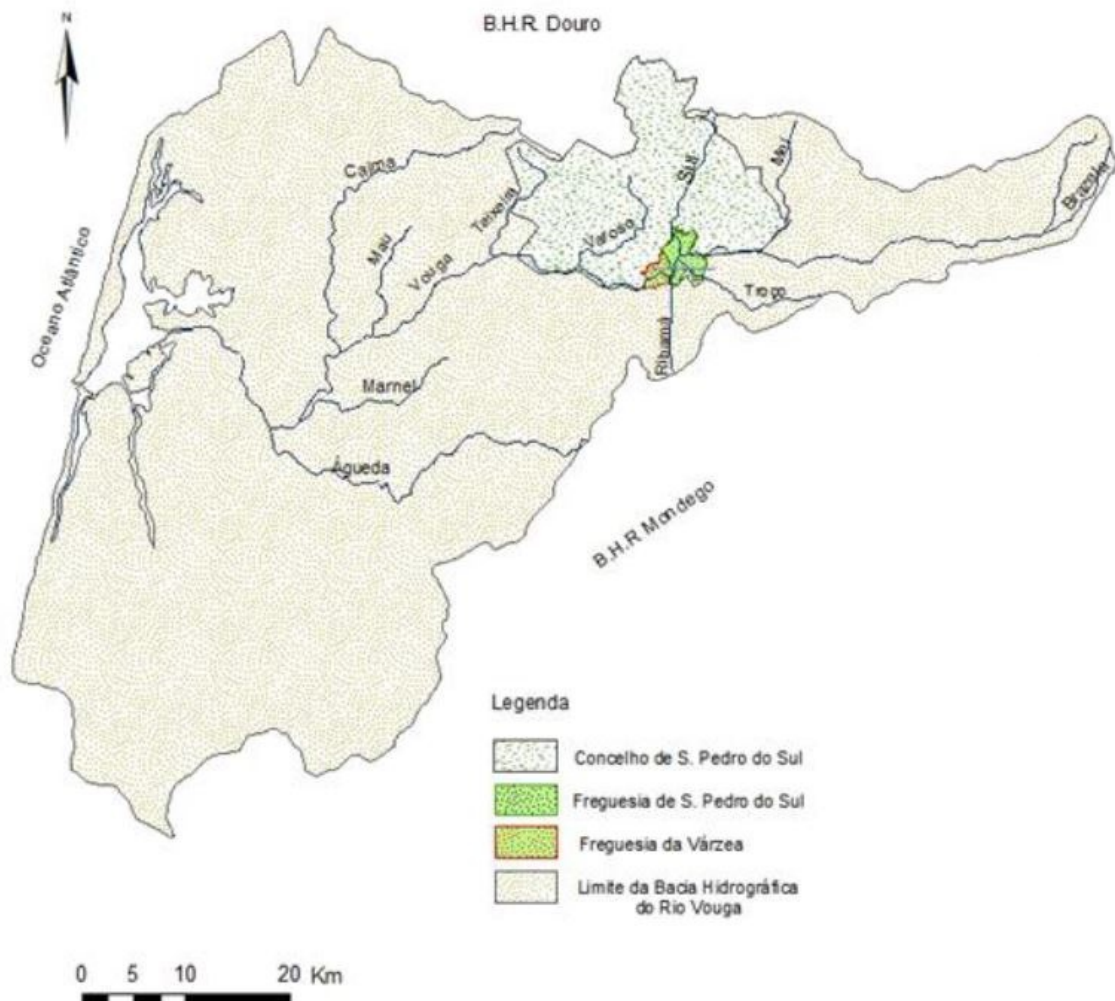


Figura 3.1 - Bacia Hidrográfica do Vouga [33]

Esta bacia não tem no seu conjunto um rio principal bem diferenciado e respetivos afluentes. De facto, trata-se de um conjunto hidrográfico de rios que atualmente desaguam de forma individualizada na Ria de Aveiro, muito perto da foz do rio Vouga. Os rios principais deste conjunto são a norte, o próprio rio Vouga e seus afluentes até à confluência com o rio Águeda, o rio Águeda e o seu afluente, rio Cértima, podendo incluir-se ainda o rio Caster e o rio Antuã. A sul, tem-se como rio principal o Boco e a Ribeira da Corujeira. A configuração e distribuição hidrográfica da bacia são determinadas, na zona norte, pelas serras de Leomil,

Montemuro e Lapa (onde nasce o rio Vouga, em Lapinha, à cota (930,0) e, ainda, pelas serras de Arada (ou Freita), e, na zona sul, pelas serras do Caramulo e Buçaco. [32]

Na Tabela 3.1 encontram-se resumidas as características principais da morfologia da Bacia Hidrográfica do Vouga (BHV).

Tabela 3.1 - Características Morfológicas da BHV [34]

Características		Bacia Hidrográfica do Vouga
Área (km ²)		3680,41
Altitude (m)	Máxima	1116,46
	Média	263,33
	Mínima	-10,22
Declive Médio (%)		12,84

3.3. Geomorfologia

O rio Vouga é caracterizado por atravessar zonas com diferentes características geomorfológicas. Através da análise da sua localização geográfica, é possível identificar zonas com elevados declives como, por exemplo, a sua nascente na Serra da Lapa e zonas planas como a sua foz na Ria de Aveiro. Desta forma, a BHV é dividida em 3 zonas diferentes [32]:

- Alto Vouga é o troço de rio que se desenvolve até S. Pedro do Sul. Neste troço, a bacia apresenta uma forma relativamente alongada e o rio desenvolve-se numa zona de planalto;
- Médio Vouga é o troço de rio que se desenvolve entre S. Pedro do Sul e Angeja. A jusante de S. Pedro do Sul, o rio Vouga deixa de se desenvolver numa zona de planalto, entrando numa zona de relevo mais acentuado e de vales encaixados. No troço final, o rio volta novamente a correr em leitos menos declivosos, em vales abertos e com leitos de cheias em ambas as margens. É já neste troço que conflui o rio Águeda, o principal afluente do rio Vouga;
- Baixo Vouga, que corresponde ao troço desde Albergaria-a-Velha até à zona da Ria de Aveiro. Este percurso apresenta como principais características um relevo relativamente plano e uma acentuada influência das marés.

Os principais afluentes na margem direita do rio Vouga, de jusante para montante, são os rios Caima, Mau, Arões, Teixeira, Varoso, Sul e Mel. Na margem esquerda, os principais afluentes são os rios Águeda, Marnel, Ribeira de Ribamá, Troço e a Ribeira de Brazela. A montante da confluência com o rio Águeda verifica-se que os afluentes da margem esquerda

têm uma magnitude muito reduzida, quando comparados com os afluentes da margem direita [32].

O rio Caima, primeiro afluente importante da margem direita do rio Vouga, desenvolve-se ao longo de aproximadamente 50 km, sendo a zona superior muito declivosa e encaixada e a zona inferior relativamente plana.

O rio Mau, de muito menores dimensões, atinge um desnível máximo de cerca de 820 m. Este apresenta no seu troço superior, um relevo de características mais acentuadas.

O rio Teixeira conflui com o rio Vouga aproximadamente a cinco quilómetros a jusante de Sejães. Este apresenta um leito muito declivoso, com vales abruptos, apresentando um desnível de cerca de 970 m.

O rio Sul que conflui com o rio Vouga em S. Pedro do Sul apresenta uma zona superior com maior declive, diminuindo à medida que se aproxima da sua confluência com o rio Vouga.

O rio Mel, último dos afluentes mais importantes da margem direita, conflui com o rio Vouga próximo de Ribafeita, tendo um relevo bastante diversificado variando desde vales bastante encaixados até zonas de planalto [32].

O rio Águeda, principal afluente do rio Vouga, possui como cursos de água afluentes mais importantes, o rio Cértima e o rio Alfusqueiro. É uma bacia hidrográfica de relevo muito diversificado, com uma ocupação que demonstra um grande desenvolvimento urbano e industrial [32].

O rio Troço, último dos afluentes mais importantes da margem esquerda, conflui com o rio Vouga em S. Pedro do Sul.

3.4. Características Climatológicas

Apesar de uma área pequena, Portugal apresenta uma grande variedade de climas nas suas diversas regiões. Estas diferenças são notadas principalmente do norte para o sul. O norte e centro de Portugal são caracterizados por estarem expostos a um Clima Temperado Atlântico, enquanto o sul se encontra sobre a influência do Clima Temperado Mediterrânico.

A variedade climática regional é devida à variação da altitude e do afastamento ao mar. As principais cadeias montanhosas situam-se a norte, muitas vezes entre a orla costeira e alguns cenários de planaltos interiores. Esta distribuição geográfica desigual, reforça os grandes contrastes climatológicos entre o norte e o sul do país. O norte é caracterizado por, na sua zona litoral, uma zona com a temperatura média mais baixa e com elevados níveis de precipitação anual. A região do interior norte, apresenta uma característica climática muito mais seca do que a da orla marítima, sendo que nesta região as estações no ano são bem marcadas. A partir do Mondego, a temperatura média anual tende a aumentar, à medida que se caminha para o sul e os valores da precipitação anual tendem a diminuir.

É a análise de fatores como a temperatura e precipitação que permitirão uma caracterização de toda a BHV, bem como o seu potencial para a construção de aproveitamentos hídricos.

3.4.1. Precipitação

A BHV encontra-se numa zona de transição entre a zona norte e sul do país. Localizada entre as Bacias Hidrográficas do Douro e Mondego, o clima na parte superior da bacia é de características mediterrânicas húmidas e, junto à costa, atlântico húmido. A caracterização deste clima indica que as zonas mais interiores da bacia são caracterizadas por níveis mais elevados de precipitação, tal como pode ser verificado na Figura 3.2. Tal facto se deve à localização das serras do Caramulo, Arada e Montemuro que formam uma barreira que impede que os sistemas causadores destas precipitações se desloquem para sul.

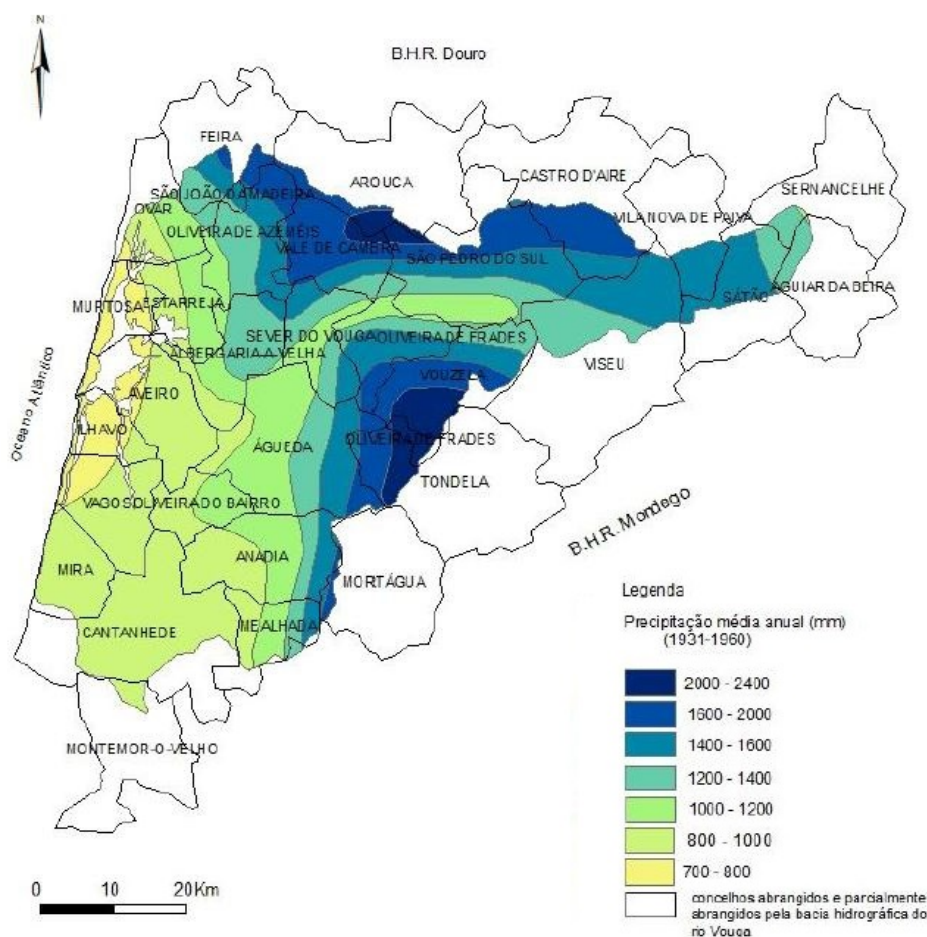


Figura 3.2 - Distribuição da Precipitação na Bacia Hidrográfica do Vouga [35]

Os valores médios de precipitação são então caracterizados por dois semestres, um chuvoso e outro seco. Os meses mais chuvosos ocorrem entre Outubro e Abril, com 75% da precipitação anual. Os meses mais secos, em Julho e Agosto tem níveis de precipitação muito

reduzidos. A precipitação anual média apresenta um valor de 1301 mm. Note-se que estes valores podem ser verificados através da análise da Figura 3.3.

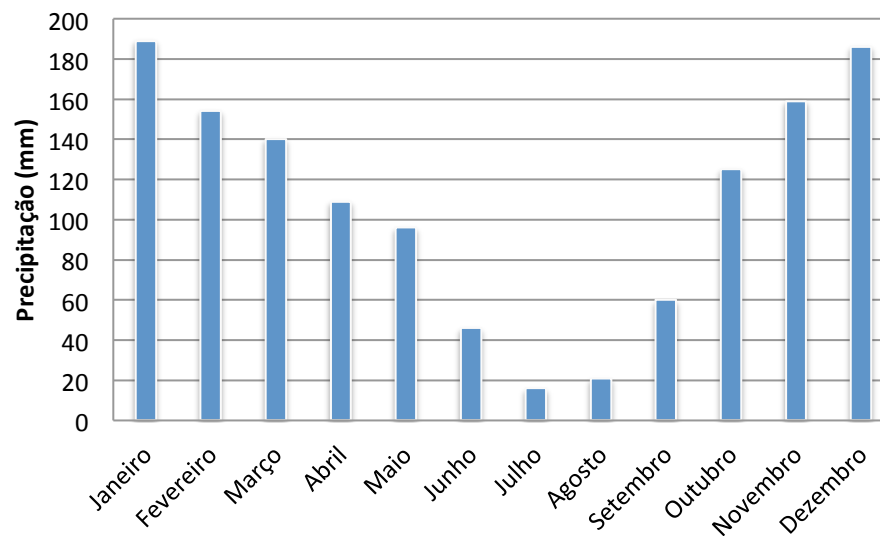


Figura 3.3 - Precipitação Média Mensal na BHV [33]

3.4.2. Temperatura e Humidade

Os valores das temperaturas médias mensais mais elevadas registam-se em Julho e Agosto e os mínimos em Dezembro e Janeiro. Os valores extremos absolutos do ar são mínimos em Dezembro e Janeiro, com -7°C , no Caramulo e -12°C em Moimenta da Beira e máximos em Julho e Agosto variando entre os 40°C em Anadia e 32°C em Bigorne.

A humidade relativa do ar atinge valores máximos entre Novembro e Dezembro, variando entre 84% no Caramulo e 90% em S. Pedro do Sul. Os valores mínimos ocorrem durante os meses secos e variam entre os 60% em Moimenta da Beira e 18% em S. Jacinto [33].

Como se pode verificar os locais mais húmidos encontram-se no interior, principalmente nas zonas com altitude mais elevada, sendo que as maiores oscilações de temperatura também se verificam nestes locais.

A distribuição média da temperatura ao longo dos meses para a BHV pode ser verificada na Figura 3.4.

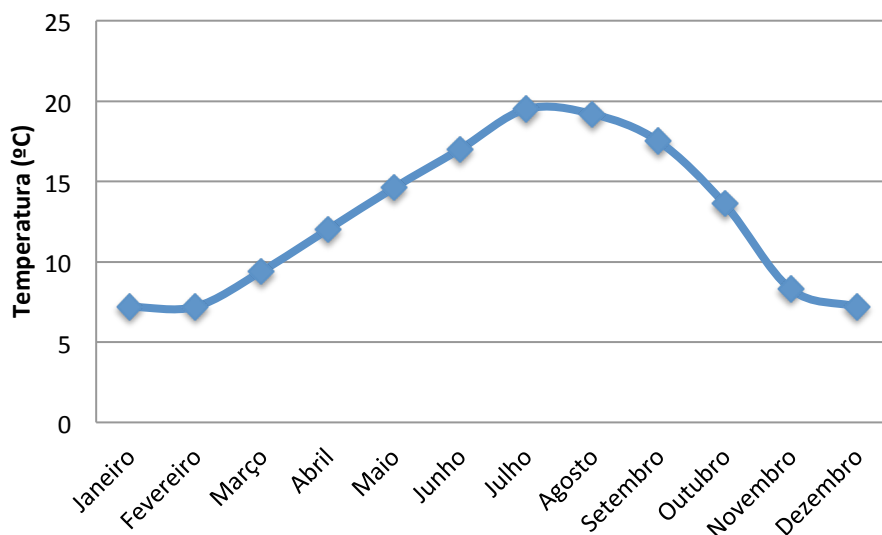


Figura 3.4 - Temperaturas médias mensais na BHV [33]

3.4.3. Evapotranspiração

Evapotranspiração é o processo que descreve a transferência natural da água, no estado de vapor, da superfície da terra para a atmosfera. O mecanismo de evapotranspiração inclui a evaporação da água proveniente, não só, de cursos de água como rios ou lagos, mas também da transpiração das plantas que constituem o revestimento vegetal do solo. Note-se assim, que este é um processo integrante no ciclo da água. A existência de valores maiores ou menores para a evapotranspiração depende das condições do clima da região. Estas condições são nomeadamente a temperatura e a humidade. No caso da BHV, os valores para a evapotranspiração mensal são dados pela Figura 3.5.

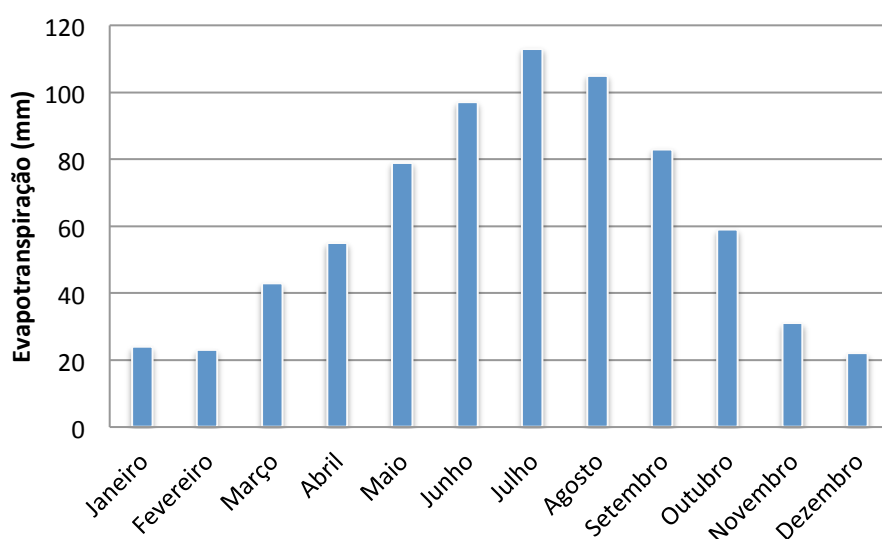


Figura 3.5 - Evapotranspiração mensal na BHV [33]

Note-se que os valores mais elevados para a evapotranspiração se encontram nos meses de Julho e Agosto, sendo estes os meses mais quentes do ano. Respetivamente, os meses de Dezembro a Fevereiro tem os valores mínimos para este fenómeno. O estudo deste fenómeno é importante devido à importância que a evapotranspiração tem na formação de sistemas responsáveis pela queda de precipitação. Neste caso maiores valores nos meses de Verão significa períodos de chuva mais intensa no Outono e Inverno.

3.5. Caudais e Afluências

Em Portugal, pela sua latitude, diferenciam-se duas épocas durante um ano com características pluviométricas diferentes - a estação chuvosa entre Novembro e Março e a estação seca entre Julho e Agosto. Todos os restantes meses configuram períodos de transição entre estas duas épocas. Como é sabido, o caudal e as afluências de um rio estão relacionados com a queda de precipitação. Nos períodos em que se verifica maior volume de precipitação, verifica-se um aumento dos caudais e afluências dos cursos de água. A análise destes aspetos, permitem efetuar um estudo bastante rigoroso, com o objetivo de avaliar o benefício de construção de empreendimentos hídricos. Como seria de esperar, rios onde estas variáveis não fossem significativas, a construção destes empreendimentos estaria em causa.

A análise das afluências para a BHV, pode ser feita através das estações hidrométricas localizadas ao longo de todo o seu troço. No caso do rio Vouga, foi selecionada a estação de Ponte de Vouzela. Esta estação situa-se a jusante das Termas de S. Pedro do Sul, no rio Vouga. Este ponto do rio compreende o somatório dos caudais dos rios Mel e Sul, na margem direita e do rio Troço na sua margem esquerda. Note-se que, para além destes afluentes, também estão contemplados os afluentes menos importantes.

Para a análise das afluências o período em análise situou-se nos anos hidrológicos de 1954/55 a 2003/04. Note-se que um ano hidrológico vai de Outubro a Setembro do ano seguinte. Nesta análise também foram incluídos os valores médios mensais para a precipitação, uma vez que também é interessante verificar qual a relação entre esta e as afluências. Os resultados obtidos para a pesquisa estão disponíveis na Figura 3.6.

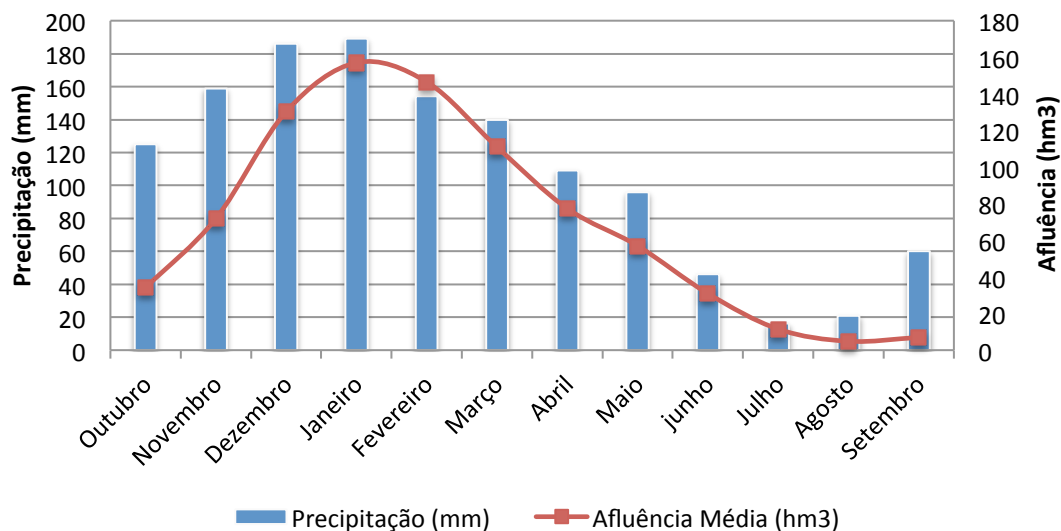


Figura 3.6 - Precipitação média e afluências médias mensais na BHV [36]

Através da análise da Figura 3.6 são notórios os maiores quantitativos de precipitação de Outubro a Janeiro e a sua relação direta com o acréscimo das afluências do rio Vouga. Nos meses de Janeiro a Março, ocorre uma quebra dos valores de precipitação, no entanto os valores das afluências apresentam-se bastante elevados, resultantes do excesso de água no solo. Com a diminuição dos valores da precipitação, de Abril a Junho, tende também a diminuir o valor das afluências. Note-se que esta diminuição também ocorre devido a uma diminuição progressiva da saturação dos solos. Durante o período estival de Julho e Agosto, verificam-se níveis de precipitação muito baixos sendo as afluências do rio Vouga igualmente baixas. Em Setembro, apesar da ocorrência de alguma precipitação, o rio encontra-se com boa capacidade de escoamento pois os terrenos continuam com boa capacidade de absorção, devido ao período seco de Julho e Agosto. O valor médio anual para as afluências situa-se nos 840 hm³.

Não obstante o estudo do comportamento das afluências médias, é importante inferir sobre os caudais médios que se verificam no rio Vouga. Este valor permite analisar a variação do caudal do rio e a influência que os caudais dos rios Mel, Sul e Troço, bem como os restantes afluentes de menores dimensões tem sobre o rio Vouga. Novamente para a análise dos valores médios mensais do caudal, irá ser utilizada a estação hidrométrica de Ponte de Vouzela nos períodos entre 1960/1961 e 2000/2001, numa janela temporal corresponde à sucessão de um ano hidrológico. Estes dados encontram-se representados na Figura 3.7.

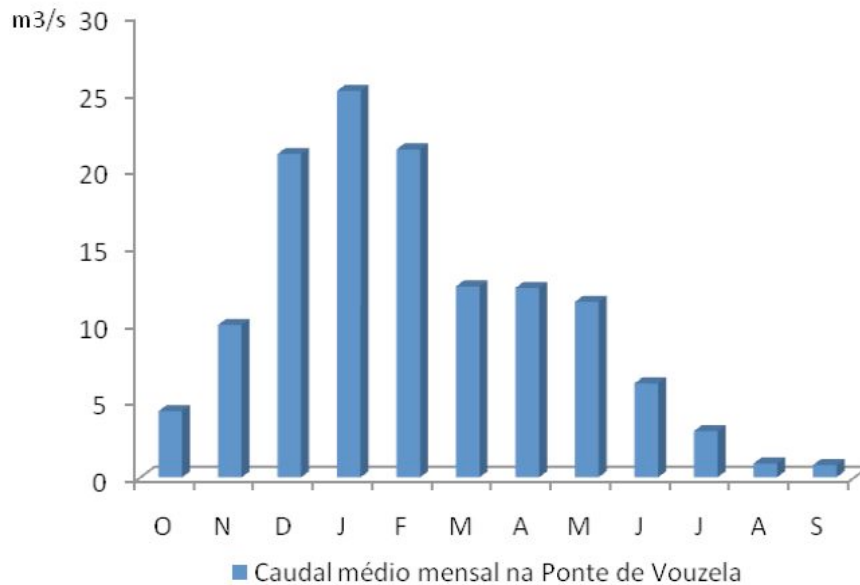


Figura 3.7 - Caudal médio mensal em Ponte de Vouzela [33]

Analisando a Figura 3.7 constata-se que nos meses de Setembro e Outubro, com o início das primeiras chuvadas, estas pouco influenciam os valores dos caudais, devido ao terreno mais seco. Os valores mais elevados dos caudais são registados precisamente nos meses de Inverno em resultado da queda mais frequente de precipitação e da menor capacidade de retenção dos solos. Esta menor capacidade de retenção dos solos significa que maior parte da água proveniente das chuvas é encaminhada diretamente para o rio, contribuindo diretamente para o aumento do caudal.

3.6. Aproveitamentos Hídricos

O setor da energia e dos aproveitamentos hidráulicos abrange um conjunto bastante extenso e diversificado de estruturas implantadas, ou a implantar, que potenciam a capacidade económica de uma região. Estes aproveitamentos hidráulicos abrangem finalidades que compreendem a produção de energia, o abastecimento urbano, o regadio, a defesa contra cheias, o lazer entre outras.

A BHV, devido à sua extensão e à sua área de implantação, apresenta assim uma capacidade inequívoca de prestar às suas populações mais-valias socioeconómicas importantes. É neste contexto que a identificação dos aproveitamentos já existentes se torna importante. Esta contribuirá para a planificação futura de mais empreendimentos capazes de potenciar o desenvolvimento da região.

3.6.1. Grandes Aproveitamentos Hidroelétricos

Designam-se de grandes aproveitamentos hidroelétricos todas as infraestruturas capazes de aproveitar a água para produção de eletricidade, com potências instaladas superiores a 10 MW.

No que respeita a este tipo de aproveitamentos, a BHV não dispõem de nenhuma infraestrutura deste calibre. Apesar de já existirem estudos desde meados de 1970, até ao início de 2010 não tinha sido construída nenhum grande aproveitamento, tornando esta bacia, na única bacia portuguesa sem nenhuma obra deste género.

Este cenário mudou com a decisão da construção do Aproveitamento Hidroelétrico de Ribeiradio-Ermida (AHRE). Este tornou-se no primeiro aproveitamento a ser construído na BHV, com uma potência instalada superior a 10 MW e uma albufeira com capacidade significativa para retenção de água [38] [39].

3.6.2. Pequenos Aproveitamentos Hidroelétricos

Os pequenos aproveitamentos hidroelétricos centram-se como infraestruturas capazes de produzir energia elétrica utilizando a água como força motriz. Estes aproveitamentos diferenciam-se dos anteriores por terem capacidades instaladas inferiores a 10 MW. Paralelamente, até muito recentemente a legislação existente em Portugal, apenas permitia a construção de aproveitamentos por iniciativa privada se a sua potência instalada fosse inferior a 10 MW. Por isto, o património instalado de mini-hídricas espelha fortemente esta visão.

Atualmente, a participação de privados está aberta a todas as potências. Em termos remuneratórios, aproveitamentos com potências inferiores a 20 MW beneficiam de legislação e tarifário próprio. Os grandes aproveitamentos serão remunerados de acordo com o mercado livre de energia, enquanto as “mini-hídricas” se encontram ao abrigo dos tarifários de remuneração à PRE.

Na BHV existem algumas mini-hídricas em funcionamento, como é o caso da central de Cercosa, com 3,923 MW instalados. Paralelamente, existem também algumas infraestruturas mais antigas. Estas infraestruturas estavam geralmente associadas as pequenas centrais existentes para fornecer energia a complexos industriais, sendo que, muitas datam do início do século XX. Assim, a BHV apresenta um potencial hidroelétrico, com base em pequenos aproveitamentos, que se encontra largamente desaproveitado.

É com base neste cenário, e com o intuito do cumprimento do programa ENE 2020, mencionado anteriormente, que em 2010 foram lançados concursos para a construção de novas centrais na BHV. Desta forma pretende-se aumentar o grau de aproveitamento hidroelétrico que a BHV proporciona. Este cenário prevê a instalação de 25,7 MW o que se traduzirá numa produção estimada de energia de 76 GWh/ano [38].

3.6.3. Aproveitamentos de Bombagem Pura

Existe uma terceira categoria de aproveitamentos hidroelétricos que tem particular interesse para o panorama produtivo português. Os aproveitamentos de bombagem pura são infraestruturas capazes de bombear a água para um determinado reservatório, aproveitando o excedente de energia elétrica nas horas de vazio. Este tipo de infraestruturas tem especial interesse, pois permitem aumentar a penetração de fontes de energia renováveis com características intermitentes como o caso das eólicas, ou mesmo de aproveitamentos hidroelétricos a fio-de-água que se encontrem a produzir nas horas de vazio, em que a energia elétrica é mais barata.

A BHV não possui nenhuma central deste género, no entanto um estudo alertou para a existência de cerca de 6382,1 MW por instalar em toda a bacia hidrográfica. Note-se que este tipo de centrais são caracterizadas pela existência de grandes reservatórios de água, para onde esta é bombeada e por grandes potências. Por conseguinte, a execução da instalação de toda esta potência torna-se inviável de uma só vez, servindo este valor de alerta para o subaproveitamento das capacidades hidroelétricas da BHV [38].

3.6.4. Aproveitamentos Para Outros Fins

Para além dos aproveitamentos para fins de produção de energia elétrica, torna-se também importante o aproveitamento das suas águas para outros fins. No caso da BHV, existem cerca de 6 aproveitamentos cuja finalidade são a rega ou o abastecimento urbano. Existe então um elevado défice de aproveitamento das águas do rio Vouga e dos seus afluentes, face à extensão da sua bacia, para uso público. Note-se também a inexistência de infraestruturas capazes de controlo de cheias, o que torna os caudais dos rios da BHV imprevisíveis. É neste contexto que segundo um estudo da ARH Centro, está previsto a construção de novos aproveitamentos para abastecimento urbano, controlo de cheias e aumento da capacidade de regadio para as explorações agrícolas [38].

A construção destes empreendimentos irá permitir um maior controlo dos caudais do rio e dos seus afluentes, um melhor aproveitamento das suas águas para uso público, o que se poderá traduzir num fator potenciador de desenvolvimento económico regional. Para além disso, a construção de centrais hidroelétricas permitirá a diminuição da dependência energética de Portugal.

Capítulo 4

Análise Técnica

O projeto de um aproveitamento hidroelétrico carece de um estudo atento de todas as soluções, quer a nível de estruturas civis, quer a nível de equipamentos. Este estudo segue uma lógica de encontro da melhor solução possível para o aproveitamento, com o menor custo possível, mas que garanta padrões de segurança e fiabilidade durante o seu período de operação.

Esta análise permite, tendo como base o estudo da BHV apresentado anteriormente, procurar fornecer uma abordagem técnica sobre todos os principais aspetos adotados para o AHRE, bem como a sua localização. Inclui-se, por isso, o estudo das soluções adotadas para a albufeira, barragem, órgãos de segurança hidráulica, órgãos de exploração, central e subestação, quer para o escalão de Ribeiradio, quer para o escalão de Ermida.

4.1. Localização do Aproveitamento

O AHRE compreende duas barragens e duas centrais:

- Barragem de Ribeiradio e respetiva central, a jusante da barragem;
- Barragem de Ermida e a central, anexa à barragem.

O aproveitamento em estudo, encontra-se projetado sensivelmente 45 km a montante da foz do rio Vouga e 85 km a jusante da sua nascente, numa zona intermédia da sua bacia hidrográfica. A barragem de Ribeiradio é limitada na sua margem direita pelo concelho de Sever do Vouga e na sua margem esquerda pelo concelho de Oliveira de Frades. A barragem de Ermida encontra-se localizada inteiramente no concelho de Sever do Vouga.

As suas albufeiras influenciam diretamente as seguintes localidades:

- Ribeiradio - na margem direita e de montante para jusante, os concelhos de S. Pedro do Sul, Oliveira de Frades, Vale de Cambra e Sever do Vouga e na margem esquerda, o concelho de Oliveira de Frades;
- Ermida - na margem direita o concelho de Sever do Vouga e na margem esquerda, a montante, o concelho de Oliveira de Frades e, a jusante Sever do Vouga.

O AHRE situa-se numa zona limite entre as Regiões Norte e Centro do país. Efetivamente, o concelho de Vale de Cambra pertence à Região Norte, mais especificamente à sub-região de Entre Douro e Vouga, enquanto Sever do Vouga (sub-região do Baixo Vouga), Oliveira de Frades e S. Pedro do Sul (sub-região Dão-Lafões) se inserem na Região Centro.

A bacia hidrográfica na secção da barragem de Ribeiradio drena uma área de cerca de 940 km². A localização desta barragem será próxima da povoação de Ribeiradio, a jusante da confluência com o rio Gresso, cerca de 3 km a oeste de Sever do Vouga. Já a barragem de Ermida, cuja edificação reside na necessidade de controlar os caudais da onda de cheia de Ribeiradio, localiza-se a cerca de 4 km a jusante de Ribeiradio, 1 km a poente de Cedrim. Este aproveitamento integra, ao contrário do que acontece com Ribeiradio, uma bacia própria bastante diminuta.

