

**Solução energética híbrida com armazenamento por
bombagem: modelação, análises de sensibilidade e caso
de estudo**

Gonçalo Santos Cerejo Amaro

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Civil

Mestrado Integrado em Engenharia Civil

Orientador: Doutora Helena Margarida Machado da Silva Ramos

Júri:

Presidente: Doutor Rodrigo de Almada Cardoso Proença de Oliveira

Orientador: Doutora Helena Margarida Machado da Silva Ramos

Vogal: Doutor António Bento Franco

Mai 2018

Declaro que o presente documento é um trabalho original da minha autoria e que cumpre todos os requisitos do Código de Conduta e Boas Práticas da Universidade de Lisboa.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer em primeiro lugar aos meus pais, pelo esforço e dedicação constantes para que nada nos falte, a mim e ao meu irmão. Agradecer também ao resto da família e em particular à minha querida avó Adélia, pelo exemplo de vida, alegria e felicidade que quero seguir.

Aos meus amigos de sempre... que no futuro continuemos a ser presença ativa na vida uns dos outros.

A todos os professores que me acompanharam no meu percurso académico e em especial aos afetos à área de Hidráulica e Recursos Hídricos, pela boa disposição, transmissão de conhecimento e sobretudo o gosto por esta área.

Aos Escuteiros Marítimos do 797 Nova Oeiras pelo papel importantíssimo na minha formação enquanto pessoa e me tornarem num homem mais capaz.

À Equipa d'África pelo dar e receber, e por me ajudarem a viver na simplicidade, focando-me apenas no essencial.

E por último, mas sem dúvida, não menos importante, um agradecimento muito especial à minha orientadora Doutora Helena Ramos, pela paciência, por se fazer sempre presente e disponível, e por ter acreditado e confiado nas minhas capacidades.

Muito obrigado!

Resumo

A elevada intermitência das fontes de energia renováveis condiciona a produção de energia elétrica, que continua a depender muito dos combustíveis fósseis. Uma vez que existe complementaridade por parte das fontes de energia renováveis, a sua integração conjunta é, sem dúvida, uma boa solução para reduzir esta dependência. Aliado a este facto, poderá coexistir um sistema de armazenamento por bombagem, capaz de gerar reservas hídricas, que serão aproveitadas quando a procura exceder a oferta energética.

Na presente dissertação, foram desenvolvidos dois modelos: um sobre custos de turbomáquinas e outro que visa o estudo do potencial de uma solução energética híbrida com armazenamento por bombagem. Através destes modelos, procedeu-se à análise da produção conjunta das energias hídrica e eólica, hídrica e solar e ainda a combinação das três. Este modelo desenvolvido propõe duas opções de funcionamento para a bombagem e geração hidroelétrica: i) em função da diferença entre a procura e a oferta energética; ii) em função da tarifa diária, do consumo energético, aplicada em Portugal. Foram analisadas diferentes soluções, em função do consumo e potências instaladas, para diferentes quedas e volumes de armazenamento, admitindo três tipos de turbinas convencionais e uma bomba como turbina, para as quais se procedeu à análise económica.

Por último, foi realizado um pré-dimensionamento de um sistema energético híbrido com armazenamento por bombagem de água do mar, como possível modelo a aplicar na costa portuguesa. Para o consumo estabelecido, a solução adotada permite a satisfação energética de 81%, sendo 30% servido pelo armazenamento hidroelétrico.

Palavras-chave: fontes de energia renováveis; solução energética híbrida; armazenamento por bombagem.

Abstract

The high intermittence of renewable energy sources conditions the production of electricity, which remains highly dependent on fossil fuels. Since there is complementarity between renewable energy sources, their joint integration could be a good solution to reduce this dependency. Together with this, a pumped-storage system capable of generating hydro reserves can coexist to supply the surplus demand.

In the present dissertation, two models were developed: one about turbomachine's costs and another to study the potential of a hybrid energy solution with a pumped-storage system. Through this last model, the combined production of hydro and wind, hydro and solar, and the combination of the three as well were analysed. The developed models propose two operating options for storage: i) pumping and hydroelectric generation due to the difference between the demand and the energy supplied; ii) pumping and hydroelectric generation as a function of the tri-hour tariff of the energy consumption applied in Portugal. Different solutions were analysed, according to the demand and installed power, for different heads and storage volumes, assuming three conventional turbines and a pump as turbine, for which an economic analysis was developed.

Finally, a pre-design of a hybrid energy solution with a sea water pumped-storage system was carried out, as a possible model to apply in the Portuguese coast. For the established demand, the solution adopted allows a total energy satisfaction of 81 %, being 30 % supplied by hydroelectric storage.

Key-words: renewable energy; hybrid energy solution; pumped-storage.

Índice

1.	Introdução.....	1
1.1.	Enquadramento.....	1
1.2.	Objetivos	1
1.3.	Estrutura e conteúdo.....	2
2.	Síntese de conhecimentos	3
2.1.	Energia renovável na Europa e em Portugal	3
2.2.	Aproveitamentos hidroelétricos com armazenamento por bombagem	6
3.	Modelos desenvolvidos	13
3.1.	Análise técnico-económica de turbomáquinas	13
3.1.1.	Análise da potência turbinada.....	13
3.1.2.	Análise de custos	14
3.2.	Modelação de um sistema híbrido de energia eólica e/ou solar com hídrica e armazenamento por bombagem	18
3.2.1.	Definição de dados	18
3.2.2.	Condições de operação	19
3.2.2.1.	Opção 1 – Bombagem e geração hidroelétrica em função da diferença entre o consumo e a produção eólica/solar.....	19
3.2.2.2.	Opção 2 – Bombagem e geração hidroelétrica em função da tarifa de preços da energia elétrica	21
3.2.3.	Condições de funcionamento de turbomáquinas.....	21
4.	Análise da solução híbrida com armazenamento por bombagem	23
4.1.	Considerações gerais.....	23
4.2.	Análise de sensibilidade eólica + hídrica - opção de funcionamento 1.....	24
4.2.1.	Análise em função do tipo de turbina	24
4.2.1.1.	Análise Kaplan.....	24
4.2.1.2.	Análise Pelton.....	25
4.2.1.3.	Análise Francis	26
4.2.1.4.	Análise Bomba como Turbina	27
4.2.2.	Análise comparativa de turbinas.....	28
4.2.3.	Duplicação de turbinas.....	30
4.2.4.	Análise económica.....	31
4.3.	Análise de sensibilidade eólica + hídrica - opção de funcionamento 2.....	33

4.3.1.	Análise em função do tipo de turbina	33
4.3.2.	Análise comparativa de turbinas	34
4.3.3.	Duplicação de turbinas	35
4.3.4.	Análise económica	36
4.4.	Análise de sensibilidade solar + hídrica - opção de funcionamento 1	38
4.5.	Análise de sensibilidade solar + hídrica - opção de funcionamento 2	40
4.6.	Considerações finais	41
5.	Caso de estudo – Pré-dimensionamento de um sistema energético híbrido, com armazenamento por bombagem de água do mar	47
5.1.	Considerações gerais	47
5.2.	Localização	48
5.3.	Pré-dimensionamento	49
5.3.1.	Reservatório superior e tomada de água	49
5.3.2.	Dados do modelo	51
5.3.3.	Circuito hidráulico	51
5.3.3.1.	Breve descrição	51
5.3.3.2.	Galeria forçada	51
5.3.3.3.	Galeria de restituição (geração) / adução (bombagem)	52
5.3.3.4.	Perdas de carga	52
5.3.3.5.	Queda útil e altura total de elevação	54
5.3.4.	Central hidroelétrica	54
5.3.4.1.	Considerações gerais	54
5.3.4.2.	Turbina	54
5.3.4.3.	Central	56
5.3.5.	Proteção Marítima	57
5.4.	Regimes transitórios	59
5.5.	Balço energético	63
6.	Conclusões e recomendações	67
6.1.	Conclusões	67
6.2.	Recomendações	68
	Referências	71
	Anexos	73

Índice de Figuras

Figura 1 – Utilização de fontes de energia renovável nos 28 estados-membro da UE (EEA 2017)	3
Figura 2 – Repartição dos recursos na produção de eletricidade em Portugal Continental (janeiro a dezembro de 2017) (APREN 2017)	4
Figura 3 - Evolução da produção de eletricidade por fonte (março de 2016 a março de 2018) (APREN 2018).....	5
Figura 4 - Correlação entre o preço de Mercado e a produção de energia renovável (março de 2016 a março de 2018) (APREN 2018)	5
Figura 5 – Complementaridade hídrica-eólica (EDP 2017a)	7
Figura 6 – Infografia das 3 barragens em construção no rio Tâmega (Iberdrola 2017b)	8
Figura 7 – Central solar fotovoltaica flutuante na albufeira do Alto do Rabagão – a) Enquadramento com a barragem; b) Distribuição dos painéis pela plataforma flutuante (C. M. Montalegre 2017).....	8
Figura 8 – Vista aérea da CHR de Okinawa Yanbaru no Japão (Oshima et al. 1998).....	11
Figura 9 – Planta da CHR de Okinawa Yanbaru no Japão (Oshima et al. 1998).....	11
Figura 10 – Perfil da CHR de Okinawa Yanbaru no Japão (Hino e Lejeune 2012).....	11
Figura 11 - Variação da potência turbinada em função do caudal e da queda útil a) Turbina; b) BCT	13
Figura 12 – Custo unitário de turbinas convencionais	14
Figura 13 - Custo unitário de BCT em função da potência instalada para diferentes gamas de H_u , adaptado (Vilanova 2007)	15
Figura 14 – Custo unitário da BCT radial com diferentes pares de polos, em função da potência.....	16
Figura 15 - Custo unitário da BCT radial (a) e vertical multicelular (b), com 1 par de polos, em função do caudal e da queda útil, adaptado (Novara et al. 2018)	16
Figura 16 - Custo unitário de BCT em função da potência instalada	17
Figura 17 – Custo unitário de equipamentos eletromecânicos	17
Figura 18 - Fluxograma do sistema híbrido com armazenamento por bombagem (opção 1)	20
Figura 19 – Rendimento de turbinas em função do caudal (BHA 2012)	22
Figura 20 – Curvas de rendimento de bomba centrífuga nos dois modos de funcionamento: a) como bomba; b) como turbina (Yang et al. 2012).....	22
Figura 21 – Consumo satisfeito (análise eólica + hídrica, opção 1 com Kaplan)	24
Figura 22 – Eólica não consumida (análise eólica + hídrica, opção 1 com Kaplan).....	25
Figura 23 - Consumo satisfeito (análise eólica + hídrica, opção 1 com Pelton, $C_p=5$).....	25
Figura 24 - Eólica não consumida (análise eólica + hídrica, opção 1 com Pelton, $C_p=5$).....	26
Figura 25 - Consumo satisfeito (análise eólica + hídrica, opção 1 com Francis, $C_p=3$)	26
Figura 26 - Eólica não consumida (análise eólica + hídrica, opção 1 com Francis, $C_p=3$).....	27
Figura 27 - Consumo satisfeito (análise eólica + hídrica, opção 1 com Bomba como Turbina, $C_p=1$). 27	
Figura 28 – Eólica não consumida (análise eólica + hídrica, opção 1 com Bomba como Turbina, $C_p=1$)	28
Figura 29 - Consumo satisfeito pela hídrica (comparação de turbinas eólica+hídrica opção 1, $H=50$)	29
Figura 30 - Eólica não consumida (comparação de turbinas eólica+hídrica opção 1 $H=50$)	29

Figura 31 - Consumo satisfeito pela hídrica (comparação de turbinas, eólica+hídrica opção 1, H=300)	29
Figura 32 - Eólica não consumida (comparação de turbinas, eólica+hídrica opção 1, H=300)	30
Figura 33 - Consumo satisfeito pela hídrica (duplicação de turbinas, eólica + hídrica opção 1)	30
Figura 34 - Eólica não consumida (duplicação de turbinas, eólica + hídrica opção 1)	31
Figura 35 - Consumo satisfeito (análise eólica + hídrica, opção 2 com Kaplan)	33
Figura 36 - Consumo satisfeito (análise eólica + hídrica, opção 2 com Pelton, $C_p=5$)	33
Figura 37 - Consumo satisfeito (análise eólica + hídrica, opção 2 com Francis, $C_p=3$)	34
Figura 38 - Consumo satisfeito (análise eólica + hídrica, opção 2 com Bomba como Turbina, $C_p=1$)	34
Figura 39 - Consumo satisfeito pela hídrica (comparação de turbinas, eólica + hídrica opção 2, H=50)	35
Figura 40 - Consumo satisfeito pela hídrica (comparação de turbinas, eólica + hídrica opção 2, H=300)	35
Figura 41 - Consumo satisfeito pela hídrica (duplicação de turbinas, eólica + hídrica opção 2)	36
Figura 42 - Consumo satisfeito (análise solar + hídrica, opção 1 com Francis, $C_p=1$)	39
Figura 43 – Solar não consumida (análise solar + hídrica, opção 1 com Francis, $C_p=1$)	39
Figura 44 - Consumo satisfeito pela hídrica (duplicação de turbinas, solar + hídrica opção 1)	40
Figura 45 - Solar não consumida (duplicação de turbinas, solar + hídrica opção 1)	40
Figura 46 - Consumo satisfeito (análise solar + hídrica, opção 2 com Francis, $C_p=1$)	41
Figura 47 - Consumo satisfeito pela hídrica (duplicação de turbinas, solar + hídrica opção 2)	41
Figura 48 – Consumo satisfeito pela hídrica (análise eólica + hídrica): por diferentes turbinas, volumes de armazenamento e quedas	42
Figura 49 – Consumo satisfeito pela hídrica (análise solar + hídrica): por diferentes turbinas, volumes de armazenamento e quedas	43
Figura 50 – Consumo satisfeito pelas diferentes fontes de energia (eólica ou solar, com e sem armazenamento, $C_p=1$)	45
Figura 51 – Consumo satisfeito pelas diferentes fontes de energia (eólica + solar, com e sem armazenamento, $C_p=1$)	45
Figura 52 – Localização do reservatório superior	48
Figura 53 – Localização do parque eólico	48
Figura 54 – Dimensões do reservatório	50
Figura 55 – Tecnologia aplicada no reservatório (Katsaprakakis et al. 2013)	50
Figura 56 – Variação do número específico de rotações de turbinas com a queda útil (Quintela 1996)	55
Figura 57 – Variação do rendimento com o caudal (queda útil constante) para diferentes turbinas (Quintela 1996)	56
Figura 58 – Área circular necessária para a turbina (Voith 2015)	56
Figura 59 – Área em planta necessária para a central hidroelétrica (Ramos 2000)	57
Figura 60 – Proteção marítima do projeto de Okinawa Yanbaru	58

Figura 61 - Altura significativa de uma onda padrão da costa portuguesa, considerando um tempo de projeto de 100 anos (Teixeira 2017)	58
Figura 62 – Curvas características das turbomáquinas	60
Figura 63 – Esquema definido no Hammer a) Geração; b) Bombagem.....	60
Figura 64 - Envoltentes de pressão nas galerias, para diferentes tempos de paragem (na geração) 61	
Figura 65 – Variação da pressão na central, para diferentes tempos de paragem (na geração)	62
Figura 66 – Envoltentes de pressão nas galerias para tempo o de paragem de 63 s (na bombagem)	63
Figura 67 – Contribuição energética num dia de inverno	64
Figura 68 – Contribuição energética num dia de verão	64
Figura 69 – Consumo energético mensal (verão e inverno)	65
Figura 70 – Produção eólica mensal (verão e inverno)	65
Figura 71 – Produção solar mensal (verão e inverno)	66
Figura 72 – Produção hídrica mensal (verão e inverno)	66
Figura 73 – Bombagem mensal (inverno e verão).....	66
Figura 74 – Armazenamento mensal (verão e inverno).....	66
Figura 75 – Série anual do consumo elétrico horário adimensional, adaptado (REN 2017a).....	I
Figura 76 - Série anual da produção eólica horária adimensional, adaptado (REN 2017c).....	I
Figura 77 - Série anual da produção fotovoltaica horária adimensional, adaptado (REN 2017c).....	I

Índice de Quadros

Quadro 1 - Vantagens e inconvenientes dos aproveitamentos hidroelétricos com armazenamento por bombagem, adaptado (Freitas 2015)	9
Quadro 2 – Sistemas hidroelétricos reversíveis portugueses, adaptado (EDP 2017b).....	10
Quadro 3 – Especificações da CHR de Okinawa Yanbaru no Japão, adaptado (Cavazzinni e Perez-Diaz 2014)	12
Quadro 4 – Valores indicativos de operação de turbinas convencionais, adaptado de (Ramos 2000) 13	
Quadro 5 – Custo de turbinas convencionais, adaptado (Ogayar et al. 2009)	14
Quadro 6 – Variáveis de input no sistema	18
Quadro 7 – Variáveis de output no sistema	19
Quadro 8 – Condições de funcionamento e restrições consideradas no sistema (opção 1).....	19
Quadro 9 - Ciclo diário para o fornecimento de energia elétrica em Portugal Continental, adaptado (ESRE 2018)	21
Quadro 10 – Análises em função da(s) turbomáquina(s) a utilizar	22
Quadro 11 – Aproveitamento da energia eólica/solar num sistema sem armazenamento por bombagem	23
Quadro 12 – Valores das variáveis a considerar na análise eólica + hídrica com Kaplan	24
Quadro 13 – Valores das variáveis a considerar na análise eólica + hídrica com Pelton	25
Quadro 14 – Valores das variáveis a considerar na análise eólica + hídrica com Francis.....	26

Quadro 15 – Valores das variáveis a considerar na análise eólica + hídrica com Bomba como Turbina	27
Quadro 16 - Tarifa de preços tri-horária do uso de energia elétrica em Portugal Continental [€/kWh], adaptado (ESRE 2018)	31
Quadro 17 – Análise económica de um aproveitamento de energia eólica (sem armazenamento)	32
Quadro 18 – Resultados de caudais e potências (eólica + hídrica, opção 1).....	32
Quadro 19 – Análise económica das soluções do sistema híbrido (eólica + hídrica, opção 1).....	32
Quadro 20 – Resultados de caudais e potências (sem eólica).....	37
Quadro 21 - Análise económica das soluções do sistema de armazenamento (sem eólica)	37
Quadro 22 – Resultados de caudais e potências (eólica + hídrica, opção 2).....	38
Quadro 23 - Análise económica das soluções do sistema híbrido (eólica + hídrica, opção 2)	38
Quadro 24 – Comparação entre reservatório hexagonal e octogonal	49
Quadro 25 - Dimensões do reservatório superior e volume turbinável.....	49
Quadro 26 – Variáveis do modelo de pré-dimensionamento.....	51
Quadro 27 – Resultados do modelo de pré-dimensionamento.....	51
Quadro 28 – Submergência mínima do sistema elevatório	52
Quadro 29 – Perda de carga unitária	53
Quadro 30 – Perdas de carga contínuas	53
Quadro 31 – Perdas de carga localizadas na geração	53
Quadro 32 – Perdas de carga localizadas na bombagem	54
Quadro 33 – Parâmetros do grupo.....	55
Quadro 34 – Valores de K_D e K_Δ utilizados (USACE 1977)	59
Quadro 35 – Valores calculados no dimensionamento dos tetrápodes.....	59
Quadro 36 – Inércia do conjunto máquina hidráulica e motor/gerador	60
Quadro 37 - Comparação das sobrepressões obtidas por simulação e com os valores teóricos.....	62
Quadro 38 – Parques Eólicos com Telemedidas, adaptado (REN 2017b).....	II
Quadro 39 – Resultados da análise eólica + hídrica A_{F1} (opção 1) para $C_p = 1$ e $PeInst = 2$ (MW)....	III
Quadro 40 – Resultados da análise eólica + hídrica A_{F1} (opção 1) para $C_p = 1$ e $PeInst = 3$ (MW)....	III
Quadro 41 – Resultados da análise eólica + hídrica A_{F2} (opção 2) para $C_p = 1$ e $PeInst = 2$ (MW)....	III
Quadro 42 – Resultados da análise eólica + hídrica A_{F1} (opção 2) para $C_p = 1$ e $PeInst = 3$ (MW)....	IV

Simbologia

Siglas

APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis
BCT – Bomba Como Turbina
BHA – British Hydropower Association
BT – Baixa Tensão
CHC – Central Hidroelétrica Convencional
CHR – Central Hidroelétrica Reversível
EEA – Environment Energy Agency
EDP – Energias de Portugal
EPDM – Etileno-Propileno-Dieno
ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
PCH – Pequenas Centrais Hidroelétricas
PN – Pressão Nominal
PRFV – Plástico Reforçado por Fibra de Vidro
SIG – Sistema de Informação Geográfica
REN – Redes Energéticas Nacionais
SPM – Shore Protection Manual
UE – União Europeia
USACE – United States Army Corps of Engineers

Variáveis

c – Celeridade da onda elástica
 C – Custo [€]
 C_e – Coeficiente de direção do escoamento [-]
 D – Diâmetro da conduta [m]
 e – Espessura da conduta [m]
 E_0 – Módulo de elasticidade do material
 f – Fator de resistência [-]
 g – Aceleração gravítica [m/s^2]
 H – Queda bruta [m]
 H_s – altura significativa da onda [m]
 H_u – Queda útil [m]
 H_t – Altura total de elevação [m]
 H_w – Altura da onda de projeto [m]
 h – Altura do bloco (m)
 J – Perda de carga unitária [-]
 k – Rugosidade absoluta [m]
 K – Coeficiente de perda de carga

K_D – coeficiente de estabilidade hidráulica [-]
 K_v – Módulo de compressibilidade volumétrica do líquido a 20°
 K_{Δ} – coeficiente da camada [-]
 L – Comprimento da conduta [m]
 M – Massa do bloco [Kg]
 N – Velocidade de rotação do gerador [r.p.m.]
 N_s – Número de estabilidade
 n – Número de fiadas na camada [uni.]
 n_{pp} – Número de pares de polos [uni.]
 n_s – Número específico de rotações [r.p.m.]
 P – Potência [W]
 Q – Caudal [m³/s]
 Re – Número de Reynolds [-]
 U – Velocidade do escoamento [m/s]
 V – Volume [m³]

α – constante de estrangimento axial [-]
 α_1 – ângulo do talude com a horizontal [-]
 ΔH_{cont} – Perda de carga contínua [m]
 ΔH_{local} – Perda de carga localizada [m]
 ΔH_{total} – Perda de carga total [m]
 ε – Rugosidade relativa [-]
 η_b – Rendimento da bomba [-]
 η_t – Rendimento da turbina [-]
 ρ – Massa volúmica [Kg/m³]
 ρ_r – Massa volúmica do bloco [Kg/m³]
 ρ_w – Massa volúmica da água salgada [Kg/m³]
 ν – Viscosidade cinemática [N.s/m²]

1. Introdução

1.1. Enquadramento

Atualmente, a questão da sustentabilidade social, económica e ambiental já se encontra bastante enraizada na sociedade em geral. Existe a preocupação de praticar uma melhor gestão dos recursos naturais disponíveis, por parte dos países desenvolvidos, de modo a que sejam satisfeitas as necessidades da população atual, sem comprometer as necessidades das gerações vindouras. Esta visão estende-se ao setor energético. A exploração das fontes de energia renováveis deve ser encarada como solução primária de produção de energia elétrica, em detrimento dos combustíveis fósseis, uma vez que estes, além de serem cada vez mais escassos, a sua utilização é responsável por grande parte das emissões de gases de efeito de estufa para a atmosfera, contribuindo para um ambiente de qualidade inferior.

A razão pela qual as energias renováveis não correspondem a uma percentagem maior na satisfação do consumo total, deve-se ao facto de estas fontes apresentarem uma elevada variabilidade temporal, uma vez que dependem das condições atmosféricas. Esta intermitência gera uma diferença considerável na relação entre oferta e procura de energia ao longo do tempo, ostentando períodos em que a oferta é maior, e por isso há energia que não é devidamente aproveitada, e períodos onde a oferta é menor, obrigando à utilização dos combustíveis fósseis para satisfazer o consumo energético.

Deste modo, mais do que aumentar a potência de energia renovável instalada, é importante efetuar uma gestão mais eficiente destes recursos através da procura de soluções que visem colmatar as falhas de produção devido à sua intermitência. A produção conjunta de energias de fonte renovável, como são os casos das energias hídrica, eólica e solar, poderá ser uma resolução bastante eficaz do problema, uma vez que estas fontes se complementam entre si. A uma solução energética híbrida deste género, poderá ser adicionado um sistema com armazenamento por bombagem, aproveitando a energia eólica e solar que não é consumida (quando o consumo for inferior à oferta), para criar reservas hídricas que posteriormente serão utilizadas na produção de energia.

O armazenamento por bombagem necessita de dois reservatórios (um a nível superior e outro a nível inferior). Este facto apresenta um investimento acrescido em relação aos aproveitamentos hidroelétricos convencionais. Deste modo, a utilização do mar ou oceano como reservatório inferior poderá ser uma excelente solução para reduzir este custo.

Todos estes fundamentos serviram de motivação para o desenvolvimento, análise e dimensionamento de uma solução energética híbrida com armazenamento por bombagem utilizando a água do mar.

1.2. Objetivos

A presente dissertação apresenta os seguintes objetivos principais:

- i. Desenvolvimento de modelos conceptuais (soluções híbridas de produção de energia) e económicos (custos de turbinas);

- ii. Análise operacional de um sistema híbrido (de energia eólica e/ou solar com hídrica) com armazenamento por bombagem;
- iii. Análise económica das soluções apresentadas para o sistema híbrido com armazenamento por bombagem;
- iv. Dimensionamento de um sistema híbrido com armazenamento por bombagem.

1.3. Estrutura e conteúdo

A dissertação está organizada em 6 capítulos. No primeiro capítulo é feito o enquadramento sobre o tema das energias renováveis e dos aproveitamentos hidroelétricos com armazenamento por bombagem, bem como os motivos para o seu desenvolvimento e a otimização do funcionamento. São também definidos os objetivos e a estruturação da presente dissertação.

No segundo capítulo faz-se uma síntese de conhecimentos relativa à situação atual da Europa e Portugal, no que diz respeito à produção de energia de fonte renovável, e ao conceito sobre o armazenamento por bombagem, fazendo referência à sua capacidade para colmatar as falhas de produção de energia de fontes renováveis intermitentes.

No capítulo três é desenvolvido um modelo técnico de operação de um sistema híbrido (de energia eólica e/ou solar com hídrica) com armazenamento por bombagem em função do excesso de produção eólica/solar, ou em função da tarifa de preços do consumo de eletricidade em Portugal Continental. É feita também a comparação da potência turbinada, entre uma turbina convencional e uma bomba como turbina, onde se procede ao levantamento dos custos associados a quatro tipos de turbomáquinas.