Entre a nascente e o local da barragem, o rio Vouga apresenta um perfil com troços bem demarcados, constatando-se que, de S. Pedro do Sul para jusante até ao local da barragem, o vale é menos encaixado, com um declive longitudinal mais suave. Na zona da albufeira de Ribeiradio, o rio Vouga desenvolve-se, porém, num vale medianamente encaixado, sendo que, na sua continuidade para jusante e à medida que se aproxima das barragens, o rio atravessa uma zona de relevo mais acentuado, correndo num vale encaixado. Tal orografia justifica a aptidão do local para a construção deste empreendimento. Na Figura 4.1, verifica-se a localização da implementação do AHRE, face ao contexto geral da BHV e da zona norte de Portugal.

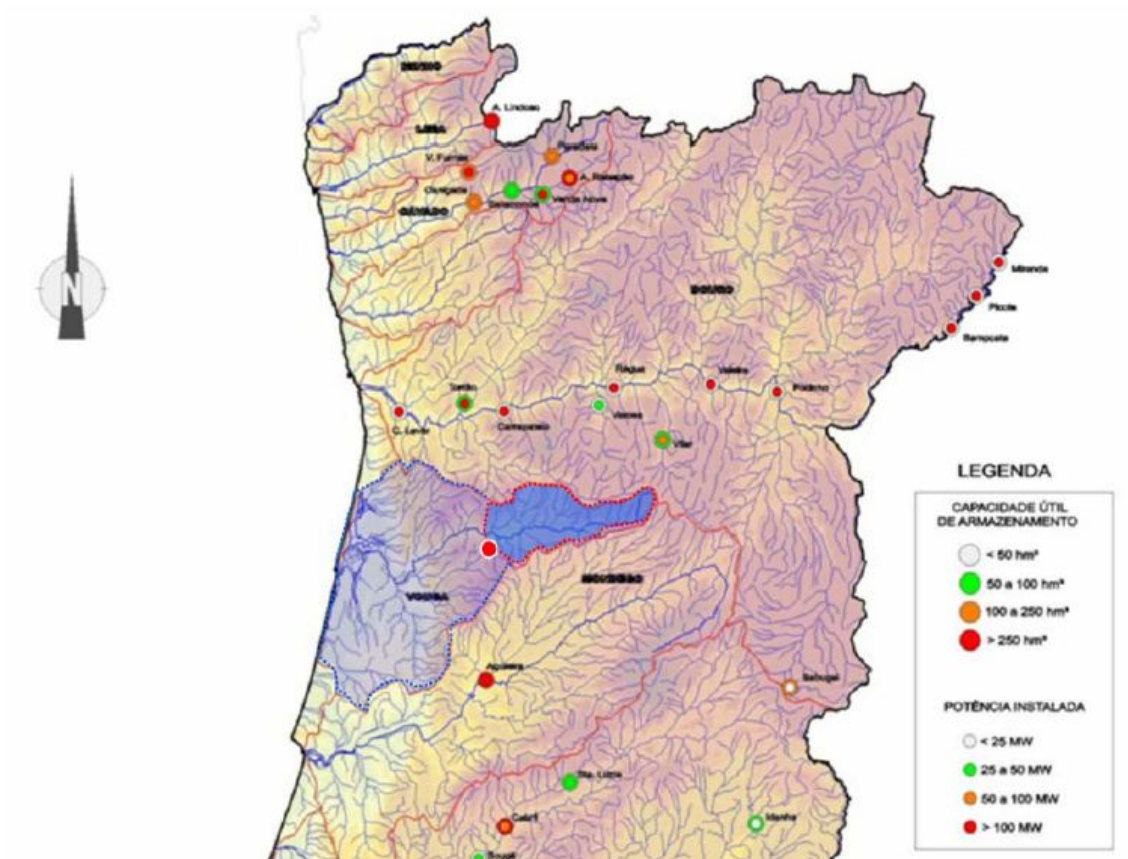


Figura 4.1 - Localização do AHRE e área de influência da sua albufeira [43]

4.2. Princípio de Funcionamento

Está previsto para ambos os escalões do AHRE, relativamente à produção de energia elétrica, um elevado número de arranques dos grupos. Tal verifica-se, uma vez que uma das principais características inerentes a uma central hidroelétrica é o arranque muito rápido dos seus grupos geradores. Assim, no caso do AHRE os grupos geradores são constituídos pelo binómio turbina-alternador.

Numa central como as que caracterizam o AHRE, a água que está armazenada na albufeira percorre o circuito hidráulico, ganhando velocidade, sendo transportada até às pás da roda da turbina, fazendo rodar o alternador. Esta rotação e a consequente circulação das correntes de excitação provocam o fenómeno de indução da peça fixa do alternador, induzindo tensões de MT. Esta tensão é posteriormente elevada, reduzindo-se as perdas no transporte de energia, e conduzida, através de uma linha, à subestação mais próxima. Depois de turbinada, a água segue para a jusante no circuito de restituição.

Tabela 4.1 - Características da barragem de Ribeiradio

Características	Escalão de Ribeiradio
Cota do Coroamento	(112,0)
Altura máxima acima da fundação (m)	74,0
Desenvolvimento do coroamento (m)	262
Espessura do coroamento (m)	9,0
Espessura na base no fundo do rio (m)	60,0
Espaçamento entre juntas (m)	17,0
Número de vãos descarregadores	3
Volume de betão (m ³)	282 000

4.3.2. Albufeira

A barragem de Ribeiradio permite criar uma albufeira de 136 hm³ de capacidade total, para o Nível Pleno de Armazenamento (NPA) à cota (110). Deste volume, apenas 85 hm³ são úteis para exploração. Desta forma, o nível de exploração para a albufeira situa-se entre as cotas (110) e (90).

Tendo em conta que o volume médio anual afluente à albufeira ronda os 840 hm³, observa-se que a capacidade de regularização desta é relativamente modesta, pelo que o aproveitamento é pouco mais que um fio-de-água com capacidade de regularização semanal. Neste contexto, as principais variáveis a ter em conta na exploração da albufeira centram-se nas cotas dos níveis de armazenamento e exploração, de forma a que esta possa ser utilizada para maximizar a produção de energia elétrica e minimizar possíveis descargas de cheia. As características da albufeira encontram-se patentes na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Características da albufeira de Ribeiradio

Albufeira	Escalão de Ribeiradio
Nível Pleno de Armazenamento (NPA)	(110,0)
Nível Máximo de Cheia (NMC)	(110,0)
Nível mínimo de Exploração normal (NmEn)	(100,0)
Nível mínimo de Exploração excecional (NmEe)	(90,0)
Volume total no NPA (hm ³)	136,4
Volume total no NMC (hm ³)	136,4
Volume útil normal de exploração (hm ³)	49,0
Volume útil total (hm ³)	84,6
Volume de reserva excecional (hm ³)	35,6
Área inundada ao NPA (ha)	561
Área inundada ao NMC (ha)	561
Perímetro (m)	58 310

4.3.3. Órgãos de Descarga

4.3.3.1. Descarregador de Cheias

O descarregador de cheias é o órgão de segurança hidráulica que permite o despejo parcial da albufeira de montante quando aí existirem caudais afluentes excedentários. Quando os volumes de água existentes na albufeira de montante ultrapassam a cota correspondente ao Nível Máximo de Cheia (NMC), estes são descarregados para a albufeira de jusante.

Em Ribeiradio, o descarregador de cheias é do tipo frontal de lâmina aderente, com três vãos controlados por comportas de segmento. A restituição ao rio dos caudais descarregados é efetuada por meio de um salto em ski. A soleira descarregadora, com crista à cota (99,0), é constituída por 3 vãos de 13,0 m de largura. Os vãos são separados entre si por pilares simétricos, com cabeça elíptica. O escoamento é controlado por meio de comportas de segmento com 13,0 m de largura, 13,55 m de altura e soleira à cota (96,95). As articulações das comportas, com eixo à cota (101,30), estão localizadas acima do nível máximo da água, qualquer que seja o grau de abertura das comportas. Estes elementos são atuados por servomotores hidráulicos, estando os respetivos postos de manobra situados em câmaras no topo dos pilares que separam os vãos descarregadores.

A montante das comportas, do lado de montante da estrada sobre o coroamento, foram previstas ranhuras onde poderá ser colocada uma comporta ensecadeira, em caso de necessidade de inspeção e manutenção da comporta a jusante. Note-se que esta comporta será movimentada por intermédio de uma grua automóvel.

4.3.3.2. Descarga de Fundo

A descarga de fundo da barragem é o órgão de segurança que permitirá, em caso de necessidade, o esvaziamento da albufeira em prazos razoáveis, libertando o caudal de água para jusante. Este dispositivo desenvolve-se paralelamente ao bordo esquerdo do descarregador de cheias, sendo constituída por uma conduta de secção circular de 2,5 m de diâmetro, blindada, que atravessa o corpo da barragem numa extensão total de 50,3 m.

A capacidade máxima de vazão da descarga de fundo com a albufeira no NPA é de aproximadamente $125 \text{ m}^3/\text{s}$, estando este órgão equipado a montante com uma comporta de guarda do tipo vagão e a jusante com uma comporta de serviço do tipo segmento.

À entrada, a descarga de fundo, ainda com rasto à cota (52,0), tem secção rectangular com $2,0 \times 2,5 \text{ m}^2$, sendo nesta secção que se encontra inserida a comporta de guarda. A comporta de guarda será manobrada por um servomotor hidráulico instalado no coroamento da barragem. Imediatamente a jusante da comporta, uma transição retangular-circular com 3,75 m de comprimento conduz até à secção corrente da descarga de fundo. Na extremidade de jusante da secção corrente, uma transição circular-retangular com 3,75 m de comprimento conduz a um trecho com $1,9 \times 2,5 \text{ m}^2$. A este segue-se uma ligeira curva de $7,5^\circ$ no plano horizontal, cujo objetivo é garantir uma melhor inserção do jato da descarga de fundo na fossa de dissipação do descarregador de cheias. A jusante desta curva, segue-se uma outra, de 15° no plano vertical, conduzindo a um trecho terminal ascendente cujo objetivo é o lançamento do jato a uma distância conveniente.

A secção de saída da descarga de fundo é ligeiramente estrangulada, de modo a garantir pressões positivas ao longo de toda a conduta, reduzindo-se assim riscos de cavitação. Esta redução é conseguida com uma ligeira inclinação da parte superior da conduta, passando a altura da mesma de 2,5 m para 2,4 m.

Na estrutura de serviço encontra-se instalada uma comporta de serviço que obtura uma secção reta de $1,9 \times 2,4 \text{ m}^2$ e é movimentada por um servomotor hidráulico. O posto de manobra da comporta está alojado numa câmara localizada na extremidade de montante, sobre a conduta da descarga.

Uma vez que a conduta termina num trecho ascendente, a sua drenagem pode ser feita através do fecho da comporta de guarda a montante, e mediante a abertura de uma conduta de descarga com 200 mm de diâmetro. Esta inicia-se na extremidade a jusante do trecho horizontal da conduta da descarga de fundo e termina na face de jusante da estrutura de saída da descarga de fundo.

Note-se que para além da função de esvaziamento da albufeira a descarga de fundo também servirá como dispositivo para regulação do caudal ambiental.

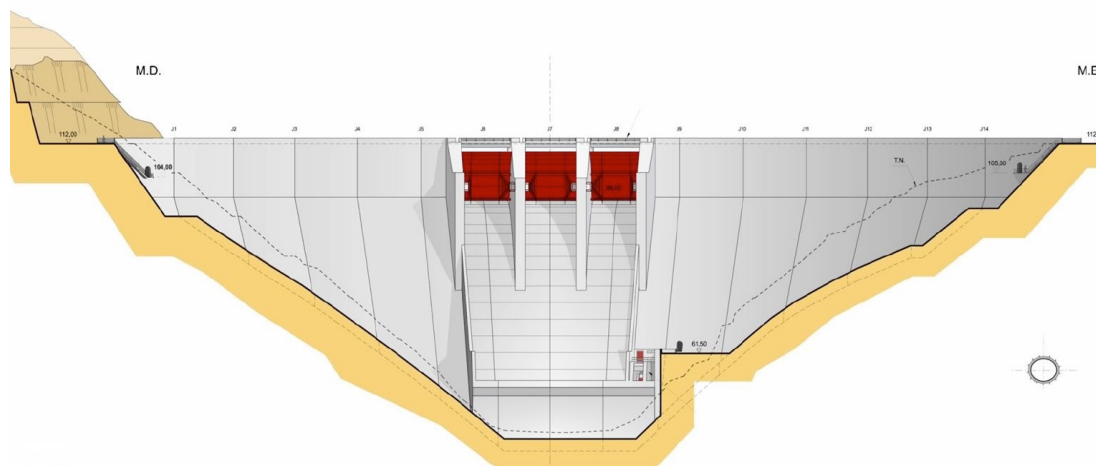


Figura 4.3 - Vista frontal da barragem de Ribeiradio [45]

4.3.4. Circuito Hidráulico

O circuito hidráulico é um órgão de exploração, constituído por uma tomada de água, uma galeria de adução, ou em carga, e pela sua restituição. Durante o turbinamento, a água que se encontra na albufeira de montante é encaminhada através de um circuito hidráulico, entrando pela tomada de água e percorrendo a galeria em carga até à turbina. Depois de ser turbinada, a água é conduzida para jusante pela restituição.

A implementação de um circuito deste género é feita segundo o critério de minimização da sua extensão, mas garantindo uma cobertura rochosa suficiente às estruturas subterrâneas, entre as galerias, poços e entre estas estruturas subterrâneas e a fundação da barragem.

Esquemáticamente, o circuito hidráulico é constituído, de montante para jusante, pelos seguintes órgãos:

- Uma tomada de água, composta por um bocal com grades, seguido por comportas e uma torre de manobra dos equipamentos hidromecânicos;
- Uma galeria horizontal com 156,8 m de comprimento e 14% de inclinação longitudinal, fazendo uma curva suave para a direita em planta;
- Um troço de galeria horizontal com 27,35 m, blindado, com 14% de inclinação longitudinal;
- Elemento horizontal com 19,20 m, também blindado, até à entrada da espiral da turbina;
- Estrutura de restituição constituída por um curto troço de galeria inclinada a cerca de 20%;
- Curto trecho com cerca de 42 m de desenvolvimento em canal terminando numa soleira de restituição à cota (41,50).

4.3.4.1. Tomada de Água

A função da tomada de água do circuito hidráulico é captar a água da albufeira, a montante. A tomada para a barragem de Ribeiradio, localiza-se numa torre com 52 m de altura. A tomada de água propriamente dita é constituída por um bocal de secção transversal retangular, que forma a base da torre e que faz a transição entre a secção de entrada do escoamento e a secção que liga à galeria de adução. A secção de entrada foi dividida em duas aberturas, cada uma protegida por uma grade móvel com 4,7 m x 12,8 m e soleira à cota (74,50). A montante da boca da galeria de adução, estão inseridas duas comportas, uma ensecadeira e outra de segurança, ambas com 4,3 m x 5,55 m.

A comporta ensecadeira, do tipo corrediça, terá estanquidade a montante, permitindo pôr a seco o interior da torre, enquanto que a comporta de serviço, do tipo vagão, possuirá estanquidade a jusante. Esta última servirá como órgão de proteção da turbina, permitindo fechar o circuito hidráulico em caso de falha do distribuidor do grupo.

As grades da comporta ensecadeira são movimentadas por uma ponte rolante, que funciona sobre uma estrutura metálica em forma de pórtico instalada na plataforma superior da torre, à cota (112,0). A comporta de segurança é acionada por um servomotor hidráulico montado à mesma cota. Para operações de manutenção da comporta de segurança existe uma plataforma inferior, fixada à cota (104,50). A plataforma superior da torre, à cota (112,0), encontra-se ligada ao coroamento da barragem por meio de uma ponte de acesso constituída por um tabuleiro de 4,6 m de largura e um vão de 32 m.

Neste caso, foi ainda considerada uma conduta de arejamento com 1,2 m de diâmetro, dimensionada para o caudal a absorver quando houver necessidade de fechar o circuito hidráulico.

4.3.4.2. Galeria de Adução

A galeria de adução possui um revestimento contínuo em betão armado, exceto num curto troço que se inicia a cerca de 46 m a montante da entrada da turbina, onde a galeria será blindada de modo a garantir a sua estanquidade.

O diâmetro interior da galeria é de 5,5 m na zona revestida a betão e de 4,8 m na zona blindada. O trecho de galeria com revestimento em betão tem uma extensão total de 156,8 m, iniciando-se imediatamente a jusante da transição da secção retangular para circular que conclui o trecho incluído na torre de tomada de água. Ao trecho da galeria revestido a betão segue-se um cone de transição, de 5,5 m para 4,8 m de diâmetro, já blindado, com um comprimento de 5,5 m. O troço blindado seguinte tem uma extensão de 41,05 m até à entrada da turbina.

4.3.4.3. Circuito de Restituição

O circuito de restituição começa no tubo de aspiração da turbina, tendo como objetivo restituir os caudais já turbinados. No caso do AHRE, o tubo de aspiração da turbina termina numa secção retangular com $8,0 \times 6,5 \text{ m}^2$, a que se segue uma galeria de restituição, com 27 m de desenvolvimento com eixo retilíneo em planta e perfil. A secção desta galeria parte das dimensões de $8,0 \text{ m} \times 6,5 \text{ m}$ para $6,5 \text{ m} \times 8,0 \text{ m}$, estando equipada na sua saída com uma comporta corrediça que permitirá isolar o grupo a jusante em caso de necessidade. A comporta é acionada por um diferencial elétrico que se movimenta sobre um pórtico metálico na plataforma da central, à cota (61,50).

À galeria de restituição segue-se um curto trecho em canal, com 42 m de comprimento, que conduz os caudais até uma plataforma de saída, horizontal, com rasto à cota (41,50), através do qual se procede à restituição da água ao leito do rio.



Figura 4.4 - Vista de perfil do circuito hidráulico e da central de Ribeiradio [36]

4.3.5. Central Hidroelétrica

A central do escalão de Ribeiradio será implantada na margem esquerda do rio Vouga a cerca de 150 m do eixo da barragem. A sua implantação foi condicionada pela otimização do desenvolvimento do circuito hidráulico.

Esta é constituída por:

- Um edifício auxiliar à cota (61,60) com cerca de 43 m de comprimento por 26 m de largura, cobrindo o poço da central, incluindo também o átrio de descarga e montagem;
- Um poço revestido a betão, de secção circular de 22,5 m de diâmetro interior e uma altura máxima de 46,6 m entre a cota inferior do poço de drenagem da central (15,0) e a cota do piso auxiliar (61,60);
- Um edifício de apoio, construído ao lado do átrio de descarga e montagem, para albergar parte dos equipamentos elétricos bem como a sala de comando;
- A subestação exterior com cerca de 10,0 m de largura por 18,5 m de desenvolvimento, adjacente ao edifício de apoio.

O acesso de pessoas e equipamentos à central será efetuado através de uma estrada de acesso localizada junto ao coroamento da barragem, na sua margem esquerda. Esta estrada de acesso terá um desenvolvimento de cerca de 380 m, permitindo descer da cota (112,0) para a cota da plataforma adjacente ao átrio de descarga e montagem (61,50).

O edifício do átrio de descarga e montagem compreenderá uma portaria, um armazém-oficina e um bloco para o ascensor e escada de acesso à central.

Relativamente ao poço, este desenvolve-se entre as cotas (15,0) e (61,60) estando dividido segundo os seguintes pisos:

- Piso de acesso à cota (61,60);
- Piso principal à cota (50,50);
- Piso do alternador à cota (45,10);
- Piso da turbina à cota (40,10);
- Piso da aspiração à cota (33,50);
- Piso de drenagem à cota (25,30).

No piso principal, correspondente à cota (50,50), de cobertura do alternador, serão instalados o quadro de comando, os transformadores, o quadro de serviços auxiliares e a celas de reactância à tensão de geração. O piso do alternador à cota (45,10) será ocupado pelas celas de saída, pelo disjuntor do alternador, pelo transformador e quadro de excitação, possuindo também uma sala para instalação do sistema de extinção de incêndios da máquina elétrica. No piso da turbina, fixado à cota (40,10), serão instalados todos os equipamentos auxiliares da turbina, nomeadamente a refrigeração e os sistemas de regulação de velocidade e de óleo. À cota (33,50) encontra-se o piso que compreende o acesso ao tubo de aspiração da turbina. Finalmente, fixado à cota (25,30), situa-se o patamar da drenagem que corresponde à plataforma superior do poço de esgoto e drenagem, a partir do qual serão comandadas as válvulas de esvaziamento do circuito hidráulico. O acesso a estes pisos poderá ser feito através de uma escada em espiral ou através de um ascensor.

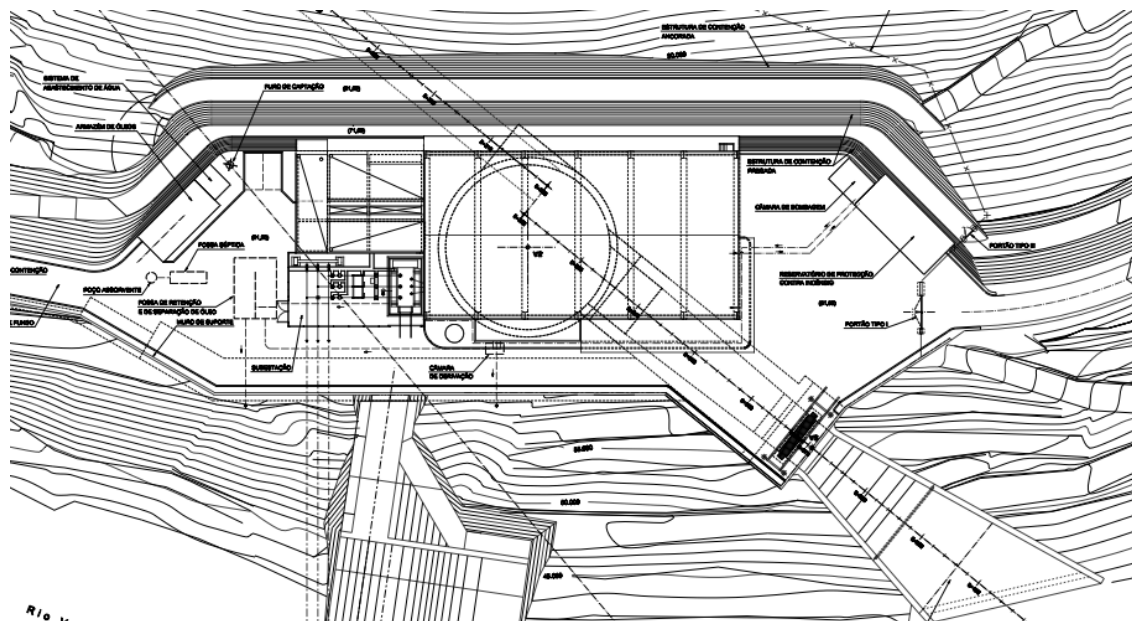


Figura 4.5 - Planta geral da central de Ribeiradio [46]

4.3.5.1. Grupo Gerador

A central hidroelétrica de Ribeiradio do AHRE, possui um grupo gerador do tipo *Francis* de eixo-vertical constituído por uma turbina e um alternador com uma potência de 74,7 MW. Este único grupo tem uma tensão de saída de 15 kV, atingindo a sua potência máxima para caudais de 125 m³/s e uma queda útil de 66,7 m. A velocidade de rotação é de 187,5 r.p.m.

Cada grupo é composto por um sistema de excitação, regulador de tensão e equipamentos de regulação de velocidade, não se considerando a sua exploração em rede isolada ou reserva girante.

- Turbina

A turbina a instalar é, como já foi referido anteriormente, do tipo *Francis* de eixo vertical com distribuidor regulável. A potência gerada por uma turbina hidráulica relaciona-se diretamente com a energia potencial gravítica da água que é armazenada na sua albufeira. Paralelamente, a potência gerada também terá que ter em conta as perdas de carga no circuito hidráulico, por isso, a potência nominal de cada turbina é dada pela seguinte equação:

$$P = 9.8 \times Q \times (H - \Delta h) \times \mu \quad (4.1)$$

Onde:

P - Potência nominal (MW);

Q - Caudal nominal de turbinamento (m³/s);

H - Queda estática nominal (m);

Δh - Perdas de carga (m³/s);

μ - Rendimento hidráulico (%).

Uma turbina é dimensionada para operar à potência nominal, pois é nestes valores que se obtêm melhores rendimentos. Não obstante, a potência gerada depende da queda e do caudal turbinado. Quanto mais próximos os volumes de água se aproximam do NmEe, menor será a queda de água implicando menor caudal a turbinar, logo o grupo funcionará a uma potência abaixo da nominal, produzindo menos energia. Caso exista excesso de água na albufeira, a uma cota acima do NMC, esta água é descarregada e não turbinada.

Construtivamente, as turbinas Francis são consideradas turbinas de reação. Verifica-se esta característica porque o escoamento do caudal turbinado na zona da roda se processa a uma pressão inferior à pressão atmosférica. A turbina é caracterizada por ter uma roda formada por uma coroa de aletas fixas, que constituem uma série de canais hidráulicos que recebem a água radialmente e a orientam para a saída do rotor numa direção axial. Outros componentes importantes são a câmara de entrada e o distribuidor (onde está situada a roda de aletas fixas). O distribuidor permite controlar a entrada da água na turbina, e regular a potência, mantendo a velocidade, permitindo também fechar a admissão de água numa paragem da central.

- **Alternador**

Na central de Ribeiradio está prevista a instalação de um alternador com uma potência aparente de 83 MVA acoplado diretamente ao eixo da turbina. A tensão de saída do mesmo é de 15 kV, para a frequência da rede de 50 Hz. Esta máquina síncrona é constituída por uma massa metálica fixa - estator - na qual está instalado o enrolamento induzido, e por uma massa metálica rotativa - rotor - no qual está bobinado o enrolamento indutor. Este enrolamento é percorrido por uma corrente contínua, fornecida pela excitatriz, a qual cria um campo magnético que dá origem a um fluxo magnético, que se fecha através do entreferro e do estator. Para que este sistema seja trifásico e apresente características sinusoidais, o estator é constituído por bobinas que representam os enrolamentos das 3 fases, que se encontram espaçadas de 120°.

A frequência da tensão está relacionada diretamente com a velocidade de rotação do rotor, segundo a seguinte fórmula:

$$f = p \frac{n_r}{60} \quad (4.2)$$

No caso de máquinas acopladas a turbinas hidráulicas, devido às baixas velocidades de rotação das mesmas, sendo o rotor de pólos salientes, o número de pólos necessários para que o perfil da corrente esteja de acordo com o esperado é bastante elevado - entre 10 a 20 pólos para velocidades de rotação de 150 a 300 r.p.m. No caso do alternador da barragem de Ribeiradio, a velocidade de rotação da turbina é de 187,5 r.p.m, pelo que o número de pólos do alternador será de 17. O valor para as potências ativa e reativa geradas são dadas pelas seguintes fórmulas:

$$P_G = S_n \times \cos(\phi) \quad (4.3)$$

$$Q_G = S_n \times \sin(\phi) \quad (4.4)$$

4.3.5.2. Sistemas Auxiliares

- **Sistema de Excitação e Regulação de Tensão**

No alternador síncrono trifásico o fluxo magnético necessário ao funcionamento da máquina é criado pela passagem de uma corrente elétrica nos condutores do circuito indutor. Para excitação da máquina, o enrolamento indutor é percorrido por uma corrente contínua, fornecida por uma fonte auxiliar. Este fenómeno vai criar um campo magnético que dá origem a um fluxo magnético que se fecha através do entreferro e do estator. Devido à forma construtiva da máquina, nomeadamente da configuração dos pólos, a distribuição espacial da indução magnética é aproximadamente sinusoidal. Posteriormente, uma vez que o rotor é acionado pela máquina motriz e gira a uma velocidade constante, cria-se no entreferro um fluxo magnético girante. Este fluxo girante será induzido no estator, dando origem a corrente elétrica alternada. Este sistema, para além das funções de excitação, também assegura capacidade de regulação e proteção do gerador através do controlo da tensão aplicada ao enrolamento de excitação e, por conseguinte, da corrente que o percorre.

Este controlo de tensão, permite a existência de um sistema de regulação de tensão. Neste, a tensão de saída do gerador é comparada com um valor de referência, sendo a tensão de saída ajustada. Esta capacidade de regulação permite, para além da manutenção da tensão dentro dos limites da máquina, efetuar um controlo dos perfis de tensão do sistema elétrico, através da gestão da potência reativa.

Assim, em Ribeiradio será instalado um sistema de controlo do tipo estático, composto por um regulador de tensão do tipo digital com funções de comando e controlo. Este sistemas possibilita o amortecimento das oscilações de potência do rotor, através do controlo de

excitação e o controlo dos perfis de tensão. Sendo assim, resumidamente, estes sistemas asseguram as seguintes funções:

- Regulação da tensão de produção;
- Regulação da corrente de excitação;
- Sobre-excitação dos grupos perante cava de tensão de tensão na produção, evitando a perda de sincronismo;
- Desexcitação no caso de perda de carga, evitando perfis de tensão acima do normal;
- Estabilização de potência.

Na Figura 4.6, encontra-se representado o diagrama esquemático do sistema de excitação e regulação de tensão.

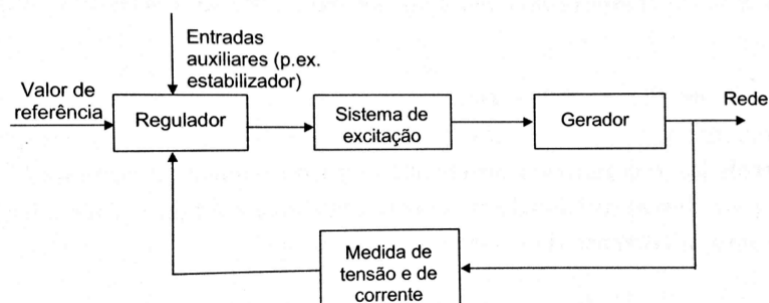


Figura 4.6 - Diagrama esquemático do sistema de excitação e regulação tensão [44]

• Sistema de Regulação de Velocidade

A frequência está intimamente relacionada com o equilíbrio das potências ativa gerada e consumida. Dado que o armazenamento de energia se verifica impossível de fazer é necessário manter uma relação entre o consumo e a produção, respeitando por isso um valor de 50 Hz para a frequência de todo o sistema interligado europeu. No caso de se verificar um aumento de carga, a potência gerada também deverá aumentar, o que não ocorre de uma forma instantânea. Desta forma, é necessidade dotar os geradores de um regulador de velocidade que assegure o controlo da velocidade do mesmo e, por conseguinte, da frequência.

Na central hidroelétrica, ao serem abertas as pás do distribuidor, dá-se um aumento na velocidade de rotação da turbina que, estando diretamente acoplada ao rotor do alternador, vai provocar um aumento na produção de energia elétrica. O aumento ou diminuição da carga induzida conduz a uma variação da velocidade angular, e como consequência, a uma diminuição ou um aumento de frequência.

O regulador de velocidade escolhido para o grupo de Ribeiradio é um regulador eletrónico digital, do tipo hidráulico, com malhas de regulação PID (proporcional, integral e derivativo).

Este regulador permite o arranque, a paragem automática dos grupos e o seu controlo à distância, sendo responsável por:

- Regulação da velocidade em vazio;
- Regulação da potência ativa;
- Regulação da abertura do distribuidor;
- Limitação da potência ativa a um valor pré-fixado;
- Limitação da abertura do distribuidor a um valor ajustável.

Na Figura 4.7 encontra-se representado o diagrama esquemático do sistema de regulação de velocidade.

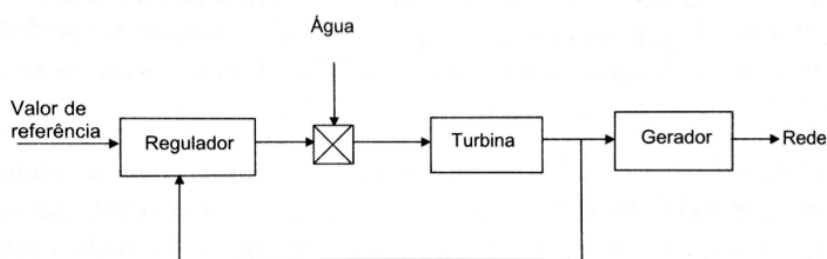


Figura 4.7 - Diagrama esquemático do sistema de regulação de velocidade [44]

4.3.6. Subestação

A subestação da central de Ribeiradio situa-se à cota (61,60), e ocupa uma área adjacente ao edifício do átrio de descarga. A subestação será exterior e nela estarão instalados um transformador 15/67 kV e um painel de linha de 60 kV.

Na Figura 4.8, pode verificar-se o esquema da subestação e a disposição dos vários elementos. À direita encontra-se implantado o edifício de apoio e à esquerda o transformador e o painel de linha.

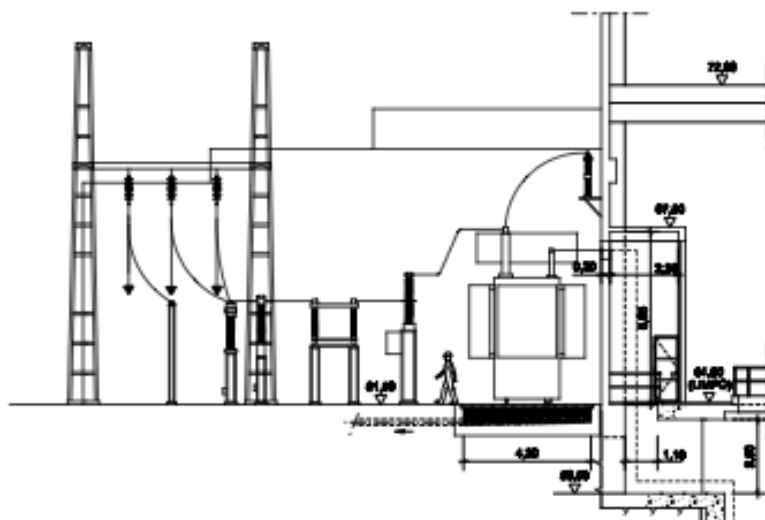


Figura 4.8 - Disposição geral da subestação [46]

4.3.6.1. Transformador Principal

O transformador principal tem como objetivo elevar a tensão do nível de produção, para o nível adequado ao transporte. O transformador com um relação de transformação 15/67 kV, será uma unidade trifásica de 83 MVA, prevista para serviço contínuo, própria para montagem numa subestação exterior. Construtivamente terá dois enrolamentos de cobre com um circuito magnético de cristais orientados, imersos em banho de óleo mineral. Este equipamento deverá ser montado à cota (61,60) num maciço próprio com uma caleira coletora de águas e óleo em caso de derrame.

As principais características estipuladas encontram-se descritas na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Características do transformador principal de Ribeiradio [41]

Característica		
Potência (MVA)		83
Frequência (Hz)		50
Tensões (tomada principal)	Enrolamento AT (kV)	67
	Enrolamento BT (kV)	15
Tomadas (comutação AT, fora de tensão)	Número	5
	Comutação	Principal, $\pm 2,5\%$, $\pm 5\%$
Grupo de ligações		YNd11

4.3.6.2. Painel de Linha

O painel de linha deverá estar equipado com elementos capazes de suportar a fixação dos cabos que dão início à linha de 60 kV e capazes de suportar esforços quer mecânicos quer elétricos. Assim, o painel de linha deve conter na sua montagem os seguintes elementos:

- Pórtico de montagem do painel em metal;
- Ligação das baixadas para equipamentos a 60 kV;
- Barramentos, fiadores e cadeias de isolamentos necessárias à montagem de todas as ligações elétricas que compõem os circuitos a 60 kV;
- Ligações elétricas entre os terminais de aparelhagem AT;
- Ligações elétricas entre o terminal de neutro AT do transformador e a terra, bem como a ligação de todos os equipamentos à terra;
- Isoladores necessários à montagem dessas ligações elétricas;
- Cabos ou hastes necessários à proteção contra descargas atmosféricas.

4.3.6.3. Disjuntores de 60 kV

Os disjuntores serão montados após o transformador, com o objetivo de proteção para o nível de 60 kV de tensão. Estes equipamentos serão montados no exterior, em disposição vertical apoiados em estruturas metálicas com isolamento a SF₆. Estes equipamentos deverão ser concebidos por forma a que qualquer contornamento seja externo e preferencialmente à terra, independentemente de estes se encontrarem abertos ou fechados. Todas as partes metálicas deverão estar ao potencial da terra e, em serviço normal, deverão permitir uma ligação fácil e segura à terra da instalação. Estes serão ainda de comando tripolar, com três circuitos de comando, um de fecho e dois de abertura, permitindo um comando local, à distância e um comando manual de emergência.

4.3.6.4. Seccionadores

Os seccionadores tem como objetivo proceder a um corte visível do circuito de 60 kV. Estes dispositivos serão do tipo rotativo, ficando apoiados em estruturas metálicas. Os isoladores dos mesmos deverão ser do tipo exterior. Os seccionadores deverão ter um comando elétrico e um comando manual de recurso. Este comando de recurso deverá permitir a manobra dos aparelhos de uma forma relativamente fácil por parte do operador, inibindo automaticamente o comando elétrico. Para evitar que os seccionadores saiam da posição de “aberto” ou “fechado” devido a efeitos eletrodinâmicos, pressão do vento, vibrações ou choques, estes deverão contar com dispositivos de encravamento próprios.

4.3.6.5. Encravamentos

Os seccionadores terão um encravamento com os disjuntores. Este dispositivo de encravamentos tem como objetivo principal aumentar o nível de segurança da subestação, limitando a manobra da aparelhagem a um conjunto de operações sequenciais de forma a diminuir o risco de acidentes. Além de um encravamento elétrico, deverá existir um encravamento mecânico, por chave e contacto elétrico, o qual impedirá qualquer manobra dos seccionadores em modo normal, com os disjuntores fechados. Só depois de extraída a chave com os disjuntores na posição de aberto, e uma vez introduzida no comando do seccionador, é que este ficará pronto para ser manobrado eletricamente. Esta chave ficará prisioneira, enquanto os seccionadores estiverem abertos, só permitindo o fecho do disjuntores após a sua introdução no sistema de comando.

Os seccionadores de terra também terão encravamentos mecânicos e elétricos com os aparelhos de corte e/ou seccionamento imediatamente a montante e jusante. Novamente estes encravamentos serão feitos por meio de chaves com contacto elétrico. Assim, só será possível fechar um seccionador ou faca de terra, mediante a inserção no seu comando, das duas chaves correspondentes aos equipamentos de corte (disjuntores) ou de seccionamento que lhe são adjacentes.

4.3.6.6. Transformadores de Medida

Devido aos elevados níveis de tensão e corrente presentes na subestação torna-se necessário a utilização de transformadores de medida para a tensão (TT) e para a corrente (TI). Estes aparelhos devem garantir uma reprodução com elevado grau de precisão das grandezas elétricas e, ao mesmo tempo, a manutenção de um elevado grau de isolamento para proteção de pessoas. Para tal estes serão montados em disposição vertical apoiados em estruturas metálicas, estando estas ligadas à terra.

4.3.6.7. Descarregadores de Sobretensões

Para a proteção do transformador deverão ser instalados descarregadores de sobretensões unipolares entre cada uma das fases e a terra. Estes serão do tipo óxido de zinco, equipados com contadores individuais de descargas, com indicação da corrente de fuga e com limitadores de pressão, próprios para montagem exterior.

4.3.6.8. Linha Elétrica

A produção de energia resultante de central de Ribeiradio deverá ser injetada na rede a uma tensão de 60 kV. Para tal deverá ser implementada uma linha de ligação entre a central e a subestação de Mourisca da RNT. Esta linha, ainda com um traçado indefinido, deverá ter uma extensão de 20 km sendo que, pela análise da Figura 4.9, se estuda o seguinte corredor para a implantação da mesma.

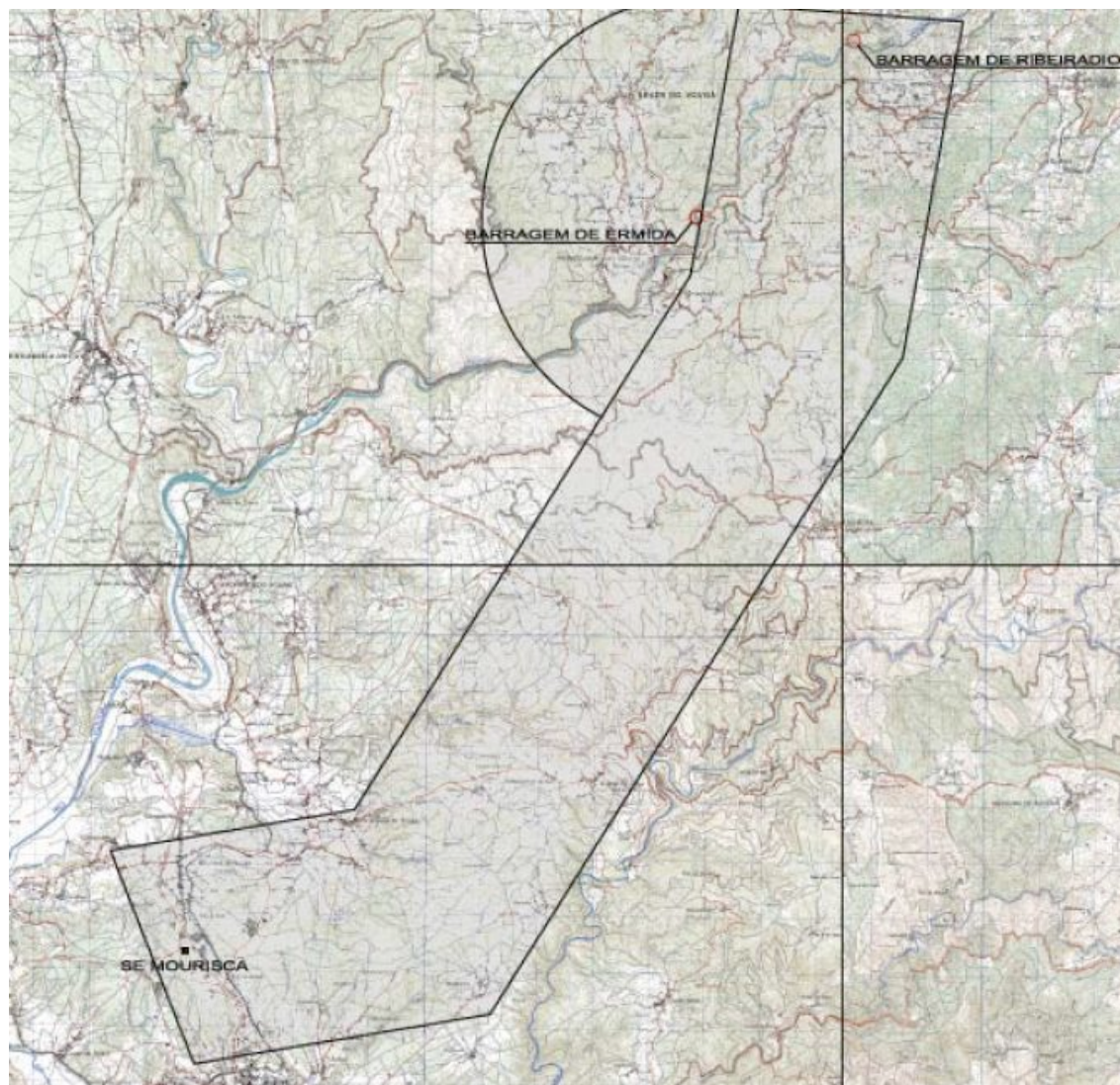


Figura 4.9 - Corredor da linha Ribeiradio - Mourisca [36]

4.3.7. Edifício de Apoio

O edifício de apoio desenvolve-se em dois pisos fixados às cotas (61,60) e (65,60), tendo dimensões de 17,9 m por 13,95 m.

O piso inferior terá um *hall* de acesso com porta de entrada para o lado nascente do edifício. Este contará ainda com um conjunto de salas destinadas ao grupo diesel, depósito de combustível, baterias, equipamentos dos retificadores e onduladores, equipamentos MT, equipamentos de ventilação e climatização e às instalações sanitárias. O piso superior foi destinado às instalações para pessoal, com uma sala de comando adjacente ao átrio de descarga e montagem, uma sala para equipamentos de telecomunicações, três gabinetes, uma sala de reuniões e um bar. Na plataforma exterior, junto ao acesso de ligação à câmara de válvulas da comporta de serviço da descarga de fundo, está prevista a implantação de um armazém de óleos com cerca de 5 m de largura por 11 m de comprimento. Na Figura 4.10 está representado o alçado frontal deste edifício.

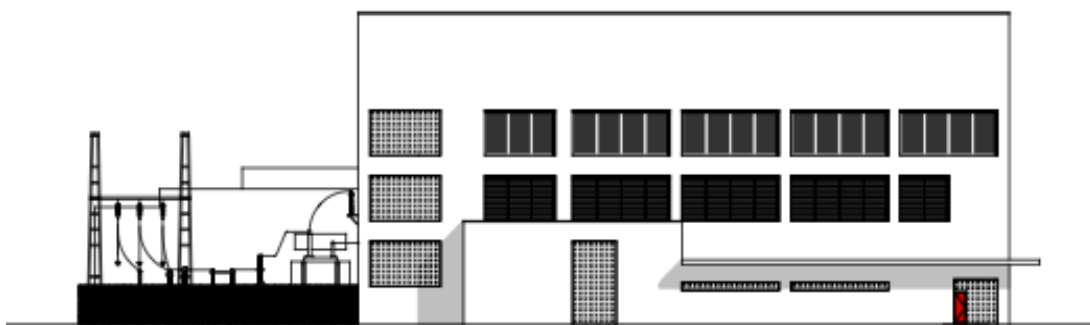


Figura 4.10 - Alçado frontal do edifício de apoio da central de Ribeiradio [46]

4.3.8. Acesso ao Aproveitamento

O acesso ao coroamento da barragem de Ribeiradio far-se-á na margem esquerda a partir da EN 16, no trecho que liga Cedrim a Ribeiradio e na margem direita a partir da EM 569. As estradas a projetar para viabilizar estas ligações terão extensões de cerca de 1350 m na margem esquerda e 1000 m na margem direita. Estas terão de vencer desníveis de 85 e 101 m, respetivamente, correspondentes à diferença de cotas entre o coroamento da barragem à cota (112,0) e a EN 16 ou a EM 569 nos pontos de ligação às cotas (196,50) e (213,0). Estas estradas desenvolvem-se nas encostas das margens do rio Vouga, com uma forte inclinação e um relevo bastante ondulado.

4.3.9. Condução e Funcionamento

O arranque e paragem do grupo da central serão completamente automáticos, sem intervenção manual em qualquer um dos estádios intermédios. A instalação de comando e controlo da central será concebida por forma a que o arranque, a condução e a paragem do grupo possam ser efetuados localmente, à distância ou por telecomando.

Em comando local, a condução será efetuada pelo operador a partir das botoneiras instaladas nos quadros anexos na central. À distância, o comando será efetuado pelo operador a partir dos interfaces informáticos existentes na instalação. Em telecomando, o grupo será conduzido a partir do Centro de Telecomando.

4.4. Escalão de Ermida

4.4.1. Barragem

A barragem do escalão de Ermida é em betão com perfil gravidade, com uma altura total acima da fundação de 35 m e eixo retilíneo em planta, com perfil triangular a montante. O objetivo desta barragem é a criação de uma albufeira capaz de modular os elevados caudais

turbinados na central de Ribeiradio, permitindo a sua libertação regular, e evitando variações bruscas do caudal lançado para jusante.

A localização da barragem foi definida em função da capacidade de armazenamento necessária para regularização dos caudais. Esta é caracterizada por uma capacidade de armazenamento de $3,86 \text{ hm}^3$ para o NPA à cota (44,0), correspondendo a uma área inundada total de 43 ha. O NMC correspondente à cheia milenar atingirá a cota (53,0).

Na Tabela 4.4 podem-se encontrar todos os dados relativos à barragem de Ermida e na Figura 4.11 a planta geral da barragem.

Tabela 4.4 - Características da barragem de Ermida

Características	Escalão de Ermida
Cota do Coroamento	(55,0)
Altura máxima acima da fundação (m)	35,0
Desenvolvimento do coroamento (m)	175,0
Espessura do coroamento (m)	4,0
Espessura na base no fundo do rio (m)	26,65
Espaçamento entre juntas (m)	16,40
Número de vãos descarregadores	1
Volume de betão (m^3)	75 000

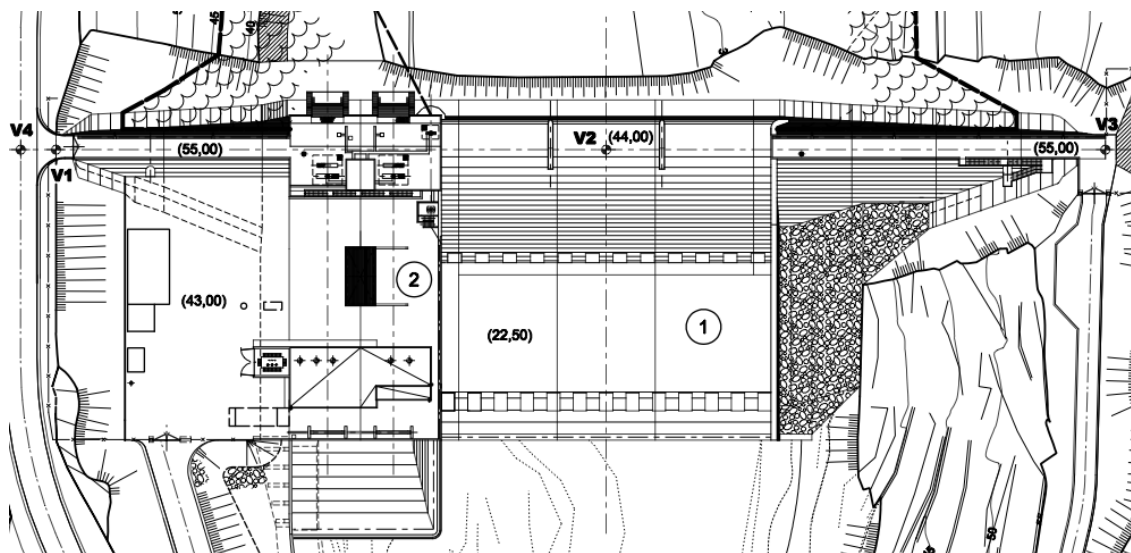


Figura 4.11 - Planta geral da barragem de Ermida [48]

4.4.2. Albufeira

Tal como já foi verificado anteriormente, não se prevê a instalação na central de Ribeiradio de grupos reversíveis. Concomitantemente, a definição da albufeira de Ermida é importante de forma a não afetar a queda útil no escalão de Ribeiradio. Selecionou-se assim a cota (44,0) como o NPA, sendo que esta corresponde ao nível natural a jusante de descarga da central de Ribeiradio, quando esta se encontra a operar com o caudal nominal de 125 m³/s. Assim barragem de Ermida permite criar uma albufeira de 3,86 hm³ de capacidade total, para o Nível Pleno de Armazenamento (NPA). O NmEn da albufeira situa-se à cota (39,0).

Note-se que esta albufeira irá sofrer de variações diárias algo acentuadas do seu volume, fator a explicar mais à frente, pelo que é muito importante uma gestão em conjunto de todas as centrais do AHRE. A Tabela 4.5 apresenta todos os valores correspondentes à albufeira de Ermida.

Tabela 4.5 - Características da albufeira de Ermida

Albufeira	Escalão de Ermida
Nível Pleno de Armazenamento (NPA)	(44,0)
Nível Máximo de Cheia (NMC)	(53,0)
Nível mínimo de Exploração normal (NmEn)	(39,0)
Nível mínimo de Exploração excecional (NmEe)	(30,0)
Volume total no NPA (hm ³)	3,86
Volume total no NMC (hm ³)	8,77
Volume útil normal de exploração (hm ³)	1,93
Volume útil total (hm ³)	3,70
Volume de reserva excecional (hm ³)	1,77
Área inundada ao NPA (ha)	43,5
Área inundada ao NMC (ha)	63,3
Perímetro (m)	11 460

4.4.3. Órgãos de Descarga

4.4.3.1. Descarregador de Cheias

A zona central da barragem será ocupada pelo descarregador de cheias, com 55 m de desenvolvimento. Este é um descarregador em lâmina aderente não controlado, sem comportas, com soleira à cota (44,0) e um comprimento de 60 m. Este é seguido de uma bacia de dissipação por ressalto com 30 m de comprimento total. Foi decidido não equipar o descarregador de Ermida com comportas, dado que foi considerado que a operação das mesmas poderia traduzir-se num aumento do caudal para jusante, com eventual risco para

pessoas e bens. Assim, em caso de eventuais problemas nas comportas de Ribeiradio, a onda de cheia resultante será temporariamente laminada na albufeira de Ermida, proporcionando uma redução do ritmo de subida dos caudais a jusante e dando, simultaneamente, tempo à tomada de medidas corretivas.

4.4.3.2. Descarga de Fundo

Ao longo do bordo direito do descarregador de cheias desenvolve-se a descarga de fundo, que permite uma regulação do caudal. A descarga de fundo tem a soleira de entrada à cota (33,0), a baixo da soleira das tomadas de água dos grupos e apenas 14 m a baixo do NPA. É constituída, de montante para jusante, por uma grade grossa em betão, uma comporta de guarda do tipo vagão, com dimensões $1,2 \times 1,5 \text{ m}^2$ manobrada por um servomotor a óleo. Possui ainda uma blindagem em aço com a mesma secção da comporta de guarda e um comporta de serviço do tipo corrediça, com $1,1 \times 1,4 \text{ m}^2$, manobrada também por servomotor a óleo. A função desta comporta é a regulação do caudal descarregado. A jusante da comporta de serviço, o jato é lançado num canal coberto que, curvando na horizontal 30° , permite lançar o jato de água para a bacia de dissipação do descarregador de cheias. A capacidade máxima de vazão deste órgão será cerca de $23,6 \text{ m}^3/\text{s}$, sob o NPA.

4.4.3.3. Circuito de Caudal Ambiental

O circuito de caudal ambiental, responsável pela libertação de caudais capazes de garantir a qualidade da água a jusante, tem origem no paramento de montante da barragem, com eixo posicionado à cota (32,70). Este segue em trajeto horizontal até atravessar o maciço de betão entre a barragem e a central, onde baixa até à cota (28,0). No interior da central a conduta desenvolve-se sensivelmente à cota (28,0), sendo suportada em apoios metálicos fixados à parede. No armazém baixa até à cota (26,50) e é novamente envolvida em betão até descarregar na restituição das turbinas.

O troço exposto da conduta, dentro da central, será equipado com uma válvula de isolamento, perto da extremidade de montante, com uma válvula de regulação de caudal e uma válvula de isolamento, junto à extremidade de jusante à cota (26,50).

Na Figura 4.12 encontra-se uma planta do escalão de Ermida com as principais cotas.

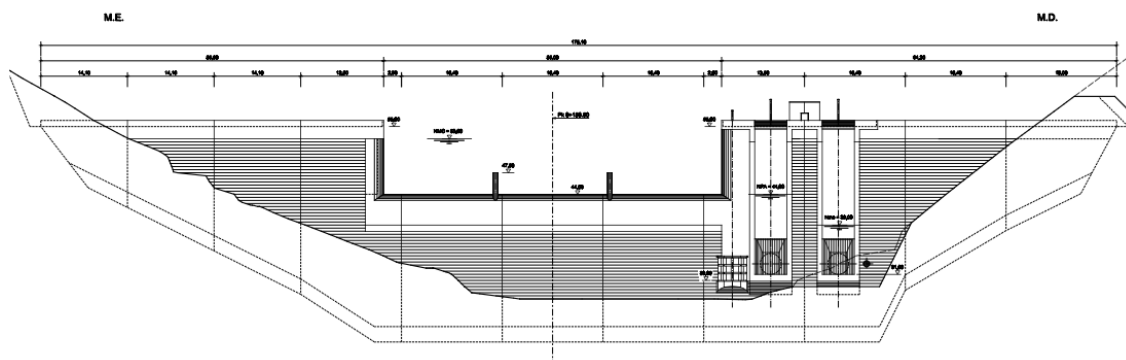


Figura 4.12 - Alçado de montante da barragem de Ermida [48]

4.4.4. Circuito Hidráulico

4.4.4.1. Tomadas de Água

As tomadas de água para a alimentação das turbinas da central, encontram-se situadas no paramento da barragem, e serão protegidas à entrada por grades metálicas móveis do tipo corrediça com soleira fixada à cota (31,0). A colocação destas grades foi disposta com alguma inclinação para permitir a instalação, no futuro, de uma máquina limpa-grelhas.

Para impedir a entrada de corpos-flutuantes no circuito hidráulico, será também instalada na albufeira uma rede de proteção flutuante que fará ligação à margem, a montante.

As tomadas de água serão obturadas por comportas do tipo vagão, uma para cada grupo, manobradas por servomotor, funcionando também como órgão de segurança do grupo respetivo, em caso de falha do distribuidor da turbina. Imediatamente a montante destas comportas, encontram-se ranhuras onde poderão ser colocadas comportas ensecadeiras do tipo corrediça, em caso de necessidade de manutenção da comporta de segurança.

4.4.4.2. Circuito de Adução

A jusante das comportas, o circuito hidráulico de cada grupo apresentará um troço de secção retangular de $2,7 \times 3,4 \text{ m}^2$. Quando este atinge 1,6 m de desenvolvimento, insere-se superiormente um tubo de arejamento, seguindo-se uma transição de secção retangular para secção circular de 3,4 m de diâmetro interior. A jusante da transição iniciar-se-á a blindagem metálica da conduta de adução, que possuirá cerca de 5,8 m de desenvolvimento e eixo fixado à cota (32,70).

Ainda envolvida em betão, a conduta de adução terá uma curva em perfil, a 50° , seguindo-se um troço reto exposto, inclinado, já no interior da central, que se ligará à manga de admissão da turbina, ficando o eixo dos grupos fixado à cota (21,2).

4.4.4.3. Circuito de Restituição

A restituição das turbinas é constituída por um tubo de aspiração parcialmente blindado, com o eixo à cota (21,2) e que terá uma secção terminal retangular de $4,8 \times 3,3 \text{ m}^2$. O isolamento de cada grupo por jusante é garantido por uma comporta ensecadeira do tipo corrediça com $4,8 \times 3,3 \text{ m}^2$.

A Figura 4.13 apresenta um corte em perfil da central, onde se pode verificar a disposição do circuito hidráulico.

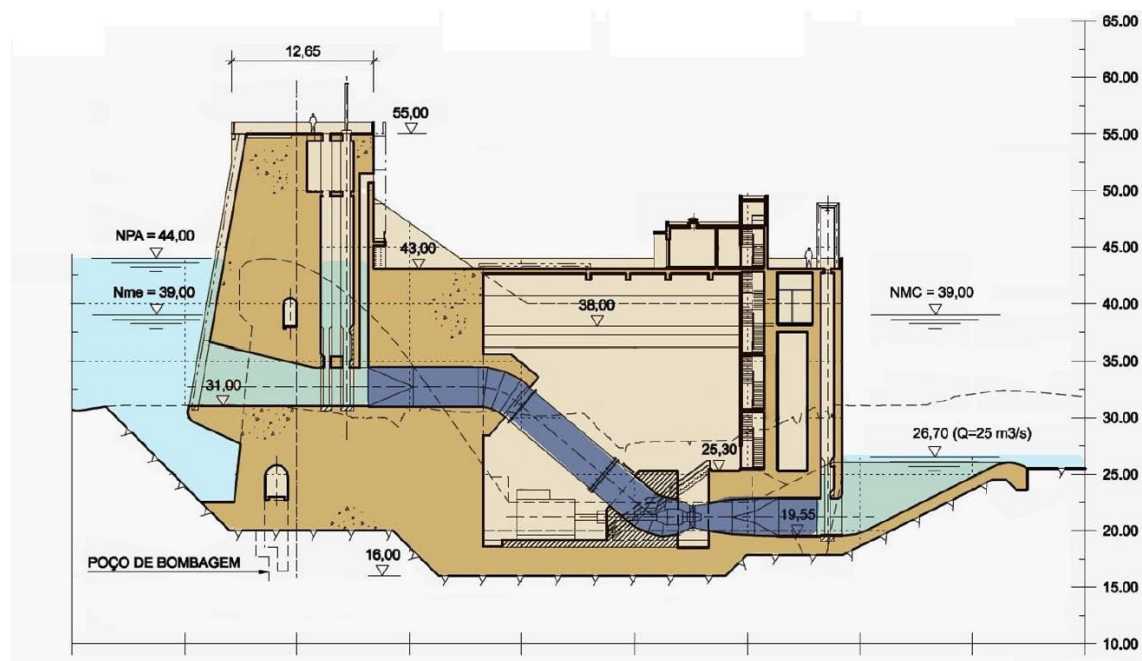


Figura 4.13 - Corte de Perfil da central e barragem de Ermida [46]

4.4.5. Central Hidroelétrica

A central de Ermida ocupa o espaço deixado livre a jusante da barragem, entre o descarregador de cheias e o encontro do lado direito. O edifício da central desenvolver-se-á entre as cota (16,0) e (43,0), cotas de fundação e cobertura da sala dos grupos, respetivamente. Esta terá dimensões interiores de 22,2 m x 24,9 m.

Tendo em conta o NMC a jusante na cota (39,0), o acesso de pessoas e de equipamentos será feito a partir da cobertura à cota (43,0). Assim, a central será constituída por:

- Sala dos grupos e equipamento auxiliar, com piso à cota (19,2), tendo 22,2 m de largura por 20,0 m de desenvolvimento interior;
- Piso intermédio à cota (25,3), com cerca de 4,9 m de desenvolvimento, em toda a largura da central, localizado sobre os tubos de aspiração dos grupos;
- Piso da sala de comando à cota (38,2), localizado a jusante, aproveitando o espaço disponível entre as sala dos grupos e os poços das comportas ensecadeiras dos tubos de aspiração, com cerca de 4,4 m de desenvolvimento;

Na cobertura da central irá ser criada uma abertura com dimensões de 4,4 x 9,15 m², dotada de uma tampa móvel, para a descida de equipamentos.

No piso à cota (19,20), além dos grupos turbina-alternador, serão instalados os equipamentos do sistema de regulação dos grupos e os equipamentos da instalação de refrigeração. A zona entre os grupos do lado de montante, ficará livre, por forma a permitir a entrada e retirada de equipamentos através da abertura de acesso na cobertura. No lado mais a jusante existirá um poço de esgoto e drenagem da central, onde serão instalados os repetivos grupos eletrobomba de drenagem.

4.4.5.1. Grupos Geradores

A central hidroelétrica de Ermida possui dois grupos, sendo cada um equipado com uma turbina axial tubular do tipo *Kaplan* de eixo horizontal. A potência de cada grupo situa-se nos 3,9 MW. A sua potência máxima será atingida para um caudal de 25 m³/s sob a queda útil máxima de 17,1 m. A velocidade de cada grupo é de 300 r.p.m, tendo o rotor um diâmetro de 1950 mm. A tensão de saída das máquinas será de 6 kV.

Cada grupo é composto por um sistema de excitação, regulador de tensão e equipamentos de regulação de velocidade, não se considerando a sua exploração em rede isolada ou reserva girante.

- **Turbina**

As turbinas *Kaplan* são turbinas de reação adaptadas a quedas fracas. Estas constam essencialmente de uma câmara de entrada (aberta ou fechada), de um distribuidor e de uma roda com 4 ou 5 pás com a forma de uma hélice. Normalmente estas pás são móveis, permitindo variar o seu ângulo de ataque, sendo este movimento realizado por um regulador dedicado (regulador da turbina).

A variação do ângulo de ataque das pás do rotor, confere às turbinas deste tipo uma grande capacidade de regulação. Normalmente, devido à sua utilização para pequenas quedas (inferiores a 30 m), a potência extraída tende a variar entre 60% a 140% do seu valor nominal, sendo que o caudal pode experimentar variações entre 15% a 110% do seu valor nominal. Ora, devido à variação destes fatores, ter uma central equipada com uma turbina de grande versatilidade pode revelar-se importante para se aumentar o rendimento produtivo da mesma, face a condições de exploração variáveis.

- **Alternador**

Na central de Ribeiradio está prevista a instalação de um alternador com uma potência aparente de 4,1 MVA acoplado diretamente ao eixo de cada turbina. A tensão de saída do

mesmo é de 6 kV, para a frequência da rede de 50 Hz. Para a velocidade de rotação de 300 r.p.m, o alternador terá 10 pólos.

4.4.5.2. Sistemas Auxiliares

- **Sistema de Excitação e Regulação de Tensão**

Cada alternador possuirá um sistema de excitação que permitirá regular a excitação, com o objetivo de promover um funcionamento estável em condições normais de exploração. Este permitirá uma boa qualidade de resposta face a pequenas perturbações exteriores, mantendo o alternador dentro de limites de tensão admissíveis. Paralelamente, este sistema deverá garantir o restabelecimento de condições normais de funcionamento, em resposta a variações bruscas nas condições exteriores de tensão. Desta forma, deverá ser um sistema adequado às exigências particulares de operação de uma central ligada à rede elétrica e às exigências particulares de excitação impostas pelos grupos. Assim, este sistema deverá ser capaz assegurar as seguintes funções principais:

- Regulação da tensão de produção;
- Regulação da corrente de excitação;
- Sobreexcitação dos alternadores perante quedas de tensão na produção, decorrentes de curto-circuitos próximos da máquina, evitando a perda de sincronismo;
- Desexcitação rápida em caso de quebra brusca na carga, por forma a limitar sobrelevações de tensão;
- Estabilizador de potência;

- **Sistema de Regulação de Velocidade**

O sistema de regulação de velocidade de cada grupo será do tipo eletro-hidráulico, com malhas de regulação proporcional, integral e derivativa. Este sistema deverá ser concebido por forma a permitir o arranque e paragem automática dos grupos, o seu comando e controlo à distância, bem com garantir um funcionamento estável em condições normais de exploração, com boa qualidade de resposta face às perturbações. Desta forma, o sistema deverá assegurar as seguintes funções principais:

- Regulação de velocidade, com o grupo em vazio;
- Regulação de potência ativa, com o grupo na rede;
- Regulação da abertura do distribuidor, com o grupo na rede;
- Regulação de abertura do distribuidor e da inclinação das pás da roda, em função da queda, otimizando o rendimento da turbina;
- Limitação da potência ativa do grupo a um valor pré-fixado;
- Limitação da abertura do distribuidor a um valor ajustável por comando à distância;

- Fecho rápido do distribuidor em caso de abertura em carga do disjuntor do grupo, de modo a limitar a consequente sobre-elevação de velocidade.

4.4.6. Instalação à tensão de emissão e interligação (15 kV)

A emissão e interligação da energia gerada situa-se à cota (43,0), na mesma plataforma do edifício da central. Esta será responsável pela entrega à rede da potência produzida pelos grupos geradores, entregando a esta toda a energia produzida através de uma linha de 15 kV, a estabelecer entre a central e uma subestação da RND. Por conseguinte, o transformador principal será instalado numa plataforma adjacente ao edifício da central à cota (43,0), tal como é possível verificar pela análise da Figura 4.14.

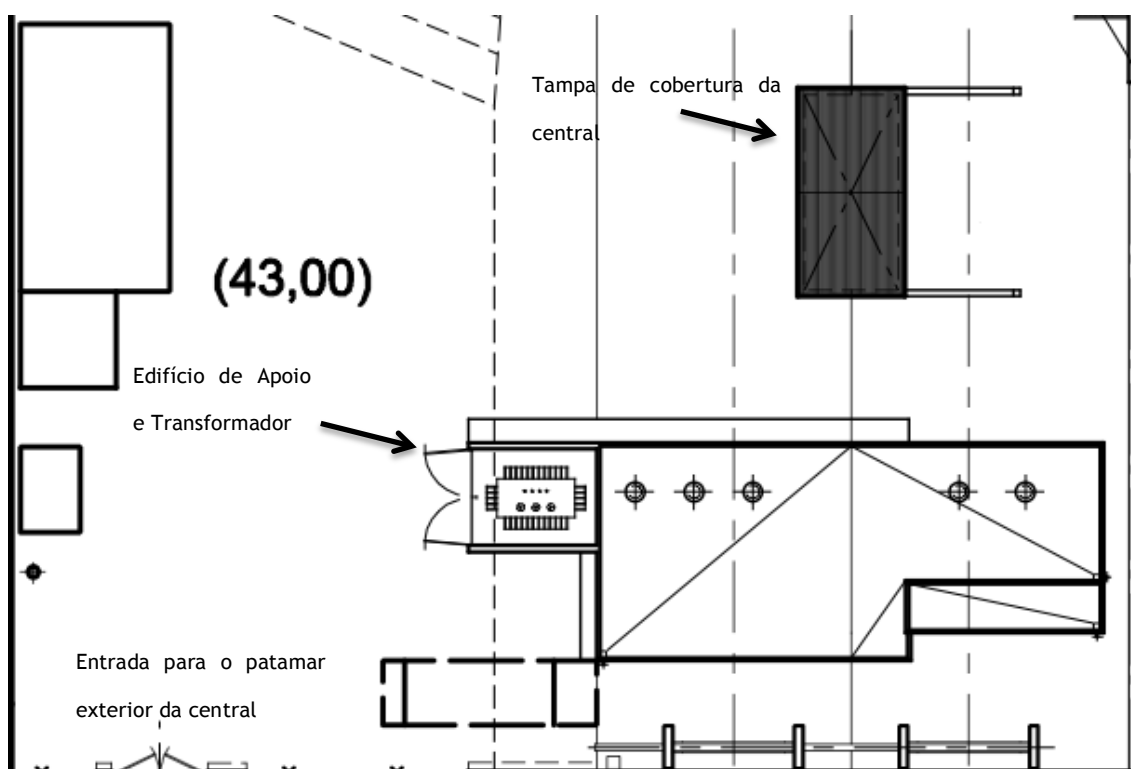


Figura 4.14 - Pormenor do patamar exterior, edifício de apoio à central e localização do transformador [48]

4.4.6.1. Transformador Principal

O transformador principal será uma unidade trifásica com a potência de 9 MVA, previsto para serviço contínuo e operará segundo a seguinte razão de transformação 6/15 kV. Esta unidade será própria para montagem no exterior, terá dois enrolamentos de cobre, possuindo um circuito magnético de chapas de cristais orientados de baixo índice de perdas, imersos em banho de óleo mineral.