No capítulo quatro é apresentada a análise de sensibilidade do modelo desenvolvido no capítulo anterior, para diferentes valores de capacidade de armazenamento, queda bruta, consumos de ponta e potência eólica/solar instalada, em função das quatro turbomáquinas propostas e admitindo duas opções de funcionamento. É desenvolvida ainda, uma análise económica das várias alternativas apresentadas.

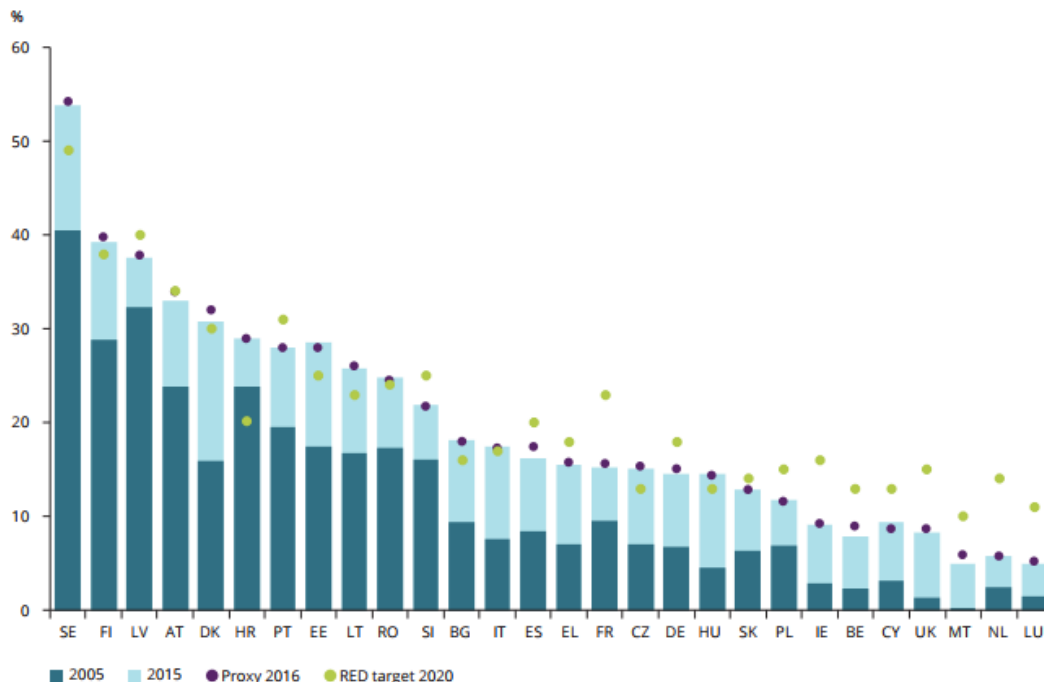
O quinto capítulo apresenta o dimensionamento de um aproveitamento hidroelétrico com armazenamento por bombagem de água do mar, como possível modelo a aplicar na costa Portuguesa, como solução híbrida de produção de energia num futuro próximo, onde as preocupações com a corrosão são ultrapassadas com novas técnicas de proteção.

No último capítulo (capítulo 6) apresenta-se a conclusão da dissertação, e também as propostas para desenvolvimentos futuros.

2. Síntese de conhecimentos

2.1. Energia renovável na Europa e em Portugal

Um dos grandes desafios atuais da humanidade é o da exploração eficiente dos recursos naturais renováveis com vista à produção de energia. Num mundo em constante evolução tecnológica e crescente aumento do consumo, é necessária uma melhor gestão dos recursos naturais fósseis, em prol de um ambiente sustentável. A solução passa por utilizar cada vez mais os recursos renováveis, e assim reduzir o uso dos outros recursos, para que se consiga mitigar as emissões de gases de efeito de estufa, que estão na origem das alterações climáticas. Nesse contexto, a Europa tem feito um enorme investimento nas energias renováveis neste princípio de século. Dados avançados pela EEA (EEA 2017) mostram que desde 2005, a quota das fontes renováveis no consumo final de energia tem aumentado, em média, 6,7 % ao ano (tendo abrandado ligeiramente nos últimos 2). O objetivo da UE é atingir a meta dos 20 % de utilização de energias renováveis em 2020. Em 2016 estima-se que a quota tenha sido de 16,9 %, pelo que se encontra dentro do plano traçado. Dos 28 estados-membro, a Suécia é sem dúvida o que mais se destaca (com quota de 54 %), seguida da Finlândia e Letónia (40 e 38 %, respetivamente). Portugal aparece neste estudo em sétimo lugar (28 %), contribuindo de forma positiva para esta média europeia, como mostra a Figura 1. O mesmo estudo refere ainda que Portugal foi um dos 9 países da UE que registaram reduções significativas das emissões de gases de efeitos de estufa (mais de 10 % de 2005 a 2015).



Notes: The dark blue bars show the RES shares in 2005. The tops of the light blue bars show the levels that the RES shares reached in 2015.

Sources: EEA, 2017a; Eurostat, 2017b; RED (2009/28/EC).

Figura 1 – Utilização de fontes de energia renovável nos 28 estados-membro da UE (EEA 2017)

De facto, o território português exhibe um enorme potencial no que diz respeito à produção de energia a partir de fontes de energia renovável, nomeadamente a hídrica, eólica, bioenergia, solar, das marés e das ondas. Atualmente, as quatro primeiras são as mais utilizadas e as que mais contribuem para a grande maioria da energia renovável produzida em Portugal Continental (ver Figuras 2 e 3). No entanto, devido à sua intermitência, ainda carecem de alguma competitividade, e por isso, há necessidade de se recorrer às energias fósseis. Apesar do crescimento gradual da produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis, neste princípio de século, é um facto que 2017 trouxe um revés, visto que ficou marcado pela presença de condições de seca extrema, o que se refletiu na produtividade hidroelétrica, que diminuiu até pouco mais de 1/3 da produção de 2016. Consequentemente, apenas 44,3 % (22 956 GWh) do consumo total de energia elétrica de Portugal Continental (51 839 GWh), foi proveniente de fontes renováveis. Em sentido contrário esteve a produção de origem fóssil que complementou com 31 567 GWh. Esta inversão provocou um aumento de emissões de dióxido de carbono de mais de 25% em relação ao ano anterior, que contabilizava aproximadamente 15×10^6 tonCO₂ (APREN 2017).

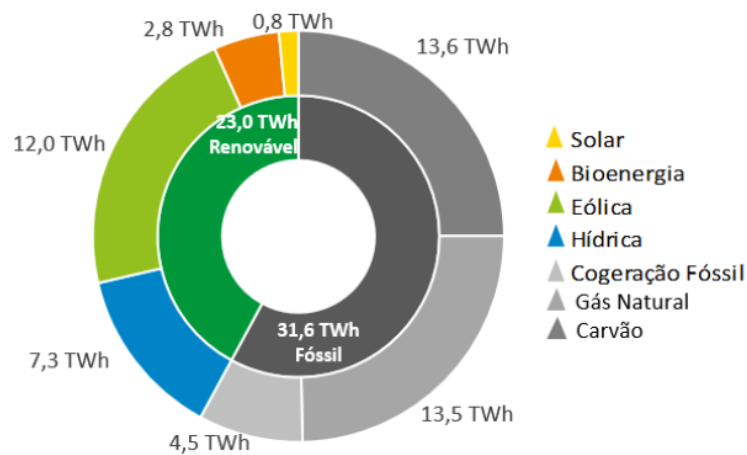


Figura 2 – Repartição dos recursos na produção de eletricidade em Portugal Continental (janeiro a dezembro de 2017) (APREN 2017)

Em todo o caso, poderá ser feita uma análise da variação da produção de energia de fonte renovável ao longo do ano, isto é, apesar de esta ser sempre diferente em períodos homólogos, apresenta padrões anuais idênticos. A produção de energia hídrica é mais elevada no primeiro trimestre, sendo três a quatro vezes inferior nos meses de verão. A produção de energia eólica é mais regular, mas também apresenta o mesmo padrão que a hídrica (havendo maior produção no inverno e menor no verão). Uma vez que a velocidade do vento e as afluências hídricas têm variações médias ao longo do ano com uma elevada correlação, é de esperar que a produção seja em simultâneo. Em contraste, a produção de energia solar apresenta o seu máximo nos meses de verão. Dessa forma, consegue-se complementar a produção de energia com as outras duas fontes, durante todo o ano, tal como mostra a Figura 3. Existe alguma relação entre o consumo e a produção de energia de fonte renovável, sendo tanto maior, quanto maior for esta produção. Também em termos de custos existe uma relação entre a fonte de energia e o preço de venda da energia elétrica, isto é, quanto maior for a representatividade da fonte de energia renovável, menor será o preço de mercado, como se pode verificar na Figura 4.

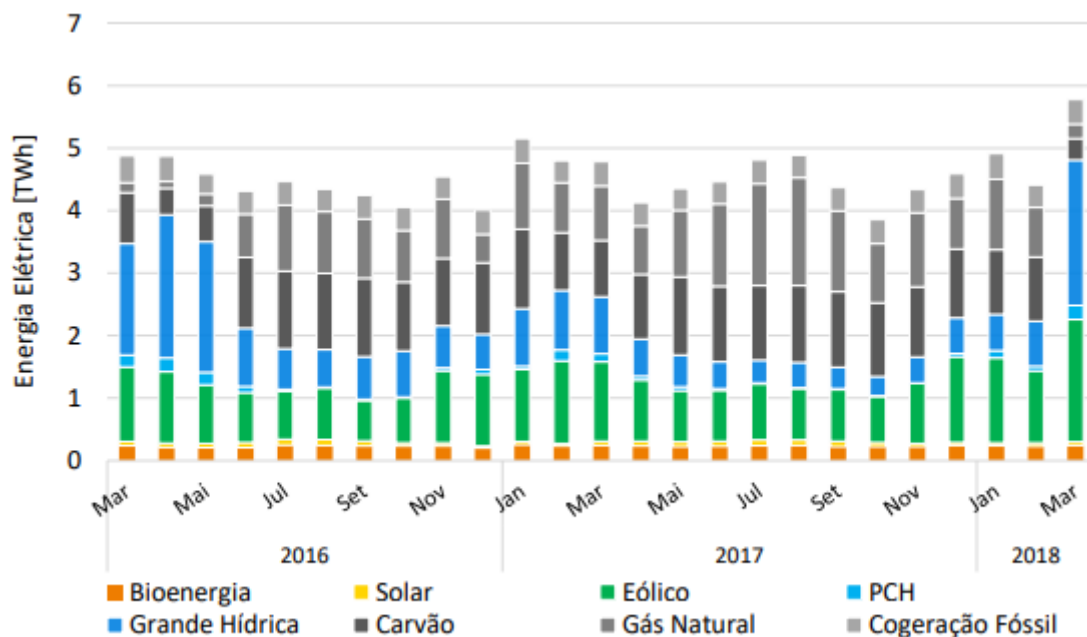


Figura 3 - Evolução da produção de eletricidade por fonte (março de 2016 a março de 2018) (APREN 2018)

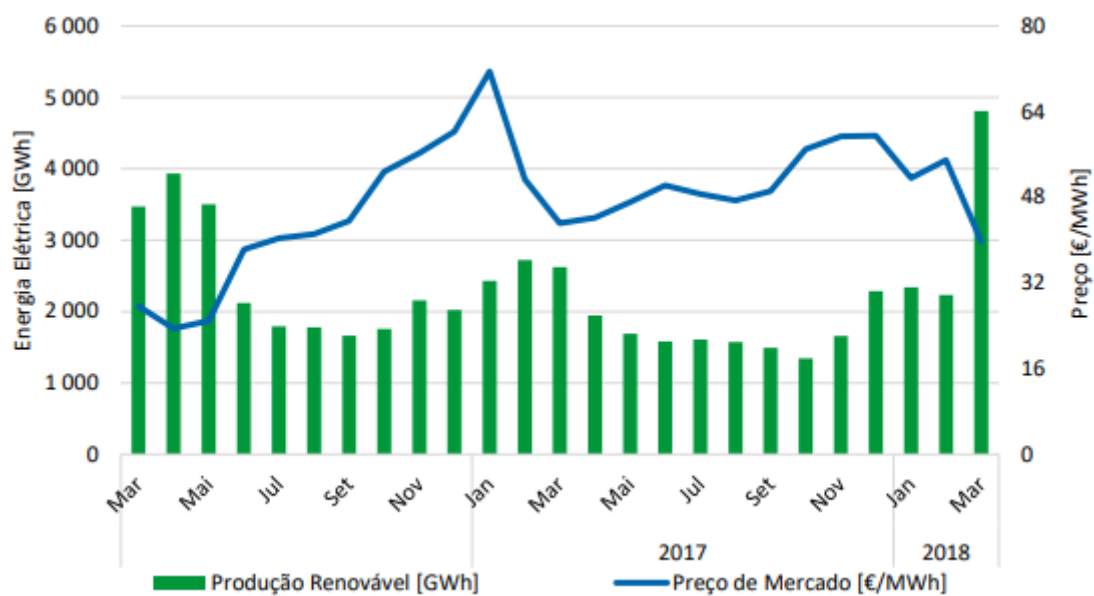


Figura 4 - Correlação entre o preço de Mercado e a produção de energia renovável (março de 2016 a março de 2018) (APREN 2018)

Em 2017 houve um ligeiro aumento do consumo de energia, mesmo sabendo que tem havido ganhos de eficiência energética, podendo ser um sinal de recuperação da economia. As tecnologias renováveis são atualmente as mais adequadas para incentivar o autoconsumo de energia elétrica (que já supera os 60 MW de potência instalada (APREN 2017)). Nesse sentido, a utilização de equipamentos de autoconsumo (Ex: painéis fotovoltaicos) é um fator de desenvolvimento de diversas tecnologias limpas e de promoção de um comportamento mais ativo por parte do consumidor que cada vez mais se encontra facilitado também pela conceção de eletrodomésticos e sistemas de controlo mais eficientes.

2.2. Aproveitamentos hidroelétricos com armazenamento por bombagem

Apesar das fontes de energia renovável serem praticamente inesgotáveis e amigas do ambiente, são também imprevisíveis e apresentam disponibilidades variáveis, uma vez que dependem das condições atmosféricas. Este facto faz com que haja, muitas vezes, um desequilíbrio entre a procura e a oferta de energia, não se conseguindo retirar todo o potencial dos aproveitamentos de energia renovável. Esse desequilíbrio pode surgir quando há escassez de fontes de energia, como acaba por acontecer com Portugal em tempo de seca, onde as barragens perdem a sua capacidade por falta de precipitação, e conseqüentemente, sem armazenamento suficiente para gerar energia hidroelétrica. Mas também se pode dar o caso contrário, isto é, poderá haver alturas em que a oferta é maior que a procura, pelo que todo esse excesso de energia não utilizado, ou é exportado ou é desperdiçado.

De seguida apresentam-se três abordagens possíveis com vista a garantir o equilíbrio entre a oferta e procura de energia (Faias et al. 2009):

- Limitar a geração a partir de fontes renováveis (evitando o desperdício destes recursos) e aumentar a geração termoelétrica – esta solução não é sustentável e não vai de encontro ao objetivo de tornar a produção de energia mais eficiente;
- Exportar o excedente para os países vizinhos – apesar de já ser feito, é uma solução que depende da capacidade de absorção externa;
- Armazenar o excedente de energia elétrica produzida, para utilizá-la depois em períodos de maior consumo – a mais eficaz para regular a variação da oferta/procura.

A dificuldade pode estar no armazenamento de energia não consumida. Atualmente, ainda não existem bancos de baterias ou condensadores suficientemente grandes, pelo que é necessário encontrar alternativas. No futuro, esta energia armazenada poderá ser utilizada para produzir hidrogénio, útil na alimentação de pilhas de combustível para produzir eletricidade. Contudo, hoje em dia esta solução apresenta algumas limitações: pilhas de combustível ainda custam 3 a 4 vezes mais que outras tecnologias e apenas se consegue garantir um tempo de vida útil de 10 anos; são precisas 3 unidades de energia para se produzir 1 unidade de energia de hidrogénio (aproveitando-se somente 30 % da energia desperdiçada); o armazenamento de hidrogénio também é difícil (na forma gasosa exige grandes pressões, implicando medidas de segurança significativas e na forma líquida é dispendioso devido ao reagente utilizado).

Deste modo, as soluções para o armazenamento de energia em larga escala mais aplicadas serão as CHR (Centrais Hidroelétricas Reversíveis), isto é, centrais hidroelétricas que restituem os níveis da albufeira através da bombagem de água de um reservatório a um nível inferior para outro a nível superior. Este é um conceito simples de um circuito fechado onde o reservatório superior funciona como uma “bateria física” de grande capacidade, pois armazena energia potencial gravítica, que poderá ser utilizada posteriormente para produzir energia elétrica. Estas centrais podem armazenar mais de 1 GWh, e são até à data, a tecnologia mais económica e eficiente – apresentando eficiências da ordem de 60 a 80% (Yang 2016). Esta eficiência só não é maior devido às perdas (sobretudo por bombagem). Apesar de se gastar mais energia a repor a água no reservatório superior, do que aquela que é

produzida aquando da circulação da água na turbina no sentido inverso, este método é viável uma vez que a bombagem é feita preferencialmente de madrugada (em vazio), quando os custos de utilização de energia são menores. Além de promover um melhor aproveitamento da energia produzida pela própria central hídrica, também se pode associar a outros tipos de energia renovável (como a eólica ou a solar), e aproveitar a energia que seria, de outra forma, desperdiçada. A Figura 5 mostra de que forma o excesso de produção eólica pode ser aproveitado para a bombagem hidroelétrica, criando reserva hídrica para o período de maior consumo.

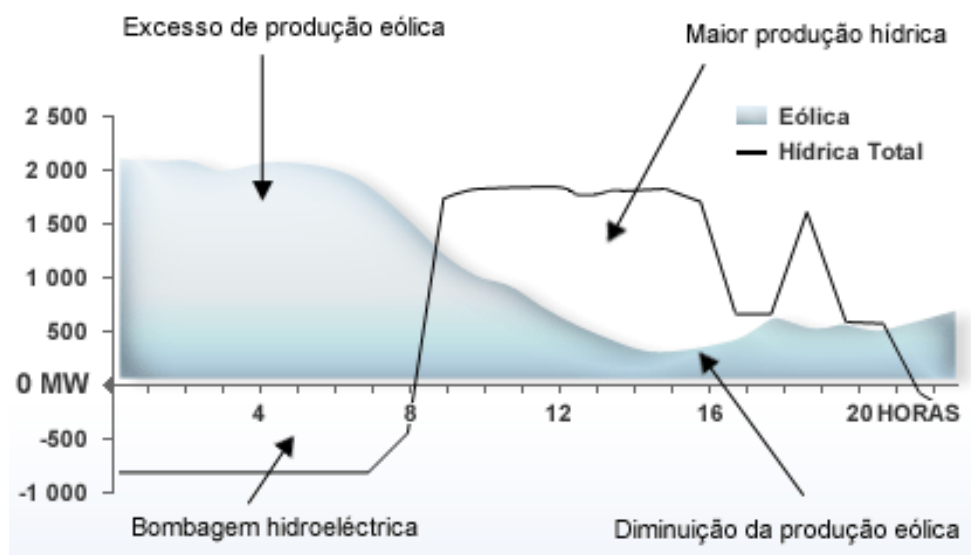


Figura 5 – Complementaridade hídrica-eólica (EDP 2017a)

Neste momento, encontra-se em construção o maior complexo de aproveitamento hidroelétrico já alguma vez feito em Portugal. Este complexo da *Iberdrola* será o primeiro, em contexto nacional, a armazenar energia excedentária da produção eólica e será composto por três barragens: Alto Tâmega, Daivões e Gouvães (Figura 6). Terá uma potência de geração total instalada de 1 158 MW, capaz de produzir mais de 1 760 GWh anuais, o equivalente a 6 % do consumo de energia elétrica em Portugal (Iberdrola 2017a). Dos três aproveitamentos, o de Gouvães é o que apresenta maior potencial, com capacidade instalada de 880 MW, graças às suas quatro turbinas Francis reversíveis de 220 MW, e projetado com uma central subterrânea para maximizar a coluna de água. As centrais de Daivões e do Alto Tâmega terão uma potência instalada de 114 e 160 MW, respetivamente. Além de ultrapassar o registo de potência instalada na barragem do Alto Lindoso (630 MW), o que torna Gouvães inovador é o facto de aproveitar o excesso de produção eólica. Para tal, está equipado de um sistema de bombagem que o liga ao reservatório de Daivões, fazendo a movimentação de volumes entre uma albufeira para a outra sempre que necessário. A totalidade do empreendimento implicará um investimento de 1 500 milhões de euros, com 3 500 postos de trabalho diretos e 10 000 indiretos associados. Espera-se que o projeto esteja concluído em 2023.

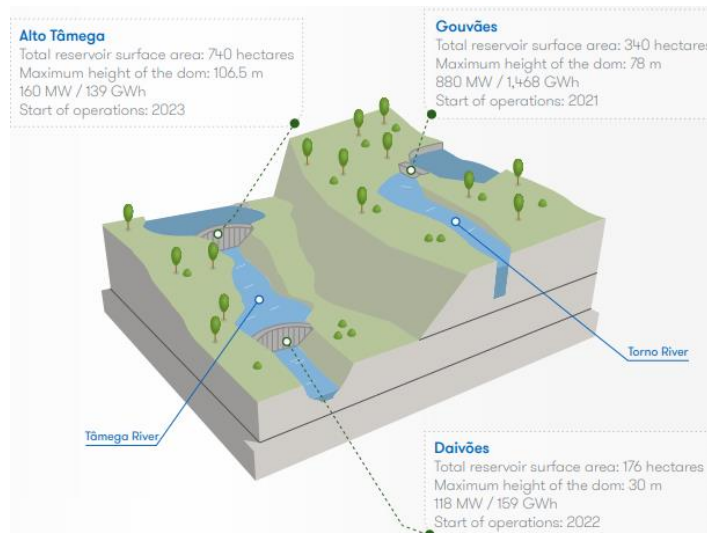


Figura 6 – Infografia das 3 barragens em construção no rio Tâmega (Iberdrola 2017b)

Também poderá haver complementaridade hídrica-solar. Ainda em fase de testes, encontra-se uma central solar fotovoltaica flutuante na albufeira do Alto do Rabagão (ver Figura 7). Trata-se de um projeto piloto na Europa, que conta com 840 painéis fotovoltaicos numa área de 2 500 m², o que corresponde a 0,2 MW de potência instalada, que poderá gerar 300 MWh anuais, o suficiente para abastecer 100 famílias num ano (EDP 2017c). Esta solução apresenta algumas vantagens: a combinação de duas fontes de energia renovável com elevada complementaridade (visto que as melhores condições para a produção de energia solar acontecem quando há menos produção hídrica); utilização de uma única infraestrutura para fazer a ligação à rede; poupança no espaço, não sendo necessário ocupar terreno fértil; arrefecimento natural dos equipamentos concedido pela superfície aquática, permitindo assim obter-se rendimentos mais elevados; proteção da radiação solar no meio subaquático, o que reduz a proliferação de algas e o conseqüente efeito eutrofizante, mitigando também as emissões de gases de efeito estufa. Apesar deste projeto ter representado custos mais elevados do que uma central solar fotovoltaica convencional (investimento de cerca de meio milhão de euros), num futuro próximo, pode vir a ser interessante explorá-lo a uma escala maior (cerca de 100 vezes maior – com potência instalada de 20 MW), aproveitando também a energia gerada para a bombagem, para se poder restituir os níveis de armazenamento das albufeiras.



Figura 7 – Central solar fotovoltaica flutuante na albufeira do Alto do Rabagão – a) Enquadramento com a barragem; b) Distribuição dos painéis pela plataforma flutuante (C. M. Montalegre 2017)

Estes exemplos servem para mostrar a grande complementaridade existente entre a energia hídrica, eólica e solar. Essa complementaridade será tanto mais interessante se se tiver um sistema de armazenamento por bombagem acoplado, que permitirá criar reservas hídricas disponíveis em situação de ponta. Estes sistemas apresentam vantagens, e inconvenientes referenciados no Quadro 1.

Quadro 1 - Vantagens e inconvenientes dos aproveitamentos hidroelétricos com armazenamento por bombagem, adaptado (Freitas 2015)

Vantagens	Inconvenientes
<ul style="list-style-type: none"> • Consegue-se aproveitar a energia nas alturas de menor consumo que de outra forma seria desperdiçada, através da bombagem da água de novo para o reservatório a montante (nivelamento de cargas); • Permite a integração de outras energias renováveis (como a solar e a eólica), combatendo a sua produção intermitente; • Grande flexibilidade de operação, reagindo rapidamente às variações de consumo e produção (compensando desvios em relação às previsões); • Grande capacidade de armazenamento, com arranque rápido, entrando em serviço em poucos segundos; • Não dependem da pluviosidade nem dos caudais disponíveis a montante (pois estão equipadas com sistema de bombagem). 	<ul style="list-style-type: none"> • São necessários 2 reservatórios, com diferença de cotas elevada (escolha do local de implantação fica mais limitada); • Pode exigir um grande investimento inicial; • Exige um tempo considerável de construção; • Ocorrem perdas significativas de eficiência energética sobretudo na transmissão por bombagem; • Manutenção das bombas/turbinas exige cuidados especiais, uma vez que se tem paragens e arranques mais frequentes; • Impacte ambiental e social desde a fase de construção até à fase de exploração (inundações de áreas adjacentes; bloqueio à migração dos peixes; alteração dos regimes dos rios a jusante; destruição de habitats marinhos; deslocação de populações locais).

O facto de serem necessários 2 reservatórios, pode encarecer muito este tipo de projetos. Contudo, existem algumas formas de contornar a situação. Pode-se aproveitar a obra de uma CHC (Central Hidroelétrica Convencional) e apenas construir-se um segundo reservatório inferiormente ou usar duas barragens em cascata. Esta é uma solução de melhoramento do aproveitamento das barragens cada vez mais aplicada em Portugal e no exterior. Portugal conta já com mais de 1 GW de bombagem hidroelétrica instalada (EDP 2017b). No Quadro 2 encontram-se as barragens portuguesas que, até à data, dispõem de bombagem.

Quadro 2 – Sistemas hidroelétricos reversíveis portugueses, adaptado (EDP 2017b)

Barragens	Albufeira	Turbina					Bomba	
	Capacidade útil (hm ³)	Tipo de turbina	Queda bruta máxima (m)	Caudal máximo turbinável (m ³ /s)	Potência nominal (kW)	Velocidade nominal (r.p.m)	Caudal máximo bombado (m ³ /s)	Potência máxima absorvida (kW)
Agueira	216	Francis (Reversível)	71,6	180	112 400	125	156	91 000
Alqueva	3 150		76	203,2	129 600	136,4	140,2	106 900
Alto Rabagão	550,1		185	26	36 750	428	18	31 700
Baixo Sabor	630		104	85	70 300	215	70	70 000
Frades	92,1		51	400	91 600	600	350	72 000
Foz Tua	28		96	155	131 000	125	120	124 000
Salamonde	65		115	200	224 000	215	170	205 000
Torrão	22		53	161	73 300	125	163	73 000
Venda Nova	92,1		420	200	390 600	350	170	368 000
Vilarinho das Furnas	69,7		425,3	20,2	78 600	375	19,2	73 600

Também poder-se-á utilizar um reservatório natural como reservatório inferior (ou superior). Assim, apenas será necessário construir o reservatório superior (ou inferior). Como reservatórios inferiores pode-se servir de depressões naturais, aquíferos subterrâneos ou até mesmo o mar. A grande dificuldade está em encontrar locais que reúnam as especificidades necessárias para usar como reservatório. O uso de depressões naturais e aquíferos podem não ser uma alternativa muito eficaz, uma vez que também estão dependentes da pluviosidade, sendo que estes últimos apresentam ainda uma dificuldade acrescida, no que diz respeito ao acesso à água. Neste sentido, a utilização do mar como reservatório inferior poderá ser uma opção bastante interessante, já que este recurso é inesgotável e independente das condições meteorológicas. Países costeiros começam agora a olhar para esta opção, como sendo de enorme potencial. Japão, EUA, e algumas ilhas do mediterrâneo já apresentaram vários projetos para desenvolver aproveitamentos hidroelétricos com armazenamento por bombagem de água do mar.

Um exemplo elucidativo de pôr em prática este conceito, é o caso da CHR de Okinawa Yanbaru no Japão. Esta central foi a primeira a usar a água oceânica para o armazenamento. Custou 24,5 mil milhões de euros e começou a ser construída em 1989, entrando em funcionamento 10 anos depois (em 1999). Apesar da central funcionar perfeitamente, o crescimento do consumo de energia elétrica de Okinawa foi inferior ao previsto, e assim sendo, a central deixou de ter propósito. Desse modo, em 2016, foi feito o seu desmantelamento. As Figuras 8, 9 e 10 mostram uma vista aérea, um desenho em planta e um corte, deste aproveitamento, respetivamente. O Quadro 3 contém as especificações da CHR de Okinawa Yanbaru no Japão.



Figura 8 – Vista aérea da CHR de Okinawa Yanbaru no Japão (Oshima et al. 1998)



Figura 9 – Planta da CHR de Okinawa Yanbaru no Japão (Oshima et al. 1998)

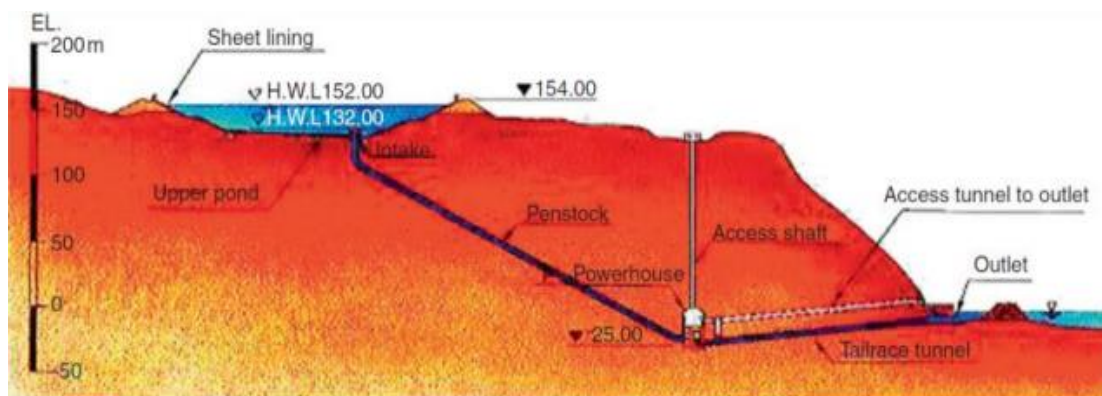


Figura 10 – Perfil da CHR de Okinawa Yanbaru no Japão (Hino e Lejeune 2012)

Quadro 3 – Especificações da CHR de Okinawa Yanbaru no Japão, adaptado (Cavazzinni e Perez-Diaz 2014)

Especificações da CHR de Okinawa Yanbaru no Japão		
Central hidroelétrica	Potência máxima turbinada (MW)	30
	Caudal máximo turbinado (m ³ /s)	26
	Queda útil (m)	136
Reservatório Superior	Tipo	Escavação, impermeabilizado com membrana protetora
	Altura do coroamento (m)	25
	Perímetro do coroamento (m)	848
	Largura máxima (m)	251,5
	Capacidade total de armazenamento (m ³)	590 000
Conduta forçada	Profundidade máxima (m)	22,8
	Diâmetro interior (m)	2,4
Conduta de restituição	Comprimento (m)	314
	Diâmetro interior (m)	2,7
	Comprimento (m)	205

A principal desvantagem do uso da água do mar como matéria de armazenamento é a do seu potencial corrosivo inerente. Conduas de aço ou ferro fundido poderão ser inviáveis uma vez que será necessária uma manutenção regular e mais especializada. Para que não haja corrosão neste tipo de materiais, será sempre necessária a introdução de uma camada protetora no interior da tubagem. A aplicação de um filme espesso, não dissolvido, de fenol e resinas epóxis poderá ser um bom recurso. Outra solução encontra-se em desenvolvimento por uma equipa do Instituto Superior Técnico (liderada por Fátima Montemor): trata-se de uma “tinta inteligente” capaz de se autorregenerar quando é danificada (ou de reparar eventuais pontos em corrosão). Este revestimento com capacidade autorreparadora é considerado como uma das mais promissoras soluções para a prevenção e controlo da corrosão em estruturas offshore e, em particular, em sistemas de produção de energia no mar, podendo-se poupar até 30 % nos custos de operação e manutenção desses aproveitamentos (Montemor 2018). Outra alternativa será o uso de materiais menos suscetíveis à corrosão como as condutas em material plástico. Além da vantagem da sua estrutura química não ser afetada pela água do mar, apresenta um coeficiente de perdas menor do que as condutas de aço e betão, sendo também mais leves e mais económicas, pelo que poderão ser transportadas e instaladas mais facilmente. A grande desvantagem é o facto de não resistir a pressões muito elevadas, no entanto, já existem materiais compósitos como os PRFV's (Plásticos Reforçados com Fibra de Vidro), que conseguem suportar pressões até 160 m.c.a (PN16), havendo no mercado condutas deste tipo até 3 m de diâmetro. Também o reservatório superior deverá ser impermeável, não só para evitar perdas por infiltração, mas também para evitar a destruição dos solos em redor, devido à intrusão salina. As turbomáquinas e restante equipamento serão igualmente protegidos.

Deste modo, o armazenamento de água do mar permite reduzir custos que seriam inevitáveis para a construção de um reservatório inferior, caso se optasse pelos cursos de água doce com limitações na sua disponibilidade. A utilização deste meio marinho exigirá a escolha de materiais específicos e uma manutenção mais exigente dos órgãos estruturais. Assim sendo, será sempre necessária uma análise de viabilidade técnico-económica de modo a indagar a melhor solução a adotar.

3. Modelos desenvolvidos

3.1. Análise técnico-económica de turbomáquinas

3.1.1. Análise da potência turbinada

Desenvolveu-se uma análise da potência turbinada, onde se procedeu à comparação de uma turbina convencional, com uma bomba a funcionar como turbina (BCT). Esta potência depende essencialmente do caudal turbinado, da queda útil e do rendimento da turbina. Ao tipo de turbomáquina está associado o rendimento, a velocidade de rotação, a relação entre caudal e caudal de dimensionamento e a relação entre queda e queda de dimensionamento. No Quadro 4 encontram-se os valores indicativos das condições de operação das três turbinas clássicas mais utilizadas.

Quadro 4 – Valores indicativos de operação de turbinas convencionais, adaptado de (Ramos 2000)

	H (m)	Q (m ³ /s)	P (MW)	n _s (r.p.m.)	η _t máximo (%)
Kaplan	2 – 50	3 – 50	50 – 5 000	250 – 700	94
Francis	20 – 300	0.7 – 20	100 – 15 000	30 – 250	94
Pelton	300 – 1 000	0.2 – 5	200 – 15 000	<30	93

O comportamento hidráulico de uma bomba altera no sentido inverso. Geralmente, uma bomba pode operar em modo de turbina para caudais e quedas maiores (para uma mesma velocidade de rotação). Contudo, os seus rendimentos serão naturalmente inferiores. O trabalho recente de (Carravetta et al. 2018) mostra relações de semelhança que permitem estimar várias retas e características de diferentes BCT (dependendo do n_s). Os fabricantes de bombas hidráulicas não fornecem as curvas de rendimento para o seu funcionamento como turbinas, pelo que estes valores terão de ser obtidos experimentalmente. Testes feitos para uma bomba centrífuga (radial) com velocidade de rotação de 1 500 r.p.m. mostram que o rendimento máximo do seu funcionamento como turbina é de 60 % (Yang et al. 2012).

Para a análise desenvolvida, fez-se variar a potência em função do caudal e da queda útil, com um rendimento constante de 0.9 e 0.6, para a turbina e BCT, respetivamente, para facilitar os cálculos. A potência turbinada foi calculada através da expressão: $P = g\rho QH_u\eta_t$. Na Figura 11 apresentam-se os gráficos da potência turbinada com a variação do caudal e da queda útil. Como espectável, trata-se de uma variação linear, que naturalmente apresenta melhores resultados para a turbina convencional, uma vez que auferir um rendimento melhor, quando comparada com a BCT.

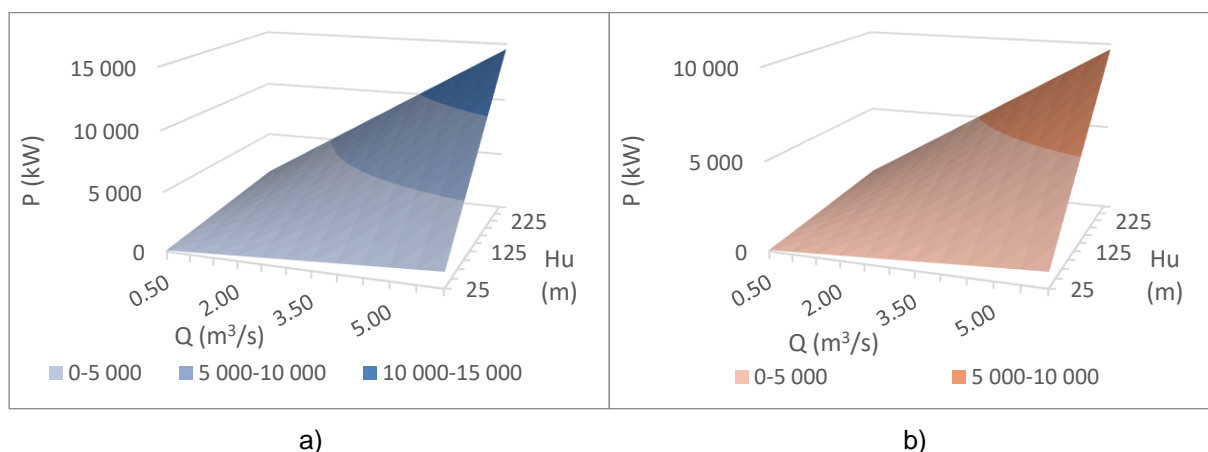


Figura 11 - Variação da potência turbinada em função do caudal e da queda útil a) Turbina; b) BCT

3.1.2. Análise de custos

Em seguida procedeu-se ao desenvolvimento de uma análise económica ao nível dos custos de conversores de energia. Dentro deste conjunto de equipamentos, faz-se referência para aqueles que representam quase a totalidade do investimento neste setor - turbinas convencionais, bombas que operam como turbinas (BCT) e geradores que transformam a energia mecânica da turbina em energia elétrica. Foram analisados os custos unitários das turbinas convencionais já referenciadas (i.e., Kaplan, Francis e Pelton) e ainda os custos unitários das BCT, mais detalhadamente.

Com base no trabalho desenvolvido por (Ogayar et al. 2009), mostra-se no Quadro 5 o custo das três turbinas consideradas, em função da queda (em m) e da potência instalada (em kW). Na Figura 12 apresenta-se o gráfico de comparação de custos unitários desses equipamentos. Através da sua leitura, facilmente se verifica que, das três turbinas, a mais barata é a Francis. Também se verifica que para potências menores, a Kaplan acaba por ser mais dispendiosa do que a Pelton. Esta consequência inverte-se para potências mais elevadas, o que quer dizer que a queda tem maior influência no preço destas turbomáquinas, uma vez que a quedas altas normalmente estão associados caudais menores, para a mesma potência.

Quadro 5 – Custo de turbinas convencionais, adaptado (Ogayar et al. 2009)

Turbina	Custo (€)
Kaplan	$31\,196 * P^{0.41662} * H^{-0.113901}$
Francis	$25\,698 * P^{0.439865} * H^{-0.127243}$
Pelton	$17\,693 * P^{0.635275} * H^{-0.281735}$

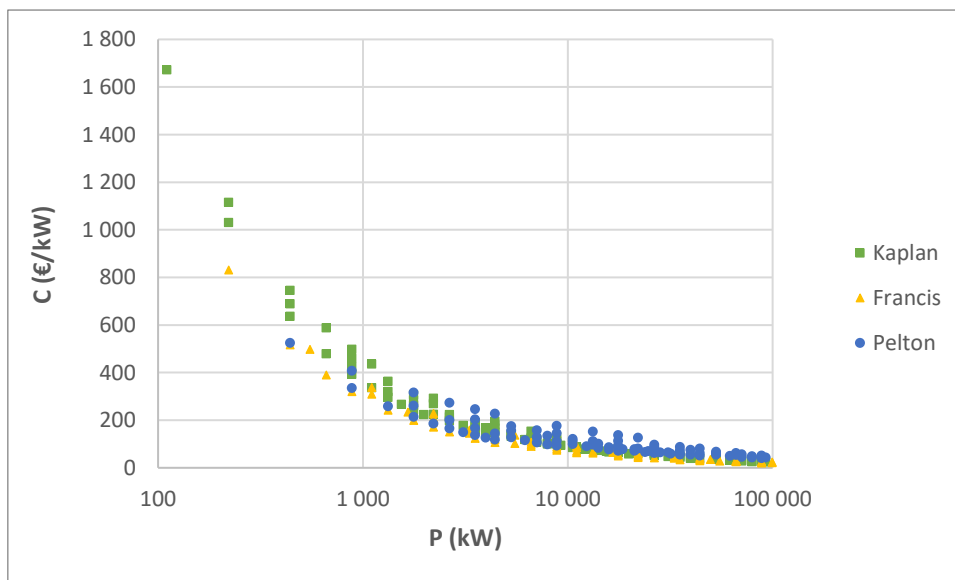


Figura 12 – Custo unitário de turbinas convencionais

Para o estudo de soluções de projeto com armazenamento por bombagem, faz igualmente sentido analisar os custos das BCT, uma vez que, funcionando nos dois sentidos do escoamento, poder-se-á operar apenas com uma só turbomáquina. Têm também a vantagem de serem mais baratas que as turbinas convencionais e, para situações em que não seja necessário equipamento específico para

grandes potências, como no caso das Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH), serão igualmente adequadas. Deste modo, uma vez que os estudos acerca deste tema são escassos, uma análise mais detalhada exigiu o desenvolvimento e adaptação de novas fórmulas, relativas a custos de sistemas hidroelétricos compostos por uma BCT e respetivo gerador acoplado. Estas fórmulas foram definidas em função da potência.

Vilanova desenvolveu um estudo sobre custos de BCT apenas para valores de potência até 100 kW (Vilanova, 2007). Segundo este autor, não existe uma relação direta entre os custos de BCT e a potência instalada. O mesmo afirma que a queda tem influência neste tipo de análises. Contudo, os custos dos geradores, variam linearmente com a potência, sem dependerem diretamente da queda, pelo que não é necessário proceder-se à diferenciação por intervalos de queda. Desta forma, definiram-se curvas de custo de “BCT+gerador” em função da potência (em kW) para cada gama de quedas úteis (em m) – através das equações (1) a (4). Na Figura 13 está representado o custo unitário em função da potência, para cada gama de quedas.

$$C (\text{€}) = -0.02P^2 + 143.0P + 1\,655.7 \quad , \quad 0 < H_u \leq 30 \quad (1)$$

$$C (\text{€}) = -0.10P^2 + 152.9P + 1\,641.9 \quad , \quad 30 < H_u \leq 50 \quad (2)$$

$$C (\text{€}) = -0.04P^2 + 134.8P + 1\,732.6 \quad , \quad 50 < H_u \leq 70 \quad (3)$$

$$C (\text{€}) = -0.05P^2 + 144.5P + 1\,647.8 \quad , \quad 70 < H_u \leq 100 \quad (4)$$

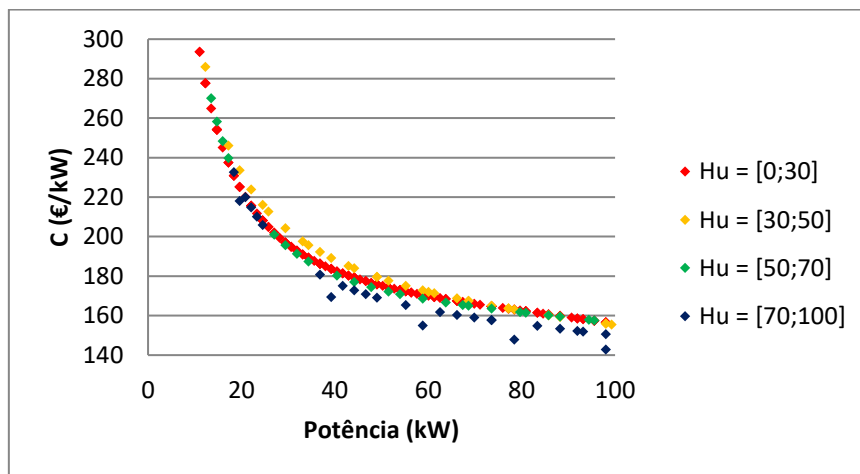


Figura 13 - Custo unitário de BCT em função da potência instalada para diferentes gamas de H_u , adaptado (Vilanova 2007)

Estudos mais recentes (Novara et al. 2018), fazem uma comparação de custos de 4 opções diferentes de BCT: bomba radial com 1, 2, ou 3 pares de polos e bomba vertical multi-celular com 1 par de polos. Nas equações (5) a (8) apresentam-se as fórmulas para estimativa do custo para cada uma das BCT e respetivos geradores, em função do caudal (em m^3) e da queda útil (em m).

$$C (\text{€}) = 11\,589.32Q\sqrt{H_u} + 1\,389.79 \quad , \quad \textit{radial}, \quad pp = 1 \quad (5)$$

$$C (\text{€}) = 12\,864.77Q\sqrt{H_u} + 1\,281.25 \quad , \quad \textit{radial}, \quad pp = 2 \quad (6)$$

$$C (\text{€}) = 15\,484.97Q\sqrt{H_u} + 1\,172.72 \quad , \quad \textit{radial}, \quad pp = 3 \quad (7)$$

$$C (\text{€}) = 24\,928.61Q\sqrt{H_u} + 1\,177.98 \quad , \quad \textit{vertical multi - celular}, \quad pp = 1 \quad (8)$$

Foram feitas comparações para valores de potência inferiores a 100 kW, e verificou-se que os custos das três BCT radiais são muito idênticos, embora aumentem com o número de pares de polos. Isto significa que a escolha do número de pares de polos deverá ser efetuada em função dos valores das características de cada turbomáquina. Uma vez que estas fórmulas estão em função do caudal e da queda útil, é possível compreender a influência destes dois parâmetros nos custos. Para uma mesma potência, o custo reduz cerca de 25 % se duplicarmos a queda útil e reduzirmos o caudal para metade, como é evidenciado na Figura 14. Na Figura 15 encontram-se os gráficos relativos à bomba radial (a) e à bomba vertical multicelular (b), com um único par de polos. Comparando os dois gráficos, verifica-se que as verticais apresentam custos bastante superiores (de quase o dobro das anteriores). Isto deve-se ao facto de a vertical apresentar rendimentos mais elevados e ser adequada para uma gama mais alargada de caudais. Também se pode constatar que o custo deste tipo de equipamentos é mais sensível à variação da queda útil, apresentando uma curva mais acentuada, quando comparada com a curva de variação de custo pela variação do caudal.

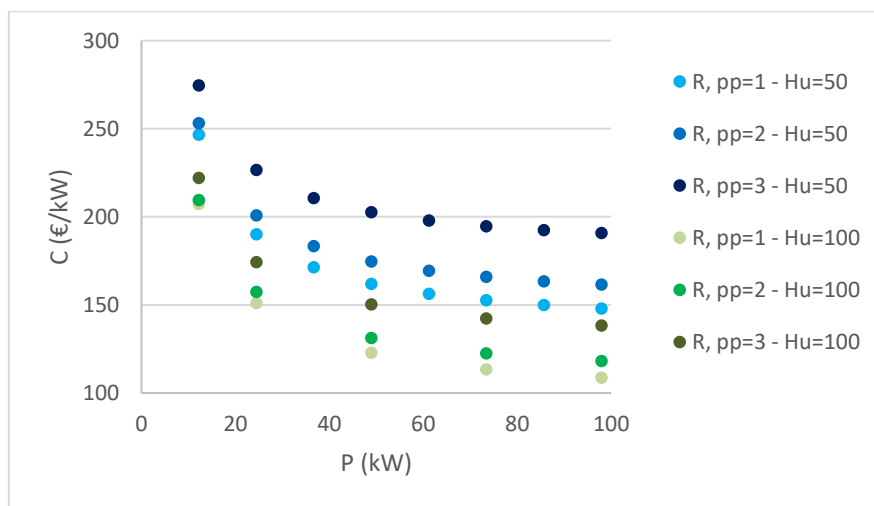


Figura 14 – Custo unitário da BCT radial com diferentes pares de polos, em função da potência

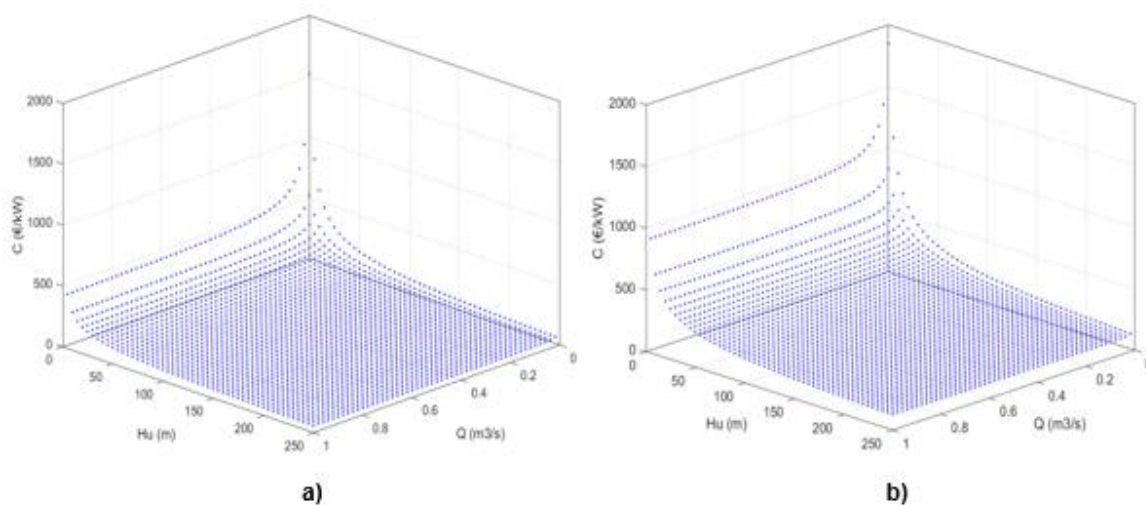


Figura 15 - Custo unitário da BCT radial (a) e vertical multicelular (b), com 1 par de polos, em função do caudal e da queda útil, adaptado (Novara et al. 2018)

De modo a cobrir potências mais elevadas, propôs-se uma nova formulação mais generalizada para BCT + gerador em função da potência (em kW) com base na equação (9). A equação (10) é a mesma relativa ao custo unitário. A Figura 16 faz a comparação com os dois autores e ainda inclui a nova proposta. Conclui-se que o custo unitário deste tipo de sistemas, varia entre 2200 e 150 €/kW para valores de potência de 1 kW a 1 MW. Para potências superiores, admite-se que estes custos se mantêm constantes e iguais a 150 €/kW (segundo a mesma linha de tendência). Na Figura 17 estão presentes os custos unitários das 3 turbinas convencionais e da BCT (segundo a nova proposta), evidenciando que este último poderá ser até 5 vezes inferior ao das turbinas.