A tensão aplicada pelo alternador ao enrolamento de baixa tensão poderá ter uma variação de $\pm 10\%$ em relação à sua tensão estipulada de 6 kV, pelo que o transformador

deverá funcionar em permanência à potência estipulada, em todas as tomadas. O funcionamento do mesmo deverá ainda ter em consideração sobretensões que o possam atingir, quer essas sobretensões possam ser de origem atmosférica ou provocadas por manobra de aparelhagem. A Tabela 4.6 traduz as principais características deste transformador.

Tabela 4.6 - Características principais do transformador da central de Ermida [47]

Característica		
Potência (MVA)		9
Frequência (Hz)		50
Tensões (tomada principal)	Enrolamento AT (kV)	15
	Enrolamento BT (kV)	6
Tomadas (comutação AT, fora de tensão)	Número	5
	Comutação	Principal, $\pm 2,5\%$, $\pm 5\%$
Grupo de ligações		YNd11

4.4.6.2. Quadro de Média Tensão

Devido às características deste aproveitamento, a central de Ermida não possuirá uma subestação clássica. Estando este aproveitamento classificado como uma mini-hídrica a sua ligação à rede será feita por uma linha da RND de 15 kV, sendo que é necessário dotar a central de equipamentos capazes de assegurar uma operação em segurança da mesma. Desta forma, será instalado um quadro de 15 kV, constituído por celas metálicas modulares. Estas celas serão equipadas com aparelhagem fixa de corte em atmosfera de SF₆, no interior de um invólucro selado. Na sua parte frontal, encontrar-se-ão um conjunto de acionamentos constituindo estes um interruptor-seccionador de ligação à terra com três posições (fechado, aberto e ligado à terra).

Assim, o quadro será composto por 5 celas:

- Uma cela de entrada, equipada com interruptor-seccionador de corte em SF₆, indicadores de presença de tensão e seccionador de ligação à terra;
- Uma cela de corte geral e medida, equipada com interruptor-seccionador de corte em SF₆;
- Um cela de saída para o transformador de serviços auxiliares 15/0,42 kV, equipada com interruptor-seccionador fusível de corte em SF₆, três fusíveis e três transformadores de intensidade para medida e contagem;
- Uma cela de medida de tensão no barramento, equipada com seccionador de corte em SF₆, três fusíveis e três transformadores de tensão para medida, contagem e proteção;

- Uma cela de saída para o transformador principal 6/15 kV, equipada com disjuntor de corte em SF6 e três transformadores de intensidade.

Note-se que no caso do transformador de serviços auxiliares, este é responsável pela alteração dos níveis de transformação para a instalação de energia em corrente alternada, a instalação de alimentação em corrente contínua, a ventilação e climatização, a iluminação e os sistemas de telecomunicações.

4.4.6.3. Aparelhagem

- **Interruptores-seccionadores fusíveis**

Os interruptores-seccionadores fusíveis instalados nas celas, serão um equipamento do tipo interruptor combinado com fusíveis, tripolares, para instalação interior, com corte em atmosfera SF6. Os fusíveis que constituem este equipamento serão de alto poder de corte.

- **Disjuntores**

Os disjuntores serão tripolares, para instalação em interior, de corte em atmosfera SF6, dimensionados para um número elevado de manobras.

- **Transformadores de Tensão e Intensidade**

Os transformadores de medida serão do tipo seco, moldados em resina sintética, próprios para montagem em interior.

4.4.5.4. Linha Elétrica

A produção de energia resultante de central de Ermida deverá ser injetada na rede a uma tensão de 15 kV. Para tal deverá ser implementada uma linha de ligação entre a central e a futura subestação de Sever do Vouga da RND, numa localização ainda por definir. Esta linha, também com um traçado indefinido, deverá ter uma extensão mínima de 5 km.

4.4.7. Edifício de Apoio

O acesso de pessoas à central será feito por um edifício de apoio à cota (43,20), através de escadas e de um ascensor. Este edifício de apoio, com piso à cota (43,20) terá cerca de 23,7 m de largura por 10,2 m de comprimento. Este piso à cota (43,20), compreenderá um *hall* de acesso ao átrio da central, o bloco correspondente às escadas de acesso à central, bem como o ascensor. Paralelamente albergará a sala destinada aos quadros de 6 kV e 15 kV, serviços auxiliares e de comando, a sala dos equipamentos de ventilação, sala do retificador e ainda instalações sanitárias. As restantes salas do edifício, terão acesso apenas através do exterior e estarão ocupadas pelos transformadores dos serviços auxiliares, pelo grupo diesel de emergência e pelo depósito de combustível.

4.4.8. Acesso ao Aproveitamento

Ao contrário do que acontece com o escalão de Ribeiradio, Ermida não disporá de uma estrada de acesso público para a travessia do seu coroamento. Não obstante, o acesso ao mesmo será possível apenas com fins de inspeção da barragem. Desta forma, o acesso ao coroamento será feito a partir da EM 569, num troço restabelecido previamente. O traçado desta via passará junto ao encontro da barragem na margem direita à cota de coroamento (55,0). O acesso à central será feito a partir de um trecho existente e não remodelado da EM 569, no qual será criado um desvio de forma a ser feito o acesso até à cota (43,0).

4.4.9. Condução e Funcionamento

A central de Ermida será caracterizada por um elevado número de arranques e paragens. Os arranques e paragens dos grupos serão completamente automáticos, sem qualquer necessidade de intervenção manual em qualquer um dos estados intermédios. A instalação de comando e controlo da central será concebida de forma a que o arranque, a condução e a paragem dos grupos possa ser feita localmente, à distância ou por telecomando.

Seguindo este pressuposto, a condução da central de Ermida poderá ser feita através de comando local, utilizando os *interfaces* disponíveis na central, à distância a partir da central de Ribeiradio ou através do Centro de Telecomando, via a central de Ribeiradio.

4.5. Operação Geral do Sistema

Dado que a barragem de Ribeiradio possui uma capacidade de armazenamento bastante pequena, face aos caudais afluentes, e a barragem de Ermida existe com o objetivo de laminar os caudais de Ribeiradio, desde cedo se evidenciou que a gestão de todo o aproveitamento teria que ser feita de uma forma bastante articulada para se retirar o melhor rendimento produtivo possível. De facto, tal como já foi mencionado anteriormente e pela análise da Figura 4.15, verifica-se que o NPA para a albufeira de Ermida se encontra à mesma cota que a restituição da central de Ribeiradio (44).

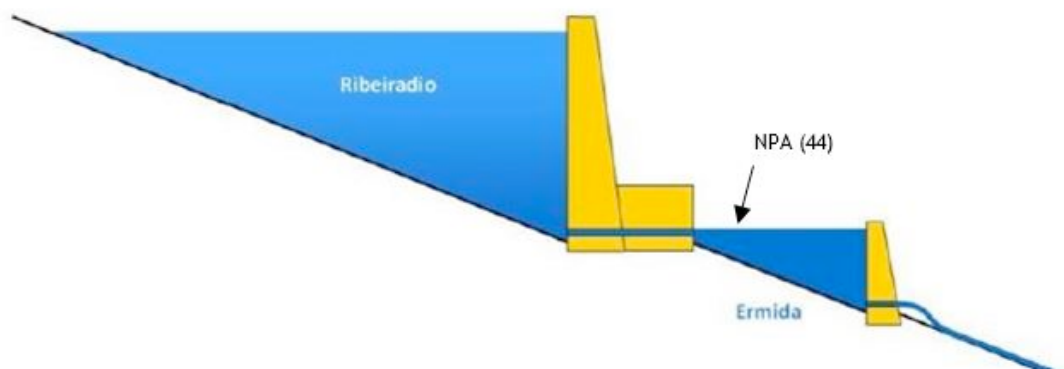


Figura 4.15 - Cascata do AHRE [36]

A diminuta capacidade de retenção de Ribeiradio evidenciou que todo o sistema se deveria limitar a um ciclo de regularização semanal, parando sempre que possível aos fins-de-semana e operando apenas durante os dias úteis, sempre com a albufeira tão cheia quanto possível. Concomitantemente apenas se prevê, para estes períodos de regularização semanal, uma oscilação no plano da água não inferior a 2 m. Tal condição de regularização elucidou as seguintes condições de operação ótima para esta central [36]:

- Para caudais médios de $50 \text{ m}^3/\text{s}$, Ribeiradio irá operar durante os dias de semana, quando o preço da eletricidade é mais elevado. Nesta situação, a operar à capacidade máxima, a central funcionará cerca de 67 horas por semana, parando desde as 23 horas de sexta até às 11 horas de segunda-feira;
- Para afluências superiores, o valor médio da energia baixa, sendo que se torna necessário rentabilizar a utilização da central turbinando ao fim-de-semana. Paralelamente, podem ocorrer situações em que devido ao volume de água afluente, possam ser necessárias descargas, sendo este volume de água desperdiçado.
- No caso de caudais muito baixos, a situação terá que ser estudada caso a caso para que se mantenham os níveis de armazenamento na albufeira. No entanto pressupõe-se, devido à análise dos caudais médios, que excetuando períodos de estiagem, o funcionamento possa ser de 1 ou 2 horas por dia.

No que se refere à central de Ermida, a sua operação revela-se um pouco mais complexa devido à influência que os volumes turbinados por Ribeiradio tem na sua albufeira. É neste contexto que se considera que a central deverá operar segundo um mínimo equivalente a metade do caudal afluente e um máximo equivalente ao dobro do caudal natural. Perante este facto, ter-se-ão as seguintes condições de operação [36]:

- Em períodos de baixas afluências, caso o caudal afluente a Ribeiradio seja, por exemplo de $10 \text{ m}^3/\text{s}$, Ermida poderá operar entre um mínimo de $5 \text{ m}^3/\text{s}$ durante a noite, e um máximo de $20 \text{ m}^3/\text{s}$ durante o dia. Neste caso a central poderá turbinar a $20 \text{ m}^3/\text{s}$ durante 8 horas por dia e a $5 \text{ m}^3/\text{s}$ para as restantes 16 horas;
- Para caudais mais elevados o padrão poderá manter-se até valores próximos dos $25 \text{ m}^3/\text{s}$ em Ribeiradio, uma vez que o caudal mínimo em Ermida corresponde a $12,5 \text{ m}^3/\text{s}$ e o máximo $50 \text{ m}^3/\text{s}$, caudal máximo turbinável pelos grupos de Ermida;
- À medida que o caudal aumenta, aumenta o tempo que a central opera à capacidade máxima. Quando o caudal médio atinge os $50 \text{ m}^3/\text{s}$, a central opera à plena carga.

Durante 24 horas, devido a esta forma de exploração para Ermida, o volume da sua albufeira sofrerá variações significativas. Na Figura 4.16, observa-se a variação do volume de água na albufeira de Ermida, para um caudal médio de $25 \text{ m}^3/\text{s}$ em Ribeiradio.

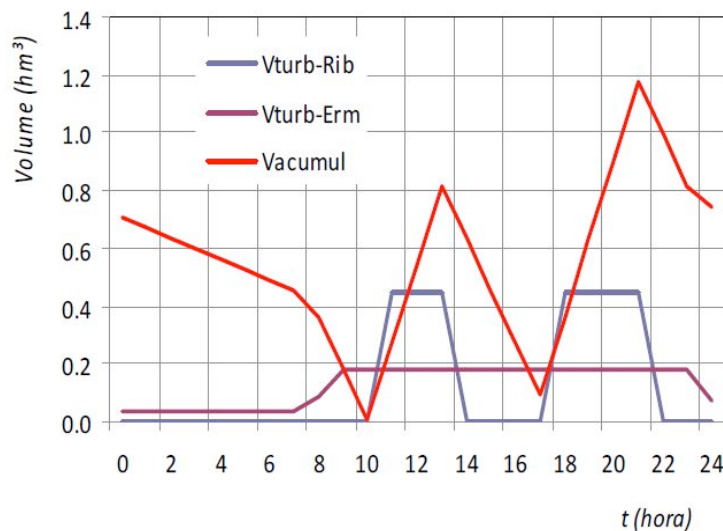


Figura 4.16 - Volume de água na albufeira de Ermida [36]

Conforme se pode observar, com caudais de $25 \text{ m}^3/\text{s}$, a albufeira de Ermida começa a encher a partir das 10 da manhã, terminando o dia com um volume armazenado de $1,2 \text{ hm}^3$. Verifica-se também que Ribeiradio turбина nas horas onde a energia é mais cara, sendo que Ermida se encontra em funcionamento durante todo o dia. No final de um período diário verifica-se que a albufeira esvazia até ao limite mínimo de exploração, em cerca de 12 horas, sendo este outro motivo a ter em conta durante a operação do AHRE. Esta variação do nível da albufeira além de dificultar a produção de energia na central, pode colocar em risco a estabilidade das encostas da albufeira.

Capítulo 5

Análise Económica

Um projeto de investimento como o AHRE, para além de uma análise técnica detalhada deve sempre vir acompanhado por uma avaliação económica que verifique a sua viabilidade. Nesta análise económica serão analisados todos os investimentos efetuados na construção do AHRE e nos seus equipamentos, bem como os restantes pagamentos, que deverão ser recuperados durante o período de exploração do mesmo.

5.1. Planeamento do Projeto

Para o estudo do AHRE, foi fornecido pela EDP um planeamento de todas as tarefas relacionadas com a construção e exploração do mesmo, desde 2009 até 2089. Este período foi dividido em duas fases distintas, a fase de construção e a fase de exploração. A sua descrição é importante para um melhor entendimento dos períodos onde são integrados os pagamentos e os recebimentos relacionados com a execução da obra e a exploração das centrais. A explicação de cada rubrica dos pagamentos e recebimentos, será feita com mais detalhe nos subcapítulos Investimentos e Pagamentos e Recebimentos.

5.1.1. Fase de Construção

A fase de construção do AHRE tem a duração prevista de 6 anos e compreende todas as tarefas que decorrem desde 2009 até 2014. Este período representa uma fase de investimento onde apenas são considerados pagamentos.

Os investimentos associados à fase de obra de um empreendimento como o AHRE, prendem-se sobretudo com a aquisição de terrenos, obras de construção civil, compra e instalação de equipamentos, estudos e projetos, gestão e fiscalização da obra e imprevistos.

Foi considerado que todas as tarefas teriam início em 2009, com conclusão em 2014. A sua distribuição ao longo de todo o período de execução da obra foi feita segundo uma calendarização fornecida pela EDP. Nesta distribuição é importante destacar a rubrica dos imprevistos. Os imprevistos não tem uma calendarização definida, tal como as outras fases da obra, estando dependentes de percentagens anuais para acontecimentos inesperados relacionados com obras/terrenos e equipamentos.

5.1.2. Fase de Exploração

A fase de exploração do AHRE corresponde ao tempo de vida útil do empreendimento, considerado 75 anos. Assim, considera-se que a fase de exploração se inicia no ano de 2015 e termina no ano de 2089.

Durante esta fase, ao contrário do que acontece com a fase de construção, irão ser considerados tanto pagamentos como recebimentos. Os recebimentos durante a fase de exploração correspondem às estimativas das receitas líquidas obtidas através do regime de mercado, remuneração da PRE, remuneração pelo fornecimento de serviços de sistema e garantia de potência.

No caso dos pagamentos, estes serão de menor magnitude do que durante a fase de construção. Neste caso, apenas são considerados custos de exploração que integram despesas relacionadas com custos de operação e manutenção e pessoal.

5.2. Investimentos e Pagamentos

Os investimentos e pagamentos existem tanto na fase de construção como na fase de exploração. Estes compreendem os custos associados à execução de uma obra com o carácter do AHRE, e os custos de operação de um aproveitamento hidroelétrico.

5.2.1. Execução da Obra

Os custos associados à construção do AHRE incluem despesas com a aquisição de terrenos, custos de empreitadas de construção civil e de equipamentos a instalar. Paralelamente são também considerados custos relativos a estudos e projetos, gestão e fiscalização da obra e imprevistos. A distribuição destes custos foi feita segundo uma calendarização fornecida pela EDP. A sua distribuição por cada rubrica encontra-se detalhada na Figura 5.1.

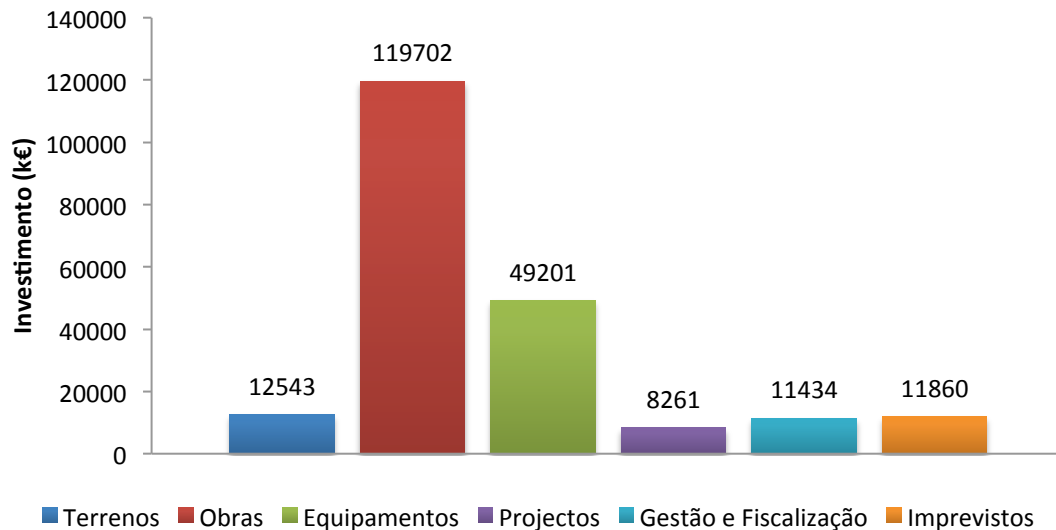


Figura 5.1 - Distribuição do investimento

O investimento definido na Figura 5.1, traduz a soma dos custos para cada rubrica de investimento, para toda a obra, a preços correntes. A distribuição destes valores globais de cada rubrica, ao longo dos anos das obras, será feita de acordo com a calendarização patente na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Percentagem de distribuição dos investimentos

Ano	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Terrenos	20%	40%	6%	3%	23%	8%
Obras	8%	50%	10%	10%	12%	10%
Equipamentos	3%	12%	26%	28%	24%	7%
Projetos	20%	15%	15%	15%	15%	20%
Gestão e Fiscalização	6%	20%	20%	20%	20%	14%
Imprevistos	-	-	-	-	-	-

Na categorização dos investimentos, importa analisar a Tabela 5.1 pelo facto de não estarem definidas distribuições para os imprevistos. Como foi referido anteriormente só se consideram Imprevistos referentes a terrenos, obras e equipamentos. A sua distribuição é feita multiplicando e somando o valor anual de investimentos de terrenos, obras e equipamentos por uma percentagem de 3%. Desta forma, e de acordo com a Tabela 5.2, os valores dos investimentos distribuídos por ano e por rubrica são os seguintes.

Tabela 5.2 - Distribuição dos valores dos investimentos em k€

Ano	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Terrenos	2417	4901	763	392	3013	1058
Obras	9209	58360	12110	12443	14976	12605
Equipamentos	1386	5623	12639	13986	12024	3542
Projetos	1568	1192	1237	1271	1275	1717
Gestão e Fiscalização	647	2188	2271	2333	2340	1654
Imprevistos	623	3904	1823	1861	2060	1589

A soma dos totais referentes a cada rubrica, representa o investimento total para a construção do AHRE que se situa nos 213 M€.

5.2.2. Custos de Exploração

Os custos de exploração estão geralmente presentes durante a fase de exploração da central e englobam despesas com pessoal e operação e manutenção das centrais. Durante esta fase, estes apresentam-se como os únicos custos a ter em conta. A inclusão destes custos na análise económica, foi feita através de uma rubrica denominada Custos de Exploração. Esta rubrica tem início no ano de 2015, primeiro ano de exploração da central, tendo um valor previsto pela EDP de 400 k€. Estes custos existirão até 2089, último ano de exploração da central, e contarão com um crescimento anual indexado a um taxa de inflação de 2%.

5.3. Recebimentos

Neste subcapítulo irão ser analisados todos os recebimentos previstos para o AHRE. Note-se que estes recebimentos apenas são tidos em conta na fase de exploração. A sua análise passará pelas receitas previstas em mercados de eletricidade, remuneração da PRE, remuneração pelo fornecimento de serviços de sistema e a garantia de potência.

5.3.1. Mercado de Eletricidade

5.3.1.1. Funcionamento do MIBEL

A estrutura do mercado elétrico reflete a organização do próprio sector e das atividades que o compõem, designadamente após o início do processo de liberalização do setor que é um traço comum em toda a Europa.

No âmbito deste processo de liberalização, consideram-se as atividades de rede como o transporte e a distribuição monopólios naturais e são, por isso, objeto de regulação por parte de uma entidade independente. No caso da produção e da comercialização de eletricidade,

estas estão abertas à concorrência, sendo que o principal motivo que levou a tal decisão prendeu-se com a justificação económica de introduzir maior eficiência na gestão e operação destas atividades. Paralelamente, instituir o regime de mercado para as atividades de rede seria totalmente incomportável a nível económico e ambiental, devido à duplicação de redes na mesma área geográfica. Isso significa que estas atividades poderão ser asseguradas em condições de maior eficiência económica se existir um único operador [49].

No caso das atividades que operam em regime de mercado, a atividade de produção de eletricidade está associada a um mercado grossista, em que os agentes presentes na produção asseguram a colocação da mesma e os agentes que necessitam abastecer-se de eletricidade procuram adquiri-la, seja para satisfazer a carteira de fornecimentos a clientes finais, seja para consumo próprio. A atividade de comercialização está associada a um mercado retalhista, em que os agentes comercializadores concorrem para assegurar o fornecimento dos clientes finais [49].

Estas atividades interagem segundo um mercado organizado de energia, que constitui uma plataforma de negociação independente dos agentes que atuam nas áreas da produção e da comercialização. Paralelamente a negociação de eletricidade pode ser efetuada de múltiplas formas, desde a contratação para o dia seguinte (mercado diário), para prazos mais longos (mercado a prazo) ou através de contratos bilaterais.

Após o acordo de 14 de Novembro de 2001, entre os Governos Português e Espanhol, entra em funcionamento a 1 de Julho de 2007 o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL).

O mercado diário do MIBEL é a plataforma onde se transaciona eletricidade seguindo o funcionamento de um *day ahead market*. Isto significa que é formado um novo preço para a eletricidade para cada uma das 24 horas do dia seguinte, para todos os dias do ano. Esta plataforma de mercado, na qual Portugal está inserido, é gerida pelo OMEL, operador do mercado diário.

É no mercado diário que se transaciona a maior quantidade de energia elétrica, sendo que o preço de mercado é encontrado através de um processo em que se ordenam de forma crescente o preço das ofertas de venda (curva da oferta) e de forma decrescente o preço das ofertas de compra (curva da procura) de eletricidade para uma mesma hora. O Preço de Mercado, marcado graficamente pela interseção entre as curvas da oferta e da procura, designado tecnicamente por *Market Clearing Price*, é o menor dos preços que garante que a oferta satisfaz a procura. Desta forma, todos os produtores e todos os compradores são remunerados independentemente da oferta que façam ao mercado. Neste contexto, verifica-se que as ofertas de produtores que se situarem acima do preço de mercado não serão aceites e, por conseguinte, não farão parte do despacho do operador de mercado. Para aumentar a probabilidade de despacho das centrais, todos os produtores são incentivados a oferecer o

preço marginal da respetiva central, pelo que o preço de mercado corresponderá ao preço marginal da última central a ser aceite em mercado [51]. Na Figura 5.2 está exemplificado o gráfico da oferta e da procura do mercado.

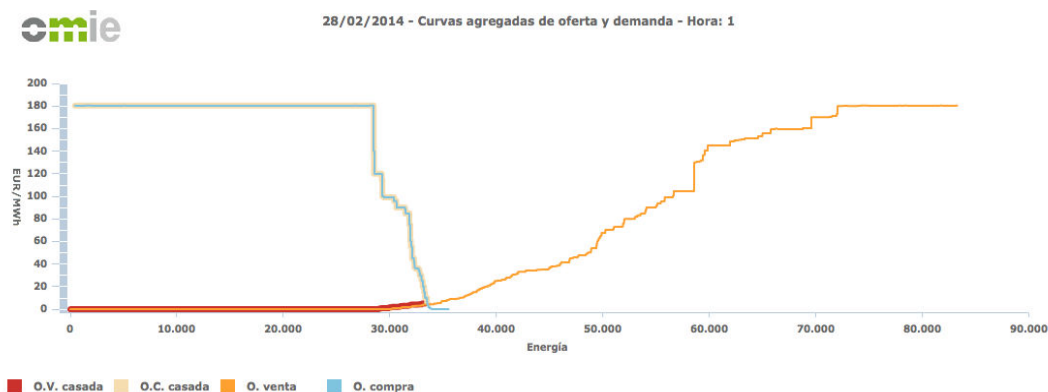


Figura 5.2 - Curva agregada a oferta e procura no MIBEL para 28 de Fevereiro de 2014 [54]

A formação dos preços do mercado é influenciada por vários fatores, entre os quais podem-se destacar os seguintes:

- Estrutura de produção em termos de tecnologias empregues (*mix* tecnológico);
- Preços e condições de aquisição de energia primária;
- Regime hidrológico;
- Mercado de licenças de emissão de CO₂.

A constituição do parque electroprodutor é crítica na formação dos preços de eletricidade do mercado. A aquisição de energia primária, principalmente para centrais térmicas, ou as condições hidrológicas, são um fator importante para a formação do preço. A maior parte da eletricidade produzida em Portugal é agora proveniente de centrais hídricas e PRE, não obstante, a existência de centrais térmicas. Estas centrais quando utilizadas, nomeadamente centrais a carvão e ciclo-combinado a gás natural dependem integralmente da importação de combustíveis fósseis.

Esta maior parcela de potência instalada renovável instalada em Portugal, que tem um peso muito importante principalmente nos períodos de inverno e outono, vai provocar a descida dos preços de mercado. Paralelamente, em períodos onde se verifique uma menor presença de fontes de energia renovável, o preço de mercado sobe devido ao maior peso das centrais térmicas, traduzindo este um aumento dos custos de produção.

Não obstante a dependência destes fatores, a acrescer aos preços nos mercados de energia primária, o Protocolo de Quioto veio a criar um mecanismo de gestão de licenças de

emissão de gases. Desta forma, por iniciativa da Comissão Europeia, foi criado um mercado no espaço europeu, o *European Trading Scheme* (ETS), que atribui uma valorização às emissões de CO₂, passando assim estes custos a refletir-se na estrutura financeira das centrais térmicas, nomeadamente nas centrais a carvão, onde o nível de emissões é mais elevado. Este novo “custo” a internalizar no preço final da eletricidade veio a constituir um factor importante na definição de políticas energéticas tendo em consideração a preocupação crescente da Humanidade a respeito das alterações climáticas. Devido à existência destes custos as ofertas relativas a centrais que usam este tipo de combustíveis são encontradas na zona mais à direita da curva, correspondente aos custos marginais mais elevados.

Relativamente à produção em centrais hídricas, no sistema elétrico existem dois tipos de centrais [55]:

- Aproveitamentos hidroelétricos a fio-de-água;
- Aproveitamentos hidroelétricos de albufeira.

No que respeita às centrais a fio-de-água, aproveitamentos com pouca capacidade de armazenamento, as ofertas destas surgem normalmente na região mais à esquerda da curva, correspondente aos custos marginais mais baixos. A sua presença nesta zona pode ser verificada, devido ao custo de produção nulo, nomeadamente em regimes hidrológicos húmidos. Para centrais hídricas de albufeira, com capacidade de armazenamento de água, tal facto permite um aprovisionamento de energia ao longo do tempo. À utilização futura dessa energia está associado um custo de oportunidade, que será maior ou menor consoante o regime hidrológico e o nível de armazenamento das albufeiras. No entanto, a utilização desta água não é feita apenas para fins produtivos uma vez que é necessário ter em conta restrições de exploração, como por exemplo, regularização de caudais, abastecimento de água às populações, manutenção das cotas de exploração para fins turísticos e agrícolas [55].

Finalmente, no contexto das centrais hídricas é necessário ter também em conta as centrais hídricas reversíveis. Estas centrais, compram energia para processos de bombagem, maioritariamente em períodos noturnos, devendo-se isto ao custo menor da energia durante a noite. Concomitantemente, estas ofertas situam-se nas zonas baixas e médias da curva da oferta [55].

No contexto das ofertas de produção também tem que ser considerada a introdução da PRE. A PRE portuguesa não tem influência direta no mercado, uma vez que a energia é transacionada diretamente com o comercializador de último recurso, sendo que a quantidade transacionada é deduzida à quantidade transacionada em mercado. Assim, apesar de a PRE não se apresentar em mercado, terá uma influencia indireta no preço pois irá reduzir a oferta de compra de eletricidade no mercado, provocando assim uma diminuição do preço [50].

Não obstante esta unificação do mercado português e espanhol, muitas vezes os preços nas duas áreas não são iguais. Esta separação de preços pode dever-se a uma multiplicidade de fatores, desde a organização estrutural da produção em cada uma das áreas, insuficiência nas capacidades de interligação ou comportamento dos agentes. No contexto ibérico, o fator que mais contribui para a separação dos preços de mercado é o congestionamento das interligações entre os dois países. Quando tal acontece, o mecanismo de separação de mercado, ou *market splitting*, vai evidenciar uma diferença de preços entre as duas zonas, havendo assim um ajuste da curva da oferta e da procura para cada país, cada uma com diferentes preços para a eletricidade, com o objetivo de recuperar o equilíbrio natural de mercado, com um preço comum para as duas áreas [53]. Na Figura 5.3, é possível verificar a existência de separação de mercados, onde em determinadas horas do dia os preços de Portugal e de Espanha são diferentes. O caso representado refere-se ao dia 10 de Março de 2014, um dia típico de inverno.

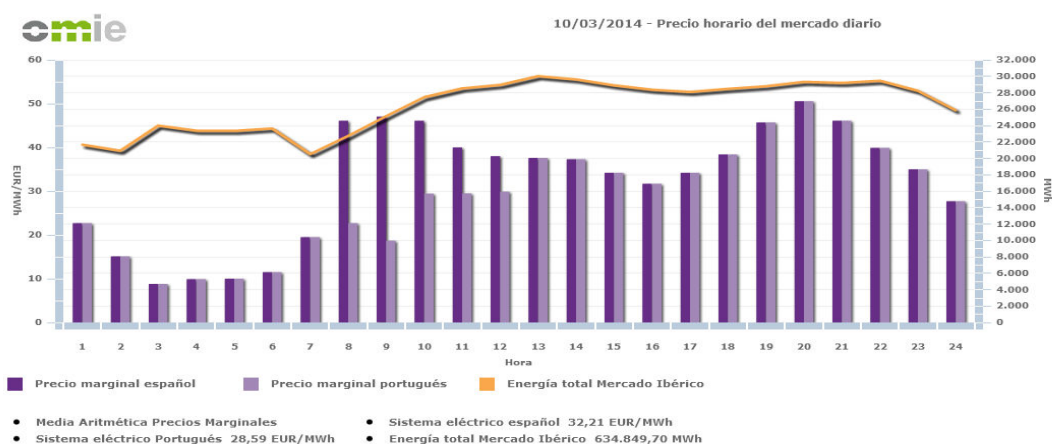


Figura 5.3 - Variação dos preços de mercado no MIBEL no dia 10 de Março de 2014 [54]

Paralelamente ao mercado diário, existe o mercado intradiário. O mercado intradiário do MIBEL é uma plataforma complementar, onde se transaciona eletricidade com o objetivo de ajustar as quantidades transacionadas no mercado diário, compreendendo 6 sessões diárias de negociação. Neste mercado, os produtores podem também atuar como compradores de energia (para retificar as suas posições anteriores) e os compradores no mercado diário podem assumir uma posição vendedora, se assim o entenderem. O mercado intradiário estrutura-se, como já foi referido anteriormente, em 6 sessões diárias de negociação [53]. Na Figura 5.4 encontra-se exemplificado a organização do mercado intradiário no qual, em cada sessão, é formado um novo preço para as horas que são objeto de negociação.



Figura 5.4 - Sessões do mercado intradiário [53]

Em termos de organização das sessões, estas são dispostas da seguinte forma [53] :

- A primeira sessão forma preço para as 4 últimas horas do dia de negociação e para as 24 horas do dia seguinte ao da negociação;
- A segunda sessão forma preço para as 24 horas do dia seguinte ao da negociação;
- A terceira sessão forma preço para as 20 horas compreendidas entre a hora 5 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação;
- A quarta sessão forma preço para as 17 horas compreendidas entre a hora 8 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação;
- A quinta sessão forma preço para as 13 horas compreendidas entre a hora 12 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação;
- A sexta sessão forma preço para as 9 horas compreendidas entre a hora 16 e a hora 24 do dia seguinte ao da negociação.

Para além do OMIE, polo espanhol do MIBEL que opera o mercado diário, existe ainda o OMIP (Pólo Português do Operador de Mercado Ibérico), responsável pela gestão do mercado a prazo. Neste mercado são transacionados instrumentos que se referem a contratos de compra e venda de energia para uma determinada maturidade no futuro (semana, mês, trimestre e ano), tudo de acordo com as regras específicas deste mercado [54]. O tipo de instrumentos que são utilizados irão variar com as necessidades de gestão de risco e de troca de eletricidade pelos diferentes agentes que participam no mercado.

Nos mercados referidos anteriormente os agentes de mercado não se encontram identificados na *pool*, sendo esta uma negociação de carácter anónimo, realizada através de um operador de mercado, com o objetivo de manter a transparência nas ações e nos resultados.

5.3.1.2. Estimativa de Remuneração

Como já foi referido anteriormente, à utilização da água nas centrais de albufeira para futura venda nos mercados de eletricidade está associado um custo de oportunidade. Normalmente este tipo de centrais operam em situações de pico na carga, sendo este o período onde o preço de energia é mais caro. Estas centrais ao serem despachadas na altura de pico, vão usufruir de um preço de venda no mercado mais alto. A este preço de venda está associado um prémio que traduz este ganho. Assim, para estudos económicos, o preço de mercado terá que ser majorado com este prémio, refletindo desta forma o preço de venda de energia da central ao mercado.