$$C (\text{€}) = 150P + 2\,084 \quad (9)$$

$$C (\text{€/kW}) = 150 + 2\,084P^{-1} \quad (10)$$

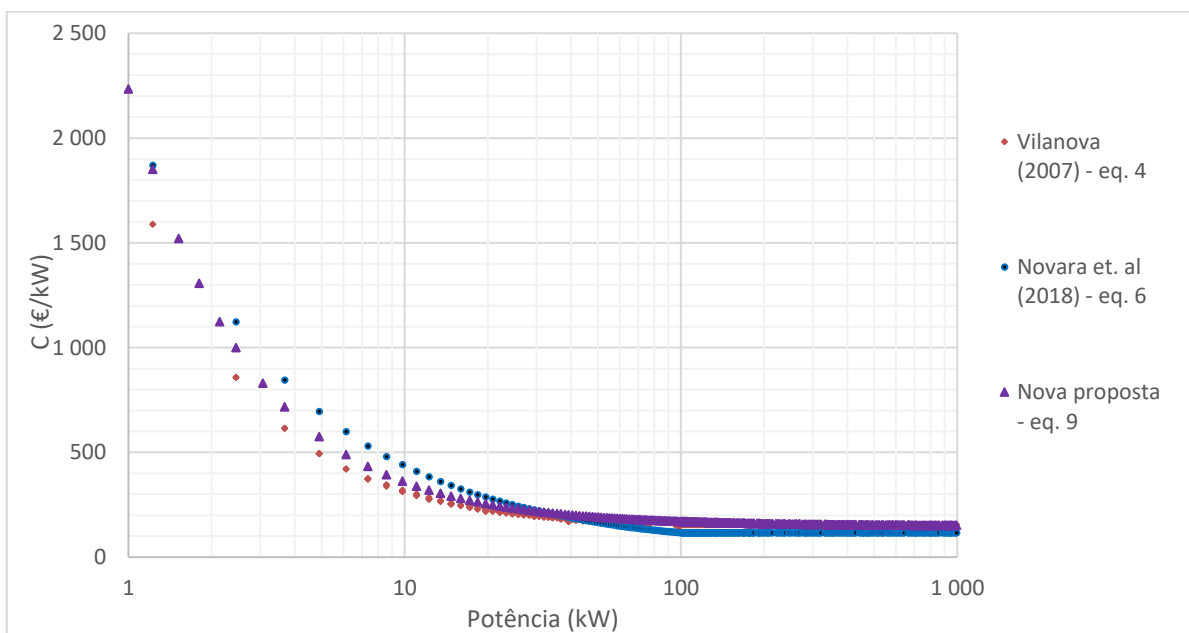


Figura 16 - Custo unitário de BCT em função da potência instalada

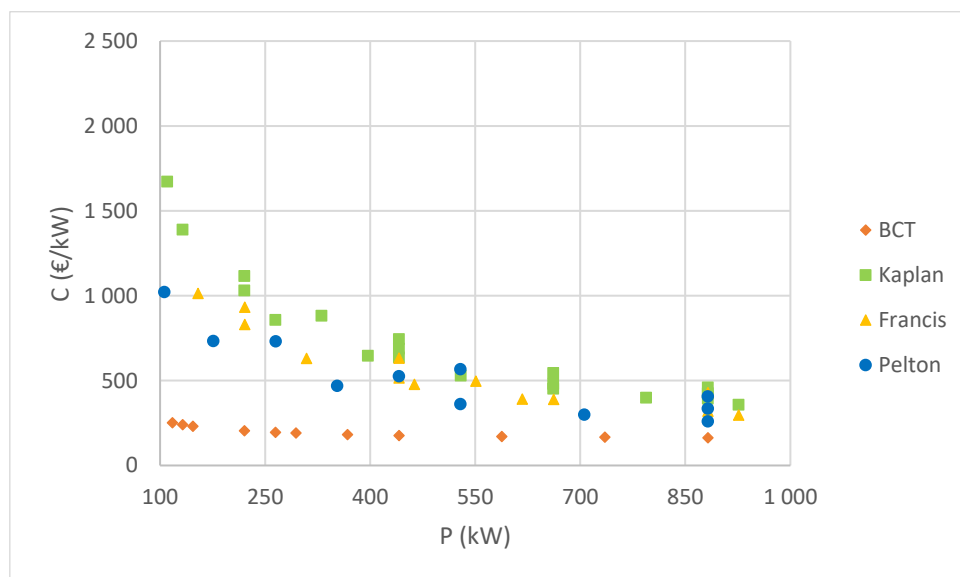


Figura 17 – Custo unitário de equipamentos eletromecânicos

3.2. Modelação de um sistema híbrido de energia eólica e/ou solar com hídrica e armazenamento por bombagem

3.2.1. Definição de dados

Para estudar o desempenho de um aproveitamento hidroelétrico com armazenamento por bombagem de água do mar, foi desenvolvido um modelo computacional em Visual Basic, cujo tratamento dos dados e resultados é efetuado através do Microsoft Excel. Teve como principal objetivo analisar a capacidade de um sistema deste tipo poder armazenar o excesso de energia eólica/solar produzida, em horas em que o consumo é inferior, para depois fornecer essas reservas em forma de energia hídrica, nas alturas em que o consumo supera a produção eólica/solar, ou em alternativa, tornar o sistema autossuficiente. Foi desenvolvido para uma escala temporal de um ano, admitindo variações horárias, ou seja, para 8760 iterações, onde foram considerados dados adimensionais relativos às variações do consumo de energia elétrica e produção de energia eólica/solar, bem como outros elementos necessários, que por simplificação, se consideraram invariáveis no tempo, e que se apresentam no Quadro 6. As variáveis devolvidas pelo modelo encontram-se no Quadro 7. Não foram considerados dados relativos à precipitação e à evaporação uma vez que as suas variações horárias eram desprezáveis quando comparadas com os volumes a remover ou adicionar ao reservatório (através da geração e bombagem, respetivamente). Para simplificar, foram desprezadas as perdas de carga. Esta simplificação não acarretou grandes implicações para a análise desenvolvida, uma vez que se admite uma distância curta entre reservatórios inferior e superior (<500 m), e velocidades de escoamento dentro da gama aconselhada para condutas forçadas (< 2 a 5 m/s).

Quadro 6 – Variáveis de input no sistema

ρ	Densidade da água		
g	Aceleração da gravidade	$C_{adim}^{(i)}$	Consumo adimensional na hora "i"
H	Diferença de cotas entre o nível médio do mar e o reservatório superior	C_p	Consumo de ponta
H_u	Queda útil da turbina	$P_{e/s.adim}^{(i)}$	Energia eólica/solar adimensional na hora "i"
H_t	Altura total de elevação da bomba	$P_{e/s}^{Inst}$	Potência eólica/solar instalada
η_t	Eficiência da turbina	$P_{e/s}^{Efet}$	Potência eólica/solar efetiva
η_b	Eficiência da bomba	$Rest_{red}$	Restrição de penetração da energia eólica na rede
Q_t^{Min}/Q_t^{Max}	Razão entre caudal mínimo e máximo turbinado	V_{Res}^{Max}	Volume máximo do reservatório
Q_b^{Min}/Q_b^{Max}	Razão entre caudal mínimo e máximo bombeado	V_{Res}^{Min}	Volume mínimo do reservatório

Quadro 7 – Variáveis de output no sistema

$C^{(i)}$	Consumo na hora “i”	$V_{res}^{(i)}$	Volume do reservatório na hora “i”
$E_{e/s}^{(i)}$	Energia eólica/solar na hora “i”	$V_b^{(i)}$	Volume bombeado na hora “i”
$\Delta_E^{(i)}$	Diferença entre produção eólica/solar e consumo na hora “i”	$V_t^{(i)}$	Volume turbinado na hora “i”
$E_h^{(i)}$	Energia hídrica na hora “i”	$V_b^{M\acute{a}x}$	Volume bombeado máximo
$E_b^{(i)}$	Energia de bombagem na hora “i”	$V_t^{M\acute{a}x}$	Volume turbinado máximo
$E_h^{M\acute{a}x}$	Energia hídrica máxima	$Q_b^{M\acute{a}x}$	Caudal bombeado máximo
$E_b^{M\acute{a}x}$	Energia de bombagem máxima	$Q_t^{M\acute{a}x}$	Caudal turbinado máximo

3.2.2. Condições de operação

3.2.2.1. Opção 1 – Bombagem e geração hidroelétrica em função da diferença entre o consumo e a produção eólica/solar

Como primeira opção, o modelo proposto funciona do seguinte modo: se a produção eólica/solar for superior ao consumo e existir capacidade de armazenamento no reservatório, então é bombeado um volume correspondente à diferença energética entre a oferta e a procura (desde que esse caudal verifique a condição da razão entre caudal mínimo e máximo bombeado); se a produção eólica/solar for inferior ao consumo e houver volume suficiente no reservatório, então é turbinado um volume correspondente à diferença energética entre a procura e oferta (desde que esse caudal verifique a condição da razão entre caudal mínimo e máximo turbinado). No Quadro 8 apresentam-se as condições de funcionamento e restrições consideradas no sistema.

Quadro 8 – Condições de funcionamento e restrições consideradas no sistema (opção 1)

Condições de Potência	Condições de Volume
<ul style="list-style-type: none"> ○ $P_{e/s}^{Efet} = P_{e/s}^{Inst} * Rest_{red}$ ○ $E_{e/s}^{(i)} = E_{e.adim}^{(i)} * P_{e/s}^{Efet}$ ○ $C^{(i)} = C_{adim}^{(i)} * C_p$ ○ $\Delta_E^{(i)} = E_{e/s}^{(i)} - C^{(i)}$ ○ $Se \Delta_E^{(i)} < 0 \rightarrow E_h^{(i)} = -\Delta_E^{(i)} e E_b^{(i)} = 0$ ○ $Se \Delta_E^{(i)} > 0 \rightarrow E_h^{(i)} = 0 e E_b^{(i)} = \Delta_E^{(i)}$ 	<ul style="list-style-type: none"> ○ $V_{res}^{Min} = 0.15 * V_{res}^{M\acute{a}x}$ ○ $V_{res}^{(i)} = V_{res}^{(i-1)} + V_b^{(i)} - V_t^{(i)}$ ○ $Se V_{res}^{(i)} \geq V_{res}^{M\acute{a}x} \rightarrow V_b^{(i)} = 0$ <i>caso contrário</i> $V_b^{(i)} = \frac{E_b^{(i)} * \eta_b}{\rho * g * H_t} * 3600$ ○ $Se V_{res}^{(i)} \leq V_{res}^{Min} \rightarrow V_t^{(i)} = 0$ <i>caso contrário</i> $V_t^{(i)} = \frac{E_h^{(i)}}{\rho * g * H_u * \eta_t} * 3600$ ○ $V_b^{(i)} \geq \frac{Q_b^{Min}}{Q_b^{M\acute{a}x}} * V_b^{M\acute{a}x}$ ○ $V_t^{(i)} \geq \frac{Q_t^{Min}}{Q_t^{M\acute{a}x}} * V_t^{M\acute{a}x}$

Este modelo foi concebido a pensar num pré-dimensionamento, isto é, através de uma diferença de cotas e capacidade de armazenamento disponíveis é possível definir as turbomáquinas e os diâmetros a instalar:

- $E_h^{Máx}$ e $E_b^{Máx} \rightarrow$ Turbomáquina(s)
- $V_t^{Máx}$ e $V_b^{Máx} \xrightarrow{Q=V/3600} Q_t^{Máx}$ e $Q_b^{Máx} \xrightarrow{D=2*\sqrt{\frac{Q}{U\pi}}} D$

Na Figura 18 apresenta-se o fluxograma do modelo desenvolvido.

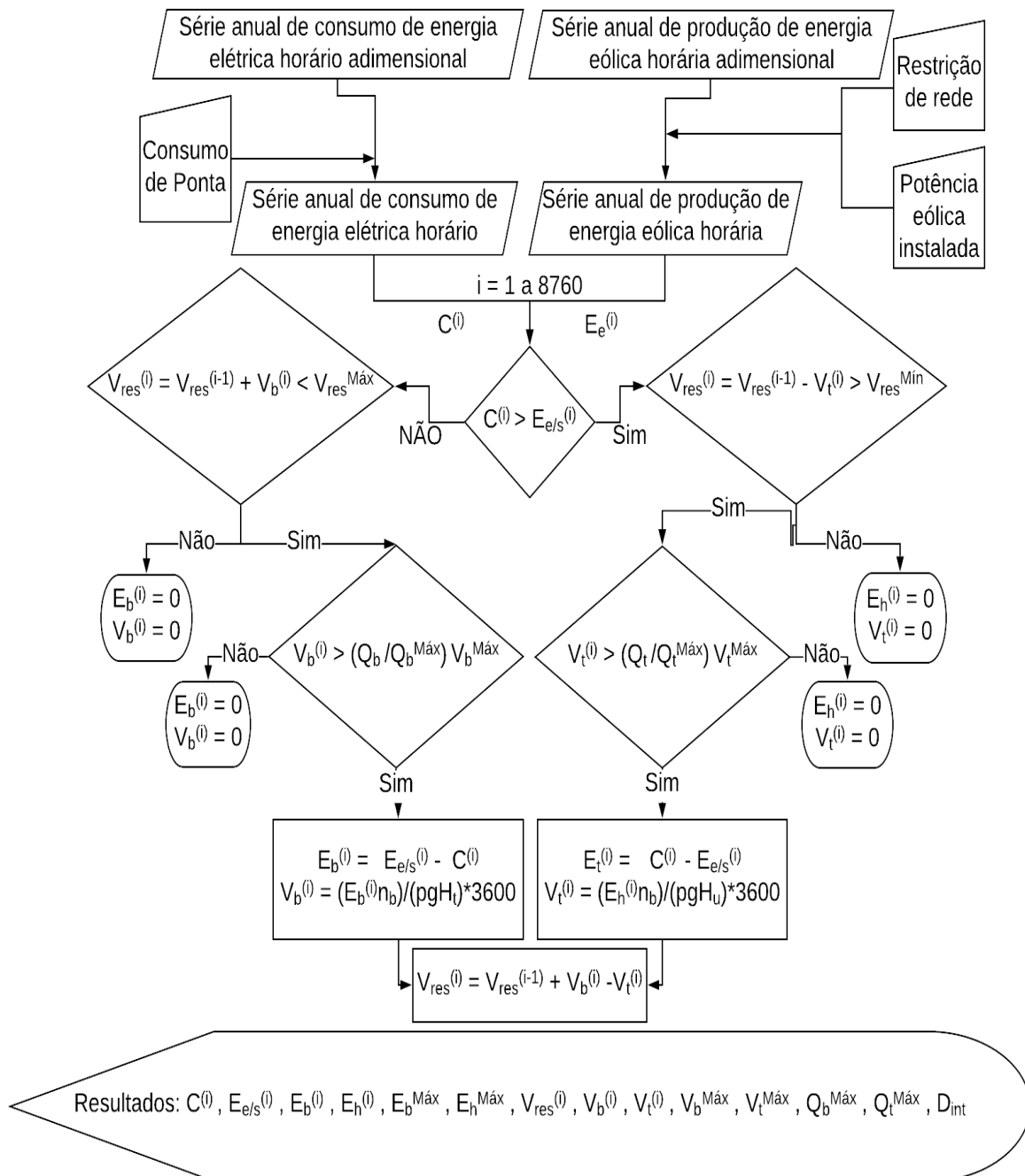


Figura 18 - Fluxograma do sistema híbrido com armazenamento por bombagem (opção 1)

3.2.2.2. Opção 2 – Bombagem e geração hidroelétrica em função da tarifa de preços da energia elétrica

Nesta segunda opção, impôs-se que a bombagem seria feita nas horas de vazio (de menor consumo), e a geração hidroelétrica nas horas de cheias e de ponta (de maior consumo). Assim sendo, o consumo nas horas de vazio, foi satisfeito exclusivamente pela eólica/solar, enquanto que no restante período, a geração de energia é complementada pela hídrica (caso haja insuficiência de produção eólica/solar). O excesso de energia eólica/solar que não é aproveitado para o consumo no sistema, é aproveitado para a bombagem hidroelétrica. Desta maneira, consegue-se reduzir os custos de compra de energia elétrica (à rede elétrica nacional). O ciclo diário para o fornecimento de energia elétrica, ditado pela tarifa de preços tri-horária aplicada em Portugal Continental, encontra-se discriminado no Quadro 9 (horas de ponta, de cheia e de vazio a vermelho, amarelo e verde, respetivamente).

Quadro 9 - Ciclo diário para o fornecimento de energia elétrica em Portugal Continental, adaptado (ESRE 2018)

Horário	Inverno (1 Janeiro a 30 Abril e 1 Novembro a 31 de Dezembro)			Verão (1 Maio a 31 Outubro)		
	Segunda a Sexta	Sábado	Domingo	Segunda a Sexta	Sábado	Domingo
00:00	01:00					
01:00	02:00					
02:00	03:00					
03:00	04:00					
04:00	05:00					
05:00	06:00					
06:00	07:00					
07:00	08:00					
08:00	09:30					
09:30	10:00					
10:00	11:00					
11:00	12:00					
12:00	13:00					
13:00	14:00					
14:00	15:00					
15:00	16:00					
16:00	17:00					
17:00	18:30					
18:30	19:00					
19:00	20:00					
20:00	21:00					
21:00	22:00					
22:00	23:00					
23:00	00:00					

Legenda:

- Ponta
- Cheia
- Vazio normal
- Super vazio

3.2.3. Condições de funcionamento de turbomáquinas

O modelo desenvolvido considerou uma gama alargada de quedas e volumes de armazenamento, cuja análise é efetuada em 4 grupos diferentes, em função das turbinas a utilizar, dependendo dos valores de quedas e/ou alturas de elevação, caudais, potências e rendimentos diferentes consoante a razão entre caudal mínimo e máximo permitido, como se apresenta na Figura 19. Tanto a Kaplan como a Pelton apresentam rendimentos praticamente constantes com a variação do caudal. A Francis, apesar

de apresentar bons rendimentos para o caudal ótimo, vê a sua eficiência ser reduzida aquando da redução do caudal. Este facto poderá ser bastante importante para análise, uma vez que limita o caudal mínimo para 0,4 do caudal máximo. No caso das bombas, estas apresentam rendimentos inferiores às turbinas. Outra desvantagem é o facto de funcionarem para uma variação de caudal mais reduzida. A Figura 20 mostra os resultados de um estudo feito por (Yang et al. 2012), que contempla as curvas de rendimento de uma bomba centrífuga, em modo bomba (a) e em modo turbina (b). No Quadro 10 apresentam-se as quatro variantes da análise do sistema admitindo as duas opções de funcionamento.

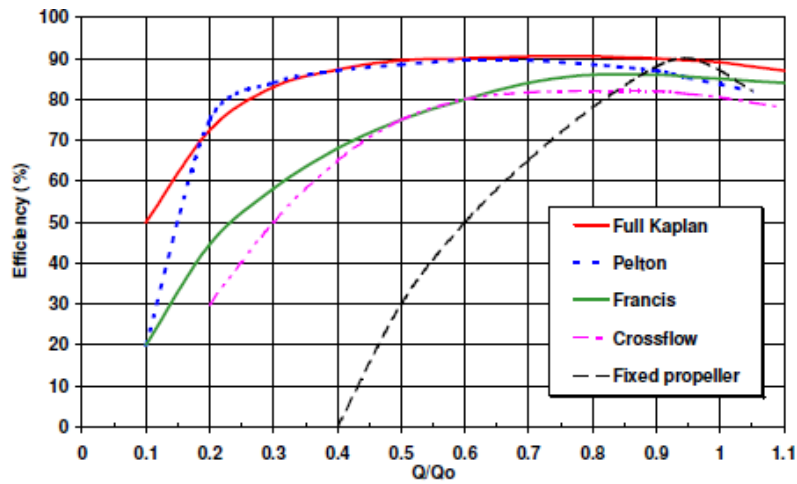


Figura 19 – Rendimento de turbinas em função do caudal (BHA 2012)

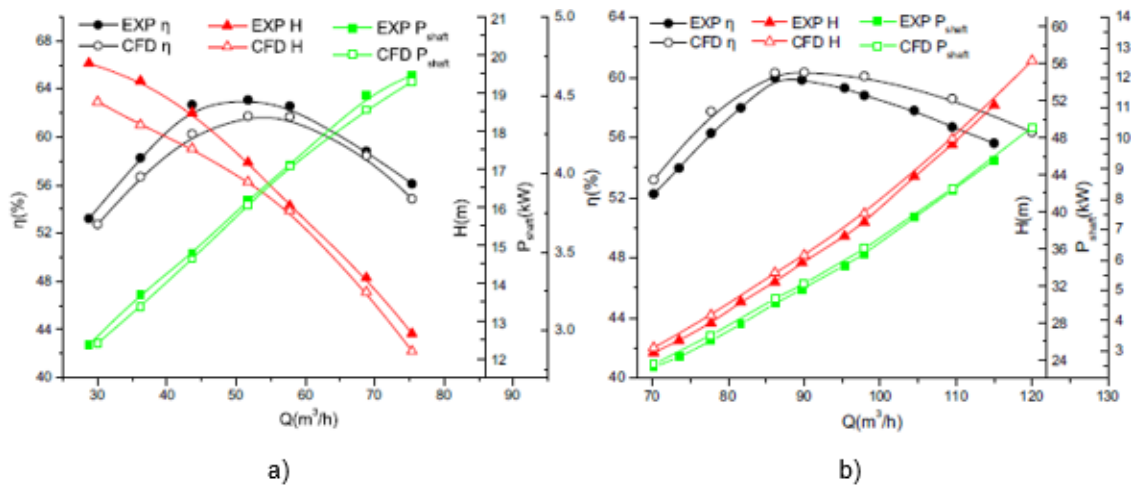


Figura 20 – Curvas de rendimento de bomba centrífuga nos dois modos de funcionamento: a) como bomba; b) como turbina (Yang et al. 2012)

Quadro 10 – Análises em função da(s) turbomáquina(s) a utilizar

Análise	Turbomáquina(s)
Kaplan	Turbina Kaplan + Bomba
Pelton	Turbina Pelton + Bomba
Francis	Turbina Francis (funcionamento nos dois sentidos)
Bomba como Turbina	Bomba Como Turbina (funcionamento nos dois sentidos)

4. Análise da solução híbrida com armazenamento por bombagem

4.1. Considerações gerais

Através do modelo proposto, foi feita uma análise do sistema híbrido de energia eólica/solar e hídrica com armazenamento por bombagem, segundo as duas opções de funcionamento descritas no capítulo 3, fazendo variar o volume máximo de armazenamento e a diferença de cotas entre o nível médio do reservatório inferior (e.g. o mar) e o reservatório superior. Também foram considerados diferentes valores de consumo de ponta e potência eólica instalada.

Em todas as análises, e considerando que o reservatório inferior é o mar, admitiu-se $\rho = 1025 \text{ Kg/m}^3$ (relativo à água do mar). Admitiu-se que o volume inicial do reservatório seria metade da sua capacidade máxima, de modo a possibilitar o sistema de bombear ou turbinar, logo na primeira hora. As séries anuais do consumo horário, da produção eólica horária e da produção fotovoltaica horária são relativas ao ano de 2017 e encontram-se no Anexo A representadas nas Figuras 75, 76 e 77, respetivamente. Foram retiradas a partir do Sistema de Informação de Mercados de Energia da REN – Consumo Verificado (REN 2017a) e Produção Verificada (REN 2017c) – e foram posteriormente adimensionalizadas, para que possam variar em função dos valores arbitrados para o consumo de ponta e as potências eólica e fotovoltaica instaladas. Foram considerados os consumos de ponta (C_p) de 1, 3 e 5 MW, as potências eólicas e fotovoltaicas como sendo iguais, o dobro ou triplo desse mesmo consumo. A restrição de penetração da energia eólica na rede foi definida como sendo 90 %, com base nos valores dos parques eólicos, registados pela REN (REN 2017b), e que se encontram no Anexo B, no Quadro 38. Para a penetração da energia solar fotovoltaica admitiu-se igualmente a mesma restrição.

Para avaliar o aproveitamento, mostram-se os resultados, em forma de percentagem, do consumo total satisfeito, do consumo total satisfeito pela energia hídrica, da energia eólica/solar não consumida, e da energia eólica aproveitada para a bombagem. Como base de comparação, no Quadro 11 mostra-se a situação em que não existe um sistema de armazenamento por bombagem, onde o consumo é apenas satisfeito através da produção de energia eólica ou solar).

Quadro 11 – Aproveitamento da energia eólica/solar num sistema sem armazenamento por bombagem

Potência Instalada	Eólica		Solar	
	Consumo Satisfeito	Energia Não Consumida	Consumo Satisfeito	Energia Não Consumida
Igual ao C_p	41 %	3 %	31%	5%
2x o C_p	64 %	24 %	41%	37%
3x o C_p	75 %	41 %	44%	55%
5x o C_p	85 %	60 %	48%	71%

Facilmente se constata que a utilização da energia eólica ou solar como única fonte de fornecimento de energia elétrica pode não ser suficiente para satisfazer a procura do consumo. Comparando a eólica com a solar, verifica-se que a primeira consegue satisfazer valores de consumo mais elevados, e que estes serão tanto maiores quanto maior for a relação entre a potência instalada e o consumo de ponta. A produção de energia solar, apesar de ser mais previsível, apresenta valores de consumo satisfeito

menores, não variando muito com a variação da potência instalada. Isto deve-se ao facto de a produção fotovoltaica apresentar valores nulos em muitas ocasiões (horas em que não há sol). Não havendo um sistema de armazenamento por bombagem capaz de colmatar as falhas destas duas fontes intermitentes, muito da energia eólica e fotovoltaica gerada não chega a ser consumida localmente, tendo de ser exportada para não ser desperdiçada. Com um sistema de armazenamento por bombagem, uma maior fatia da energia eólica e fotovoltaica é aproveitada para satisfazer o consumo, reduzindo a necessidade dos combustíveis fósseis e consequente a emissão de gases com efeitos de estufa.

4.2. Análise de sensibilidade eólica + hídrica - opção de funcionamento 1

4.2.1. Análise em função do tipo de turbina

4.2.1.1. Análise Kaplan

Para esta análise foi considerada uma turbina Kaplan - turbina de reação axial concebida para projetos de quedas baixas (até cerca de 50 m) e para caudais elevados (superiores a 50 m³/s). Tem a grande vantagem de atingir bons rendimentos numa alta gama de caudais. No que diz respeito aos sistemas reversíveis, este tipo de turbinas apresenta a desvantagem de o seu funcionamento em sentido inverso não ser adequado, pelo que se teve de considerar a introdução de uma bomba para desempenhar a ação da bombagem. O Quadro 12 contém os valores das variáveis considerados nesta análise e as Figuras 21 e 22 mostram o consumo satisfeito e a energia eólica não consumida, respetivamente, para a análise AK₁, considerando uma potência eólica instalada igual ao dobro ou triplo do consumo de ponta.

Quadro 12 – Valores das variáveis a considerar na análise eólica + hídrica com Kaplan

C_p (MW)	P_e^{inst} (MW)	H (m)	$V_{res}^{Máx}$ (m ³)	$Q_t^{Min}/Q_t^{Máx}$	η_t médio	$Q_b^{Min}/Q_b^{Máx}$	η_b médio
1	2	10, 25 e 50	10 000, 50 000, 100 000 e 200 000	0.2	0.8	0.5	0.7
	3						

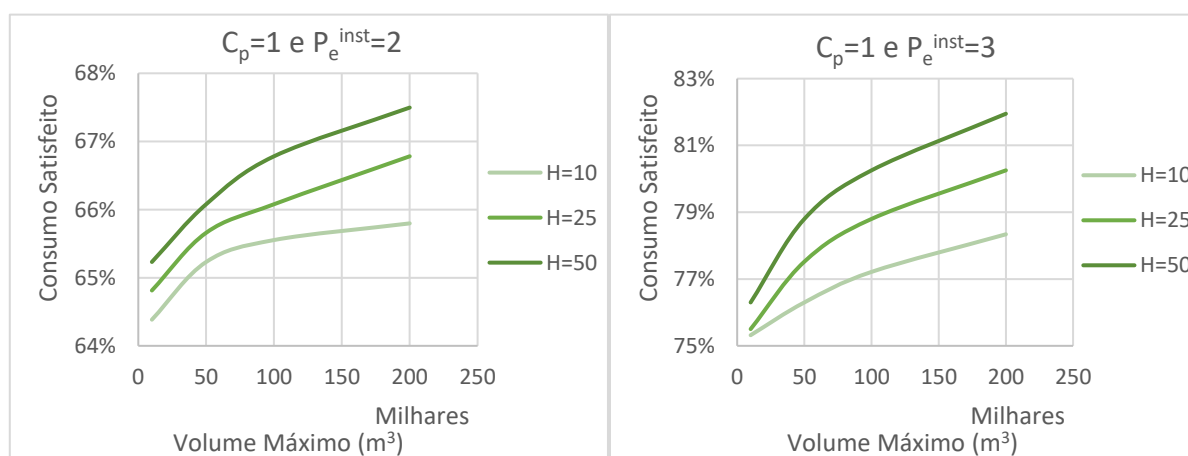


Figura 21 – Consumo satisfeito (análise eólica + hídrica, opção 1 com Kaplan)

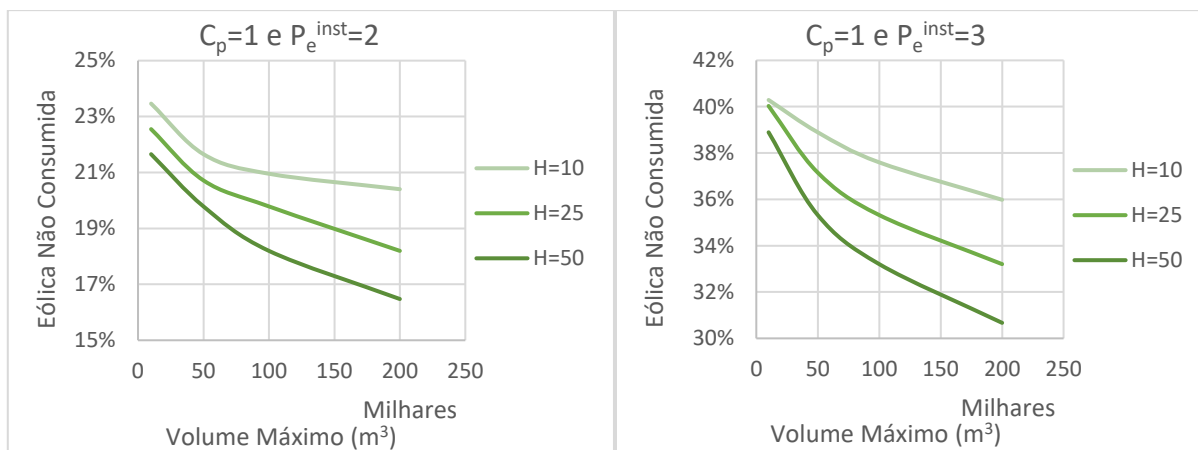


Figura 22 – Eólica não consumida (análise eólica + hídrica, opção 1 com Kaplan)

4.2.1.2. Análise Pelton

Para esta análise foi considerada uma turbina Pelton – turbina de ação concebida para projetos de quedas altas (de 300 até mais de 1 000 m) e para caudais relativamente baixos (inferiores a 50 m³/s). Tal como a Kaplan, esta turbina apresenta pouca variação de rendimento com o caudal. No entanto, a sua complexidade não permite o uso como bomba, pelo que igualmente se terá de adicionar mais uma turbomáquina do tipo bomba para o sentido inverso do escoamento. No Quadro 13 encontram-se os valores das variáveis considerados nesta análise e nas Figuras 23 e 24 apresenta-se o consumo satisfeito e a energia eólica não consumida, respetivamente, para a análise AP₁, considerando uma potência eólica instalada até 3 vezes o consumo de ponta (com C_p=5).

Quadro 13 – Valores das variáveis a considerar na análise eólica + hídrica com Pelton

C_p (MW)	P_e^{inst} (MW)	H (m)	$V_{res}^{Máx}$ (m ³)	$Q_t^{Min}/Q_t^{Máx}$	η_t médio	$Q_b^{Min}/Q_b^{Máx}$	η_b médio
3	6	300, 500 e 700	10 000, 50 000, 100 000 e 200 000	0.2	0.9	0.5	0.7
	9						
5	10						
	15						

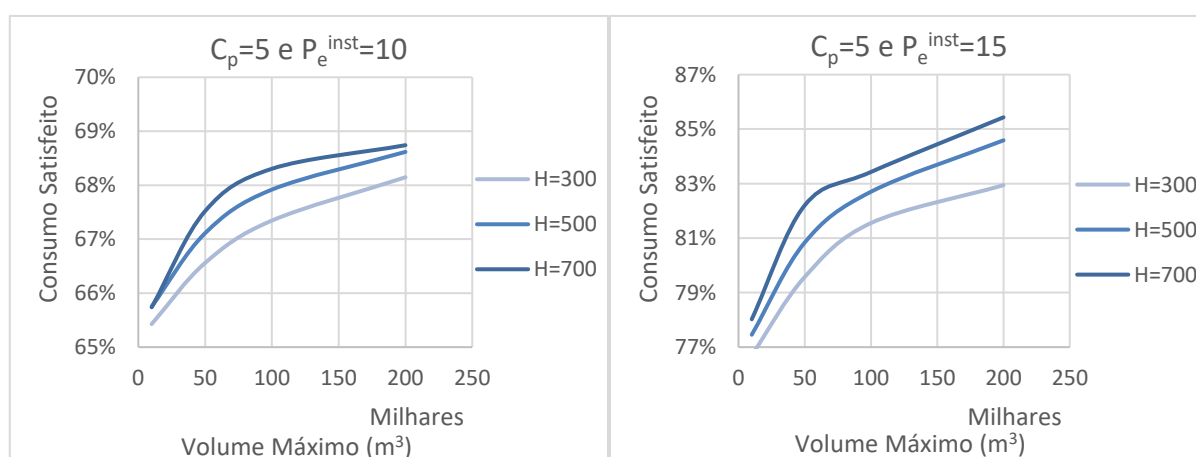


Figura 23 - Consumo satisfeito (análise eólica + hídrica, opção 1 com Pelton, C_p=5)

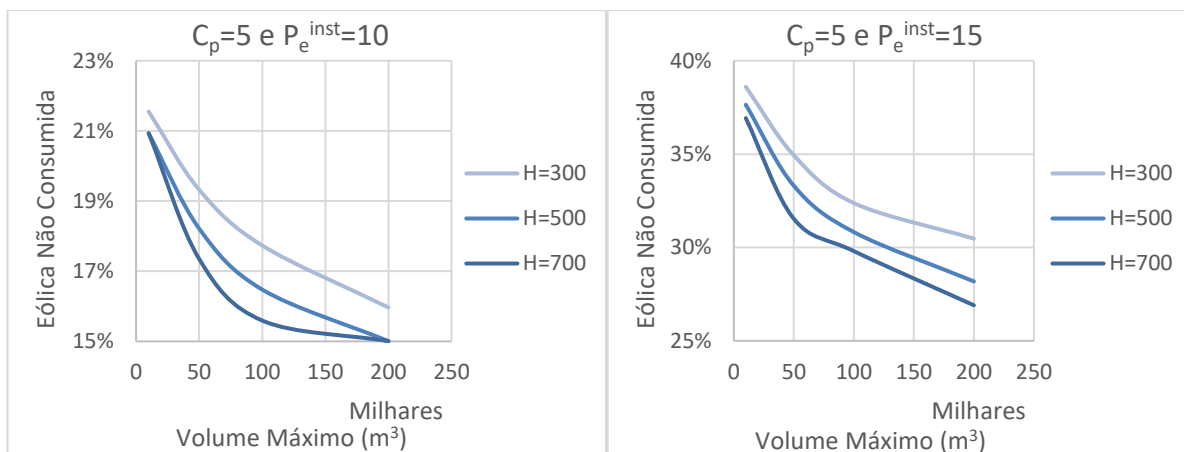


Figura 24 - Eólica não consumida (análise eólica + hídrica, opção 1 com Pelton, $C_p=5$)

4.2.1.3. Análise Francis

Para esta análise foi considerada uma turbina Francis – turbina de reação diagonal, ideal para projetos com quedas intermédias (de 20 a 300 m) e para uma grande gama de caudais (até 500 m³/s). Esta, apesar de exibir bons rendimentos para o caudal ótimo, sofre uma grande redução no seu desempenho quando o escoamento é inferior ao máximo. Atualmente existem turbinas Francis, concebidas especialmente para desempenharem ambas as funções de geração de energia e bombagem, sendo das mais utilizadas em sistemas reversíveis. Desta forma só será necessária uma turbomáquina. No Quadro 14 encontram-se os valores das variáveis considerados nesta análise e nas Figuras 25 e 26 apresenta-se o consumo satisfeito e a energia eólica não consumida, respetivamente, para a análise A_{F1} , considerando uma potência eólica instalada até 3 vezes o consumo de ponta (com $C_p=3$). A título de exemplo, mostram-se os resultados obtidos para a análise A_{F1} (com turbina Francis, para $C_p=3$), nos Quadros 39 e 40, no Anexo C.

Quadro 14 – Valores das variáveis a considerar na análise eólica + hídrica com Francis

C_p (MW)	P_e^{inst} (MW)	H (m)	$V_{res}^{Máx}$ (m ³)	$Q_t^{Min}/Q_t^{Máx}$	η_t médio	$Q_b^{Min}/Q_b^{Máx}$	η_b médio
1	2	50, 100 e 150	10 000, 50 000, 100 000 e 200 000	0.4	0.8	0.5	0.7
	3						
3	6	100, 200 e 300					
	9						

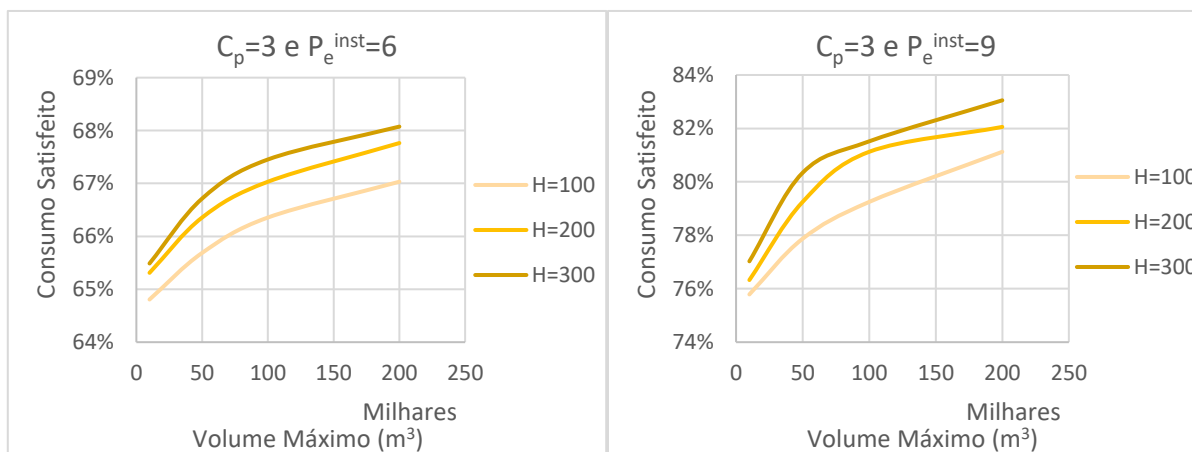


Figura 25 - Consumo satisfeito (análise eólica + hídrica, opção 1 com Francis, $C_p=3$)

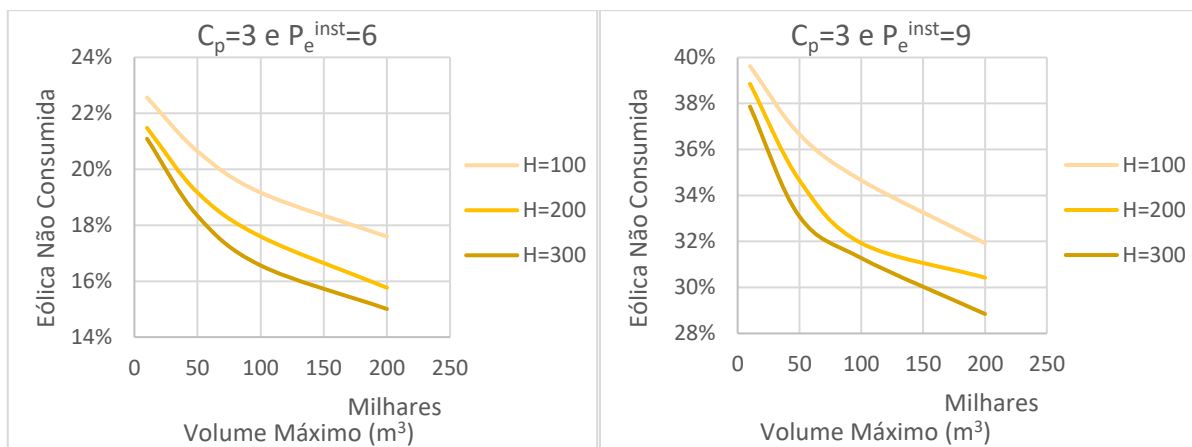


Figura 26 - Eólica não consumida (análise eólica + hídrica, opção 1 com Francis, $C_p=3$)

4.2.1.4. Análise Bomba como Turbina

Para esta análise foi considerada uma Bomba como Turbina – situação que permite gerar energia e bombear caudal através de uma única turbomáquina. Assim, ter-se-á condições de caudal e rendimentos idênticos a uma bomba centrífuga convencional, para a bombagem, e valores inferiores na geração de energia. Esta opção ganha mais sentido para potências médias/baixas, nos casos em que não é necessário um investimento de uma turbomáquina convencional, já que o custo das bombas como turbinas é inferior ao custo das turbinas convencionais. No Quadro 15 encontram-se os valores das variáveis considerados nesta análise e nas Figuras 27 e 28 apresenta-se o consumo satisfeito e a energia eólica não consumida, respetivamente, para a análise A_{BCT1} , considerando uma potência eólica instalada até 3 vezes o consumo de ponta (com $C_p=1$).

Quadro 15 – Valores das variáveis a considerar na análise eólica + hídrica com Bomba como Turbina

C_p (MW)	P_e^{Inst} (MW)	H (m)	$V_{res}^{Máx}$ (m^3)	$Q_t^{Min}/Q_t^{Máx}$	η_t médio	$Q_b^{Min}/Q_b^{Máx}$	η_b médio
1	2	50, 100 e	10 000, 50 000, 100 000 e 200 000	0.7	0.5	0.5	0.7
	3	150					
3	6	100, 200 e					
	9	300					

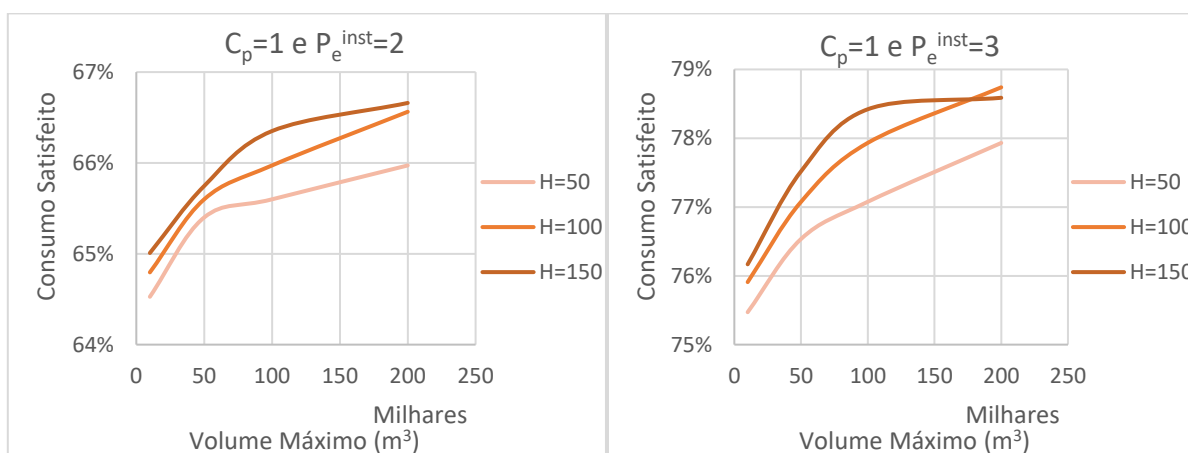


Figura 27 - Consumo satisfeito (análise eólica + hídrica, opção 1 com Bomba como Turbina, $C_p=1$)

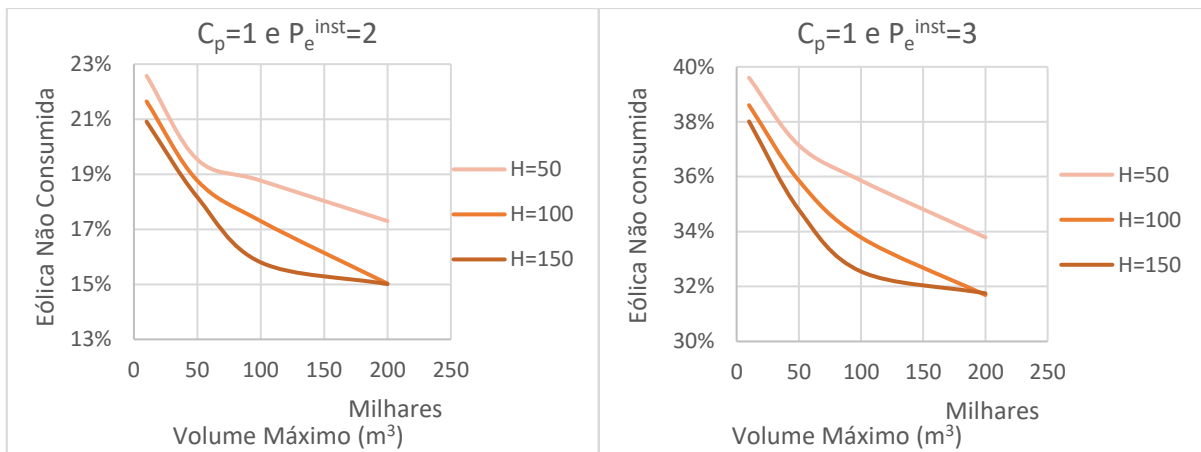


Figura 28 – Eólica não consumida (análise eólica + hídrica, opção 1 com Bomba como Turbina, $C_p=1$)

4.2.2. Análise comparativa de turbinas

Para análise comparativa de turbinas foram feitas duas análises independentes. Numa primeira análise, compararam-se as turbinas Kaplan, Francis e Bomba como Turbina, para uma diferença de cotas entre reservatórios de 50 m e um consumo de ponta de 1 MW. As Figuras 29 e 30 mostram o consumo satisfeito pela hídrica e a energia eólica não consumida, respetivamente, para essa mesma análise. Uma segunda análise diz respeito à comparação das turbinas Pelton, Francis e Bomba como Turbina, para uma diferença de cotas entre reservatórios de 300 m e um consumo de ponta de 3 MW. As Figuras 31 e 32 mostram o consumo satisfeito pela hídrica e a energia eólica não consumida, respetivamente.

Os resultados mostram que, das quatro situações analisadas, a BCT é a que apresenta menores consumos satisfeitos pela energia hídrica. Além de exibir um rendimento menor (em modo de geração de energia), esta turbomáquina tem a agravante de não permitir uma grande variação de caudais (no modelo limitou-se o caudal mínimo em 0,7 do máximo). Esta sua desvantagem em relação às outras turbomáquinas, será tanto maior, quanto maior for o volume máximo de armazenamento (que está diretamente relacionado com os caudais bombeados e turbinados). Verifica-se na realidade que apesar de haver no reservatório volume de armazenamento suficiente, a limitação do caudal turbinado por parte desta turbomáquina, faz com que não se consiga satisfazer grande parte da procura de energia. O uso da mesma só irá compensar nos casos em que se tenham valores de armazenamento máximo reduzidos (inferiores a 50 000 m³).

Em relação à Kaplan e Francis, apesar de estas permitirem valores de caudais mínimos diferentes, apresentam desempenhos praticamente idênticos uma vez que foi considerado o mesmo rendimento médio para as duas turbomáquinas (0,8). É bom ressaltar, que a turbina Francis será sempre mais vantajosa, uma vez que pode funcionar como bomba, cobre quedas maiores e é geralmente mais económica. A Pelton é a que possibilita maior geração de energia, devido à sua eficiência média (0,9), mas também ao facto de permitir uma grande variação de caudais com bons rendimentos e o uso de quedas elevadas. Apesar de não servir como bomba, será sempre uma turbina a ter em conta se o local em questão exibir uma elevada queda. Dessa forma, o sistema não carece de grandes caudais turbinados, e conseqüentemente, menores serão os diâmetros de condutas e custos associados.

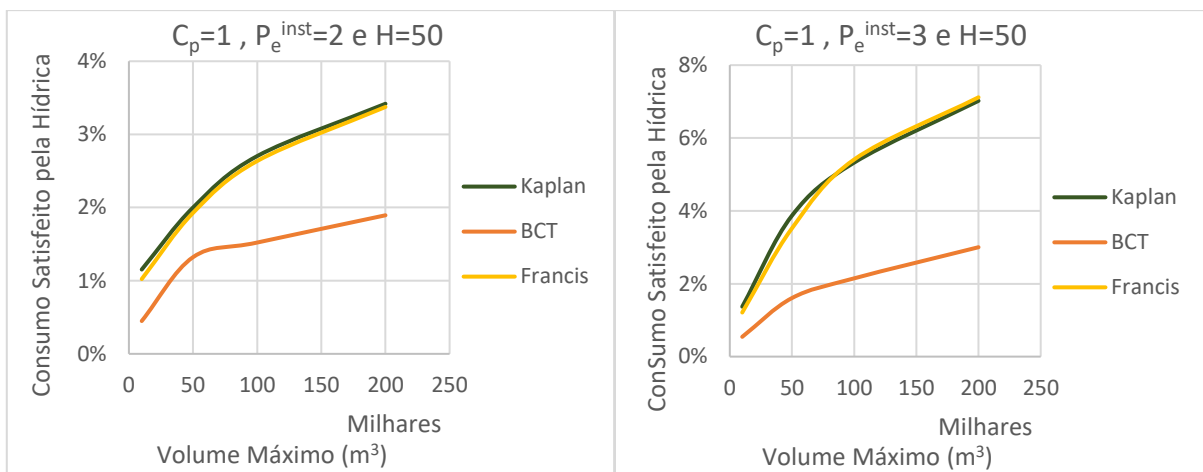


Figura 29 - Consumo satisfeito pela hídrica (comparação de turbinas eólica+hídrica opção 1, H=50)

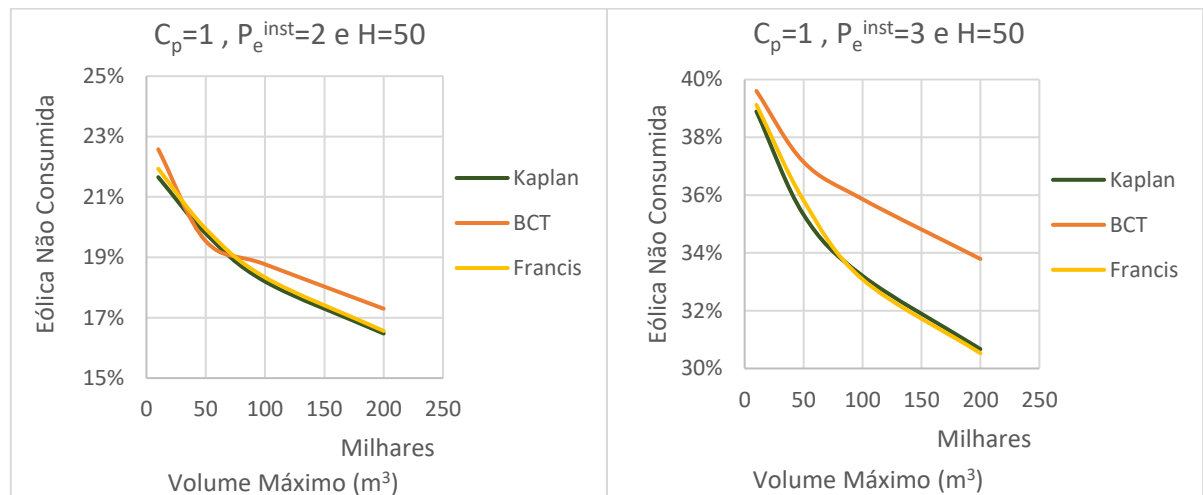


Figura 30 - Eólica não consumida (comparação de turbinas eólica+hídrica opção 1 H=50)

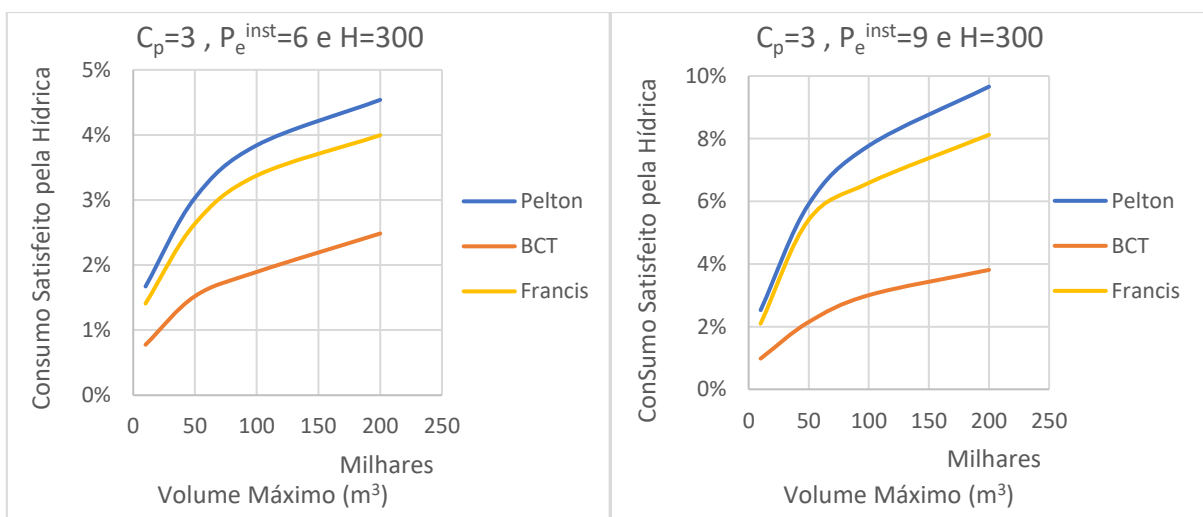


Figura 31 - Consumo satisfeito pela hídrica (comparação de turbinas, eólica+hídrica opção 1, H=300)

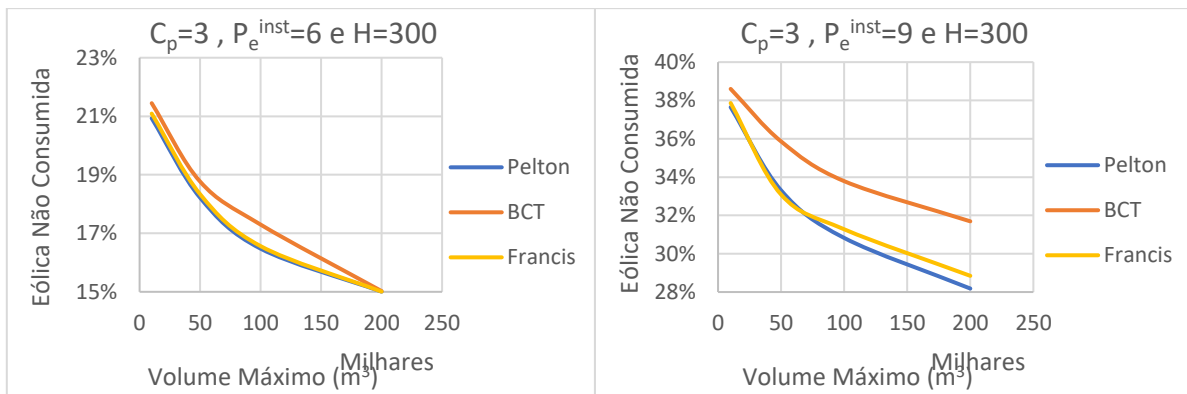


Figura 32 - Eólica não consumida (comparação de turbinas, eólica+hídrica opção 1, H=300)

4.2.3. Duplicação de turbinas

Os resultados obtidos só com uma turbomáquina, não foram tão satisfatórios como seria de esperar. Note-se que na maioria dos casos, o consumo satisfeito pela hídrica encontra-se abaixo dos 10 % (sendo que nas BCT não chega aos 5 %). O que acontece em grande parte é que, como existe uma grande variabilidade nos valores de consumo a ser colmatado pela hídrica (e nos valores de excesso de eólica), as turbinas (e bombas) não conseguem atuar para a vasta gama de caudais a turbinar (e bombear), não havendo por isso, um bom aproveitamento do sistema de armazenamento por bombagem. Nesse sentido, a solução passa por introduzir um número maior de turbomáquinas, isto é, em vez de se ter uma turbina grande, poder-se-á ter duas com metade da capacidade de geração e assim cobrir com melhores rendimentos o dobro da gama de caudais. Esta opção irá aumentar os custos relativos das turbomáquinas, mas não será necessário o dimensionamento de uma segunda conduta, podendo apenas ser feita uma bifurcação para os dois grupos na central hidroelétrica/elevatória.