No caso da análise de Ribeiradio, e segundo dados da EDP, estima-se que o preço médio de mercado, para um regime médio de hidraulicidade, para o ano de 2015, se centra nos 58€/MWh. Paralelamente estima-se que face a este valor, a colocação em mercado de Ribeiradio nas horas de ponta renderá mais 22% do valor de mercado. Assim, o preço de venda para Ribeiradio poderá ser calculado da seguinte forma:

$$Preço_{Mercado} = Preço_{Venda} \times Prémio = 58 \times 1,22 = 70\text{€/MWh} \quad (5.1)$$

Analisando os resultados de (5.1) conclui-se que a Ribeiradio será remunerado a 70 €/MWh quando se encontra a produzir nas horas de maior solicitação por parte do diagrama de cargas, o que significa um ganho de 22% face ao valor de venda de mercado.

No caso de Ermida, uma vez que esta turbinará os caudais de Ribeiradio, e a sua albufeira terá uma regularização diária a sua remuneração será feita de uma forma diferente. Esta estará sob a influência da tarifa PRE e, posteriormente, será colocada em regime de mercado, fato a explicar no subcapítulo Remuneração PRE.

5.3.2. Remuneração PRE

A agora denominada PRE é regulada por legislação própria desde 1988, altura em que foi publicado o *Estatuto do Auto-Produtor* - o Decreto-Lei nº189/88. Esta legislação representou um marco fundamental na produção independente de energia elétrica a partir de recursos renováveis, ou cogeração. Este instrumento legislativo permitiu mobilizar investimentos significativos do setor privado, designadamente no domínio da mini-hídrica e a da cogeração.

Entretanto, na sequência da publicação do pacote legislativo de 1995, que reestruturou o SEN, a produção renovável foi separada em termos legislativos da cogeração, passando estas a serem regidas pelos Decretos-Leis nº313/95 e nº186/95, respectivamente.

Em 1999, a regulamentação da PRE foi novamente revista através da publicação de dois diplomas legais, os Decretos-Leis nº168/99 e nº538/99, que passaram a reger a atividade de

produção de energia elétrica integrante no SEI, mediante a utilização de recursos renováveis e atividade de cogeração respetivamente.

No final de 2001, a legislação sofreu nova alteração com a publicação do Decreto-Lei nº312/2001, que alterava os procedimentos administrativos para ligação do centros produtores do SEI ao SEP, do Decreto-Lei nº313/2001, que revê algumas disposições relativas à cogeração e do Decreto-Lei nº339-C/2001 que atualiza o tarifário de venda de energia, introduzindo uma remuneração diferenciada por tecnologia regime de exploração. Note-se que até aqui, no caso das mini-hídricas, as disposições de PRE só se aplicavam para centrais com potência instalada inferior a 10 MW.

As ultimas grandes alterações a nível legislativo aconteceram pelo Decreto-Lei nº33-A/2005, que veio rever os fatores de cálculo das remunerações previstas para os PRE no Decreto-Lei nº189/88. Outras alterações importante decorreram pela publicação do Decreto-Lei nº225/2007 e do o Decreto-Lei nº35/2013, que voltaram a republicar a fórmula de cálculo para todos as centrais me regime PRE incluindo algumas modificações em alguns fatores de cálculo.

No caso do AHRE, a central de Ermida, devido à sua potência instalada, pode ser considerada como um PRE. Como tal, nos primeiros anos de operação, a sua tarifação não será feita através do regime de mercado, mais sim através da fórmula de cálculo para a tarifa PRE. Esta fórmula de cálculo para a tarifa de Ermida é feita com base no Decreto-Lei nº225/2007. Este era o Decreto vigente na altura do licenciamento da central, pelo que o cálculo da tarifa é feito segundo a seguinte formulação [60]:

$$VRD_m = KMHO_m \times [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m \times Z] \times [IPC_{m-1} / IPC_{ref}] \times [1 / (1 - LEV)] \quad (5.1)$$

Onde:

VRD_m - é a remuneração aplicável a centrais renováveis no mês m ;

$KMHO_m$ - é um coeficiente que modula os valores de $PF(VRD)_m$, de $PV(VRD)_m$ e de $PA(VRD)_m$ em função do período horário em que a eletricidade tenha sido fornecida;

$PF(VRD)_m$ - é a parcela fixa da remuneração aplicada a centrais renováveis no mês m ;

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

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

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

Z é o coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada;

IPC_{ref} - é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao início do fornecimento de eletricidade à rede pela central renovável;
 LEV - representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável.

Relativamente à modulação tarifária traduzida pelo coeficiente $KMHO_m$, esta é obrigatória no caso das centrais hídricas, pelo que tomará o seguinte valor [60]:

$$KMHO = [KMHO_{pc} \times ECR_{pc,m} + KMHO_v \times ECR_{v,m}] / [ECR_m] \quad (5.2)$$

Para:

$KMHO_{pc}$ - é um fator que representa a modulação correspondente a horas de cheia e de ponta, o qual, toma um valor de 1,15 para o caso de centrais hídricas;

$ECR_{pc,m}$ - é a eletricidade produzida pela central renovável nas horas de cheia e de ponta do mês m , expressa em kWh;

$KMHO_v$ - é um fator que representa a modulação correspondente a horas de vazio, o qual, para centrais hídricas toma o valor de 0,8;

$ECR_{v,m}$ - é a eletricidade produzida pela central renovável nas horas de vazio do mês m , expressa em kWh;

ECR_m - é a eletricidade produzida pela central renovável no mês m , expressa em kWh.

No disposto anteriormente consideram-se os seguintes períodos para as horas de vazio e cheia [60]:

- No período de hora legal de inverno, as horas de vazio ocorrem entre as 0 e as 8 e entre as 22 e as 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas de cheias e de ponta;
- No período de hora legal de verão, as horas vazias ocorrem entre as 0 e as 9 e entre as 23 e 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas de cheias e de ponta.

O valor de $PF(VRD)$ em (5.1) é calculado através da seguinte fórmula [60]:

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{ref} \times COEF_{pot,m} \times POT_{med,m} \quad (5.3)$$

Com:

$PF(U)_{ref}$ - é o valor unitário de referência para $PF(VRD)_m$ o qual deve corresponder à mensualização do custo unitário de investimento nos novos meios de produção cuja

construção é evitada por uma central renovável que assegure o mesmo nível de garantia de potência que seria proporcionado por esses novos meios de produção, tomando um valor de 5,44 € por kWh por mês, durante todo o período em que VRD seja aplicável;

$COEF_{pot,m}$ - é um coeficiente adimensional que traduz a contribuição da central renovável no mês m , para a garantia de potência proporcionada pela rede pública;

$POT_{med,m}$ - é a potência média disponibilizada pela central renovável à rede pública no mês m , expressa em kW.

O valor de $COEF_{pot,m}$ previsto na expressão (5.3) é calculado da seguinte forma [60]:

$$COEF_{pot,m} = \frac{NHP_{ref,m}}{NHO_{ref,m}} \quad (5.4)$$

Na qual:

$NHP_{ref,m}$ - é o número de horas que a central renovável funcionou à potência de referência no mês m , o qual é avaliado por ECR_m/POT_{dec} , onde POT_{dec} é a potência da central declarada no ato de licenciamento em kWh;

$NHO_{ref,m}$ - é o número de horas que servem de referência para o cálculo, no mês m , de $COEF_{pot,m}$ o qual é avaliado pelo produto $0,8 \times 24 \times NDM_m$, onde esta última parcela equivale ao número de dias do mês.

O valor de $POT_{med,m}$ também previsto na expressão (5.3) é calculado através da fórmula seguinte [60]:

$$POT_{med,m} = \min \left(POT_{dec}; \frac{ECR_m}{24 \times NDM_m} \right) \quad (5.5)$$

Relativamente à expressão (5.1) o valor de $PV(VRD)_m$ é calculado através da fórmula seguinte [60]:

$$PV(VRD)_m = PV(U)_{ref} \times ECR_m \quad (5.6)$$

Em (5.6) $PV(U)_{ref}$ é o valor unitário de referência para $PV(VRD)_m$ devendo corresponder aos custos de operação e manutenção que seriam necessários à exploração de novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável. Este fator toma um valor de 0,036 €/kWh e será utilizado, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável.

O valor de $PA(VRD)_m$ previsto em (5.1) é calculado através da seguinte fórmula [60]:

$$PA(VRD)_m = ECE(U)_{ref} \times CCR_{ref} \times ECR_m \quad (5.7)$$

Onde:

$ECE(U)_{ref}$ é o valor unitário de referência para as emissões de dióxido de carbono evitadas pela central, o qual, deve corresponder a uma valorização unitária do dióxido de carbono que seria emitido pelos novos meios de produção cuja central renovável evita que sejam construídos. Este toma um valor de 2×10^{-5} €/g, sendo utilizado durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável;

CCR_{ref} é o montante unitário das emissões de dióxido de carbono da central de referência, o qual toma o valor de 370 g/kWh. Este valor será utilizado durante todo o período em que a remuneração VRD seja aplicável.

Relativamente aos outros parâmetros previstos em (5.1) para a central de Ermida estes, segundo [60], terão os seguintes valores:

- LEV = 0,035;
- Z = 4,5.

O montante de remuneração definido por VRD é aplicável, para cada MW de potência injetada na rede, com base num fator de potência de 0,98. Este fator é aplicado, no caso das centrais mini-hídricas, aos primeiros 52 GWh entregues à rede, por MW de injeção na rede atribuído, até ao limite máximo dos primeiros 20 anos a contar desde o início do fornecimento de eletricidade. Em casos excecionais, este prazo poderá ser prorrogado por mais 5 anos. Caso não se verifique esta prorrogação, a eletricidade produzida será vendida em regime de mercado, sem prejuízo da possibilidade de acesso ao sistema de certificados verdes.

5.3.2.1. Duração e Estimativa de Remuneração PRE

Segundo a formulação anterior o valor da tarifa para Ermida situa-se nos 75 €/MWh para 2015, valor fornecido pela EDP. Mediante este cálculo, é necessário verificar, face à previsão de produção anual para a central, durante quanto tempo esta tarifa se encontra vigente antes de a central ser colocada em regime de mercado. Segundo dados da EDP, estima-se que a produção anual para Ermida ronde os 20 GWh.

De acordo com a legislação, a central será colocada em regime de mercado quando, por MW, se produzirem 52 GWh de energia ou não se ultrapassar o prazo vigente de uma tarifa

PRE - 20 anos. Atendendo a este número é necessário estimar, através da potência instalada e da energia produzida por MW, a energia total produzida por Ermida:

$$E_{produzida_total} = P_{central} \times E_{produzida/MW} = 7,74 \times 52 = 402,8 \text{ GWh} \quad (5.8)$$

De acordo com (5.8) a central de Ermida poderá produzir no máximo 402,8 GWh antes de ser colocada em mercado. Como a sua produção anual ronda os 20 GWh, pretende-se agora verificar se a sua produção é menor do que o prazo de 20 anos para uma tarifa PRE, ou se a central é lançada em mercado, antes do fim da tarifa. Assim, é necessário somar as produções anuais sendo necessário efetuar uma análise do seu valor acumulado. Para este caso assumiu-se que a produção anual para Ermida se manteria constante com o valor de 20 GWh. A Figura 5.5 representa a evolução da produção acumulada para Ermida.

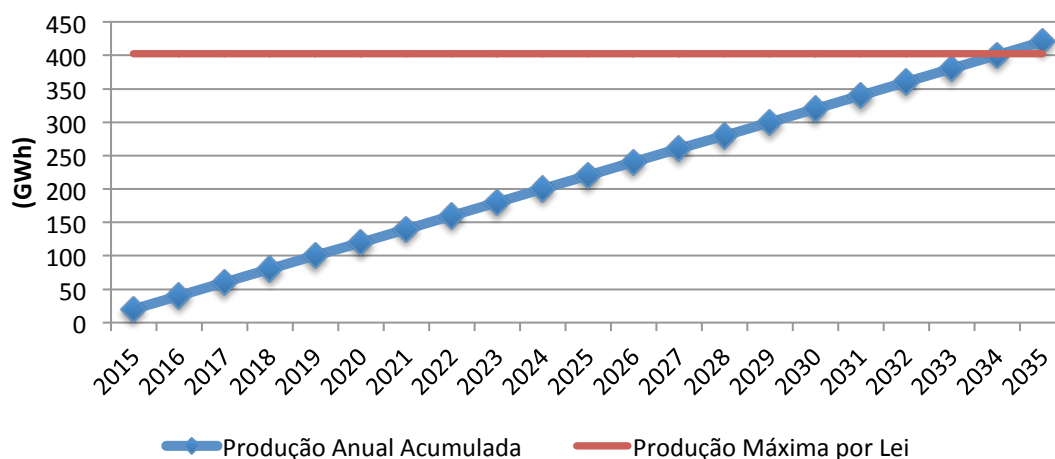


Figura 5.5 - Produção Acumulada de Ermida

Através da análise da Figura 5.5 verifica-se que Ermida atinge o limite de produção permitida ao fim de 20 anos. Note-se também que o limite máximo de produção corresponde igualmente ao período de vigência previsto por lei da remuneração PRE. Desta forma, estima-se que Ermida auferirá da tarifa PRE durante um período de 20 anos.

Paralelamente a este estudo, é importante efetuar uma análise dos ganhos económicos que a central de Ermida irá auferir enquanto estiver sob a proteção da tarifa PRE. Para tal é necessário calcular o montante recebido durante os 20 anos em que auferirá da tarifa. Este montante será calculado multiplicando a tarifa calculada pela EDP, pela previsão anual de produção. O ganho para 2015 é calculado multiplicando a tarifa de 75 €/MWh pela produção anual.

$$Remuneração = Tarifa \times E_{produzida_anual} = 75 \times 20 = 1,5 \text{ M€} \quad (5.9)$$

Pela análise de (5.9) calculou-se que Ermida irá faturar 1,5 milhões de euros por ano. Este valor da remuneração anual irá crescer de acordo com a taxa de inflação, que por simplificação, se considerou que seria de 2%. A sua evolução ao longo do período de vigência da tarifa PRE está representada na Figura 5.6.

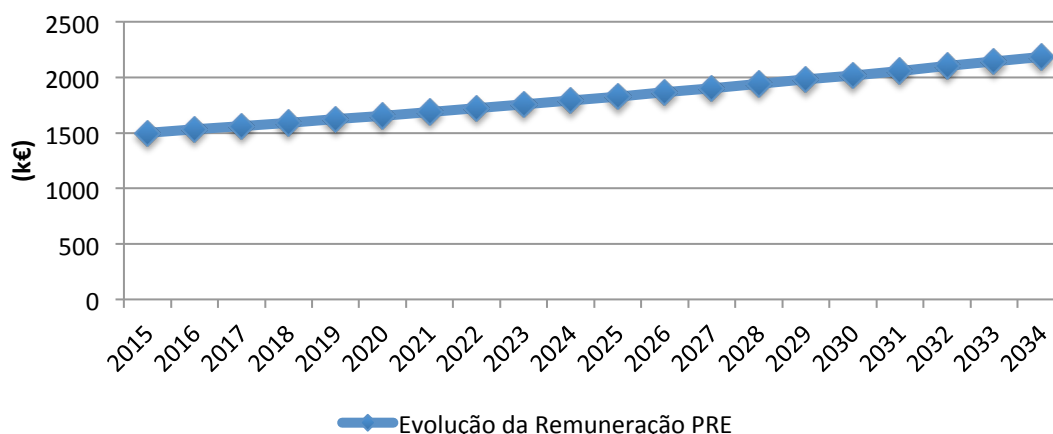


Figura 5.6 - Receitas provenientes da tarifa PRE de Ermida

Uma vez findo o período de remuneração PRE, a central de Ermida será colocada em mercado. A colocação em mercado da central significa que a sua remuneração anual será menor face a uma tarifa protegida PRE. Para o ano de 2035, primeiro ano em que a central venderá energia em regime de mercado, a EDP estima receber 2,05 M€ em receitas. Note-se que em 2034, último ano de tarifa PRE, o montante obtido com a operação da central situa-se nos 2,185 M€. Para efeitos de estudo económico do aproveitamento, estes dados encontram-se localizados na linha “Receitas Ermida” no Anexo A, sendo que a tarifa de mercado sofre a partir de 2035 um incremento anual baseado numa taxa de crescimento de mercado de 4%.

A Figura 5.7 traduz a evolução das receitas previstas para Ermida desde o início da operação da central até ao fim da sua exploração, estando patente a diferença provocada pela alteração na remuneração das centrais.

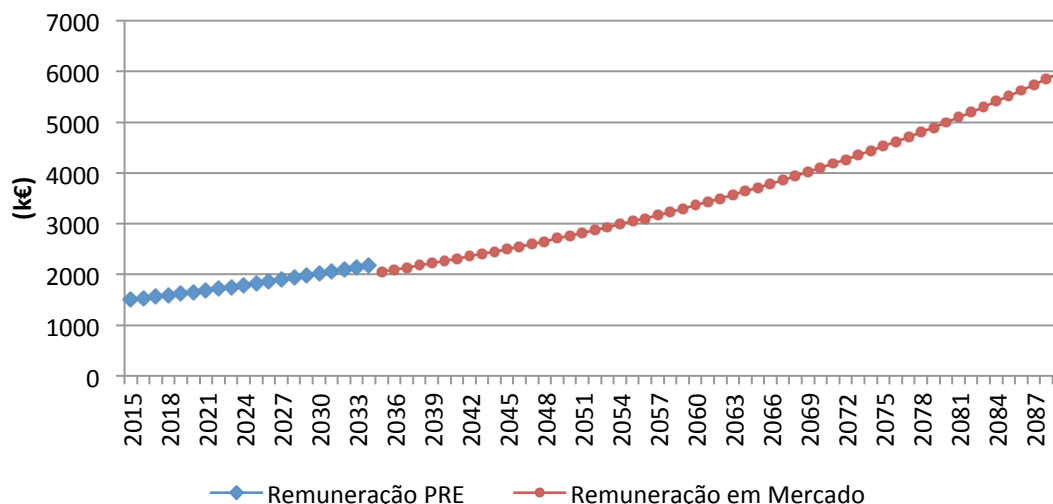


Figura 5.7 - Evolução da remuneração de Ermida durante o período de exploração

5.3.3. Serviços de Sistema

5.3.3.1. Enquadramento

O arranque do MIBEL, em Julho de 2007, representou o início de uma nova realidade do sector elétrico em Portugal. Esta nova realidade ganhou corpo não apenas através da participação dos agentes portugueses nos mercados a prazo, diário e intradiário, mas também por meio do desenvolvimento e participação noutros mercados e processos, nomeadamente, os afetos à operação do sistema elétrico [59].

O mercado de produção organizado segundo os novos paradigmas do MIBEL, engloba um conjunto de mecanismos que visam conciliar a livre concorrência na produção de energia elétrica com a necessidade de dispor de um abastecimento que cumpra com os critérios de segurança e qualidade definidos. É neste contexto que se encontra a gestão dos serviços de sistema e resolução de restrições técnicas [59].

A gestão de serviços de sistema concentra-se em dois pontos principais [59]:

- Serviços de sistema obrigatórios;
- Serviços de sistema complementares.

Por serviços de sistema obrigatórios entendem-se aqueles que qualquer unidade PRO deverá fornecer, como a regulação de tensão, a manutenção da estabilidade ou a regulação primária de frequência.

Os serviços de sistema complementares agregam os restantes serviços de sistema, sendo passíveis de remuneração e devendo ser contratados com base em mecanismos transparentes.

O modelo adotado estabelece então, uma separação implícita entre os serviços de sistema complementares aos quais o sistema recorre de um modo regular e aqueles que são necessários de uma forma mais pontual.

Entre os serviços contratados de uma forma regular, centra-se a regulação secundária de frequência e a reserva de regulação. Estes são contratados com base numa *pool*. Os outros serviços de carácter mais pontual são a compensação síncrona, ou o arranque autónomo. Note-se que devido ao carácter dos mesmos, estes são contratados com recurso a contratos bilaterais.

No contexto da análise dos serviços de sistema providenciados pelo AHRE, torna-se importante analisar com mais detalhe a regulação da tensão, manutenção da estabilidade e regulação da frequência. A prestação destes serviços por parte desta central torna-se importante devido à possibilidade de se colocar em serviço um grupo hídrico, com muito maior rapidez face a um grupo térmico, tal como já foi mencionado anteriormente. Tal facto, faz com que centrais deste género tenham um papel relevante na gestão do SEN.

- **Regulação de Tensão**

Os Sistemas de Energia Eléctrica (SEE) em corrente alternada funcionam com tensão constante, sendo assim necessário regular esta grandeza. Na regulação de tensão utilizam-se os reguladores de tensão dos grupos geradores, as baterias de condensadores, as bobinas de indução, os compensadores síncronos, os compensadores estáticos e os transformadores com comutadores de tomadas para manter a tensão dentro dos níveis legalmente impostos pelas diretivas nacionais. Este é um serviço de sistema obrigatório pelo que abrange apenas os reguladores de tensão dos grupos geradores. De uma forma geral, o ajuste do valor da tensão é feito comparando a tensão de saída do gerador respectivo com o valor de referência, aplicando a diferença ao sistema de excitação, que vai provocar uma variação na corrente de excitação do gerador [60].

- **Manutenção de Estabilidade**

A estabilidade de um SEE pode definir-se como a sua capacidade de regressar a um regime de funcionamento estacionário, após ter sido sujeito a uma perturbação. Um dos principais tipos de instabilidade que se pode manifestar numa rede de energia é a instabilidade da marcha síncrona dos geradores a ela ligados, habitualmente designada por instabilidade transitória [61].

Neste caso, o regime estacionário numa rede de corrente alternada é caracterizado pelo equilíbrio, para cada grupo gerador, entre a potência mecânica fornecida pela máquina motriz e a potência eléctrica fornecida à rede. Qualquer perturbação que altere este equilíbrio dá origem a um regime transitório durante o qual os rotores dos geradores experimentam oscilações eletromecânicas. Se a amplitude destas oscilações exceder um determinado nível

crítico, os geradores perdem o sincronismo com a rede, sendo desligados por atuação das proteções próprias contra perda de sincronismo. Por este motivo, estas oscilações devem ser eficazmente amortecidas de modo a promover a estabilidade do sistema. Este controlo pode ser feito através da integração no sistema de excitação de estabilizadores capazes de amortecer estas oscilações de potência do rotor. Sendo este serviço de carácter obrigatório, o mesmo é não remunerado [61].

- **Regulação de Frequência**

A regulação da frequência num SEE, cuja corrente é de característica alternada, é um desafio que o operador do sistema tem que enfrentar a todo o momento. A perda de um grupo, e consequente queda dos valores da frequência, pode gerar um fenómeno que na sua pior consequência levará a um apagão. Para evitar tal acontecimento, a regulação de frequência situa-se como um dos mecanismos de serviços de sistema mais importantes, sendo dividida em 3 grupos:

- Regulação Primária de Frequência;
- Regulação Secundária de Frequência;
- Reserva de Regulação.

A regulação primária de frequência tem uma natureza descentralizada e baseia-se na atuação dos reguladores de velocidade dos grupos geradores. No essencial, um regulador de velocidade mede a velocidade de rotação do grupo respetivo, compara-a com o valor de referência e atua sobre o sistema de admissão do fluido à máquina de acionamento, permitindo variar a respetiva potência mecânica e, assim, a potência ativa fornecida pelo gerador. Note-se que a velocidade de rotação da máquina tem que estar ajustada de forma à frequência da rede se situar nos 50 Hz [62].

Para tal, a regulação primária de frequência consiste no ajustamento automático do nível de produção da central de modo a que qualquer aumento (ou diminuição) da carga do grupo seja equilibrado por um aumento (ou diminuição) da produção. Para atingir o equilíbrio, os grupos recorrem inicialmente à energia cinética proveniente das suas massas girantes, o que se traduz numa diminuição (ou aumento) da velocidade de rotação do grupo turbina-alternador, diretamente associada à frequência. Após uma variação de frequência, o regulador de velocidade do grupo atua no controlo da turbina de modo a estabilizar essa variação [62].

Quando ocorre uma perturbação no sistema elétrico, o controlo primário de frequência pode evitar grandes variações de frequência. No entanto, esta função de controlo é incapaz, por si só, de repor a frequência no seu valor nominal.

Para responder a esta incapacidade, a regulação secundária de frequência situa-se como sendo o próximo mecanismo a utilizar para garantir a estabilidade do SEE. Esta, consiste no estabelecimento de uma banda de regulação e no acréscimo ou decréscimo do fornecimento de energia, conforme solicitado pelo gestor do sistema [63].

A valorização do serviço de regulação secundária de frequência é composta por duas parcelas [63]:

- Valorização da banda de regulação - a banda de regulação horária atribuída a cada unidade de produção é valorizada ao preço da última oferta aceite de banda de regulação em cada hora.
- Valorização da energia de regulação secundária - a energia de regulação secundária utilizada é valorizada ao preço da última oferta de energia de reserva de regulação mobilizada em cada hora, tanto a subir, como a descer. Na ausência de preço associado ao sentido de regulação secundária, considera-se o preço da energia de reserva de regulação que seria mobilizada para a substituir.

A Figura 5.8 apresenta a banda de regulação secundária pretendida pelo gestor do sistema bem como a banda de regulação secundária realmente contratada, por tecnologia de produção numa base mensal, no período de tempo compreendido entre Abril de 2009 e Março de 2010.

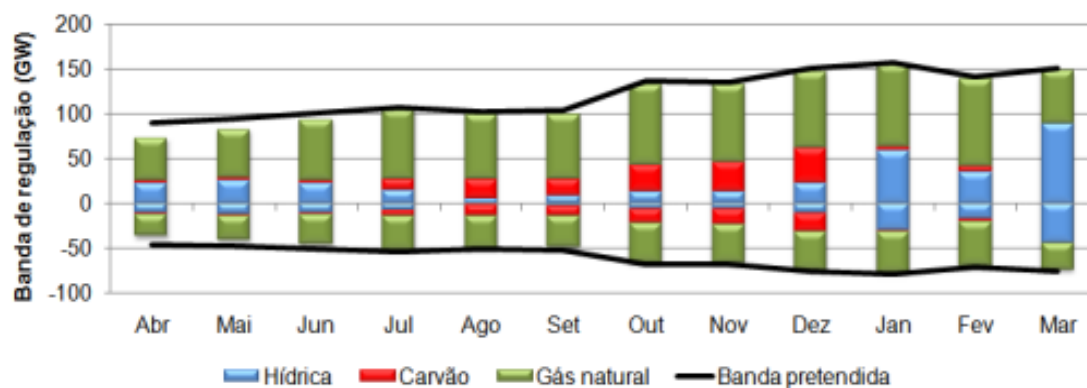


Figura 5.8 - Banda de regulação secundária entre Abril de 2009 e Março de 2010 [63]

Na Figura 5.8, para cada mês, a diferença existente entre o gráfico de linhas e o gráfico de barras, quer a subir, quer a descer, traduz a escassez de ofertas de banda de regulação secundária que se fez sentir com evidência no 1.º semestre de 2009. Adicionalmente, verifica-se o peso das centrais termoelétricas a gás natural no fornecimento deste serviço. Nota-se também uma escassez no fornecimento deste serviço por parte das centrais hídricas, pelo facto dos meses entre Julho e Novembro não serem muito favoráveis a nível hidrológico.

Paralelamente, note-se que a maior parte deste serviço só consegue ser providenciado por centrais hídricas com capacidade de armazenamento.

A reserva de regulação decorre da adaptação dos programas de funcionamento das unidades de produção e de consumo de bombagem que estejam ou não em serviço. A contratação da reserva de regulação tem em vista, nomeadamente, a restituição da reserva de regulação secundária utilizada, a resposta a uma perda máxima de produção pré-definida e a cobertura do consumo sempre que existam diferenças significativas entre o valor de consumo previsto pelo gestor do sistema e o valor de consumo resultante dos mercados de produção [64].

A reserva de regulação é contratada através de mecanismos de mercado, sendo valorizada ao preço marginal da última oferta para o sentido da regulação, se a subir ou a descer. À semelhança da energia de regulação secundária, a parcela da energia de reserva de regulação utilizada em cada hora é paga por todos os agentes de mercado que se desviarem nessa hora [64].

A Figura 5.9 apresenta a energia de reserva de regulação utilizada pelo sistema a subir e a descer, por tecnologia de produção, entre Abril de 2009 e Março de 2010. Neste período, a reserva de regulação a descer representou 70% do total da energia de reserva de regulação utilizada. Constatase, por um lado, o grande peso das unidades hídricas, responsáveis pela produção de 65% de toda a energia de reserva de regulação produzida e, por outro, a reduzida participação das centrais a *fuel* ainda em utilização em Portugal na data mencionada. Esta fraca utilização advém sobretudo do elevado preço marginal das mesmas, podendo este não ter sido aceite no mecanismo de *pool* para a reserva de regulação [64].

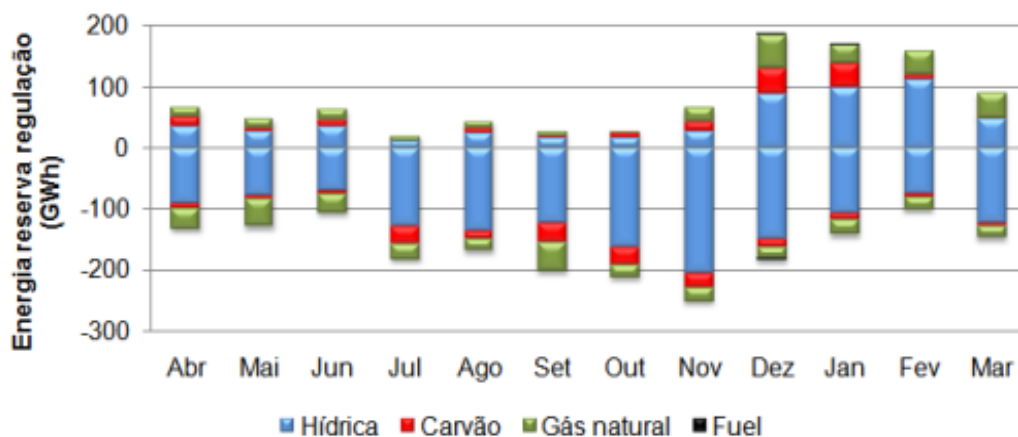


Figura 5.9 - Energia de reserva de regulação entre Abril de 2009 e Março de 2010 [64]

Note-se que a contratação da regulação secundária de frequência e da reserve e da regulação concentra o pressuposto que se a reserva se diz a subir, esta está relacionada com uma deficiência na produção. Reserva a descer, compreende um excesso de produção.

5.3.3.2. Estimativa de Remuneração

Os aproveitamentos hidroelétricos compreendem a utilização dos serviços de sistema obrigatórios e não obrigatórios. Estes oferecem, por isso, a possibilidade de regulação de tensão, manutenção de estabilidade e regulação de frequência.

Para o caso do AHRE, apenas se consideram para integração nos serviços de sistema, o escalão de Ribeiradio. O escalão de Ermida encontra-se afastado deste cenário uma vez que este se encontra classificado como PRE e, tal como foi verificado anteriormente, a legislação para estes produtores impede a sua participação para fornecimento destes serviços.

Assim, os grupos do escalão de Ribeiradio de AHRE encontram-se submetidos ao sistema de regulação de frequência secundário e terciário, gerido a partir do serviço de teleregulação de potência ativa centralizado da REN, não se considerando esta exploração como reserva girante, devido às características da central. Assim, o AHRE pode ser remunerado em mercado de ofertas, pela mobilização de energia de produção e/ou pela presença de banda contratada. Note-se que os grupos geradores podem ainda ser contratados bilateralmente para prestarem serviços de compensação síncrona.

Segundo o PNBEPH, uma central hidroelétrica pode atingir uma valia por prestação de serviços de sistema entre 10% a 30% da sua produtividade anual. Considera-se que uma central típica poderia recolher cerca de 30% desse valor, de acordo com as condições atuais de integração de energias renováveis. Isto significa que, no caso de uma central hidroelétrica funcionar cerca de 3000 horas por ano, cerca de 900 horas correspondem a serviços de sistema.

5.3.4. Garantia de Potência

Presentemente, em conformidade com os objetivos de Portugal de melhorar o seu desempenho energético a partir do aumento da potência instalada renovável, da diminuição da dependência energética face ao exterior e do aumento no nível de segurança de operação do sistema elétrico, propôs-se o desenvolvimento de um mecanismo capaz de incentivar a instalação de nova capacidade produtiva, bem como a manutenção da disponibilidade de produção.

A garantia de potência é um serviço prestado pelos produtores que detenham centrais em PRO. Segundo a Portaria 251/2012, de 20 de Agosto de 2012, do Ministério da Economia, a existência deste tipo de incentivos *“devem contribuir, de forma decisiva e racional, para manutenção da disponibilidade de produção de energia elétrica e para a realização de futuros investimentos em nova capacidade de produção, em termos que assegurem a existência de níveis de segurança de abastecimento que não são garantidos pelos mecanismos normais de funcionamento do mercado”*. Concretamente, o incentivo à disponibilidade visa apoiar os centros electroprodutores PRO de modo a promover o seu estado de prontidão, de

forma a garantir níveis de segurança de abastecimento. Por sua vez, o incentivo ao investimento destina-se a apoiar a realização de novos aproveitamentos hidroelétricos.

O serviço de disponibilidade consiste assim na colocação à disposição do Gestor do Sistema, a REN, de determinada capacidade de produção de um centro electroprodutor PRO. Note-se também que este valor de incentivo à disponibilidade também poderá ser disponibilizado a centros electroprodutores hídricos com capacidade de armazenamento em albufeira.

No que respeita ao incentivo ao investimento, este foi instituído como mecanismo de apoio ao investimento em novos centros hidroelétricos. Note-se que neste conjunto estão englobadas todas as obras referentes ao PNBEPH, Aproveitamento do Baixo-Sabor e Ribeiradio-Ermida, bem como os reforços de potência previstos. Este incentivo assegura um pagamento anual de um montante em € por MW de potência instalada, para um centro produtor hídrico PRO, a partir da sua data de exploração e por um período de 10 anos.

O AHRE, na data do início da sua exploração, irá encontrar-se elegível para usufruir deste tipo de mecanismo. Por conseguinte, é importante calcular qual o benefício que a EDP irá retirar com a construção deste empreendimento. Desta forma, o cálculo da garantia de potência para é feita através da seguinte expressão [65]:

$$II = II_{ref} \times P_{il} \times icp \times ivd \quad (5.10)$$

Onde:

II - montante anual do incentivo ao investimento;

II_{ref} - valor anual de referência do incentivo ao investimento;

P_{il} - valor de potência instalada líquida do grupo gerador constante da licença de exploração;

icp - índice de cumprimento do prazo fixado na licença de produção para a entrada em exploração do grupo gerador em causa;

ivd - índice de valorização da disponibilidade do grupo gerador.

Para o AHRE, o valor anual de referência, II_{ref} , foi definido em 22000€/MW/ano. Como este tipo de garantia apenas é aplicada para centrais PRO, exclui-se os grupos a instalar no escalão de Ermida, considerando-se apenas o grupo de Ribeiradio com uma potência de 74,7 MW, sendo assim, P_{il} será igual a 74,7 MW. Considerando que o AHRE terá entrada em serviço nos prazos definidos, os índices icp e ivd terão um valor unitário. Desta forma, valor de incentivo para o AHRE rondará os 1,643 M€ em 2015, primeiro ano de entrada em serviço da central. Note-se porém que este valor manter-se-á fixo ao longo dos 10 anos que vigora o incentivo ao investimento, uma vez que não é afetado pela taxa de inflação, ou pelos preços da eletricidade.