Deste modo, foi estudada a análise da introdução de mais uma turbomáquina no sistema. Para tal, foram escolhidas a turbina Francis e a BCT, admitindo um $H=300$ m e um $C_p=3$ MW. As Figuras 33 e 34 mostram o consumo satisfeito pela hídrica e a energia eólica desperdiçada, respetivamente, admitindo 1 ou 2 turbomáquinas.

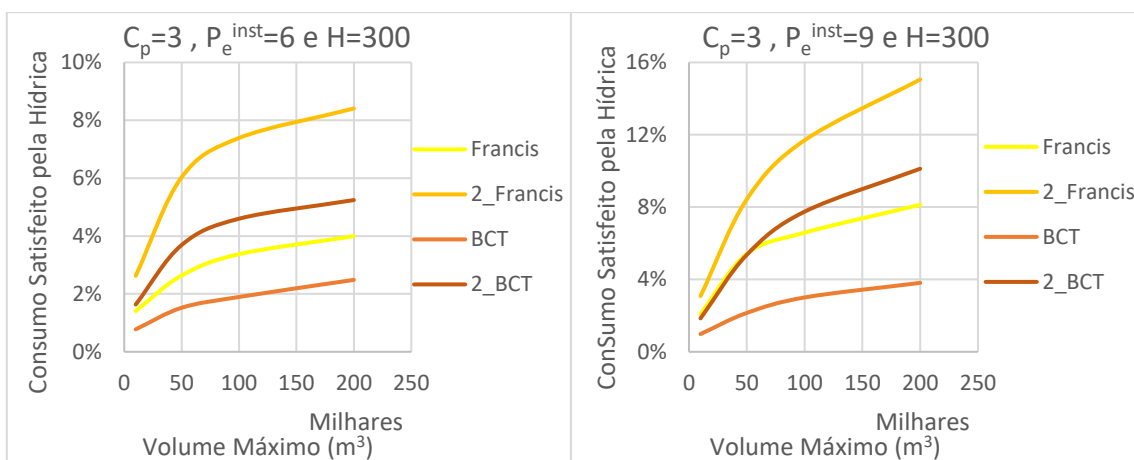


Figura 33 - Consumo satisfeito pela hídrica (duplicação de turbinas, eólica + hídrica opção 1)

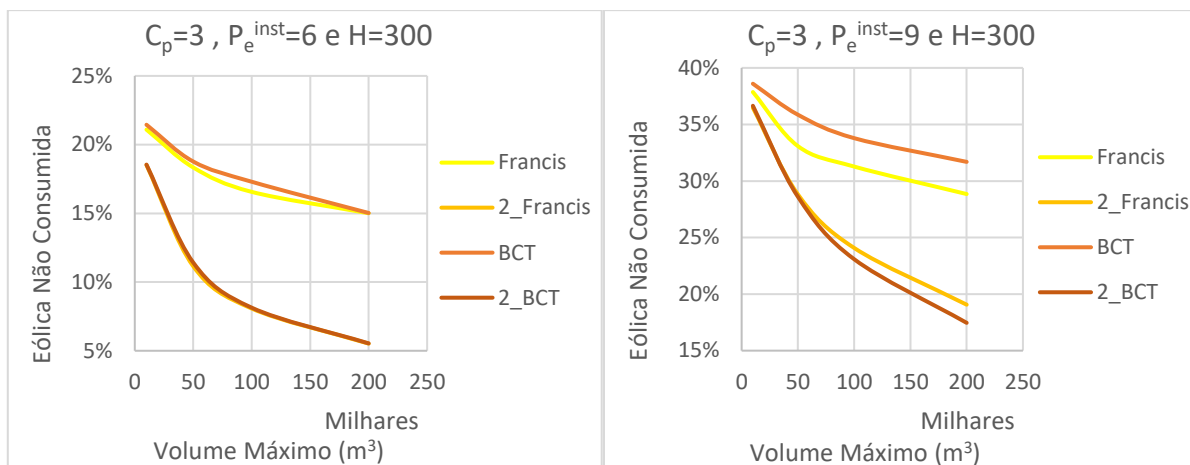


Figura 34 - Eólica não consumida (duplicação de turbinas, eólica + hídrica opção 1)

4.2.4. Análise económica

Esta investigação compreende uma análise económica de modo a comparar as várias soluções estudadas. O custo das bombas e turbinas foram calculados através da equação (6) e Quadro 5, respetivamente. Admitiu-se que o custo das turbomáquinas representa 35 % do investimento total da parte hídrica (Katsaprakakis et al. 2013) que o custo relativo à parte eólica apresenta uma variação linear de cerca de 583 333 €/MW de potência eólica instalada (CiviTraço 2018). Para contabilizar os ganhos na venda de energia à rede, recorreu-se aos dados relativos à tarifa de preços tri-horária, aplicada em Portugal Continental, para o uso de energia elétrica de baixa tensão (utilizada no consumo doméstico) e que se apresenta no Quadro 16.

Quadro 16 - Tarifa de preços tri-horária do uso de energia elétrica em Portugal Continental [€/kWh], adaptado (ESRE 2018)

Fornecimento	Ponta	Cheia	Vazio Normal	Super Vazio
BT	0.0927	0.0406	0.0115	

Foram analisadas as mesmas soluções identificadas nos pontos 4.2.2 e 4.2.3, tendo como base a situação em que não existe armazenamento (produção exclusiva de energia eólica), presente no Quadro 17. O Quadro 18 contém os resultados dos caudais máximos e potências máximas (para a geração e bombagem), e o Quadro 19 os custos de investimento e os ganhos da venda de energia elétrica, em função de cada uma das soluções, para a opção de funcionamento 1. Os resultados obtidos evidenciam que um projeto deste género, implica um grande investimento. Uma vez que em todos os casos se teria um tempo de retorno superior a 10 anos, o projeto de um sistema de armazenamento por bombagem que aproveita exclusivamente o excesso de energia eólica, não seria aconselhável. No entanto, é importante realçar que para o cálculo da venda de energia elétrica, apenas se contabilizou a energia que é consumida localmente, ou seja, não foi tida em conta toda a energia não consumida e que poderá ser exportada para a rede elétrica nacional ou internacional. Ainda assim, com os resultados do Quadro 19 poder-se-á fazer uma análise comparativa entre os vários casos. As soluções que utilizam a BCT são as mais económicas (pois apresentam menor tempo de retorno do investimento). Contudo, é importante não esquecer que estas são as que menos consumo satisfazem. As turbinas

Kaplan são as mais dispendiosas embora estas tenham sido estudadas para menores consumos, que estão naturalmente associados a potências inferiores e consequentes custos relativos superiores. Em termos de custo benefício, as turbinas Francis parecem ser as mais adequadas na generalidade destes projetos.

Quadro 17 – Análise económica de um aproveitamento de energia eólica (sem armazenamento)

C_p [MW]	P_e^{inst} [MW]	Consumo Satisfeito [%]	Eólica Não Consumida [%]	Custo Total [€]	Venda de Energia [€]	Retorno do investimento [anos]
3	3	41%	3%	1 750 000	240 280	7.3
3	6	64%	24%	3 500 000	390 242	9.0
3	9	75%	41%	5 250 000	462 722	11.3
3	15	85%	60%	8 750 000	530 967	16.5

Quadro 18 – Resultados de caudais e potências (eólica + hídrica, opção 1)

Solução	C_p [MW]	P_e^{inst} [MW]	H [m]	Volume Máximo [m ³]	Consumo Satisfeito [%]	Eólica Não Consumida [%]	Caudal Máximo (Geração) [m ³ /s]	Caudal Máximo (Bombagem) [m ³ /s]	Potência Máxima (Geração) [kW]	Potência Máxima (Bombagem) [kW]
Kaplan	1	2	50	100 000	67%	18%	2.07	1.78	834	1 280
		3			80%	33%	2.04	2.72	818	1 952
Francis		2			67%	18%	2.07	1.78	834	1 280
		3			80%	33%	2.04	2.50	818	1 795
BCT		2			66%	19%	3.32	1.74	834	1 249
		3			77%	36%	3.43	2.50	860	1 795
Pelton	3	6	300		68%	16%	0.92	0.89	2 501	3 840
		9			83%	31%	0.90	1.48	2 454	6 375
Francis		6			67%	17%	1.04	0.89	2 501	3 840
		9			82%	31%	1.02	1.48	2 454	6 375
BCT		6			66%	17%	1.66	0.89	2 501	3 840
		9			78%	34%	1.74	1.36	2 618	5 845
2 Francis	6	71%	8%	0.52	0.45	1 251	1 920			
	9	87%	24%	0.54	0.68	1 309	2 923			
2 BCT	6	69%	8%	1.66	0.89	1 251	1 920			
	9	83%	23%	1.74	1.36	1 309	2 923			

Quadro 19 – Análise económica das soluções do sistema híbrido (eólica + hídrica, opção 1)

Solução	C_p [MW]	P_e^{inst} [MW]	Custo Turbina [€]	Custo Bomba [€]	Custo Turbo máquina(s) [€]	Custo Hídrica [€]	Custo Eólica [€]	Custo Total [€]	Venda de Energia [€]	Retorno do investimento [anos]
Kaplan	1	2	329 262	163 562	492 824	1 408 067	1 166 667	2 574 734	136 455	18.9
		3	326 670	248 748	575 418	1 644 052	1 750 000	3 394 052	167 286	20.3
Francis		2	363 468	-	363 468	1 038 481	1 166 667	2 205 148	136 746	16.1
		3	421 766	-	421 766	1 205 046	1 750 000	2 955 046	168 258	17.6
BCT		2	-	159 577	159 577	455 935	1 166 667	1 622 601	134 974	12.0
		3	-	228 865	228 865	653 901	1 750 000	2 403 901	161 192	14.9
Pelton	3	6	511 288	200 034	711 322	2 032 348	3 500 000	5 532 348	416 675	13.3
		9	505 165	331 273	836 439	2 389 825	5 250 000	7 639 825	519 437	14.7
Francis		6	469 160	-	469 160	1 340 458	3 500 000	4 840 458	415 186	11.7
		9	586 375	-	586 375	1 675 358	5 250 000	6 925 358	513 389	13.5
BCT		6	-	200 034	200 034	571 525	3 500 000	4 071 525	408 661	10.0
		9	-	303 834	303 834	868 097	5 250 000	6 118 097	493 109	12.4
2 Francis	6	345 867	-	691 733	1 976 381	3 500 000	5 476 381	442 385	12.4	
	9	416 082	-	832 164	2 377 612	5 250 000	7 627 612	548 872	13.9	
2 BCT	6	-	200 034	400 067	1 143 050	3 500 000	4 643 050	423 046	11.0	
	9	-	303 834	607 668	1 736 194	5 250 000	6 986 194	521 662	13.4	

4.3. Análise de sensibilidade eólica + hídrica - opção de funcionamento 2

4.3.1. Análise em função do tipo de turbina

Na opção de funcionamento 2 a bombagem não é feita em função do excesso de produção de energia eólica (mas sim em função da tarifa de preços da energia elétrica), considerando um valor máximo de potência de bombagem instalada, que se tomou como sendo igual ao consumo de ponta. As Figuras 35 a 38 mostram os consumos satisfeitos das 4 análises estudadas. Esta opção de funcionamento apresenta resultados mais interessantes já que não está dependente da produção eólica. Uma vez que se bomba sempre nas primeiras horas da manhã, o sistema consegue ter reservas suficientes para depois poder auxiliar a produção eólica no restante período do dia, quando necessário. Não obstante, é preciso ter em conta que esta opção requer que o sistema esteja ligado à rede elétrica nacional, já que necessitar-se-á que haja compra de energia para se efetuar a bombagem. É interessante verificar que, para quedas superiores a 100 m, se atinge um valor máximo de consumo satisfeito quando o volume de armazenamento é cerca de 100 000 m³, e que para valores superiores se mantém constante com o aumento do volume de armazenamento (situação que não acontecia na opção 1). Isto quer dizer que o reservatório poderá estar sobredimensionado, uma vez que não se necessita de uma quantidade de reservas tão grande para satisfazer o consumo.

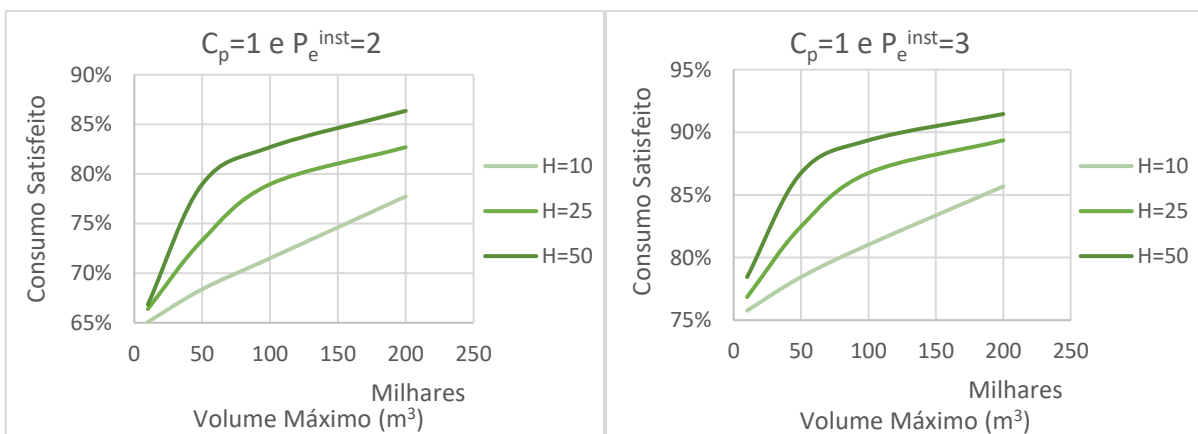


Figura 35 - Consumo satisfeito (análise eólica + hídrica, opção 2 com Kaplan)

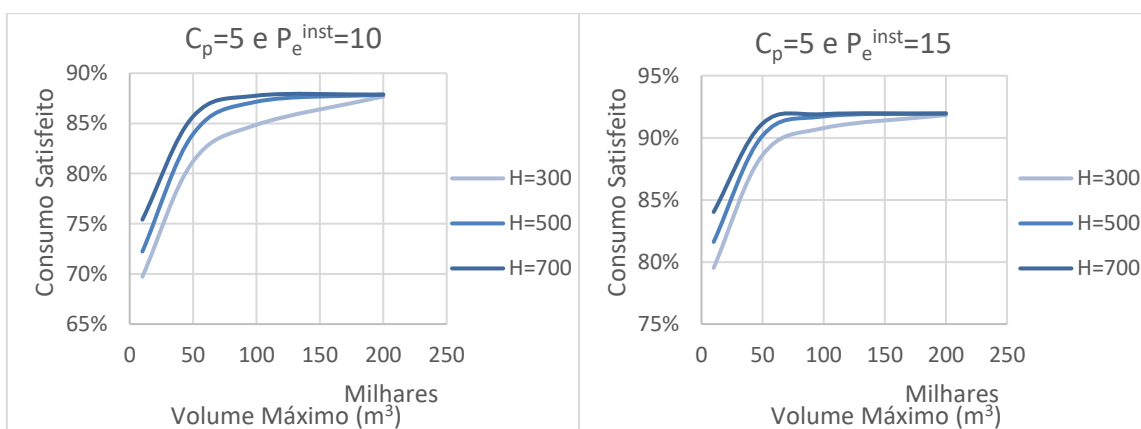


Figura 36 - Consumo satisfeito (análise eólica + hídrica, opção 2 com Pelton, Cp=5)

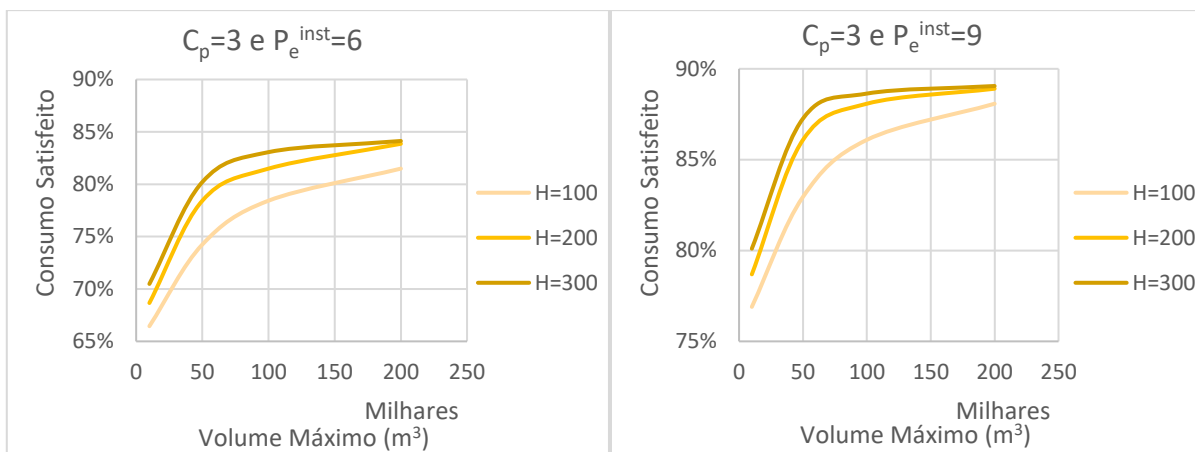


Figura 37 - Consumo satisfeito (análise eólica + hídrica, opção 2 com Francis, $C_p=3$)

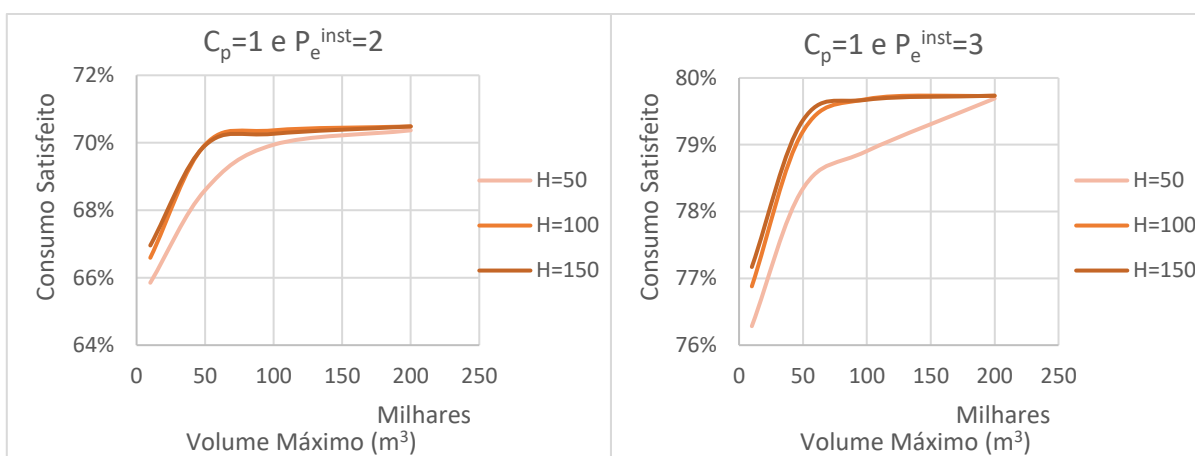


Figura 38 - Consumo satisfeito (análise eólica + hídrica, opção 2 com Bomba como Turbina, $C_p=1$)

4.3.2. Análise comparativa de turbinas

Procedeu-se à análise comparativa entre turbinas para as quedas de 50 e 300 m. As conclusões foram as mesmas que para a opção de funcionamento 1, com a Pelton a registar os melhores resultados e a BCT a ficar aquém daquilo que se pretende. Ainda assim, verificou-se que nesta opção, a diferença entre a bomba e as turbinas é bastante mais substancial já que a hídrica toma um papel mais ativo na produção de energia, como se pode visualizar nos gráficos das Figuras 39 e 40. Note-se que agora se deu uma inversão de resultados, quando comparados os dois casos de potência eólica instalada. Enquanto que na opção 1, quanto mais potência eólica instalada, maior seria o consumo satisfeito pela hídrica, pois haveria mais excesso de eólica para se poder bombear e posteriormente gerar energia hídrica, na opção 2, uma vez que não se está dependente deste excesso, mas sim da rede de energia elétrica, acaba por haver mais reservas e conseqüentemente um melhor aproveitamento da energia hídrica que irá colmatar as falhas da eólica, mais expressivamente, quando esta for menor. Com a leitura destes gráficos fica mais perceptível a razão pela qual o consumo total satisfeito tende para o máximo.

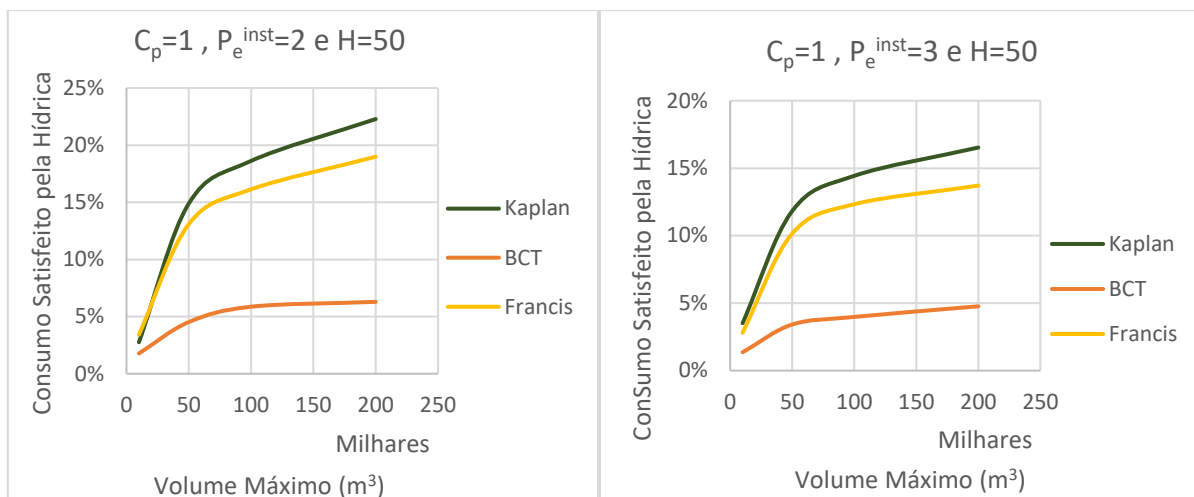


Figura 39 - Consumo satisfeito pela hídrica (comparação de turbinas, eólica + hídrica opção 2, H=50)

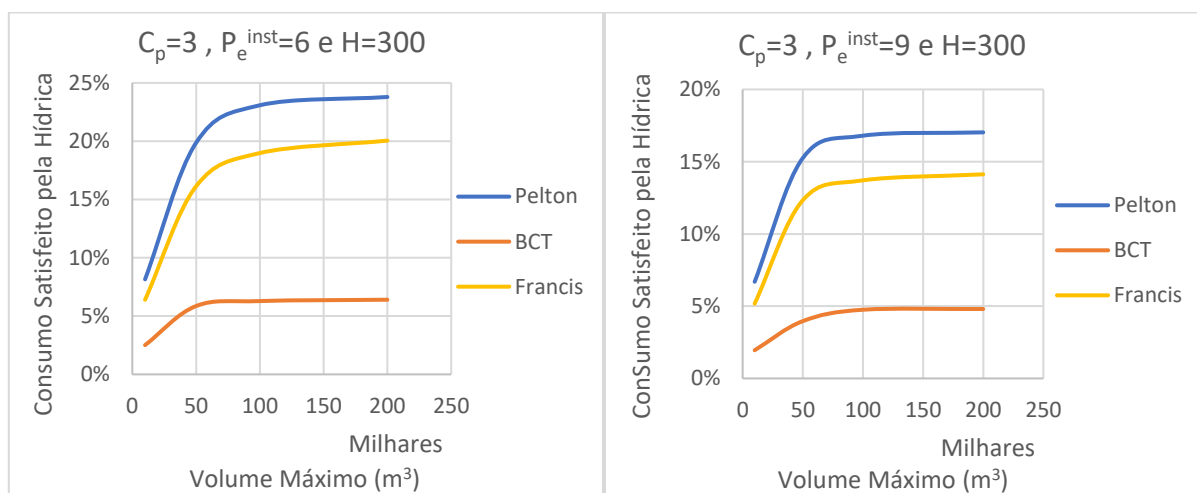


Figura 40 - Consumo satisfeito pela hídrica (comparação de turbinas, eólica + hídrica opção 2, H=300)

4.3.3. Duplicação de turbinas

Para a análise de duplicação de turbomáquinas segundo a opção de funcionamento 2, foram escolhidas as mesmas soluções analisadas na opção de funcionamento 1 - turbina Francis ou BCT, admitindo um $H=300$ m e um $C_p=3$ MW. A Figura 41 mostra o consumo satisfeito pela hídrica, comparando entre turbomáquinas instaladas. É interessante verificar que, com esta opção de funcionamento, e ao contrário da opção anterior, um sistema dotado de apenas uma turbina Francis, apresenta melhores resultados do que um com 2 BCT's. Mais uma vez se relembra para o facto de que com esta opção não se tem a bombagem limitada, e assim sendo, havendo mais capacidade de bombagem, maiores serão as reservas de água, e conseqüentemente, maior será a capacidade de geração de energia hídrica.

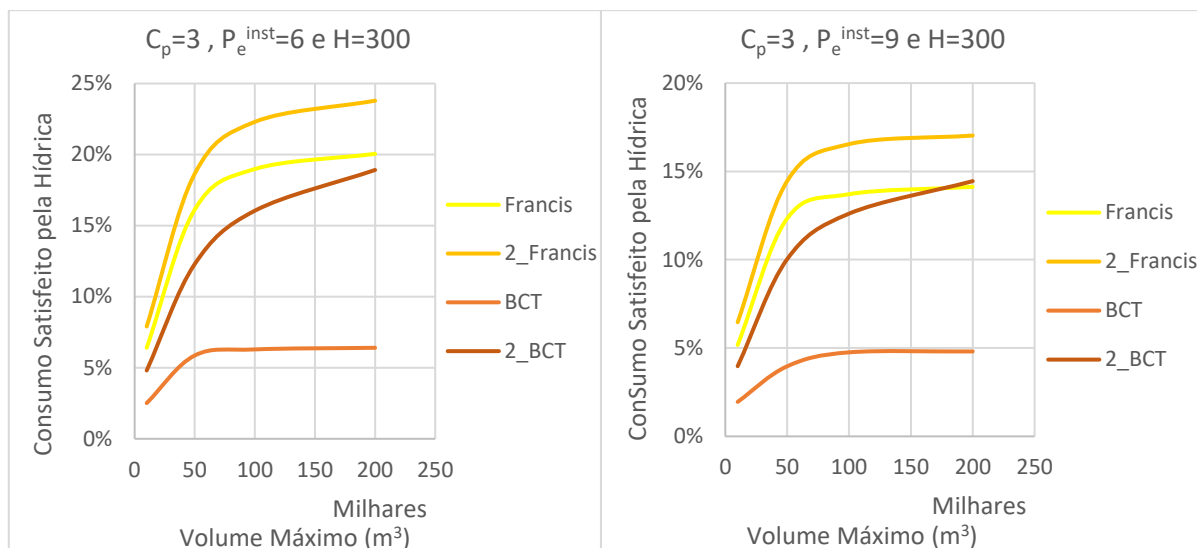


Figura 41 - Consumo satisfeito pela hídrica (duplicação de turbinas, eólica + hídrica opção 2)

4.3.4. Análise económica

Para a análise económica da opção de funcionamento 2, foram estudadas as mesmas 16 soluções apresentadas para a opção 1. Os custos de bombas e turbinas foram calculados da mesma forma (equação (6) e Quadro 5), e tal como em 4.2.4, também se admitiu que o custo das turbomáquinas corresponde a 35 % do custo total do aproveitamento hídrico e que o custo do aproveitamento eólico exibe a mesma variação linear em função da potência eólica instalada. O lucro de compra e venda de energia elétrica à rede nacional foi contabilizado similarmente através do Quadro 16 (em 4.2.4).

Como base de comparação, apresenta-se primeiramente uma análise económica do que seria um aproveitamento hidroelétrico com armazenamento por bombagem, sem o complemento de energia eólica. O Quadro 20 contém os resultados dos caudais máximos e potências máximas (para a geração e bombagem), e o Quadro 21 os custos de investimento e o lucro de compra e venda de energia elétrica, em função de cada uma das soluções. As soluções que contemplam consumos de ponta menores apresentam tempos de retorno de investimento maiores, uma vez que os custos relativos das turbomáquinas são superiores. Os resultados revelam também que a utilização de duas turbomáquinas não apresenta qualquer vantagem em relação ao uso de apenas uma, pois o consumo satisfeito pouco varia, e o tempo de retorno é superior. Apesar de os resultados para consumos de ponta de 3 MW serem economicamente viáveis, a solução de um aproveitamento hidroelétrico com sistema de armazenamento por bombagem sem a integração da energia eólica, acaba por não ser muito eficaz, já que apenas consegue satisfazer, no máximo, 40 % do consumo.

Quadro 20 – Resultados de caudais e potências (sem eólica)

Solução	C _p [MW]	H [m]	Volume Máximo [m ³]	Consumo Satisfeito [%]	Caudal Máximo (Geração) [m ³ /s]	Caudal Máximo (Bombagem) (m ³ /s)	Potência Máxima (Geração) [kW]	Potência Máxima (Bombagem) [kW]
Kaplan	1	50	100 000	27%	2.29	1.39	919	1 000
Francis				27%	2.29	1.39	919	1 000
BCT				17%	3.55	1.39	891	1 000
Pelton	3	300		40%	1.07	0.70	2 898	3 000
Francis				36%	1.20	0.70	2 898	3 000
BCT				20%	1.92	0.70	2 898	3 000
2 Francis				36%	0.60	0.35	1 449	1 500
2 BCT				24%	0.96	0.35	1 449	1 500

Quadro 21 - Análise económica das soluções do sistema de armazenamento (sem eólica)

Solução	C _p [MW]	Custo Turbina [€]	Custo Bomba [€]	Custo Turbomáquina(s) [€]	Custo Total [€]	Benefício bruto [€]	Retorno do investimento [anos]
Kaplan	1	342 848	128 065	470 913	1 345 466	58 189	23.1
Francis		326 071	-	326 071	931 632	58 079	16.0
BCT		-	128 065	128 065	365 901	23 536	15.5
Pelton	3	561 402	156 560	717 961	2 051 318	246 503	8.3
Francis		420 888	-	420 888	1 202 538	212 526	5.7
BCT		-	156 560	156 560	447 313	90 133	5.0
2 Francis		310 280	-	620 561	1 773 031	213 056	8.3
2 BCT		-	78 920	157 841	450 974	81 956	5.5

O Quadro 22 apresenta os resultados dos caudais máximos e potências máximas (para a geração e bombagem), e o Quadro 23 custos de investimento e o benefício bruto da compra e venda de energia elétrica, em função de cada uma das soluções, para a opção de armazenamento 2. Esta segunda opção apresenta tempos de retorno do investimento menores em relação à primeira, havendo alguns casos com valores inferiores aos 10 anos, com consumos satisfeitos superiores a 80 %. E assim como na opção de funcionamento 1, também estes tempos de retorno do investimento podem ser reduzidos se se conseguir vender, à rede elétrica nacional, o excesso de eólica que não é consumida. Verifica-se que para consumos de ponta menores, os custos relativos serão maiores e as soluções com as turbinas Francis são as que melhor se ajustam a este tipo de projetos, já que exibem o maior índice de custo benefício.

Quadro 22 – Resultados de caudais e potências (eólica + hídrica, opção 2)

Solução	C _p [MW]	P _e ^{inst} [MW]	H [m]	Volume Máximo [m ³]	Consumo Satisfeito [%]	Eólica Não Consumida [%]	Caudal Máximo (Geração) [m ³ /s]	Caudal Máximo (Bombagem) [m ³ /s]	Potência Máxima (Geração) [kW]	Potência Máxima (Bombagem) [kW]
Kaplan	1	2	50	100 000	83%	19%	2.24	1.39	901	1 000
		3			89%	36%	2.17	1.39	873	1 000
Francis		2			80%	21%	2.24	1.39	901	1 000
		3			87%	37%	2.17	1.39	873	1 000
BCT		2			70%	23%	3.49	1.39	878	1 000
		3			79%	39%	3.47	1.39	873	1 000
Pelton	3	6	300		87%	19%	1.01	0.70	2 750	3 000
		9			92%	36%	0.99	0.70	2 675	3 000
Francis		6			83%	20%	1.14	0.70	2 750	3 000
		9			89%	36%	1.11	0.70	2 675	3 000
BCT		6			70%	22%	1.79	0.70	2 703	3 000
		9			80%	38%	1.74	0.70	2 618	3 000
2 Francis	6	86%	18%	0.57	0.35	1 375	1 500			
	9	91%	35%	0.55	0.35	1 338	1 500			
2 BCT	6	80%	17%	0.90	0.35	1 352	1 500			
	9	88%	33%	0.87	0.35	1 309	1 500			

Quadro 23 - Análise económica das soluções do sistema híbrido (eólica + hídrica, opção 2)

Solução	C _p [MW]	P _e ^{inst} [MW]	Custo Turbina [€]	Custo Bomba [€]	Custo Turbo máquina(s) [€]	Custo Hídrica [€]	Custo Eólica [€]	Custo Total [€]	Benefício bruto [€]	Retorno do investimento [anos]
Kaplan	1	2	340 087	128 065	468 153	1 337 579	1 166 667	2 504 245	170 847	14.7
		3	335 562	128 065	463 628	1 324 651	1 750 000	3 074 651	187 141	16.4
Francis		2	326 071	-	326 071	931 632	1 166 667	2 098 298	165 197	12.7
		3	326 071	-	326 071	931 632	1 750 000	2 681 632	182 006	14.7
BCT		2	-	128 065	128 065	365 901	1 166 667	1 532 568	139 377	11.0
		3	-	128 065	128 065	365 901	1 750 000	2 115 901	161 879	13.1
Pelton	3	6	542 995	156 560	699 554	1 998 727	3 500 000	5 498 727	540 018	10.2
		9	533 607	156 560	690 166	1 971 903	5 250 000	7 221 903	578 512	12.5
Francis		6	420 888	-	420 888	1 202 538	3 500 000	4 702 538	507 750	9.3
		9	420 888	-	420 888	1 202 538	5 250 000	6 452 538	553 639	11.7
BCT		6	-	156 560	156 560	447 313	3 500 000	3 947 313	420 175	9.4
		9	-	156 560	156 560	447 313	5 250 000	5 697 313	489 908	11.6
2 Francis	6	310 280	-	620 561	1 773 031	3 500 000	5 273 031	529 392	10.0	
	9	310 280	-	620 561	1 773 031	5 250 000	7 023 031	572 606	12.3	
2 BCT	6	-	78 920	157 841	450 974	3 500 000	3 950 974	466 773	8.5	
	9	-	78 920	157 841	450 974	5 250 000	5 700 974	531 883	10.7	

4.4. Análise de sensibilidade solar + hídrica - opção de funcionamento 1

Esta análise, é apresentada apenas para a turbina Francis. Consideraram-se as potências fotovoltaicas instaladas como sendo o dobro ou triplo do consumo de ponta, tomado como 1 MW. Nas Figuras 42 e 43 apresentam-se os valores do consumo satisfeito e da energia solar não consumida, respetivamente. Os resultados evidenciam valores de consumo satisfeito mais reduzidos, quando comparados com a eólica. Não obstante, é possível verificar que, o aproveitamento do excesso de produção fotovoltaica é superior ao aproveitamento do excesso de eólica, já que apresenta valores de consumo satisfeito pela hídrica superiores a 20 %, quando a potência instalada é o triplo do consumo de ponta e o volume de armazenamento é superior a 50 000 m³ (no caso da eólica, apenas se obteve valores de consumo satisfeito pela hídrica de 5 a 10 %). Isto significa que, apesar de globalmente, a solução solar + hídrica

apresentar piores resultados, o sistema de armazenamento por bombagem revela-se fundamental para colmatar as falhas da energia solar.

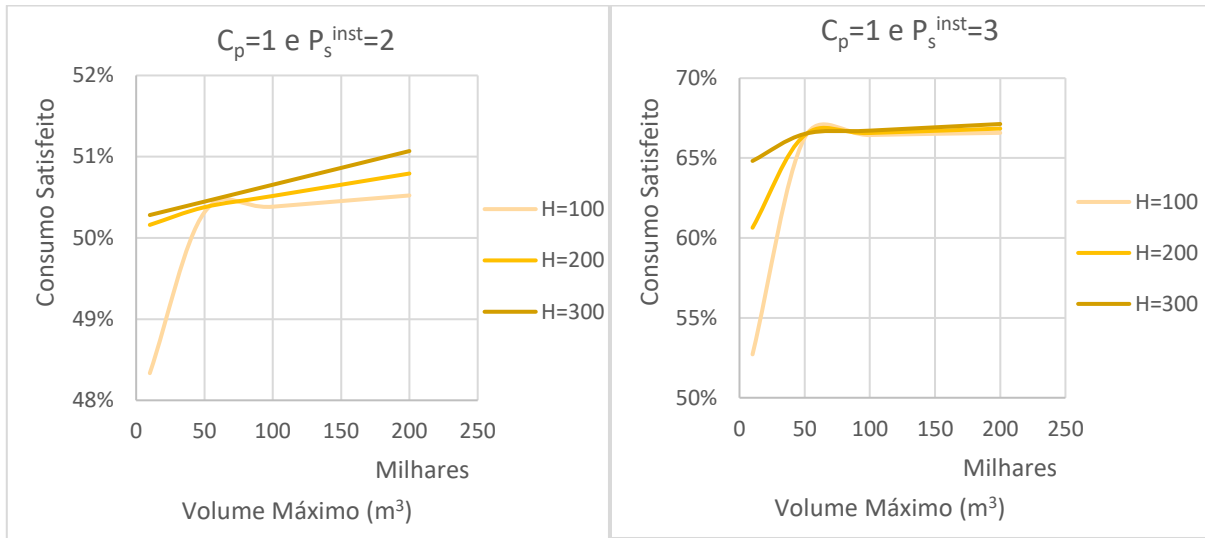


Figura 42 - Consumo satisfeito (análise solar + hídrica, opção 1 com Francis, $C_p=1$)

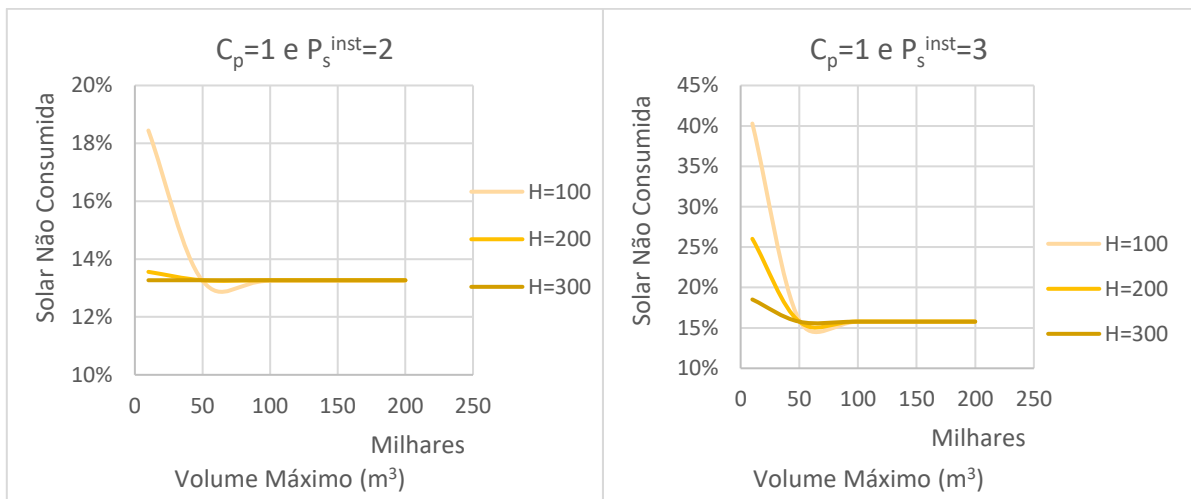


Figura 43 – Solar não consumida (análise solar + hídrica, opção 1 com Francis, $C_p=1$)

Para a análise de duplicação de turbinas foram consideradas duas quedas diferentes (100 e 300 m). Nas Figuras 44 e 45 apresenta-se o consumo satisfeito pela hídrica e a solar não consumida, respetivamente. Similarmente à eólica, esta primeira opção de funcionamento apresenta melhorias nos resultados, quando é introduzida uma nova turbina no sistema, podendo-se obter valores de consumo satisfeito pela hídrica até 30 %.

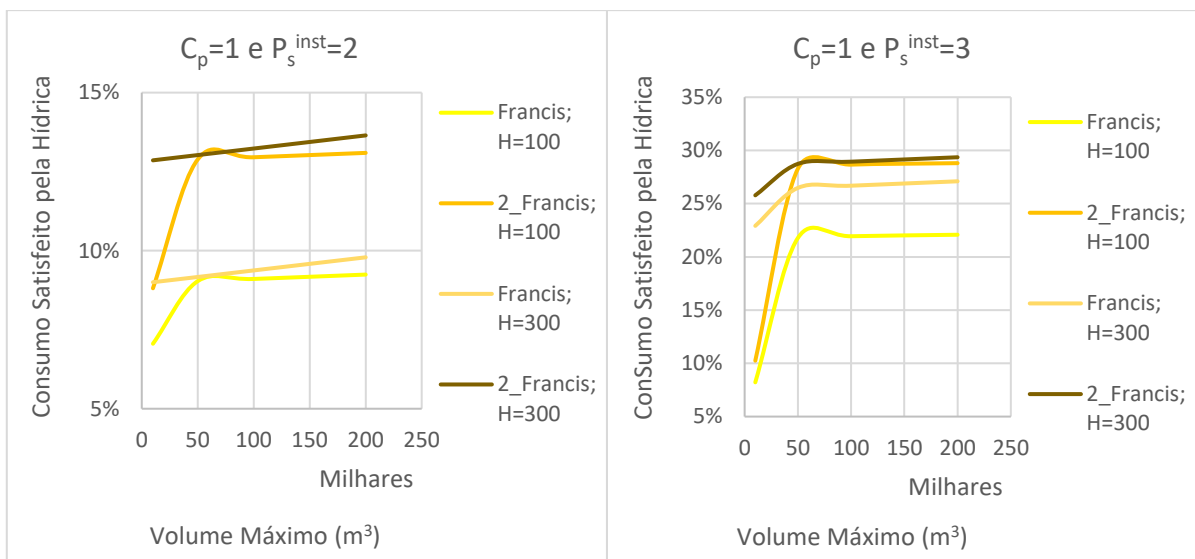


Figura 44 - Consumo satisfeito pela hídrica (duplicação de turbinas, solar + hídrica opção 1)

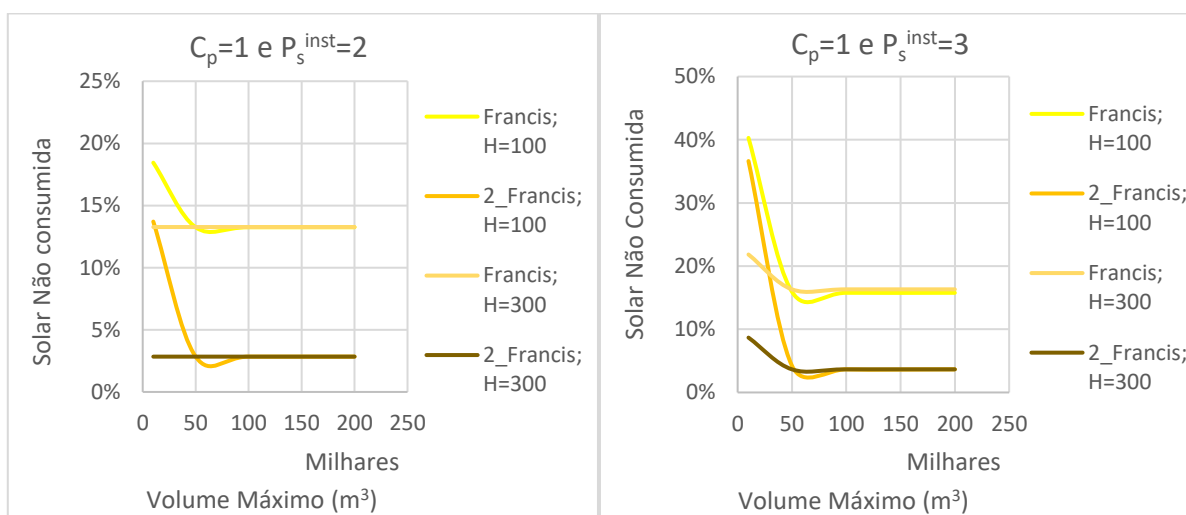


Figura 45 - Solar não consumida (duplicação de turbinas, solar + hídrica opção 1)

4.5. Análise de sensibilidade solar + hídrica - opção de funcionamento 2

Apresenta-se a análise só para a Francis e as potências fotovoltaicas instaladas de o dobro e triplo do consumo de ponta, tomado como 1 MW. Na Figura 46 apresentam-se os valores do consumo satisfeito. Do mesmo modo, a opção de funcionamento 2 da solução solar + hídrica apresenta melhores resultados que a opção de funcionamento 1, uma vez que a bombagem não está dependente da existência de excesso de produção fotovoltaica. A produção hídrica sustenta 20 % do consumo total.

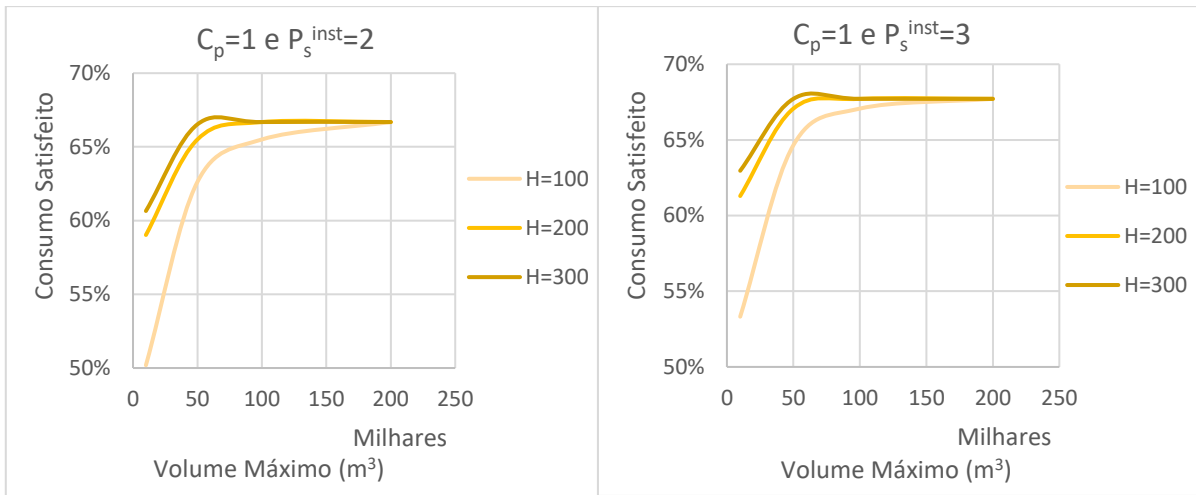


Figura 46 - Consumo satisfeito (análise solar + hídrica, opção 2 com Francis, C_p=1)

Foi analisada para esta opção de funcionamento, duas turbinas Francis menores considerando as quedas anteriormente analisadas 100 e 300 m. Na Figura 47 apresenta-se o consumo satisfeito pela hídrica. É igualmente evidente que, para esta opção de funcionamento, a duplicação de turbinas Francis no sistema, pouco altera os resultados do consumo satisfeito.

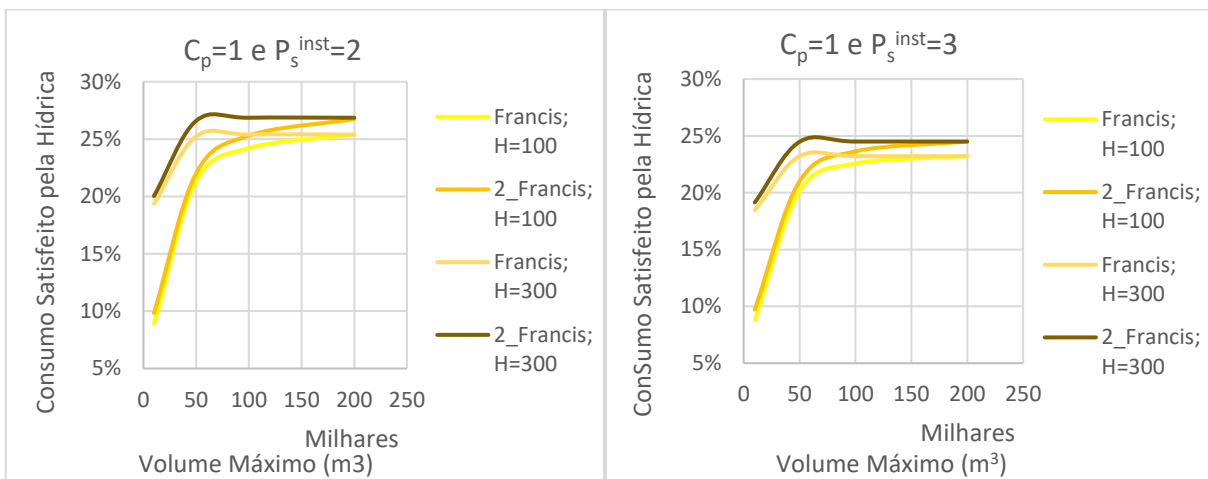


Figura 47 - Consumo satisfeito pela hídrica (duplicação de turbinas, solar + hídrica opção 2)

4.6. Considerações finais

Em suma, nas Figuras 48 e 49 mostra-se o consumo satisfeito pela hídrica para todos os casos estudados, para a análise da eólica + hídrica e solar + hídrica, respetivamente. Soluções com Pelton ou duas Francis são as mais eficientes. Pela análise da eólica + hídrica se percebe que os valores de armazenamento influenciam consideravelmente a satisfação do consumo. Na conjugação da energia solar com a hídrica, este facto não é tão visível, sobretudo para valores de armazenamento mais elevados. Naturalmente verifica-se, que de um modo geral, os casos de maior queda apresentam melhores resultados. Comparando as duas opções de funcionamento (opção 1 – bombagem em função do excesso de produção eólica/solar; opção 2 – bombagem em função da tarifa de preços da energia elétrica), fica patente que, na grande maioria das situações, a opção 2 satisfaz uma maior percentagem do consumo.