5.4. Análise Financeira

Uma vez explicitadas todas as rubricas a ter em conta na análise financeira do AHRE, torna-se necessário descrever a metodologia utilizada para o cálculo do *Free-Cash-Flow* por cada ano do projeto. O cálculo deste indicador irá permitir obter os indicadores económicos que traduzem a viabilidade de um projeto de investimento como o AHRE.

Esta avaliação financeira tem início no primeiro ano de construção, aqui designado como Ano-6, e tem fim no último ano do período de exploração, Ano 74. Adotou-se a designação de anos negativos para a fase de construção, correspondendo a esta fase um período de investimento. Os anos positivos correspondem ao período de exploração do aproveitamento.

5.4.1. Despesas de Investimento

De algumas das rubricas presentes nas Tabela A.1 do Anexo A destacam-se as Despesas de Investimento. Esta rubrica diz respeito ao período de execução da obra que se centra entre os Anos -6 e -1, e configura um período em que apenas é realizado investimento no aproveitamento, não se retirando nenhum proveito, uma vez que este não se encontra em exploração. O valor calculado resulta da soma das despesas de investimento em cada ano da obra, a preços correntes, de acordo com a distribuição de custos evidenciada e explicitada no subcapítulo Execução da Obra. Este investimento dá origem às Despesas de Investimento, que por sua vez gera um *Free-Cash-Flow* anual negativo, por ser considerado investimento.

5.4.2. Receitas de Exploração

O Ano 0 marca o início de operação das centrais sendo que este período se estende até ao Ano 74. As receitas geradas durante a fase de exploração integram os proveitos obtidos com a venda de energia elétrica no mercado, proveitos pela remuneração da PRE, garantia de potência e serviços de sistema. Para efeitos de cálculo do *Cash-Flow* no período de exploração, estas rubricas são somadas dando origem às Receitas de Exploração. Paralelamente são também dispostos os Custos de Operação, reportando estes a soma dos custos de manutenção e de operação das centrais.

Para cálculo das receitas de mercado, assumiu-se como simplificação que, a produção média anual de Ribeiradio e Ermida seria mesma durante todos os anos de exploração das centrais, 130 GWh e 20 GWh, respetivamente. Relativamente ao preço de mercado para Ribeiradio este, face ao ano de 2015, teria um valor de 58 €/MWh, igual ao calculado no subcapítulo Mercado de Eletricidade. O valor mencionado anteriormente teria ainda uma evolução, para os restantes anos de exploração da central indexado a uma taxa de crescimento de mercado de 4%. Paralelamente a este preço de mercado, o prémio de produção manter-se-ia com um valor de 22% durante todos os 75 anos de exploração. Desta forma, as receitas de venda em mercado foram obtidas com base na seguinte expressão:

$$Receitas_{Ribeiradio} = Preço_{Mercado} \times Prémio \times Produção_{Anual} \quad (5.11)$$

No que respeita à remuneração de Ermida, esta estaria sob a influência, nos primeiros 20 anos de operação, da tarifa PRE, e findo este período a eletricidade produzida seria vendida em regime de mercado. Como a operação deste tipo de central é feita de uma forma mais continua ao longo do dia, como forma de laminar os caudais de Ribeiradio, o cálculo do ganho de mercado é mais difícil pelo que se utilizou uma perspectiva de remuneração de mercado da EDP, para o ano de 2035. Esta perspetiva compreende uma receita de mercado para Ermida de 2,050 M€ indexada a um crescimento anual baseado numa taxa de crescimento de mercado de 4%. Nesta análise, importa ainda referir que a durante a vigência da tarifa PRE, esta tem um crescimento anual indexado não a uma taxa de crescimento de mercado, mas sim a uma taxa de inflação que para este estudo se considerou de 2%.

Uma vez conhecidas estas receitas de exploração e os custos envolvidos, calcula-se o EBITDA (Earnings Before Interest Tax and Amortization), através da subtração destas duas variáveis.

Posteriormente é calculado o Resultado Operacional (EBIT) do projeto, que representa o valor do EBITDA subtraído das Amortizações. Neste contexto as Amortizações são calculadas subtraindo às Despesas de Investimento os Custos dos Terrenos (que, como não perdem valor ao longo do tempo, não são amortizados), dividindo este valor pelos 75 anos de exploração das centrais.

O *Cash-Flow* de exploração é calculado subtraindo o EBITDA do projeto pelo Imposto. Este Imposto é calculado multiplicando o EBIT pelo IRC aplicado em Portugal, tendo esta uma taxa um valor de 25%. O cálculo do *Cash-Flow* de exploração encontra-se apresentado da Tabela A.2 a A.9 do Anexo A.

5.5. Análise Quantitativa

Para uma avaliação de interesse económico, sob o ponto de vista quantitativo, aplicado ao caso de estudo do AHRE, o cálculo da rubrica do Cash-Flow para cada ano do período de projeto (descrito no subcapítulo Análise Financeira e calculado no Anexo A) é essencial para a determinação dos parâmetros de viabilidade económica do projeto. Para este estudo determinou-se que o Valor Atualizado Líquido (VAL) e a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR), iriam ser duas metodologias a estudar e sobre as quais seria necessário refletir, para concluir sobre a viabilidade do AHRE.

5.5.1. Valor Atualizado Líquido (VAL)

O Valor Atualizado Líquido (VAL) representa o valor atual de todos os *Cash-Flows* ao longo de um determinado período. Por valor atual entende-se o valor hoje de um determinado montante a obter no futuro. Como qualquer investimento apenas gera *cash-flow* no futuro, é necessário atualizar o valor de cada um desses *cash-flows*, através de uma taxa de atualização, e compará-los com o valor do investimento. Desta forma, a expressão que permite calcular o VAL é a seguinte [66]:

$$VAL = \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+T_a)^i} \quad (5.12)$$

Onde,

CF_i - Cash-Flow do ano i (€);

T_a - Taxa de Atualização (%);

n - Período (ano).

O n corresponde ao período sobre o qual se pretende calcular o VAL. No caso em estudo, compreende os 75 anos de exploração e os 6 anos de obra (Ano -6 até Ano 74).

Na expressão do VAL, a taxa de atualização é a taxa de descontos utilizada para atualizar os *cash-flows* futuros. Neste caso concreto, pode ser considerada como a taxa de retorno exigida pela empresa como um todo para tornar viável um determinado investimento. Esta variável denominada por *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), é a média ponderada do custo do capital próprio da empresa e do custo da dívida. Estes custos correspondem a índices de rentabilidade mínima que os credores e investidores exigem para viabilizar financeiramente a execução do projeto.

O valor do WACC depende essencialmente da credibilidade, dimensão, cultura, visão, estratégia e maturidade que a empresa tem perante os acionistas e credores para que estes financiem o investimento a um menor risco possível. A expressão para o cálculo do WACC é dada por [67]:

$$WACC = \frac{S}{V} \times K_s + \frac{D}{V} \times K_d \times (1 - T) \quad (5.13)$$

Onde,

S/V - Peso dos capitais próprios no total de fontes de financiamento da empresa;

K_s - Taxa de retorno dos acionistas;

D/V - Peso dos capitais alheios no total de fontes de financiamento da empresa;

K_d - taxa de detentores da dívida;

T - taxa marginal de imposto da empresa;

O valor do WACC para o projeto do AHRE não é conhecido, uma vez que informações deste calibre são, naturalmente, reservadas. No entanto tomando como base uma apresentação aos investidores do Grupo EDP, e assumindo uma melhoria nas condições de financiamento com o fim do programa de ajustamento, considerou-se que o WACC teria um valor de 7,50% [68].

Assim, de acordo com o WACC apresentado anteriormente obteve-se um valor para o VAL que ronda os 8,192 M€. Este valor significa que no conto de todo o projeto, a construção e consequente operação das centrais gerará uma mais-valia financeira para a empresa de 8,192 M€.

Não obstante, também é importante avaliar qual o papel do WACC para a viabilidade financeira de um projeto. Esta conclusão só pode ser tomada quando são definidos vários valores para o WACC e é verificada a sua influência no VAL. A Tabela 5.3 apresenta a variação dos valores do VAL como consequência da alteração do WACC.

Tabela 5.3 - Resultados do VAL para diferentes valores do WACC

WACC (%)	VAL (M€)
7,00	43,037
7,30	21,437
7,50	8,192
7,70	-4,227
8,00	-21,463

Uma análise grosseira para o VAL permite afirmar que quanto maior for o valor deste, maior é o valor criado para a empresa promotora do projeto.

O que se pode verificar pela análise da Tabela 5.3 é que para um valor de WACC de 7,30% o VAL do projeto aumenta, face à situação de referência com WACC 7,50%. Por isso conclui-se que quando o valor do WACC diminui o VAL aumenta. Este facto significa que quando o custo do capital para a empresa é mais baixo, a valorização financeira que este projeto traz é maior. Esta valorização diminui à medida que se aumenta o custo de capital. Quando aumenta o custo que a empresa tem para a obtenção de capital, este incremento vai diminuir o valor que a empresa auferir com o empreendimento. No caso do AHRE verificou-se que aumentando o valor do WACC para 7,70% a construção e exploração do AHRE já não se torna benéfica, tornando o projeto não rentável.

5.5.2. Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)

A Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) corresponde à taxa de atualização máxima gerada pelo projeto. Esta é calculada igualando a expressão do VAL a zero. A sua fórmula de cálculo é a seguinte [69]:

$$\sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+T_a)^i} = 0 \quad (5.14)$$

Para que o investimento seja economicamente viável para a empresa o valor da TIR tem que ser superior ao WACC. No caso da TIR ser inferior ao WACC, o projeto não é aprovado. Isto significa que nem os credores, nem os investidores aceitam financiar um projeto com um risco de execução tão elevado, incapaz de gerar uma taxa de rentabilidade superior ao custo de oportunidade do capital. Por outro lado, um valor da TIR superior ao WACC significa que o projeto tem uma boa taxa de rentabilidade face ao custo da capital.

No caso do AHRE, tal como já foi explicado anteriormente, definiu-se que o valor do WACC seria de 7,50%. Aplicando a fórmula de cálculo da TIR aos valores das tabelas de *cash-flows* evidenciadas no Anexo A, obteve-se um valor de 7,63% para a TIR. Este valor permite concluir, de uma forma grosseira que, uma vez que o custo de oportunidade do capital é inferior à TIR, este projeto apresenta boas premissas para ser um bom investimento.

5.6. Análise de Risco

A análise económica de um projeto como o AHRE não se deve cingir somente a uma análise determinística dos principais indicadores de viabilidade do projeto. De facto, à construção de um empreendimento como o AHRE estão agregados riscos no que respeita às fases de construção e exploração das centrais. Estes riscos podem acarretar consequências uma vez que podem provocar alterações nos valores das principais variáveis que definem economicamente a execução de um projeto.

A análise de risco quantitativa surge como o mecanismo capaz de, através de um algoritmo e da atribuição de um valor numérico aos riscos do projeto, calcular numericamente a influência destes imprevistos na viabilidade financeira do empreendimento.

Uma das melhores maneiras de se realizar uma análise de risco financeira é através da Simulação de Monte Carlo (SMC). Na SMC são usadas, como entradas, distribuições de probabilidade para, de uma forma mais realista, descrever as variáveis que introduzem risco na realização de um projeto. Algumas das principais distribuições normalmente utilizadas na definição destas variáveis são a Normal, Lognormal e a Uniforme. Durante a execução da SMC, os vários valores para uma determinada variável de saída são amostrados aleatoriamente a

partir da distribuição de probabilidades das variáveis de entrada. A cada amostra do valor de saída corresponde uma iteração da SMC. Esta simulação tem a particularidade de dispor de uma enorme capacidade cálculo. Nesta, o método iterativo pode ser realizado centenas e milhares de vezes, sendo que quanto mais completa for a distribuição de resultados da saída melhor será a qualidade dos dados utilizados para a tomada de decisão de execução do projeto.

Na presente análise pretende-se assim calcular uma distribuição do VAL e da TIR para o projeto do AHRE. Para tal, assumiu-se uma única alteração no modelo de cálculo das variáveis económicas, descrito no subcapítulo Análise Financeira. Neste novo modelo, assumiu-se que as produções médias anuais variariam de ano para ano, configurando esta variável os dados de entrada da SMC. De facto, as produções médias para cada ano estão dependentes do tipo de ano hidrológico que a exploração das centrais enfrenta. Em anos húmidos, a produtividade das centrais aumenta e em anos mais secos a sua produtividade diminui. Uma vez que as produções afetam diretamente a remuneração que uma determinada central irá obter, considerou-se que esta apresentava-se como a variável que introduz mais risco na execução do projeto. Assim, mediante o estudo de 40 anos hidrológicos e de produções associadas, definiu-se que as produções teriam uma distribuição do tipo Lognormal. Neste contexto também é importante explicitar que este tipo de distribuição, evidenciado pela Figura 5.10, é utilizada para representar valores positivos, mas que tem um carácter assimétrico.

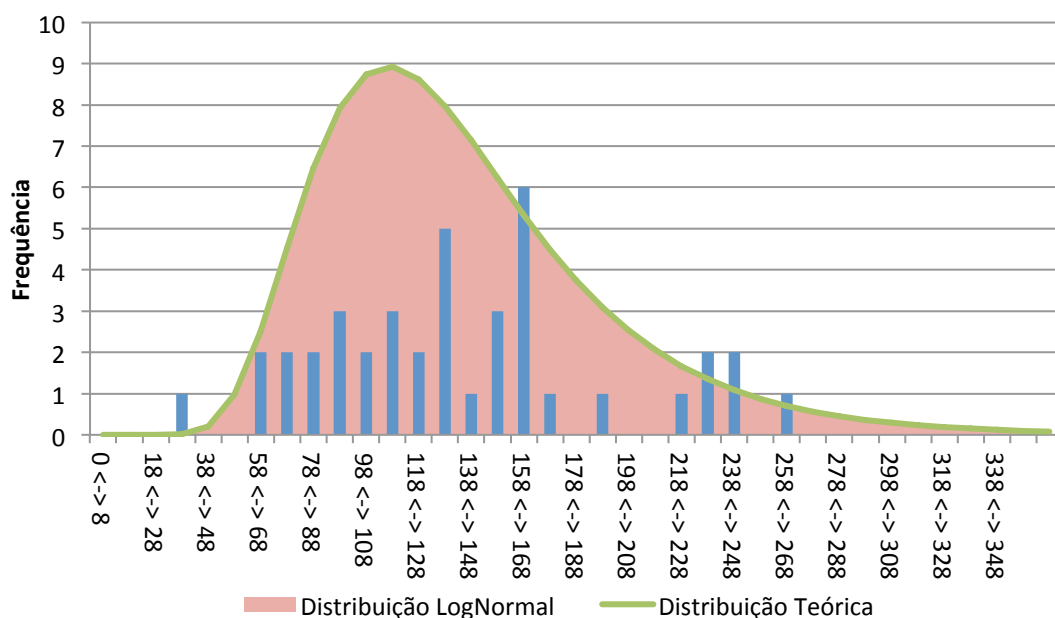


Figura 5.10 - Distribuição das produções de 40 anos hidrológicos

Por conseguinte, graças à grande capacidade de cálculo da SMC e recorrendo aos dados de entrada mencionados anteriormente, foram efetuados 5000 sorteios, referentes a 75 anos de

exploração da central de Ribeiradio, para novos valores para as produções. Completado este processo totalizaram-se 375 mil valores possíveis para as produções de Ribeiradio.

Desta forma, em cada iteração irão ser escolhidos 75 do conjunto de valores possíveis para as produções e irão ser calculadas os indicadores económicos tal como foi feito no subcapítulo Análise Financeira.

5.6.1. Valor Atualizado Líquido (VAL)

Para o cálculo do VAL, para além dos *cash-flow* da respetiva iteração, calculados utilizando o mesmo princípio do subcapítulo Análise Financeira, foi necessário definir um valor do WACC a utilizar. Por motivos de coerência nos dados utilizou-se, para todas as iterações, o mesmo valor de referência do subcapítulo Análise Quantitativa - 7,50%. O resultado desta simulação são 5000 valores para o VAL, que para uma melhor análise, foram agrupados em conjuntos e organizados no histograma da Figura 5.11.

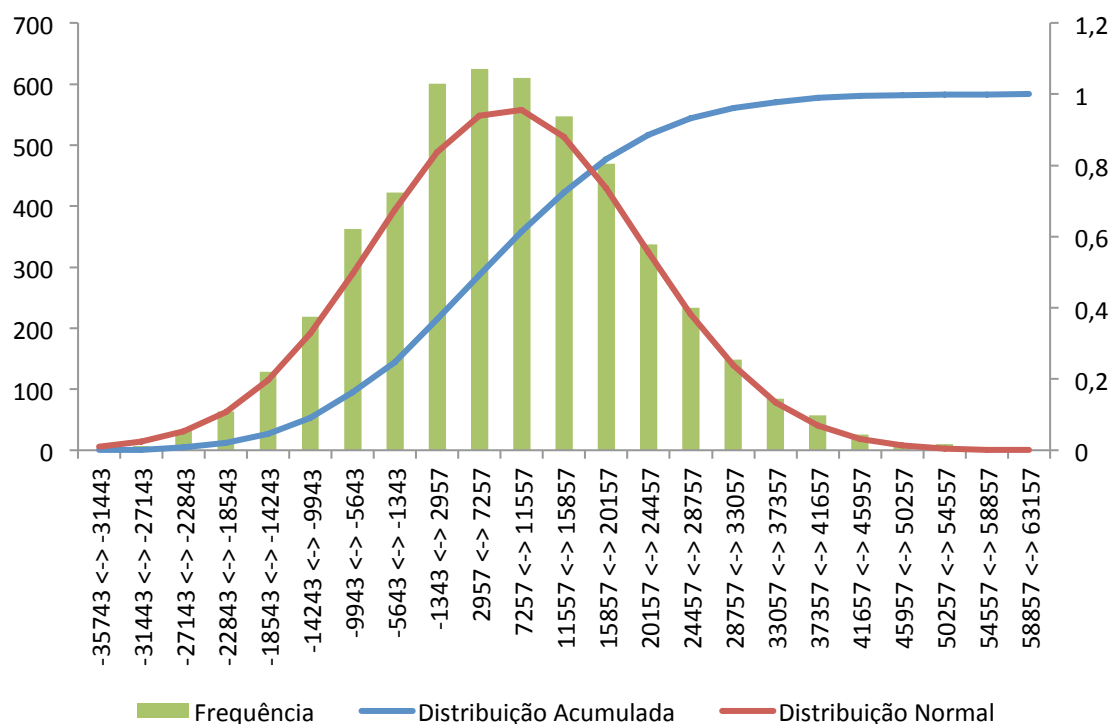


Figura 5.11 - Distribuição dos resultados do VAL com 5000 iterações (WACC 7,50%)

Os resultados da SMC, apesar da variável de entrada seguir uma distribuição Lognormal, configuram uma distribuição Normal, tal como pode ser verificado pela análise da Figura 5.11. O facto destes resultados seguirem uma distribuição deste género, pode ser explicado recorrendo ao Teorema do Limite Central. Este teorema diz que para grandes amostras, a distribuição das médias amostrais serão aproximadamente normalmente distribuídas [72].

No caso da análise de um projeto como o AHRE, importa saber qual é a probabilidade da empresa obter uma mais valia com o investimento em causa e quantificar que valor é que esta auferirá com a operação das centrais.

A análise de probabilidade do VAL ser positivo é difícil de fazer recorrendo somente à curva de distribuição Normal. Por conseguinte, foi desenhada a curva de distribuição acumulada que permite fazer uma associação entre os valores do VAL e este tipo de análise.

Paralelamente a este tipo de estudo importa saber qual a mais valia que a empresa irá obter e qual o risco associado a este mesmo investimento. Como existe sempre incerteza neste tipo de projetos, nunca se poderá afirmar com 100% de certeza quanto é que a companhia irá auferir com a construção do empreendimento. Assim, utilizando a média e o desvio padrão da distribuição Normal, é possível determinar o intervalo de valores onde é mais provável encontrar o VAL. Este tipo de cálculo é feito utilizando as propriedades da distribuição Normal segundo as quais esta é simétrica relativamente à média. Uma vez que a média se encontra no ponto central da curva, utilizando a regra dos sigmas, representada na Figura 5.12, sabe-se quais os valores mais prováveis para o VAL.

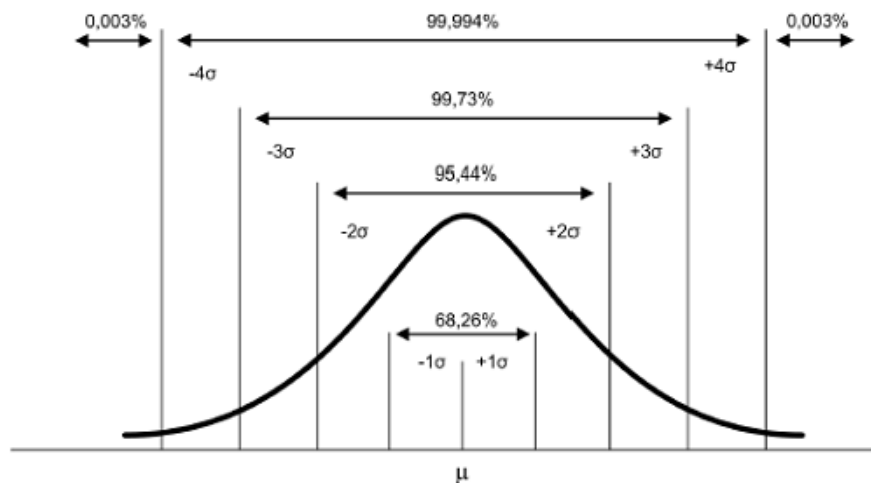


Figura 5.12 - Distribuição normal e regra dos sigmas [72]

Desta forma, a Figura 5.11 representa a distribuição dos valores do VAL para o valor de referência para o WACC de 7,50%. Por observação da frequência verifica-se que os valores para o VAL se situam entre os -35,743 M€ e os 61,161 M€. Paralelamente verifica-se que a média para o VAL se situa nos 7,996 M€ com um desvio padrão de 13,710 M€. Uma análise probabilística desta figura, recorrendo à curva de probabilidade acumulada, permite concluir que existe uma probabilidade de 30% do VAL ser negativo. Relativamente à análise quantitativa dos valores do VAL, utilizando a regra dos sigmas, pode-se afirmar que existe uma probabilidade de 68,26% de os valores do VAL se encontrarem entre -5,714 M€ e 21,706 M€. Similarmente é possível concluir com 95% de certeza que o VAL se encontrará entre -19,424 M€ e 35,416 M€.

A distribuição destes valores implica que, apesar de existir uma probabilidade algo significativa de o projeto não ser rentável (30%), este continua a ser um investimento interessante uma vez que tem 70% de hipótese de gerar mais valias para a empresa. No que respeita aos valores do VAL, verifica-se que apesar de estes terem uma maior pendente positiva, os mesmos não apresentam valores muito elevados, configurando mais valias não muito elevadas para a companhia.

Paralelamente ao efetuado no subcapítulo Análise Quantitativa, torna-se interessante ver qual o efeito que a alteração dos valores do WACC tem para a distribuição do VAL. Assim, por semelhança com o efetuado no subcapítulo Análise Quantitativa foi efetuado um novo estudo para o VAL utilizando como valores para o WACC 7,30% e 7,70%. As distribuições obtidas para o VAL utilizando estes valores encontram-se representadas nas figuras seguintes:

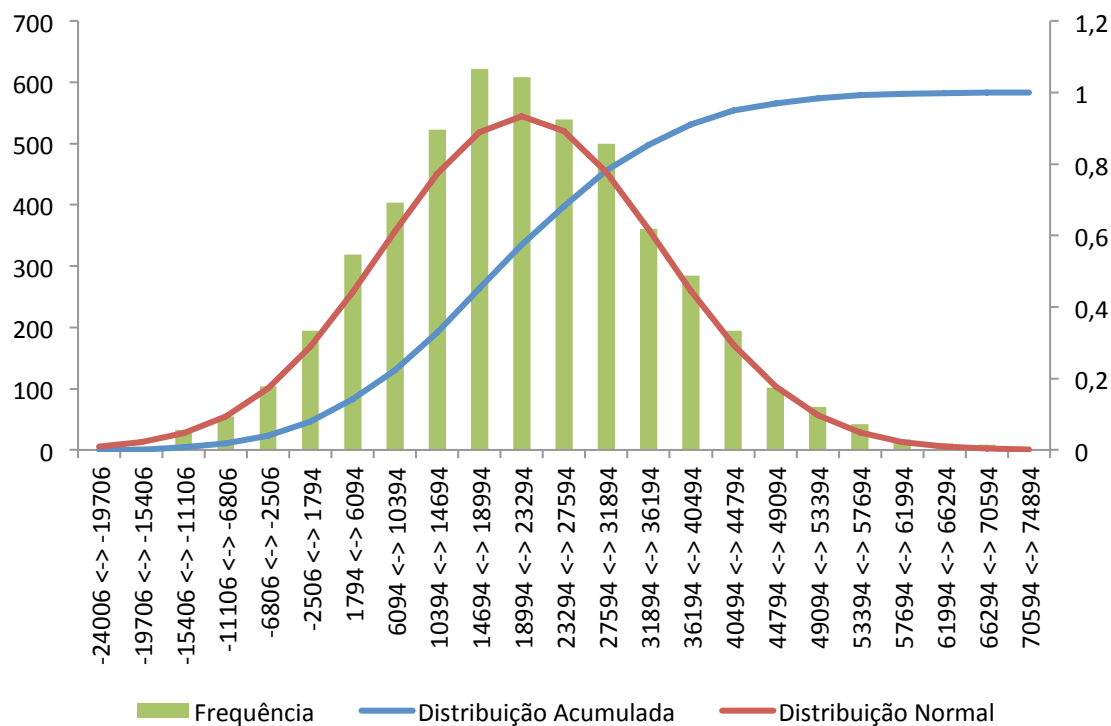


Figura 5.13 - Distribuição dos resultados do VAL com 5000 iterações (WACC 7,30%)

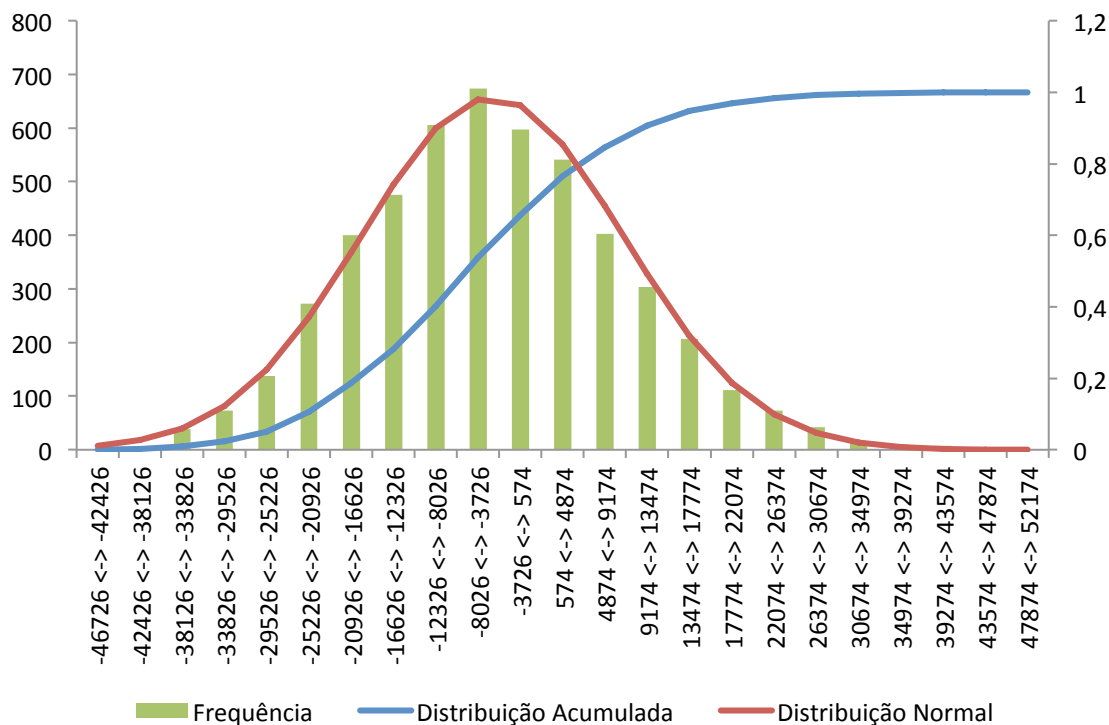


Figura 5.14 - Distribuição dos valores do VAL com 5000 iterações (WACC 7,70%)

Uma análise probabilística das duas distribuições permite afirmar que no caso de se ter um WACC de 7,30% a probabilidade de o VAL ser negativo é inferior a 20%. Já, no caso de se ter um WACC de 7,70% a probabilidade de o VAL tomar valores negativos é quase 70%. Esta análise permite verificar que uma pequena alteração do WACC significa uma mudança de risco muito grande na rentabilidade do projeto. Para valores mais baixos deste, a probabilidade de rentabilidade aumenta significativamente. Contudo, o contrário já não se verifica no caso do WACC subir. Para valores de WACC mais altos verificou-se que a probabilidade de o projeto não ser rentável se encontra muito alta, tornando este investimento pouco apelativo.

No que respeita à estatística da Figura 5.13 e Figura 5.14, verifica-se que para o WACC de 7,30% a média se encontra nos 21,231 M€, com um desvio padrão de 14,104 M€ e um valor mínimo e máximo para o VAL de -24,006 M€ e 76,171 M€, respetivamente. Para o WACC de 7,70% a média toma o valor de -4,013 M€, o desvio padrão de 13,345 M€ e o VAL tem um valor mínimo e máximo de -46,726 M€ e 47,089 M€, respetivamente.

Estes valores permitem concluir que para um WACC de 7,30% é possível afirmar que 68,26% dos valores possíveis para o VAL se encontrarão entre 7,127 M€ e 35,335 M€. Paralelamente é possível afirmar que 95% dos valores do VAL se encontrarão entre -6,977 M€ e 49,439 M€. Já para um WACC de 7,70%, 68,26% dos valores do VAL encontrar-se-ão entre -17,358 M€ e 9,332 M€ e 95% dos valores encontrar-se-ão entre -30,703 M€ e 22,677 M€.

Após serem analisadas estas 3 situações é possível afirmar que com o aumento do WACC, o risco de se obter valores negativos para o VAL aumenta. De facto verifica-se que comparando a situação em que o WACC é de 7,30% face à situação de referência, o investimento se torna mais atrativo. Isto acontece, pois a probabilidade de se obter valores negativos para o VAL é mais baixa e a magnitude dos valores do VAL maiores. No que respeita ao valor do WACC de 7,70%, a sua análise face à situação de referência, demonstra um projeto muito menos rentável. De facto, verifica-se que a probabilidade de se obter valores negativos para o VAL aumenta de uma forma bastante significativa e que a magnitude destes, tem uma pendente negativa muito forte, tornando esta obra num investimento extremamente arriscado.

Não obstante esta análise, para o caso de referência em que o WACC é 7,50%, verifica-se que o valor médio do VAL obtido através da SMC é menor do que o valor do VAL obtido no subcapítulo Análise Quantitativa. Uma forma de melhorar este resultado seria aumentar o número de iterações, de 5000 para 10000 e verificar qual a sua diferença para o valor médio do VAL. Assim, realizou-se o mesmo sorteio, mas agora com 10000 iterações.

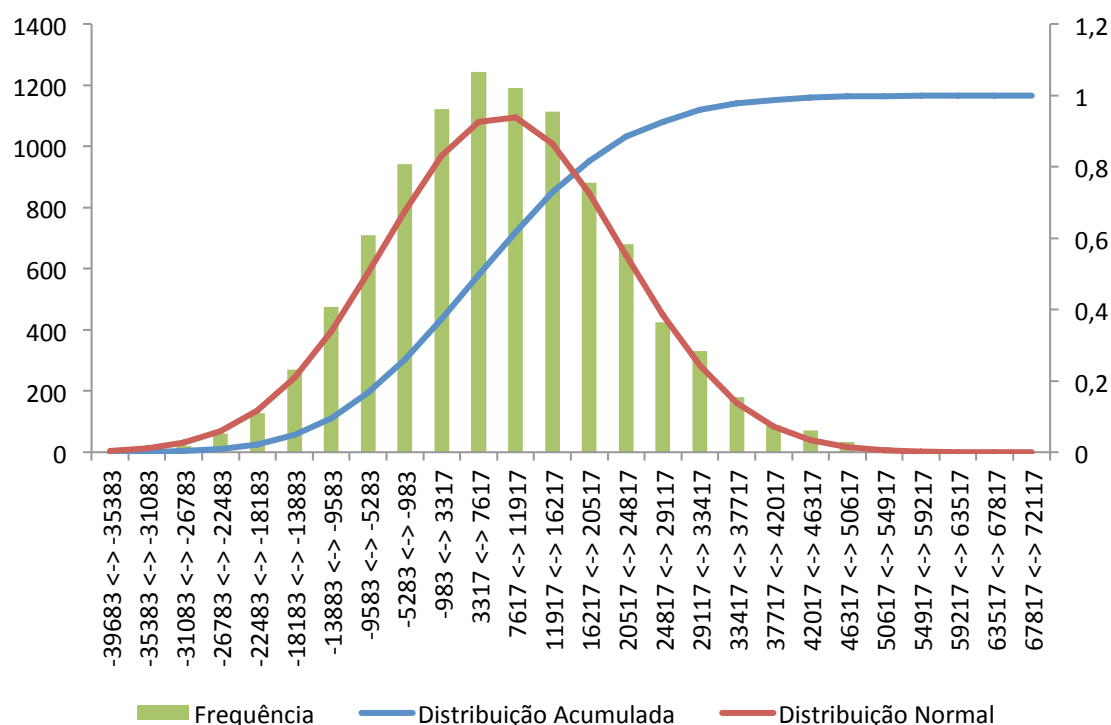


Figura 5.15 - Distribuição do VAL com 10000 iterações (WACC 7,50%)

É possível verificar através desta simulação que houve uma ligeira alteração para os valores do VAL. Neste caso, o seu valor médio situa-se agora nos 8,130 M€, para um desvio padrão de 13,946 M€. O intervalo de valores para os quais se situam os valores do VAL é agora

entre -39,683 M€ e 68,004 M€. Verificou-se assim uma aproximação do valor médio do VAL ao valor determinado no subcapítulo Análise Qualitativa.

Este ajustamento do VAL deve-se sobretudo ao tipo de distribuição utilizado para caracterizar a variável de entrada para a SMC. Como já foi referido anteriormente, a distribuição utilizada - Lognormal - caracterizou a variável de entrada que foram as produções. Numa distribuição deste género, e tendo em conta o tipo de dados utilizados como entrada, o valor com mais frequência será sempre menor do que a média dos valores obtidos na Análise Quantitativa. Apesar de a aplicação do Teorema do Limite Central ser sempre possível matematicamente, os dados de saída terão sempre um ligeiro pendor que traduz a distribuição da entrada utilizada na SMC. A única forma de atenuar esta diferença de valores é aumentar o número de iterações da simulação. Desta forma, é possível aumentar o espectro da amostra e aproximar com mais rigor os dados de saída a uma distribuição Normal.

No caso do VAL, para os restantes valores do WACC, no caso de este tomar o valor de 7,30% obteve-se um novo valor médio de 21,343 M€, para um desvio padrão de 14,348 M€. No caso do WACC ser 7,70% o VAL tem um valor médio de -4,177 M€, com um desvio padrão de 13,573 M€. A suas distribuições encontram-se representadas na Figura 5.16 e Figura 5.17.

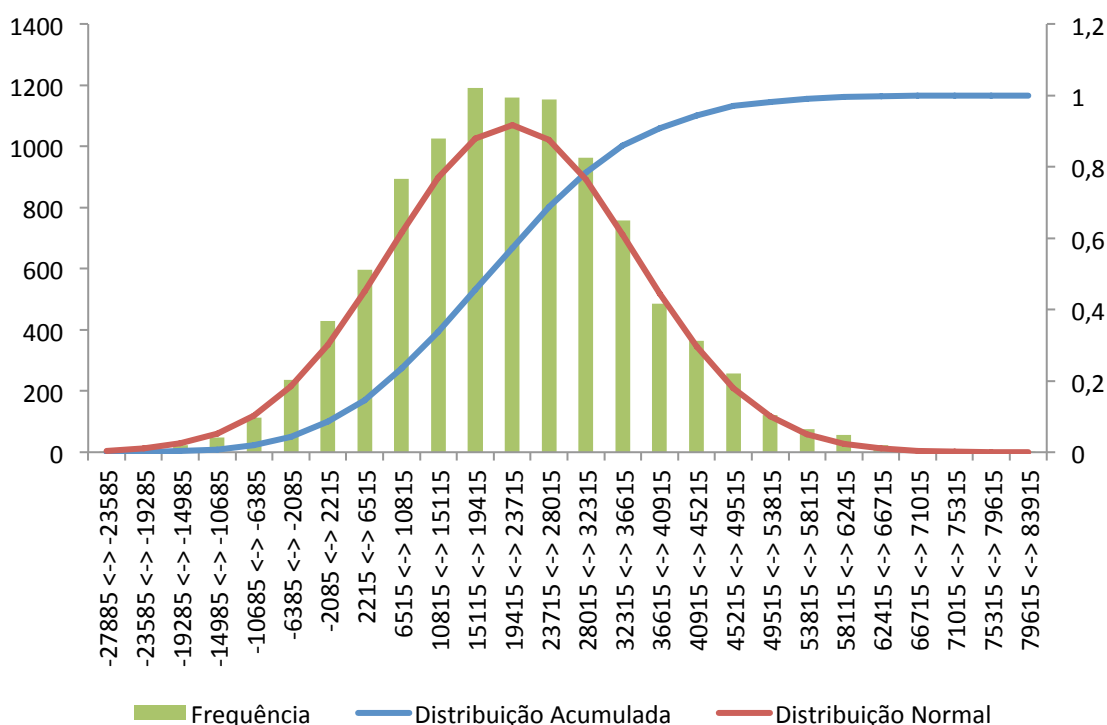


Figura 5.16 - Distribuição dos valores do VAL com 10000 iterações (WACC 7,30%)

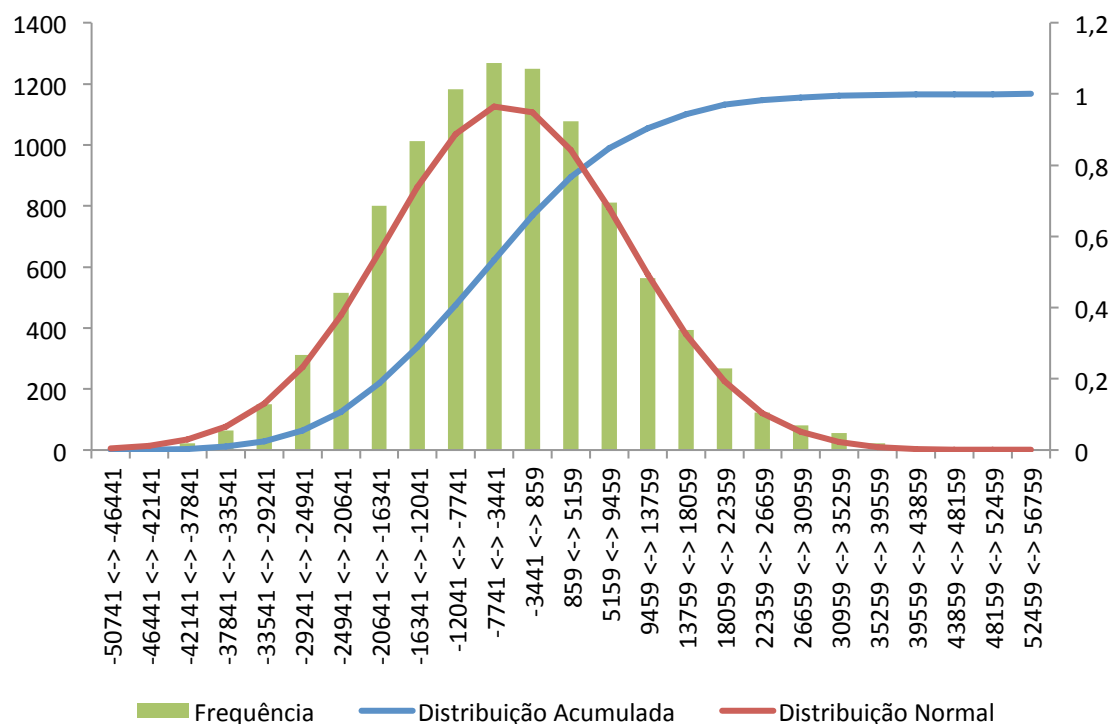


Figura 5.17 - Distribuição dos valores do VAL com 10000 iterações (WACC 7,70%)

A análise das distribuições acumuladas permitem afirmar que, no caso do WACC ser 7,30% a probabilidade deste ser negativo é inferior a 20% enquanto que, no caso do WACC ser 7,70% a probabilidade deste ser negativo é quase de 70%. Esta leitura permite concluir que, apesar de haver uma melhoria na média da amostragem a alteração das probabilidades não é muito significativa. Não obstante, este melhoramento permitiu uma aproximação mais fina ao modelo do subcapítulo Análise Quantitativa.

5.6.2. Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)

Tal como no subcapítulo Análise Quantitativa, o VAL não é o único indicador económico utilizado para avaliar a viabilidade económica de um projeto como o AHRE. Assim sendo, não obstante o cálculo do VAL em todas as simulações realizadas anteriormente, foi também calculada a respetiva TIR.

Tal como já foi referido anteriormente, a TIR representa a taxa de rentabilidade que igualará o VAL a 0. Desta forma para o cálculo da mesma não é tomado em conta o valor do WACC. Este pressuposto, aliado à análise dos dados obtidos pela SMC permitiu concluir que os valores da TIR são sempre iguais para qualquer valor do WACC. É neste contexto que se obteve a seguinte distribuição para a TIR.

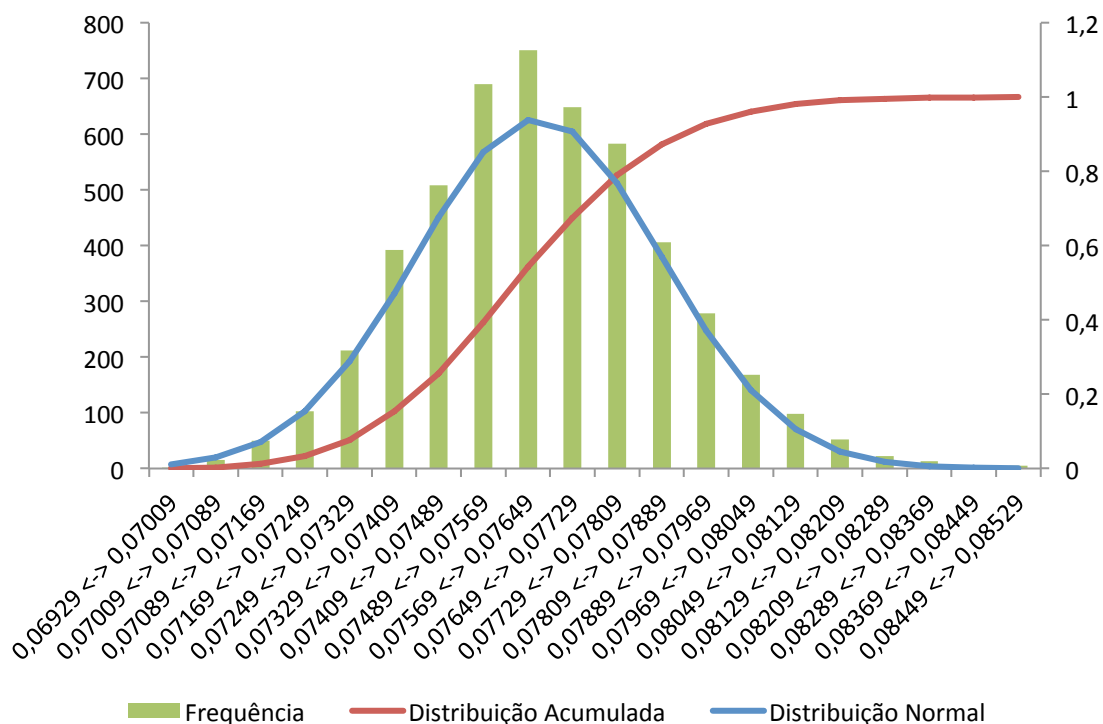


Figura 5.18 - Distribuição dos valores da TIR com 5000 iterações

A análise da distribuição acumulada da Figura 5.18 permite verificar que a probabilidade de a TIR ser maior do que o WACC de 7,50% é de cerca de 60%. No que respeita à análise estatística, para a amostra da Figura 5.18, obteve-se uma média de 7,62% e um desvio padrão de 0,22% para os valores da TIR. Paralelamente, a TIR poderá ocupar valores entre 6,92% e 8,49%. A partir destes dados é possível afirmar que 68,26% dos valores da TIR se encontrarão dentro dos limites de 7,40% e 7,84%. Paralelamente, 95% dos valores deste indicador irão situar-se entre 7,18% e 8,06%. Com este estudo é possível afirmar que, dependendo da atitude dos investidores perante o risco, a construção deste aproveitamento é viável apesar de não ter taxas de rentabilidade muito altas.

Paralelamente ao realizado para o VAL, decidiu-se verificar qual a influência nos valores da TIR, se aumentar o número de iterações de 5000 para 10000. A nova distribuição é a seguinte:

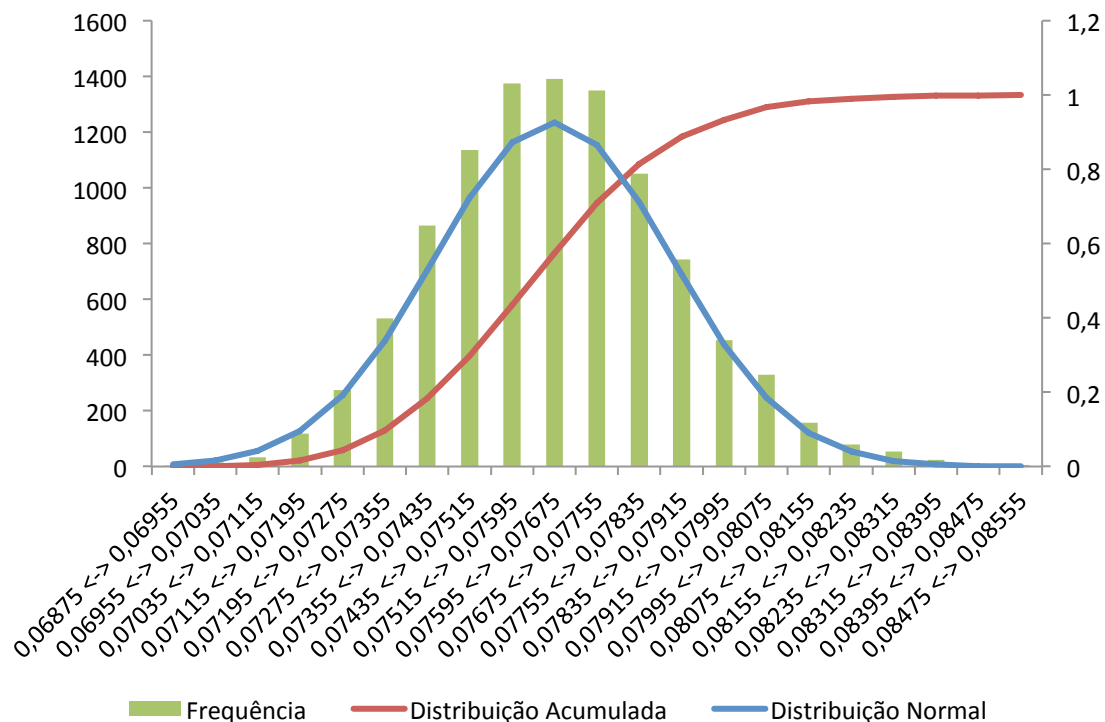


Figura 5.19 - Distribuição dos valores da TIR com 10000 iterações

A nova execução da SMC evidenciou uma manutenção dos valores médios da TIR, face à execução com 5000 iterações. De facto, o valor médio permaneceu estável nos 7,62% com um desvio padrão de 0,22%. A única alteração mais evidente encontra-se no intervalo de valores para a TIR. Este intervalo de valores passou agora a estar entre os 6,87% e 8,72%. Este facto permite refletir que apesar de se aumentar a amostra, a alteração da TIR é tão pequena que esta se torna desprezável para efeitos de análise de resultados finais. Verifica-se na mesma que esta se encontra superior ao WACC e que o projeto se revela viável para a empresa promotora.

Capítulo 6

Análise Qualitativa

A análise de viabilidade de um empreendimento hidroelétrico não se deve prender somente a uma análise de económica e técnica do mesmo. Uma obra com as características do AHRE produz efeitos profundos na região onde se insere, quer durante o período de execução da obra, quer durante o período em que as centrais se encontram a operar. Estas alterações tem por isso, que trazer benefícios para as populações e não causar danos nos meios circundantes, tentando preservar as características da fauna e flora do ecossistema.

O AHRE encontra-se inserido numa região que, apesar de se situar próxima de centros urbanos com alguma importância, possui ainda uma economia baseada na agricultura e aproveitamento da floresta. Paralelamente esta zona é caracterizada pela existência de um conjunto muito vasto de património cultural e de uma rede viária que se torna importante para ligar os centros populacionais de menores dimensões. É neste contexto que a execução do AHRE se revela importante, uma vez que, será um foco de atividade e desenvolvimento para a região.

O projeto do AHRE determinará impactes sobre a população, atividades económicas e ecossistema, relacionados com as fases de execução da obra e fase de exploração das centrais. Por conseguinte, torna-se importante fazer uma análise qualitativa dos impactes do AHRE nestas duas fases.

6.1. Fase de Construção

Em geral, a esta fase encontram-se associados uma série de impactes que, apesar do seu carácter temporário, podem apresentar uma magnitude considerável.

Durante a fase de construção verifica-se uma interferência no meio envolvente, resultante da desorganização espacial e do acréscimo de movimentos relacionados com a obra. Estas interferências são provocadas por áreas como estaleiros e zonas de depósito. Deste modo, durante esta fase verificam-se perturbações relacionadas com [36]:

- Introdução de elementos estranhos ao ambiente tradicional como maquinaria pesada e materiais de construção;
- Diminuição de visibilidade nos locais em construção como resultado do aumento de concentração de poeiras no ar, e consequente deposição nas áreas circundantes à obra;
- Modificação da morfologia do terreno devido à movimentação de terras, com consequente interrupção nas linhas e formas naturais do vale, em particular a montante das barragens;
- Transformações no carácter visual do local diretamente afetado pela albufeira, decorrentes de alterações na utilização e função dos espaços, com o desaparecimento de elementos característicos da paisagem, tais como o rio e o seu sistema de açudes, praias fluviais e azenhas;
- Introdução de elementos construídos de grandes dimensões e de difícil integração visual como a estrutura da própria barragem;
- Construção de vias de acesso à barragem que, devido à sua estrutura, podem provocar um impacte visual importante;
- Destruição do coberto vegetal;
- Inibição do uso de áreas cultiváveis;
- Degradação das condições de habitabilidade nos locais de construção, resultante do ruído, concentração de poeiras e tráfego;
- Implantação de estaleiros;
- Alguma perturbação social, devido à chegada de trabalhadores com outros hábitos e comportamentos.

Para além destes impactes de ordem mais visual, a construção do AHRE determina impactes sobre a população e atividades económicas. Este tipo de impactes socioeconómicos não são visíveis fisicamente mas traduzem-se num desenvolvimento económico importante, principalmente em zonas mais rurais. No caso do AHRE, esta obra incide sobre uma zona com uma economia de cariz mais rural, pelo que é importante analisar os principais impactes socioeconómicos durante a execução da obra.

- **Investimento e Incorporação Nacional**

Um dos principais impactes do projeto na economia local, regional e nacional, é o valor do investimento, que se situará nos 213 milhões de euros. Para o caso do AHRE calcula-se ainda que a percentagem de incorporação nacional do valor do investimento se situe nos 75 a 80%.

A incorporação de materiais e de equipamentos nacionais, traduz um impacte significativo a nível regional no comércio de materiais de construção e, a nível nacional, na produção e comércio de equipamentos, dinamizando assim alguns ramos de atividade económica.

Não obstante, no caso da montagem mecânica e elétrica de alguns dos equipamentos, relacionados com as turbinas e com a central, admite-se um âmbito mais alargado, na medida em que a aquisição e montagem de determinados componentes específicos requer mão-de-obra especializada e empresas fabricantes que não existem em Portugal [36].

- **Emprego**

A construção das barragens do AHRE, assim como os trabalhos complementares associados aos restabelecimentos de serviços e infraestruturas afetadas, envolve cerca de 500 postos de trabalho, em média. Paralelamente a contratação de subempreitadas no concelho, ou em concelhos limítrofes, determina um impacte positivo, com resultado na estrutura empresarial do setor da construção, contribuindo para a sua dinamização [36].

Similarmente, é importante referir que a obra e o fluxo de mão-de-obra, mais ou menos especializada, incluindo todo o pessoal técnico de acompanhamento e fiscalização, contribui para dinamizar indiretamente a atividade de comércio e serviços a nível local, promovendo o emprego e o aumento do rendimento médio das famílias.

- **Propriedade**

Uma das principais afetações à população, corresponde à ocupação da propriedade pelas infraestruturas das barragens e pelas albufeiras. Esta ocupação é tida como menos positiva, uma vez que a propriedade constitui um elo forte de ligação à terra. Por conseguinte, a compartimentação de algumas propriedades e a interrupção de alguns caminhos de acesso, traduz-se na redução de áreas de utilização agrícola e florestal, principalmente em propriedades afetadas pelas áreas das barragens e das albufeiras. É neste contexto que é disponibilizado um mecanismo de expropriações que visa compensar a população afetada pela perda de propriedade [36].

- **Dinamização Socioeconómica**

A extensão, dimensão e duração das obras obrigam à permanência de trabalhadores na região durante o período de construção, o que determina o seu alojamento nos vários

estabelecimentos existentes nos concelhos mais próximos das barragens, o mesmo sucedendo em relação à restauração [36].

- **Mobilidade/Acessibilidade**

O efeito de barreira que as albufeiras irão introduzir constitui uma afetação significativa, uma vez que reduz a mobilidade da população. Em alguns casos, a existência de alternativas viárias razoáveis na proximidade dos locais a afetar, poderá determinar a não realização de alguns restabelecimentos de algumas estradas. Tal, torna o desaparecimento destes caminhos num impacte importante, mas progressivo à medida que os trabalhos de desmatção e enchimento da albufeira vão avançando. No caso do AHRE, estes impactes estão principalmente associados ao aproveitamento de Ribeiradio, nomeadamente a nível da rede viária rural e também em alguns locais utilizados pela população para atravessar o rio Vouga e o rio Teixeira.

No seu conjunto, as ligações ficarão interrompidas durante a fase de limpeza e desmatção da área da albufeira, durante o período de enchimento da mesma, prolongando-se pela fase de exploração. Não obstante, muitas destas ligações irão ser restabelecidas pelo que será garantida a mobilidade principal das populações afetadas. Neste restabelecimento das ligações, destaca-se sobretudo a ligação entre as duas margens do Vouga, através do coroamento da barragem de Ribeiradio, constituindo assim uma melhoria na ligação entre as localidades situadas na margem esquerda e direita deste rio [36].

- **Infraestruturas e Equipamentos**

A nível de infraestruturas e equipamentos verifica-se a afetação de algumas infraestruturas municipais e particulares como captações de água, condutas de Estações de Tratamento de Águas Residuais (ETAR), praias fluviais, áreas de recreio e lazer e linhas elétricas. A afetação destas estruturas será mais evidente durante a fase de enchimento da albufeira. Não obstante, o seu restabelecimento será feito durante a fase da obra e de acordo com a cota do NMC. Desta forma fica garantida a manutenção e rejuvenescimento destas infraestruturas e sua adequação a um possível aumento do turismo potenciado pela criação do lago artificial das barragens [36].

6.2. Fase de Exploração

A fase de exploração corresponde a um período muito mais alargado do que a fase de construção. A análise qualitativa das medidas a tomar na fase de exploração é muito mais complexa do que da fase da obra, em parte porque estas medidas devem ser tais que, se deve garantir uma adequada gestão da área afetada pelas barragens, no sentido de evitar ou

reduzir muitos dos impactes mais adversos que a execução de uma obra deste calibre provoca no meio envolvente. Note-se que, muitas destas medidas estão relacionadas com impactes impostos pela transformação dos ecossistemas, mais especificamente o meio aquático. Não obstante, também se dá atenção a medidas de carácter socioeconómico, embora as medidas de maior peso já tenham sido tomadas durante a fase da obra.

6.2.1. Gestão dos Recursos Hídricos para Jusante

A gestão dos recursos hídricos centra-se sobretudo nos efeitos que a implantação de duas barragens provoca no leito de um rio, sendo que os impactos sentidos são de maior escala para jusante das mesmas. É desta forma que se verificam os seguintes impactes [36]:

- Alteração do regime hídrico a jusante e regularização de caudais - devido à existência de barragens cujo principal objetivo é a produção de energia elétrica;
- Modo de exploração do aproveitamento - a passagem de água para jusante vai deixar de estar regulada naturalmente, para a sua gestão passar a ser feita em função das necessidades de produção de energia e armazenamento, com repercussões ao nível da gestão de caudais sobretudo no Verão;
- Usos a satisfazer a jusante - é necessário adotar medidas a nível de caudais ecológicos e caudais reservados, que terão que ser descarregados para garantir a manutenção ecológica do trecho a jusante do rio, assegurando o abastecimento público de água e a afluência de caudais à Ria de Aveiro;
- Alteração do regime de cheias - a capacidade de controlo de cheias será, no caso da barragem de Ribeiradio pouca expressiva, uma vez que a sua albufeira terá apenas capacidade de regularização semanal. Paralelamente, a barragem de Ermida apenas existe para laminação da onda de cheia de Ribeiradio. Não obstante, admite-se alguma contribuição na redução das implicações negativas das cheias do rio Vouga a jusante, sendo que, para tal, deverá existir uma articulação com as entidades competentes de forma a serem feitas intervenções no caso de descargas de cheia por parte do AHRE.

6.2.2. Caudal Ecológico

Com vista a minimizar os impactes na vida aquática e usos da água, associados à alteração do escoamento para jusante da barragem, é necessário assegurar, desde o início da fase de enchimento, para que as espécies se adaptem às novas condições ambientais, a manutenção de um regime de caudais permanentes a descarregar no troço do rio a jusante do aproveitamento. Este caudal deve garantir a preservação das condições adequadas de habitabilidade para a vida aquática e ribeirinha do rio, o mais próximo possível dos níveis verificados antes da construção do AHRE.

Com a gestão do caudal por parte da barragem, principalmente com o seu uso para fins produtivos, haverá alteração no regime hidrológico do rio a jusante, com repercussões a nível

de redução de situações extremas, que irá causar implicações ecológicas que se deverão minimizar pelo caudal ecológico, que se propõem ter um valor médio de 3,75 m³/s.

Este caudal deverá reproduzir, tanto quanto possível, as oscilações de caudais existentes em regime natural. Assim, para aproximar a nova situação, à situação anterior sem o AHRE, deve fazer-se variar o caudal ecológico, conforme as variações anuais atualmente verificadas em diferentes estações do ano, como o Outono, Inverno ou Verão. Este caudal deverá ainda garantir um complemento necessário de escoamento à Ria de Aveiro, para prevenir situações de entrada de água salgada do mar, especialmente em períodos de maré cheia, sendo reforçado para valores médios de 4m³/s, face ao previsto [36].

Tabela 6.1 - Caudais ecológicos previstos sem complemento da ria de Aveiro [36]

Mês	Caudais Ecológicos (m ³ /s)
Outubro	1,32
Novembro	3,44
Dezembro	5,10
Janeiro	7,81
Fevereiro	11,60
Março	6,52
Abril	3,84
Maio	3,04
Junho	1,88
Julho	0,55
Agosto	0,19
Setembro	0,30
Caudal médio	3,74

6.2.3. Controlo de Erosão

As zonas sedimentares estéreis, devido à variação dos níveis das albufeiras, causam um impacto estético negativo. Para evitar este tipo de cenários, estas zonas devem ser cobertas com vegetação, com o objetivo de estabilizar as margens evitando, desta forma, a erosão hídrica e eólica, incrementando também os habitats disponíveis para a fauna selvagem, bem como melhorar o enquadramento paisagístico que uma situação destas provoca.

No caso do AHRE, este sinal não é tão premente no caso da albufeira de Ribeiradio. Não obstante, no caso da albufeira de Ermida, a situação será um pouco diferente uma vez que se irá verificar uma alteração significativa de variação do nível da água. Assim, algumas medidas propostas para minimizar estes impactes são [36]:

- Controlo da vegetação arbórea e arbustiva a ser objeto de corte, na faixa entre o NPA e o NPC, indo mesmo abaixo do NPA se viável;

- Na zona de variação da albufeira de Ermida, deverá atender-se às condições de reabilitação e gestão dos habitats, minimizando simultaneamente o impacto visual associado à variação do nível da água;
- Na zona de variação de ambas as albufeiras, o corte da vegetação deverá ser controlado, por forma a garantir a sua permanência, e caso aconteça, deverá promover-se a revegetação com espécies adequadas;
- Manutenção regular do processo de recuperação das margens.

6.2.4. Medidas de Manutenção de Transporte de Sedimentos

A construção de um empreendimento como o AHRE no troço de um rio, irá constituir um obstáculo à passagem de sedimentos de montante para jusante. Muitos destes sedimentos são importantes para manter praias na foz do rio, com o objetivo de protegê-lo contra a invasão de água salgada, principalmente em períodos de maré cheia ou tempestades marítimas.

Para diminuir o impacto do menor transporte de sedimentos para jusante da barragem, dever-se-á recorrer a descargas de fundo da albufeira. A realização destas descargas terá, também, a vantagem de minimizar o assoreamento da albufeira e de permitir a passagem de nutrientes para jusante. Não obstante, esta medida deverá ser alvo de uma avaliação criteriosa de acordo com os riscos de desassoreamento da albufeira e de gestão do plano de água, nomeadamente, manutenção da qualidade da água [36].

6.2.5. Medidas Mitigadoras na Flora e Fauna

A variação do nível das albufeiras de Ribeiradio e de Ermida, causam um impacto florístico e faunístico negativo. É neste contexto que se propõem a adoção das seguintes medidas [36]:

- Revegetação da zona das albufeiras com espécies autóctones que revelem capacidade de adaptação à variação nos níveis freáticos;
- Recuperação das margens com plantações, cortes ou desbastes;
- Assegurar o caudal ecológico para manutenção da flora a jusante da barragem;
- Recuperação regular das margens.

A aplicação destas medidas criará alguma atratividade paisagística, proporcionará a gestão regular da vegetação das margens, o que poderá significar um aumento do potencial turístico desta zona. Paralelamente, no que respeita à fauna, as medidas de mitigação devem visar [36]:

- A acessibilidade ao plano da água, por forma a reduzir a carga humana nas imediações de locais mais sensíveis;

- Criação, tanto a jusante como a montante das barragens, de condições hidrológicas e ecológicas, para que as espécies piscívoras residentes possam encontrar condições para continuar a manutenção das funções de alimentação, abrigo e reprodução;
- Para minimizar os impactes resultantes da alteração do regime hidrológico, há que assegurar a manutenção de um caudal mínimo no rio a jusante do empreendimento.

6.2.6. Medidas Mitigadoras dos Impactes na Ictiofauna

A construção de um aproveitamento como o AHRE traduz um impacto bastante importante na ictiofauna do rio Vouga. A construção deste tipo de aproveitamentos pressupõem a adoção de medidas que mitiguem a influência deste tipo de projetos nas espécies subaquáticas características da sua zona de implementação. Em alguns casos, as medidas de mitigação revelam-se insuficientes para compensar eficazmente alguns impactes detetados, por esse motivo, são também estudadas outras medidas de compensação.

A construção de uma barragem implica a introdução de uma barreira, no troço de um rio, à passagem de peixes. No caso do AHRE, devido às características do projeto, nomeadamente das barragens, este não é favorável ao funcionamento eficiente de dispositivos de passagem de peixes. Esta situação é provocada pela variação acentuada do nível de água associada a uma elevada velocidade de corrente no troço de Ermida. De facto, a execução da barragem de Ermida apenas tem justificação como medida de controlo das águas turbinadas em Ribeiradio. Estas águas, deverão provocar uma onda de cheia assinalável, com consequências na variação do nível da água na albufeira de Ermida e consequente lavagem das zonas interníveis entre a albufeira de Ermida e a barragem de Ribeiradio. Por outro lado, a altura da barragem de Ribeiradio só permitiria a instalação de passagens para peixes do tipo elevadores ou eclusas, sendo que a funcionalidade destes sistemas de transposição se revela particularmente baixa [36].

A adicionar a estas dificuldades é importante incluir as complexidades de adaptação da ictiofauna às características de uma zona de águas paradas, que consiste a albufeira de Ribeiradio.

Por conseguinte, dada a ineficácia deste tipo de dispositivos, conclui-se que a implementação das seguintes medidas, é uma forma de diminuir os impactes na fauna piscívora [36]:

- Realização de recolhas periódicas de animais na zona entre a barragem de Ribeiradio e Ermida, transporte e libertação na zona da albufeira de Ribeiradio, garantindo assim a sua migração em todo o troço do rio;
- Cumprimento dos caudais ecológicos;
- Modelação do caudal de Ermida com o objetivo de reduzir ao mínimo as flutuações de caudal a jusante da barragem de Ribeiradio;
- Libertação de descargas artificiais para simulação de uma cheia durante os meses de Outubro e Janeiro/Fevereiro.

- Construção de “ilhas” ou “penínsulas” na albufeira de Ermida por forma a minimizar os efeitos de destruição do habitat e garantir melhores condições de sobrevivência para os peixes no seu percurso entre a barragem de Ermida e Ribeiradio.

6.2.7. Medidas Mitigadoras dos Impactes na Paisagem

Com a conclusão das obras e posterior enchimento das albufeiras, verificar-se-á uma alteração paisagística importante com a criação de dois lagos artificiais. Os impactes que a criação destes dois lagos irão provocar na paisagem circundante, exigem uma necessidade de readaptar estes mesmos espaços a uma diversificação dos seus usos. Paralelamente, a variação dos níveis de água na albufeira de Ermida, e nas zonas a montante da barragem de Ribeiradio, irão reclamar a tomada de medidas que assegurem o equilíbrio paisagístico desta zona. Como tal, considera-se que a adoção de um projeto de integração paisagística dos elementos construídos afetos às barragens e o tratamento paisagístico de alguns trechos do rio, como importantes para a diminuição dos impactes que a criação destes lagos e as construções adjacentes provocam [36].

Algumas destas medidas irão influenciar diretamente tomadas de decisão sobre a gestão da albufeira de Ribeiradio em articulação com as linhas de água que existem a montante da mesma, a manutenção da vegetação existente entre o NPA e NMC da albufeira de Ermida, a avaliação das condições de sobrevivência da vegetação e substituição da mesma em algumas zonas e estabelecimento de estruturas vegetais flutuantes em Ermida, que estabeleçam uma maior continuidade com as margens, reduzindo implicações ecológicas e paisagísticas [36].

6.2.8. Impactes Socioeconómicos

Na fase de exploração de aproveitamentos hidroelétricos que envolvem o desenvolvimento de barragens, a maior parte das medidas tendem, para além das de carácter ambiental, a afetar de uma forma direta a população circundante a este tipo de empreendimentos. Assim, os impactes durante a fase de exploração estarão maioritariamente associados à existência das barragens e albufeiras, estruturas que podem contribuir para potenciar a atratividade turística local, propiciando assim, o desenvolvimento de atividades de lazer. Não obstante, listam-se outro tipo de impactes mais relevantes que afetam a população numa base diária.

- **Emprego**

Durante a fase de exploração do AHRE as necessidades de pessoal são mínimas tendo em conta que as centrais hidroelétricas poderão ser comandadas à distância, havendo um mínimo de mão-de-obra que é necessário garantir.

- **Mobilidade/Acessibilidade**

Nesta fase adquirem significado especial a perda de mobilidade da população pelo enchimento da albufeira, a qual, não deve comprometer as acessibilidades regionais. No caso do AHRE tal não acontece pois, na fase da obra, é acautelado o restabelecimento das principais vias de ligação. Apenas ficam comprometidas algumas ligações através de caminhos rurais, obrigando a percursos mais longos. Por outro lado, é também nesta fase que se verifica o impacto positivo da ligação entre as duas margens do rio Vouga através do coroamento da barragem de Ribeiradio, sendo que esta possibilidade traduz uma melhoria significativa nos acessos, face aos existentes anteriormente [36].

- **Infraestruturas e equipamentos**

A exploração de um aproveitamento hidroelétrico com as características do AHRE assume principal relevância pela alteração de uso das praias fluviais e parques de merendas. Paralelamente, algumas atividades de lazer na água também ficam comprometidas devido à alteração das características da água, para a existência de um lago.

No caso de Ribeiradio, as praias fluviais existentes irão ser submersas, sendo necessária a criação de novas infraestruturas. Neste caso, a existência de um maior volume de água é suscetível de criar novas atividades de lazer, e até mesmo de potenciar a área para usos habitacionais e turísticos. No caso de Ermida, a situação será oposta pois, devido à grande variação do nível da água na albufeira da mesma, o uso desta para fins recreativos será interdito por motivos de segurança. Concomitantemente, estas variações do nível da água serão paisagisticamente pouco atrativas [36].

- **Edificações e População**

A afetação da construção do AHRE sobre património edificado e a população é um fenómeno que transita da fase da obra. De facto, estas afetações recaem sobre várias edificações, algumas com utilização residencial. Paralelamente, este projeto, devido à sua área de influência, atingirá solos utilizados para a agricultura, sendo que as populações terão que procurar outras fontes de subsistência que compensem a perda destes terrenos, não obstante o pagamento de expropriações. Apesar destas perdas, a existência de uma albufeira contribui para um aumento da disponibilidade do abastecimento de água em períodos de maior necessidade [36].

- **Atividades Económicas**

Segundo o Estudo de Impacte Ambiental para o AHRE, observou-se que a atividade agroflorestal tem um papel importante na área envolvente da albufeira, assim como a produção animal. A área florestal afetada pela barragem de Ribeiradio é significativa, correspondendo a 68%, sendo que a área agrícola é de cerca de 15%. Na albufeira de Ermida o

uso florestal ronda os 35%, sendo que a atividade agrícola ronda os 5% da área abrangida por esta mesma albufeira, com a restante área a pertencer a reservas naturais [36].

A submersão destas áreas pelas albufeiras constitui um impacto negativo nas atividades silvícola e agrícola. Não obstante, apesar da perda destes terrenos para a área a inundar pelas albufeiras, o possível aumento da procura imobiliária verificará a valorização de terrenos e edificações localizadas nas áreas envolventes às albufeiras, com principal destaque para Ribeiradio. Assim, a presença da albufeira constituirá um polo de atração para atividades recreativas e de lazer, a nível local.

- **Produção de Energia**

A produção de energia elétrica a partir do potencial hídrico das duas albufeiras do AHRE, e por conseguinte de energia renovável, contribuirá para reduzir a produção de energia com base em combustíveis fósseis, reduzindo simultaneamente a dependência energética de Portugal. Deste modo a construção destas duas barragens vai ao encontro da política energética nacional, dado que Portugal é fortemente dependente do exterior para a obtenção de combustíveis fósseis. Os benefícios enquadram-se ainda nos compromissos que Portugal assumiu, com a assinatura do Protocolo de Quioto, onde se compromete a diminuir as suas emissões de gases poluentes.

Para além da produção de energia, a água armazenada constitui uma reserva regional, que aumenta a quantidade de água disponível para o uso público e rega, contribuindo também para a melhoria da qualidade de água a jusante das barragens e para o controlo de cheias. Note-se que, neste contexto, e tal como já foi referido anteriormente, a BHV é a única em Portugal sem capacidade de armazenamento de água.

Um aspeto negativo na construção do AHRE, centra-se na alteração das condições de produção da central mini hídrica da Grela, situada a cerca de 1500 metros a jusante de Ermida. Uma vez que Ermida irá turbinar nas condições que são igualmente as mais favoráveis para esta mini hídrica, deverá efetuar-se um plano cuidadoso de operação das duas centrais de forma a assegurar condições de exploração favoráveis para ambas [36].

Capítulo 7

Conclusões e Desenvolvimentos Futuros

5.1. Conclusões

Nos últimos anos, a construção de novos aproveitamentos hidroelétricos tem-se revelado cada vez mais importante para a diminuição da dependência energética dos países e para o cumprimento de diretivas e acordos nacionais e internacionais que visem a melhoria do ambiente. Em Portugal, a construção de novos aproveitamento tem um significado bastante importante no que respeita ao cumprimento destas políticas energéticas. Paralelamente, a sua construção traduz-se numa diminuição da dependência energética face ao exterior, resultando numa diminuição de importação de combustíveis fósseis e num aumento do aproveitamento dos recursos hídricos para a produção de energia elétrica.

A Bacia Hidrográfica do Vouga (BHV) apresenta-se como uma das principais bacias hidrográficas cujo curso de água principal, o rio Vouga, nasce e corre inteiramente em Portugal. Esta situa-se na região fronteira entre o Norte e Centro de Portugal e tem três zonas distintas. O Alto Vouga, zona predominantemente de planalto, o Médio Vouga, zona mais declivosa com vales de perfis mais encaixados, e o Baixo Vouga, troço onde predomina a planície. Paralelamente a uma orografia bastante demarcada, as suas características climatológicas e os caudais e afluências do Vouga propiciam à construção de um aproveitamento hidroelétrico.

De facto, o estudo para a construção de um empreendimento hidroelétrico na BHV data já desde os anos 1970, não tendo sido na altura tomada uma decisão final sobre a construção do mesmo. Tal facto, indica que até agora a BHV é a única bacia hidrográfica portuguesa de grandes dimensões, que não possui uma estrutura significativa para a produção de eletricidade nem nenhuma albufeira para a gestão e controlo de caudais.

Tal facto, paralelamente à necessidade de diminuição das emissões de gases de estufa e de investimento num sistema elétrico sustentável para o futuro ditou a construção do Aproveitamento Hidroelétrico de Ribeiradio-Ermida (AHRE). O AHRE é composto por dois escalões Ribeiradio e Ermida e encontra-se implantado no distrito de Aveiro, nos concelhos de Oliveira de Frades e Sever de Vouga.

O escalão de montante - Ribeiradio - trata-se de uma barragem em arco-gravidade, com uma central equipada com uma turbina do tipo *Francis* de eixo vertical uma albufeira com capacidade de regularização semanal. Esta capacidade de regularização permite que a central turbine a água em períodos onde a energia elétrica é mais cara, principalmente nas horas de ponta. Para além desta capacidade, o grupo turbina-alternador está munido de equipamento capaz de responder rapidamente a variações nas condições de exploração, estando habilitado a fornecer serviços de apoio à gestão do sistema elétrico.

O escalão de jusante - Ermida - é uma barragem de gravidade em betão com uma central equipada com duas turbinas axiais, tubulares, do tipo *Kaplan* de eixo horizontal. Ao contrário do que acontece em Ribeiradio, Ermida possui uma albufeira diminuta, existindo a barragem com o propósito de laminar os caudais turbinados por Ribeiradio. Não obstante, apesar da sua menor dimensão, esta apresenta, tal como Ribeiradio, de equipamento capaz de fazer frente a variações das condições de exploração.

No que respeita à análise económica, o planeamento para o investimento reconhece duas fases principais: a fase de construção e a fase de exploração, nas quais se estimaram os pagamentos e recebimentos inerentes.

No que concerne aos pagamentos, estes ocorrem maioritariamente durante a fase da obra. Nesta estão englobados todos os custos relacionados com a aquisição de terrenos, empreitadas de construção civil, investimentos em equipamentos, execução de projetos, gestão e fiscalização da obra e imprevistos. A parcela mais pequena de pagamentos ocorre durante a fase de exploração, sendo apenas necessário contabilizar todos os custos inerentes à Operação e Manutenção das centrais e com pessoal.

Relativamente aos recebimentos, estes só são tidos em conta durante a fase de exploração das centrais. As principais rubricas que caracterizam os recebimentos são as receitas de mercado para Ribeiradio, serviços de sistema, garantia de potência e as receitas para Ermida.

No caso das receitas de Ribeiradio, estas são obtidas através do regime de mercado. Neste contexto, e como centrais deste tipo turbinam nas horas onde a eletricidade é mais cara, de acordo com a produção média prevista, o preço de mercado e um prémio de produção estimou-se qual seria a remuneração que a central receberia. Esta remuneração foi depois

afetada de uma taxa de inflação que refletiu a sua evolução ao longo do período de operação da central.

Paralelamente às receitas de mercado é necessário considerar as receitas obtidas através de serviços de sistema. Os serviços de sistema como a regulação primária de frequência, manutenção de estabilidade e regulação de tensão não são remunerados em regime de mercado. Não obstante a regulação secundária e terciária carecem de pagamento por via de mercado. Assim, aceitando a estimativa dada pelo PNBEPH, calculou-se que, devido ao aumento de outras fontes de energia renovável como a eólica, a receita com serviços de sistema seria igual a 30% das receitas obtidas em mercado.

Em Ribeiradio também é necessário considerar as receitas provenientes da garantia de potência. A garantia de potência é um subsídio dado pelo Estado Português como incentivo ao investimento na construção de novas centrais. Este subsídio tem a duração de 10 anos, a partir do primeiro ano de operação da central. Não obstante a sua existência, a sua importância é pouco significativa no contexto do volume de investimento total, pelo que cabe à entidade promotora suportar os riscos de toda a execução do empreendimento.

Esta análise dos recebimentos não estaria concluída sem a inclusão das receitas para Ermida. Esta central, devido à sua potência instalada encontra-se licenciada como PRE. Assim, durante os primeiros anos de operação, ou até um determinado volume de operação, esta auferiria de uma tarifa especial. Desta forma determinou-se, com base na tarifa PRE, que Ermida seria remunerada durante 20 anos através da tarifa PRE, sendo que no final deste período passaria para regime de mercado, tal como Ribeiradio.

A análise financeira deste projeto, permitiu a execução de uma análise quantitativa bastante útil para verificar a viabilidade económica do projeto. Nesta, a construção do AHRE será viável quando o Valor Atualizado Líquido (VAL) é positivo, estando este dependente de um determinado valor da taxa de custo de capital *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), e quando a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) é maior do que o WACC. No caso do VAL, quanto menor for o WACC, maior será o valor desta variável aumentando o retorno que o projeto gera para a empresa e, por conseguinte, a probabilidade de este ser aprovado. No que concerne a TIR, no caso do seu valor ser superior ao WACC, este corrobora a viabilidade financeira do projeto. Para o AHRE, o VAL obtido é positivo gerando uma mais valia de 8,192 M€ e a TIR obtida tem um valor de 7,63% para um WACC de referência de 7,50%. Tais valores, apesar de evidenciarem rentabilidades muito baixas para o projeto atestam a viabilidade de execução do mesmo. A marginalidade destes valores também possibilita inferir que, provavelmente para a aprovação deste projeto, o VAL e TIR obtidos pela EDP serão mais altos devido ao grau de exigência requerido por parte de investidores e acionistas.

A análise económica não estaria concluída sem a análise de risco. Esta revelou-se muito importante, uma vez que permitiu quantificar algumas incertezas e riscos associados a este tipo de projetos. Enquanto que uma análise quantitativa permite apenas obter uma

estimativa de indicadores económicos, com a análise de risco, é possível determinar, com base numa distribuição de probabilidade, o intervalo de valores para o VAL e a TIR. Assim, este tipo de análise traduz de uma forma muito mais realista quais os riscos de execução da obra, servindo como apoio para a tomada de decisões que levem à maximização do rendimento económico obtido com o projeto.

A execução de um projeto desta magnitude não está ligado somente à escolha de localização do mesmo, nem à sua análise técnica e económica. Um estudo qualitativo dos impactes que a construção de uma barragem provoca, é também muito importante para minimizar efeitos que a sua construção e exploração têm principalmente no meio ambiente, e para maximizar os benefícios que a sua construção traz para as populações envolventes. É assim necessário um estudo completo de todos os impactes socioeconómicos e ambientais durante a fase da obra e uma análise completa de todos os impactes sociais, ambientais e medidas mitigadoras durante a fase de exploração. Só este estudo permitirá que sejam reduzidos os efeitos da construção de uma obra deste calibre no meio ambiente e que a população e o país possam maximizar os efeitos positivos que a construção de um empreendimento hidroelétrico traz.

Finda a realização deste trabalho é importante referir que a construção de um empreendimento hidroelétrico é um projeto que inequivocamente traz benefícios económicos e sociais muito importantes para o país e para a região onde se insere. No entanto, a sua construção e planeamento tem que estar envolta em processos rigorosos para que os impactes negativos não ponham em causa os benefícios da sua construção.

5.2. Desenvolvimentos Futuros

Após a conclusão deste trabalho e tendo em conta as considerações feitas no desenvolvimento do mesmo, procurou-se encontrar novas ideias que permitissem melhorar os resultados obtidos e que complementassem o trabalho atual. Assim, apresentam-se algumas ideias possíveis para um trabalho futuro.

Na estimação da remuneração de mercado e serviços de sistema de Ribeiradio, foram feitas várias considerações e simplificações no preço de mercado e produções anuais devido à grande incerteza para a previsão a médio e longo prazo de diagramas de carga, hidraulicidade, eolicidade e preços de mercado. A possível integração do MIBEL num mercado europeu conjunto e a evolução das *smart grids* não foram consideradas neste trabalho, podendo alterar alguns valores, principalmente no que respeita a preços de mercado.

Assumiu-se que a compra de energia elétrica seria possível apenas recorrendo a mercados de eletricidade, não se considerando a hipótese da realização de contratos bilaterais.

Na análise de risco apenas se considerou como entradas do programa as produções médias de Ribeiradio. Uma possibilidade para tornar a análise de risco mais completa, seria incluir como variáveis de entrada a serem sorteadas as taxas de inflação e crescimento do mercado, uma vez que estas não tem um valor fixo ao longo do período de exploração das centrais. Paralelamente, esta análise beneficiaria ainda mais se fossem consideradas também como entradas as produções para Ermida a partir do momento em que esta se encontra a operar em regime de mercado.

Referências

- [1] REN - Redes Energéticas Nacionais, “*Hidroelectricidade em Portugal - memória e desafio*”, 2002;
- [2] M.F. Rollo, “‘*Hulha branca*’: uma história de triunfos, impasses e de renovados desafios”, Revista Ingenium N° 88, 2005, [Online]: <http://www.ordemengenhadores.pt/pt/centro-de-informacao/dossiers/historias-da-engenharia/hulha-branca-uma-historia-de-triunfos-impasses-e-de-renovados-desafios/> (acedido em 27/02/2014);
- [3] R.A.C. Moreira, “*Potencial hidroeléctrico Português desaproveitado*”, FEUP, 2009;
- [4] D. Carvalho, “*Análise Técnico-Económica de Aproveitamentos Hidroeléctricos - Foz-Tua*”, FEUP, 2013;
- [5] M.F. Rollo and J.M.B. de Brito, “*Ferreira Dias e a constituição da Companhia Nacional de Electricidade*”, vol. xxxi, pp. 343-354, 1996;
- [6] T.M.X. Vasconcelos, “*Análise Técnico-Económica de um Aproveitamento Hidroeléctrico: Aproveitamento Hidroeléctrico do Baixo Sabor*”, Instituto Superior Técnico, 2012;
- [7] J. P. Tomé Saraiva, J. L. P. Pereira da Silva, M. T. Ponce de Leão, “*Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes*”, FEUP Edições, 2002;
- [8] Ministério da Economia e Inovação, Decreto-Lei 29/2006 de 15 de Fevereiro de 2006;
- [9] REN - Redes Energéticas Nacionais, “*Dados Técnicos Electricidade*”, 2012;
- [10] Direção Geral de Energia e Geologia, “*Estatísticas Rápidas*”, Novembro de 2013;
- [11] REN - Redes Energéticas Nacionais, “*Estatística Diária - Diagrama*”, [Online]: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiariaDiagrama.aspx> (acedido a 19/02/2014);
- [12] “*Protocolo de Quioto*”, Infopédia, Porto Editora, [Online]: [http://www.infopedia.pt/\\$protocolo-de-quioto](http://www.infopedia.pt/$protocolo-de-quioto) (acedido a 22/02/2014);
- [13] Comissão para as Alterações Climáticas, “*Programa Nacional para as Alterações Climáticas: Versão 2001*”, 2002;

- [14] Diretiva 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;
- [15] Ministério da Economia, “*Programa E4: Eficiência Energética e Energias Endógenas*”, 2001;
- [16] Presidência do Conselho de Ministros, Resolução do Conselho de Ministros nº 169/2005, Diário da República, I Série-B, nº 204 de 24 de Outubro, 2005, pp. 6168-6176;
- [17] P.M.M. Teixeira, “*Monitorização da Implementação das Directivas Comunitárias sobre a Utilização de Fontes Renováveis de Energia em Portugal*”, FEUP, 2010;
- [18] Presidência do Conselho de Ministros, Resolução do Conselho de Ministros nº 80/2008, Diário da República, 1ª série, nº 97 de 20 de Maio, 2008, pp. 2824-2865;
- [19] Presidência do Conselho de Ministros, Resolução do Conselho de Ministros nº 1/2008, Diário da República, 1ª série, nº 3 de 4 de Janeiro, 2008, pp. 106-141;
- [20] COBA, PROCESL, “*Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico (PNBEPH) - Memória*”, Novembro de 2007;
- [21] Assembleia da República, Lei nº83/2009 de 26 de Agosto;
- [22] EDP - Energias de Portugal, “*Revolução Energética*” [Online]: http://www.a-nossa-energia.edp.pt/mais_melhor_energia/revolucao_energetica.php (acedido em 22/02/2014);
- [23] 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;
- [24] Presidência do Conselho de Ministros, Resolução do Conselho de Ministros nº 29/2010, vol. 2020, nº Ene 2020. Diário da República, 1ª série, nº 73 de 15 de Abril, 2010;
- [25] *Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis ao abrigo da Directiva 2009/28/CE*, 2009;
- [26] Agência Portuguesa do Ambiente, “*Ponto da Situação das Políticas de Alterações Climáticas em Portugal*”, 27 de Abril de 2011;
- [27] Secretário de Estado da Presidência do Conselho de Ministros, “Comunicado do Conselho de Ministros de 28 de Fevereiro de 2013.” 2013 [Online]: <http://www.portugal.gov.pt/pt/fotos-e-videos/videos/b20130228-conselho-de-ministros.aspx> (acedido em 22/02/2014);
- [28] Presidência do Conselho de Ministros, Resolução do Conselho de Ministros nº 20/2013, nº iii, 2013;
- [29] Ministério da Economia e da Inovação, “*Energia e Alterações Climáticas*”, 2007;
- [30] REN - Redes Energéticas Nacionais, “*Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Electricidade 2012-2017 (2022)*”, 2012;
- [31] ARH Centro, “*Plano de Gestão das Bacias Hidrográficas dos rios Vouga, Mondego e Lis Integrados na Região Hidrográfica 4, Parte 2 - Caracterização Geral e Diagnóstico, 1.1 - Territorial e Institucional*”, Junho de 2012;

- [32] ARH Centro, “*Plano de Gestão das Bacias Hidrográficas dos rios Vouga, Mondego e Lis Integrados na Região Hidrográfica 4, Parte 2 - Caracterização Geral e Diagnóstico, 1.3 - Geológica e Geomorfológica*”, Junho de 2012;
- [33] C.M.C.C. Rodrigues, “*Risco de Inundação Área das Termas de S. Pedro do Sul*”, Faculdade de Letras da Universidade de Coimbra, 2009;
- [34] ARH Centro, “*Plano de Gestão das Bacias Hidrográficas dos rios Vouga, Mondego e Lis Integrados na Região Hidrográfica 4, Parte 2 - Caracterização Geral e Diagnóstico, 7.1 - Territorial e Institucional*”, Junho de 2012;
- [35] M.R.R.C. Nicolau, “*Modelação e Mapeamento da Distribuição Espacial de Precipitação - uma aplicação a Portugal Continental*”, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, Junho de 2002, [Online]: http://www.igeo.pt/teses/rita%20nicolau/capa_tese.htm (acedido em 5/3/2014);
- [36] COBA, “*Aproveitamento Hidroelétrico de Ribeiradio-Ermida, F - Estudo de Impacte Ambiental, Volume I - Relatório Síntese*”, Julho 2008;
- [37] ARH Centro, “*Plano de Gestão das Bacias Hidrográficas dos rios Vouga, Mondego e Lis Integrados na Região Hidrográfica 4, Parte 4 - Cenários Prospetivos, 10 - Setor da Energia e Aproveitamentos Hidráulicos*”, Junho de 2012;
- [38] M. Samora, A.T. Dias, “*Situação Atual do Potencial Hidroelétrico nas Regiões Norte e Centro de Portugal Continental*”, CENOR Consulting Engineers, 1 de Outubro de 2013;
- [39] “*Evapotranspiração*”, Infopédia, [Online]: [http://www.infopedia.pt/\\$evapotranspiracao;jsessionid=kXRN2Zqi7pL9sYxHshrQzg](http://www.infopedia.pt/$evapotranspiracao;jsessionid=kXRN2Zqi7pL9sYxHshrQzg) (acedido em 9/3/2014);
- [40] “*Barragens de Portugal*”, Comissão Nacional Portuguesa das Grandes Barragens, [Online]: http://cnpgb.inag.pt/gr_barragens/gbportugal/index.htm (acedido em 10/3/2014);
- [41] Greenvouga, “*Aproveitamento Hidroelétrico de Ribeiradio-Ermida, Processo de Concurso para o Fornecimento dos Equipamentos, Volume IV - Caderno de Encargos, Condições Técnicas, Parte I - Especificações Técnicas, Tomo I - Escalão de Ribeiradio*”, Março de 2009;
- [42] M. Vaz Guedes, “*O Alternador Síncrono Trifásico nos Pequenos Aproveitamentos Hidroelétricos*”, FEUP, Maio de 1994;
- [43] COBA, “*Aproveitamento Hidroelétrico de Ribeiradio-Ermida, F - Estudo de Impacte Ambiental, Volume II - Resumo Não Técnico*”, Julho 2008;
- [44] J. P. Sucena Paiva, “*Redes de Energia Elétrica - uma análise sistémica*”, IST Press, Abril de 2005;
- [45] EDP - Energias de Portugal, “*Desenhos Técnicos do Aproveitamento Hidroelétrico de Ribeiradio-Ermida*”, [Online]: <http://www.a-nossa->

- energia.edp.pt/centros_produtores/info_tecnica.php?item_id=88&cp_type=he§ion_type=info_tecnica (acedido em 28 de Abril de 2014);
- [46] Greenvougá, “*Aproveitamento Hidroelétrico de Ribeiradio-Ermida, Processo de Concurso para o Fornecimento dos Equipamentos, Volume IV - Caderno de Encargos, Desenhos Técnicos do Escalão de Ribeiradio*”, Março de 2009;
- [47] Greenvougá, “*Aproveitamento Hidroelétrico de Ribeiradio-Ermida, Processo de Concurso para o Fornecimento dos Equipamentos, Volume IV - Caderno de Encargos, Condições Técnicas, Parte I - Especificações Técnicas, Tomo II - Escalão de Ermida*”, Março de 2009;
- [48] Greenvougá, “*Aproveitamento Hidroelétrico de Ribeiradio-Ermida, Processo de Concurso para o Fornecimento dos Equipamentos, Volume IV - Caderno de Encargos, Desenhos Técnicos do Escalão de Ermida*”, Março de 2009;
- [49] ERSE, “*Mercado Grossista*”, [Online]: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/Paginas/default.aspx> (acedido em 10 de Maio de 2014);
- [50] Comissão de Mercado e Valores Mobiliários, ERSE, Comisión Nacional del Mercado de Valores, Comisión Nacional de Energía, “*Harmonização Regulatória da Integração da Produção em Regime Especial no MIBEL e na Operação dos Respetivos Sistemas Eléctricos*”;
- [51] P. G. M. Gonçalves, “*Análise Estatística dos Resultados do Mercado Ibérico de Electricidade no ano de 2011*”, FEUP, Junho de 2012;
- [52] MIBEL, “*Resultados da Pool Diária em 28/02/2014*”, [Online]: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf> (acedido em 10 de Maio de 2014);
- [53] ERSE, “*Mercado Diário*”, [Online]: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx> (acedido em 10 de Maio de 2014);
- [54] ERSE, “*Mercado a Prazo*”, [Online]: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadoaprazo/Paginas/default.aspx> (acedido em 10 de Maio de 2014);
- [55] ERSE, “*Envolvente de Mercado*”, [Online]: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/envolventedemercado/Paginas/default.aspx> (acedido em 10 de Maio de 2014);
- [56] ERSE, “*Leilões PRE*”, [Online]: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/contratacao/Paginas/leiloesdePRE.aspx> (acedido em 10 de Maio de 2014);
- [57] R. M. G. Castro, “*Condições Técnicas e Económicas da Produção em Regime Especial Renovável*”, IST, Fevereiro de 2003;

- [58] Ministério da Economia e da Inovação, Decreto-Lei nº225/2007, de 31 de Maio;
- [59] ERSE, “*Serviços de Sistema*”, [Online]: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/Servicosdesistema.aspx> (acedido em 14 de Maio de 2014);
- [60] ERSE, “*Regulação de Tensão*”, [Online]: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/Regulacaodetensao.aspx> (acedido em 14 de Maio de 2014);
- [61] ERSE, “*Manutenção da Estabilidade*”, [Online]: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/Manutencaodaestabilidade.aspx> (acedido em 14 de Maio de 2014);
- [62] ERSE, “*Regulação Primária de Frequência*”, [Online]: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/Regulacaoprimariadefrequencia.aspx> (acedido em 14 de Maio de 2014);
- [63] ERSE, “*Regulação Secundária de Frequência*”, [Online]: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/Regulacaoasecundariadefrequencia.aspx> (acedido em 14 de Maio de 2014);
- [64] ERSE, “*Reserva de Regulação*”, [Online]: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/Reservaderegulacao.aspx> (acedido em 14 de Maio de 2014);
- [65] Ministério da Economia e do Emprego, Portaria nº251/2012, de 20 de Agosto;
- [66] IAPMEI, “*Valor Atualizado Líquido - VAL*”, [Online]: <http://www.iapmei.pt/iapmei-art-03.php?id=576> (acedido em 18 de Maio de 2014);
- [67] R. A. Brealey, S. C. Myers, “*Princípios de Finanças Empresariais*”, McGraw-Hill, Setembro de 1999;
- [68] A. Pita de Abreu, “*Hydro Portfolio in Iberia*”, EDP, 2012;
- [69] Investopedia, “*Internal Rate of Return - IRR*”, [Online]: <http://www.investopedia.com/terms/i/irr.asp> (acedido em 18 de Maio de 2014);
- [70] Palisade, “*Simulação de Monte Carlo*”, [Online]: http://www.palisade-br.com/risk/monte_carlo_simulation.asp (acedido em 26 de Maio de 2014);
- [71] Wolfram Mathworld, “*Central Limit Theorem*”, [Online]: <http://mathworld.wolfram.com/CentralLimitTheorem.html> (acedido em 26 de Maio de 2014)
- [72] Portal Action, “*Distribuição Normal*”, [Online]: <http://www.portalaction.com.br/content/62-distribuição-normal> (acedido em 26 de Maio de 2014);

Anexos

Anexo A - Avaliação Financeira

Tabela A.1 - Resultados da Análise Financeira - Fase da Obra

(k€)	Fase de Construção					
	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	-6	-5	-4	-3	-2	-1
Receitas de Exploração						
Receitas Ribeiradio (Mercado)						
Garantia de Potência						
Serviços de Sistema						
Receitas Ermida (PRE+Mercado)						
Custos Exploração						
EBITDA						
Imposto						
Despesas Investimento	15 850	76 168	30 842	32 286	35 688	22 166
FCF	-23 074	-102 860	-38 637	-37 519	-38 472	-22 166

Tabela A.2 - Resultados da Análise Financeira - Fase de Exploração (Ano 0 a Ano 5)

	Fase de Exploração					
	2015 0	2016 1	2017 2	2018 3	2019 4	2020 5
Receitas de Exploração	15 103	15 611	16 140	16 688	17 258	17 850
Receitas Ribeiradio (Mercado)	9 200	9 568	9 951	10 349	10 763	11 193
Garantia de Potência	1 643	1 643	1 643	1 643	1 643	1 643
Serviços de Sistema	2 760	2 870	2 985	3 105	3 229	3 358
Receitas Ermida (PRE+Mercado)	1 500	1 530	1 561	1 592	1 624	1 656
Custos Exploração	400	408	416	424	433	442
EBITDA	14 703	15 203	15 723	16 264	16 825	17 409
Imposto	3 008	3 133	3 263	3 398	3 538	3 684
Despesas Investimento						
FCF	10 879	10 445	10 030	9 634	9 255	8 893
Amortizações	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673
EBIT	12 030	12 531	13 051	13 591	14 152	14 736

Tabela A.3 - Resultados da Análise Financeira - Fase de Exploração (Ano 6 a Ano 15)

Fase de Exploração									
2021 6	2022 7	2023 8	2024 9	2025 10	2026 11	2027 12	2028 13	2029 14	2030 15
18 465	19 105	19 769	20 458	19 532	20 277	21 051	21 855	22 690	23 558
11 641	12 107	12 591	13 094	13 618	14 163	14 729	15 319	15 931	16 569
1 643	1 643	1 643	1 643						
3 492	3 632	3 777	3 928	4 085	4 249	4 419	4 596	4 779	4 971
1 689	1 723	1 757	1 793	1 828	1 865	1 902	1 940	1 979	2 019
450	459	469	478	488	497	507	517	528	538
18 015	18 645	19 300	19 980	19 045	19 780	20 543	21 337	22 162	23 020
3 836	3 993	4 157	4 327	4 093	4 277	4 468	4 666	4 872	5 087
8 547	8 215	7 898	7 595	6 748	6 509	6 279	6 057	5 843	5 638
2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673
15 342	15 972	16 627	17 308	16 372	17 107	17 871	18 664	19 490	20 347

Tabela A.4 - Resultados da Análise Financeira - Fase de Exploração (Ano 16 a Ano 25)

Fase de Exploração									
2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
24 460	25 397	26 371	27 383	28 256	29 386	30 562	31 784	33 055	34 378
17 231	17 921	18 638	19 383	20 158	20 965	21 803	22 675	23 582	24 526
5 169	5 376	5 591	5 815	6 047	6 289	6 541	6 803	7 075	7 358
2 059	2 100	2 142	2 185	2 050	2 132	2 217	2 306	2 398	2 494
549	560	571	583	594	606	618	631	643	656
23 911	24 837	25 800	26 800	27 661	28 780	29 943	31 153	32 412	33 721
5 310	5 541	5 782	6 032	6 247	6 527	6 818	7 120	7 435	7 762
5 440	5 249	5 066	4 889	4 689	4 533	4 382	4 236	4 096	3 960
2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673
21 238	22 164	23 127	24 128	24 989	26 107	27 270	28 480	29 739	31 049

Tabela A.5 - Resultados da Análise Financeira - Fase de Exploração (Ano 26 a Ano 35)

Fase de Exploração									
2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
35 753	37 183	38 670	40 217	41 826	43 499	45 238	47 048	48 930	50 887
25 507	26 527	27 588	28 692	29 839	31 033	32 274	33 565	34 908	36 304
7 652	7 958	8 276	8 607	8 952	9 310	9 682	10 070	10 472	10 891
2 594	2 698	2 806	2 918	3 035	3 156	3 282	3 413	3 550	3 692
669	683	696	710	725	739	754	769	784	800
35 083	36 500	37 974	39 507	41 101	42 760	44 485	46 279	48 146	50 087
8 103	8 457	8 825	9 208	9 607	10 022	10 453	10 902	11 368	11 854
3 828	3 702	3 579	3 461	3 346	3 236	3 129	3 026	2 926	2 830
2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673
32 411	33 827	35 301	36 834	38 428	40 087	41 812	43 606	45 473	47 414

Tabela A.6 - Resultados da Análise Financeira - Fase de Exploração (Ano 36 a Ano 45)

Fase de Exploração									
2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
36	37	38	39	40	41	42	43	44	45
52 923	55 040	57 241	59 531	61 912	64 388	66 964	69 643	72 428	75 325
37 756	39 266	40 837	42 471	44 169	45 936	47 774	49 685	51 672	53 739
11 327	11 780	12 251	12 741	13 251	13 781	14 332	14 905	15 502	16 122
3 840	3 993	4 153	4 319	4 492	4 671	4 858	5 053	5 255	5 465
816	832	849	866	883	901	919	937	956	975
52 107	54 207	56 392	58 665	61 029	63 488	66 045	68 705	71 472	74 350
12 358	12 884	13 430	13 998	14 589	15 204	15 843	16 508	17 200	17 919
2 737	2 647	2 560	2 475	2 394	2 316	2 240	2 166	2 095	2 026
2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673
49 434	51 535	53 719	55 992	58 356	60 815	63 372	66 033	68 800	71 678

Tabela A.7 - Resultados da Análise Financeira - Fase de Exploração (Ano 46 a Ano 55)

Fase de Exploração									
2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070
46	47	48	49	50	51	52	53	54	55
78 338	81 472	84 731	88 120	91 645	95 311	99 123	103 088	107 212	111 500
55 888	58 124	60 449	62 867	65 381	67 997	70 717	73 545	76 487	79 547
16 767	17 437	18 135	18 860	19 614	20 399	21 215	22 064	22 946	23 864
5 684	5 911	6 147	6 393	6 649	6 915	7 192	7 479	7 778	8 089
995	1 015	1 035	1 056	1 077	1 098	1 120	1 143	1 165	1 189
77 344	80 457	83 696	87 065	90 568	94 213	98 003	101 946	106 046	110 311
18 668	19 446	20 256	21 098	21 974	22 885	23 833	24 818	25 843	26 910
1 960	1 896	1 834	1 774	1 716	1 660	1 605	1 553	1 502	1 453
2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673
74 671	77 785	81 023	84 392	87 896	91 540	95 330	99 273	103 373	107 639

Tabela A.8 - Resultados da Análise Financeira - Fase de Exploração (Ano 56 a Ano 62)

Fase de Exploração						
2071 56	2072 57	2073 58	2074 59	2075 60	2076 61	2077 62
115 960	120 598	125 422	130 439	135 657	141 083	146 726
82 728	86 038	89 479	93 058	96 781	100 652	104 678
24 819	25 811	26 844	27 917	29 034	30 196	31 403
8 413	8 750	9 100	9 464	9 842	10 236	10 645
1 212	1 237	1 261	1 287	1 312	1 339	1 365
114 748	119 362	124 161	129 153	134 344	139 744	145 361
28 019	29 172	30 372	31 620	32 918	34 268	35 672
1 406	1 360	1 315	1 272	1 231	1 191	1 152
2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673
112 075	116 689	121 488	126 480	131 672	137 072	142 688

Tabela A.9 - Resultados da Análise Financeira - Fase de Exploração (Ano 63 a Ano 71)

Fase de Exploração								
2078 63	2079 64	2080 65	2081 66	2082 67	2083 68	2084 69	2085 70	2086 71
152 595	158 699	165 047	171 649	178 515	185 656	193 082	200 805	208 837
108 865	113 220	117 748	122 458	127 357	132 451	137 749	143 259	148 989
32 659	33 966	35 325	36 737	38 207	39 735	41 325	42 978	44 697
11 071	11 514	11 974	12 453	12 952	13 470	14 008	14 569	15 151
1 393	1 421	1 449	1 478	1 508	1 538	1 568	1 600	1 632
151 203	157 279	163 598	170 171	177 008	184 118	191 514	199 205	207 206
37 132	38 651	40 231	41 875	43 584	45 361	47 210	49 133	51 133
1 114	1 078	1 043	1 009	976	944	913	884	855
2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673	2 673
148 530	154 606	160 926	167 498	174 335	181 445	188 841	196 533	204 533

Tabela A.10 - Resultados da Análise Financeira - Fase de Exploração (Ano 72 a Ano 74)

Fase de Exploração		
2087	2088	2089
72	73	74
207 174	215 346	223 843
154 949	161 147	167 593
46 485	48 344	50 278
5 741	5 855	5 973
480	481	482
206 694	214 865	223 361
51 005	53 048	55 172
793	767	742
2 673	2 673	2 673
204 021	212 192	220 688