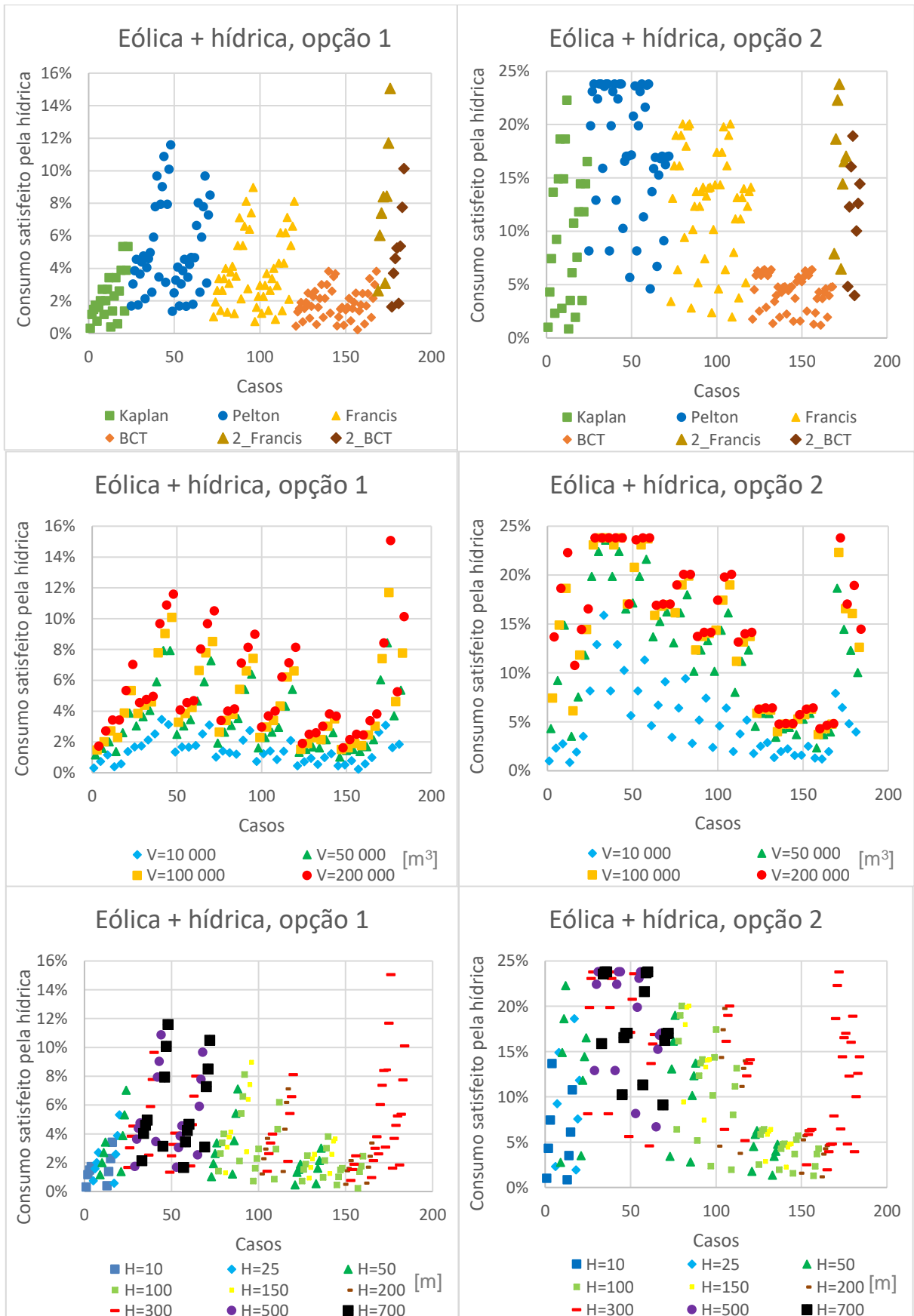


Figura 48 – Consumo satisfeito pela hídrica (análise eólica + hídrica): por diferentes turbinas, volumes de armazenamento e quedas

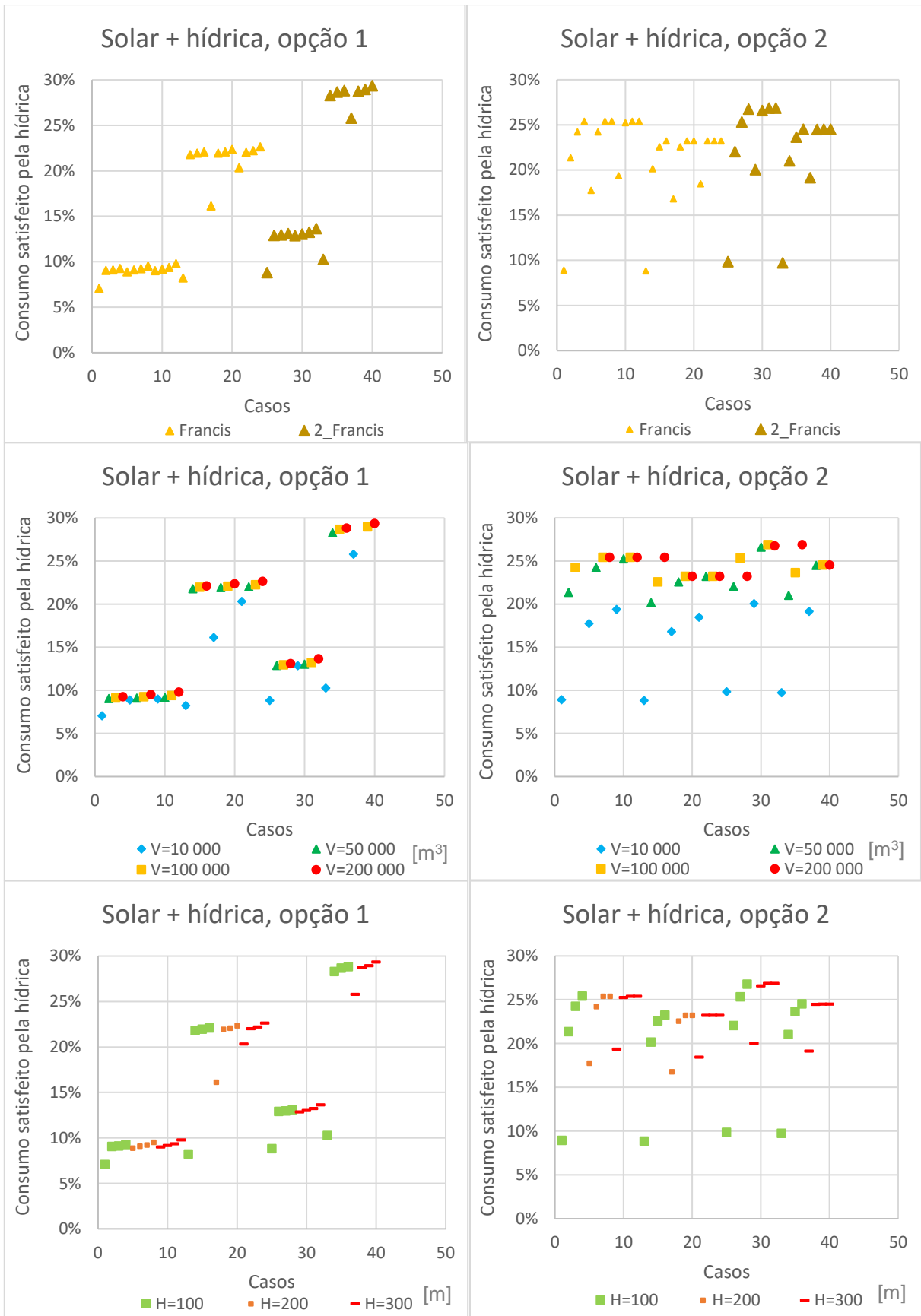


Figura 49 – Consumo satisfeito pela hídrica (análise solar + hídrica): por diferentes turbinas, volumes de armazenamento e quedas

Por fim, avaliou-se a contribuição de cada uma das fontes de energia, na satisfação do consumo. Admitiu-se um consumo de ponta de 1 MW e um sistema de armazenamento por bombagem com queda de 200 m e volume máximo de armazenamento 100 000 m³. Comparou-se a situação em que não há armazenamento de energia (sem reservas hídricas), e as situações em que há armazenamento, segundo a opção de funcionamento 1 (bombagem em função do excesso de energia eólica/solar) e segundo a opção de funcionamento 2 (bombagem em função do ciclo horário do consumo energético, e potência de bombagem instalada igual ao consumo de ponta – 1 MW neste caso). Analisaram-se os casos em que a potência eólica/solar instalada é o dobro ou o triplo do consumo de ponta. A Figura 50 mostra o consumo satisfeito pela energia eólica e solar isoladamente (com ou sem armazenamento), enquanto que a Figura 51 apresenta a contribuição destas fontes de energia em simultâneo. Os resultados revelam que a radiação solar, como única fonte de produção de energia, é pouco eficaz na satisfação total do consumo. Esta, apesar de ser mais previsível que a fonte eólica (pois apenas varia de dia para dia consoante a nebulosidade), na realidade tem uma grande variabilidade, havendo períodos do dia em que é inexistente (durante a noite). Desta forma, a introdução de um sistema de armazenamento por bombagem, capaz de sustentar reservas hídricas, é bastante vantajoso para auxiliar a satisfação do consumo por parte desta fonte de energia renovável. Na verdade, a complementaridade hídrica revela-se de grande importância para esta situação, visto que o aumento da potência fotovoltaica instalada pouco altera a satisfação do consumo. Uma vez que a instalação de painéis solares requer uma elevada área, a utilização da superfície da albufeira como local de implantação é uma excelente solução.

A energia eólica demonstra uma eficácia superior, uma vez que não existe uma grande discrepância entre os valores máximos e mínimos de geração. Desse modo, o aumento da potência eólica instalada traduz uma melhoria significativa na satisfação do consumo. Ainda assim, há muita energia que não é consumida e pode ser aproveitada localmente, se existir um sistema de armazenamento de reservas hídricas. Este será tanto mais eficaz quanto maior for o excesso de produção eólica e solar. De um modo geral, a opção de funcionamento 2 apresenta melhores resultados uma vez que a bombagem é programada para as horas iniciais do dia, permitindo ao sistema reter reservas hídricas suficientes para satisfazer o consumo no restante período. No entanto, é importante lembrar que esta opção de funcionamento necessita de estar ligada à rede elétrica, uma vez que nem sempre o sistema consegue ser alimentado pela energia eólica/solar, para efetuar a bombagem. Desta forma, poderá não ser solução ideal, em particular num caso isolado como ilhas. A ação conjunta da produção de energia eólica com a energia solar apresenta bons resultados de satisfação de consumo. Uma vez que os valores de potências eólica e solar instaladas testados não foram largamente superiores ao consumo de ponta, não houve excesso, pelo que a opção de funcionamento 1 apresentou uma fração reduzida de consumo satisfeito pela hídrica. A opção 2 apresentou novamente melhores resultados comprovando que as soluções que exibem maior parcela de potência eólica instalada satisfazem maior percentagem de consumo.

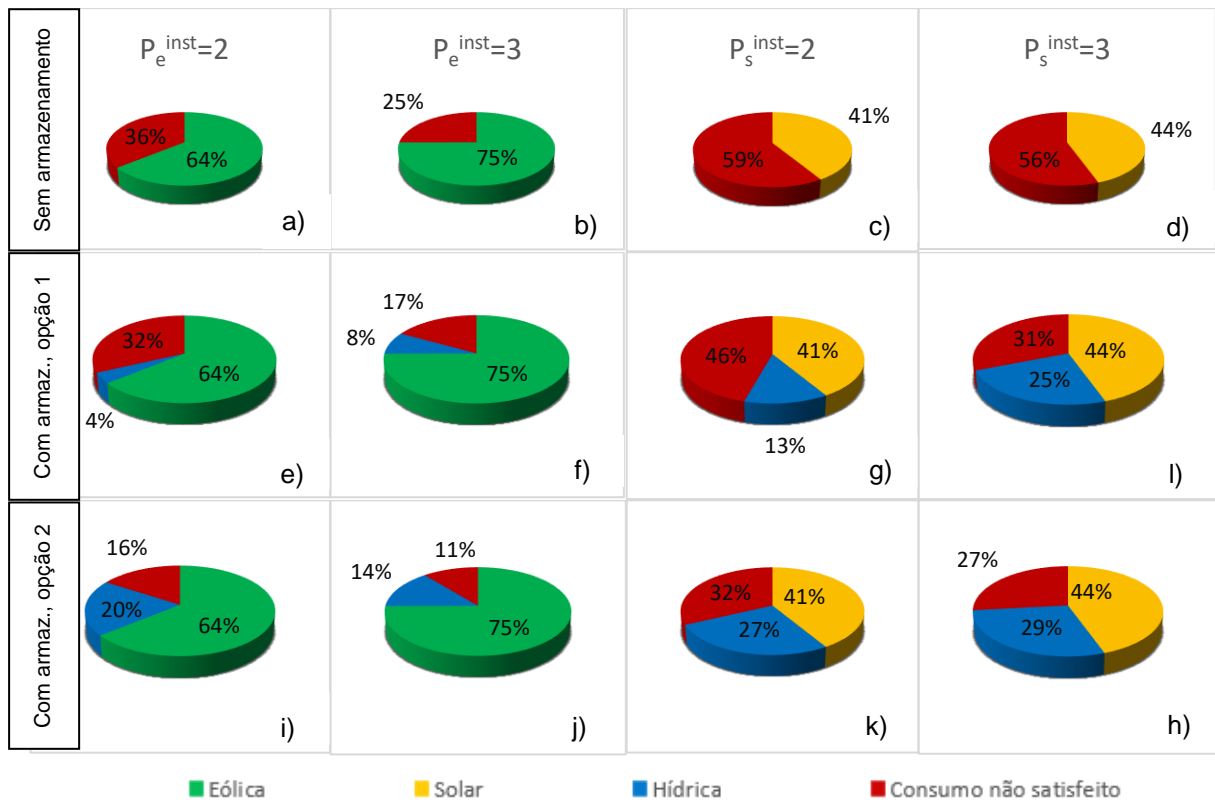


Figura 50 – Consumo satisfeito pelas diferentes fontes de energia (eólica ou solar, com e sem armazenamento, $C_p=1$)

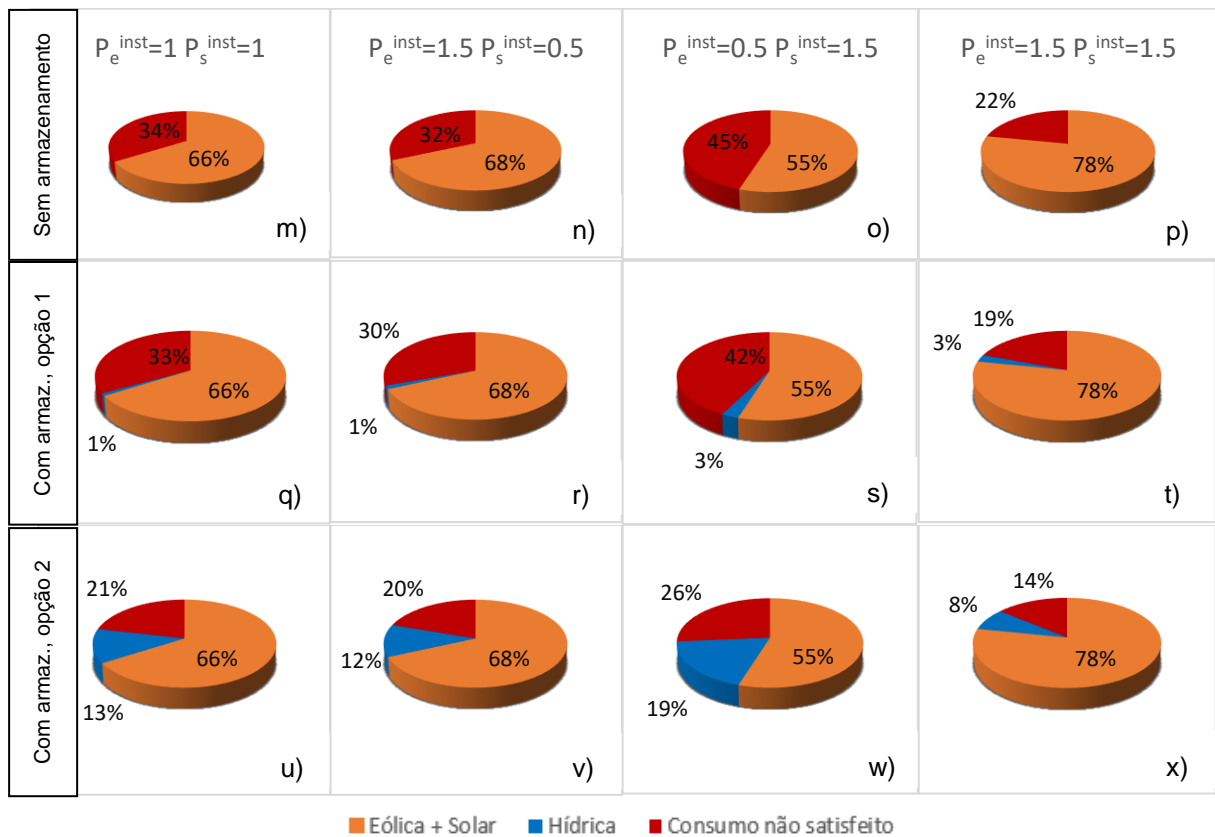


Figura 51 – Consumo satisfeito pelas diferentes fontes de energia (eólica + solar, com e sem armazenamento, $C_p=1$)

5. Caso de estudo – Pré-dimensionamento de um sistema energético híbrido, com armazenamento por bombagem de água do mar

5.1. Considerações gerais

Num projeto de um aproveitamento hidroelétrico com armazenamento por bombagem de água do mar, o reservatório inferior corresponde ao oceano, sendo necessário a construção do reservatório superior. Este deverá localizar-se junto ao mar, de modo a reduzir os custos associados ao circuito hidráulico, e em local elevado, para que se possa usufruir de maiores potências hídricas. Segundo (Katsaprakakis et al. 2013), o comprimento da conduta não deverá ser superior a 5 vezes a queda ($L/H \leq 5$). Também será importante a procura de grandes cavidades naturais, de modo a reduzir os trabalhos de movimentação de terras (poupando-se nos custos de escavação). Será sempre preferível um reservatório largo e pouco profundo (ao seu inverso), pois o nível de água sofrerá menor variação, havendo um maior arejamento e menor estratificação aquática (que caso contrário seria prejudicial, já que haveria maior propensão para a eutrofização).

Para o caso de estudo, considerou-se que o reservatório superior é alimentado por uma única conduta, e que a geração e bombagem é feita por uma mesma turbomáquina (capacitada para o efeito). Além do pré-dimensionamento do reservatório superior, uma vez que este aproveitamento hidroelétrico pressupõe a integração da energia solar e eólica no sistema, também foi necessário tecer algumas considerações acerca do aproveitamento destas duas fontes de energia. Uma vez que a produção de energia solar requer uma elevada área de terreno para instalação dos painéis fotovoltaicos, escolheu-se a superfície de água do reservatório como local de colocação dos painéis, sobre uma plataforma flutuante, à semelhança do que foi dimensionado na barragem do Alto do Rabagão (EDP 2017c). Desta forma, permite uma utilização do espaço disponível mais eficiente, e promove um arrefecimento mais eficaz dos painéis. O parque eólico também deverá estar relativamente próximo da implantação do aproveitamento hidroelétrico, para que o fornecimento de energia eólica ao sistema de bombagem seja feito de forma eficiente, sem custos significativos afetos à rede de transporte de energia elétrica. Pode e deve estar a um nível mais elevado que o reservatório, para que possa usufruir de ventos com velocidades superiores e mais estáveis e conseqüentemente, melhores rendimentos. A corrosão inerente aos ambientes marítimos também foi tida em consideração neste dimensionamento, nomeadamente na escolha dos materiais utilizados e respetiva manutenção.

Apesar de Portugal Continental possuir uma vasta costa, são poucos os locais que apresentam altitudes elevadas perto do mar. Nos arquipélagos da Madeira e dos Açores, consegue-se reunir mais facilmente estas condições. Não obstante, o dimensionamento de um aproveitamento energético nestes locais deverá ser mais especializado e criterioso (tendo em conta a produção e evolução do consumo), devido ao facto de não ser possível a permuta de energia elétrica com a rede nacional.

O local escolhido para o caso de estudo foi a região de Sintra, uma vez que é uma zona costeira que dispõe de alguns planaltos de altitude considerável. Apresenta-se neste capítulo o pré-dimensionamento do reservatório superior, bem como os principais órgãos afetos a este tipo de

empreendimentos: o circuito hidráulico, a central hidroelétrica e elevatória e o sistema de proteção costeira. Apresenta-se também o estudo dos regimes transitórios e um balanço energético da solução preconizada. As peças desenhadas da solução preconizada encontram-se nos Anexos D, E e F.

5.2. Localização

A escolha do local para a implementação da solução híbrida de produção de energia é um dos aspetos fundamentais do projeto. Este projeto exige bons acessos em geral, mas deverá estar afastado da área habitacional e de outras atividades, como o turismo, que possam levantar reações negativas por parte da comunidade local. Para além das condições de altitude e proximidade à costa já mencionadas, é necessário ter uma inclinação suave desde o reservatório superior até ao litoral onde a conduta forçada/elevatória irá estar (não devendo ser encontradas falésias desagregadas e demasiado íngremes ao longo da mesma). Neste sentido, o local escolhido para a implantação do reservatório superior foi um terreno no Cabeço do Carrascal, em Sintra, junto à praia da Aroeira (entre o Cabo da Roca e a praia da Ursa). Tem como coordenadas geográficas 38°47'4"N (latitude) e 9°29'26"W (longitude). Este local verifica ter uma boa relação entre distância à costa e altitude ($450/140=3,2$), sendo um espaço com uma largura máxima generosa (cerca de 240 m), não estando nas proximidades das habitações. A Figura 52 mostra a localização do reservatório (na carta militar 415 de Portugal Continental, à esquerda, e numa vista aérea do Google Earth, à direita). Os painéis solares estarão no espelho de água do reservatório, numa plataforma flutuante de 7 500 m², composto por 2 520 painéis solares fotovoltaicos, com capacidade total de produção de 0.6 MWh. O parque eólico será localizado adjacente na direção do interior, no Cabeço do Outeiro, a cerca de 2 500 m de distância e a uma altitude de 400 m. Será composto por 3 turbinas eólicas com 150 m de altura, espaçadas de 250 m entre si e com uma potência total instalada de 6 MW (2 MW por cada módulo). A Figura 53 mostra a sua localização.

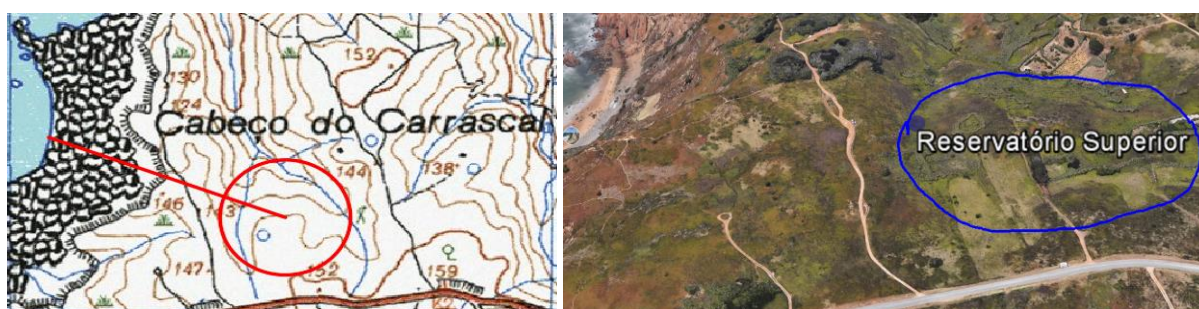


Figura 52 – Localização do reservatório superior



Figura 53 – Localização do parque eólico

5.3. Pré-dimensionamento

5.3.1. Reservatório superior e tomada de água

Para locais com ausência, em geral, de espécies animais e vegetais, em que se consiga aproveitar uma depressão topográfica natural (com largura e profundidade adequadas), não será necessário a escavação total do reservatório, sendo, contudo, necessário proceder à impermeabilização das paredes e fundo. No caso de estudo, não se verificando esta situação, será implementado um reservatório de forma poligonal regular. Isto permite auferir uma base limpa e lisa, para que se possa, posteriormente, aplicar uma camada de revestimento impermeável que minimizara as perdas de água por infiltração. As formas poligonais mais usadas neste tipo de empreendimentos são a hexagonal ou a octogonal. Contudo, formas mais complexas, serão mais exigentes em termos construtivos (com maiores custos associados). A título de exemplo fez-se uma comparação entre os volumes dos reservatórios poligonais de 6 e 8 lados (Quadro 24), e os resultados mostram que o volume turbinável do reservatório octogonal é 9 % superior ao do reservatório hexagonal, assim a escolha da forma hexagonal é a mais adequada.

Quadro 24 – Comparação entre reservatório hexagonal e octogonal

Reservatório	Hexagonal	Octogonal
Volume total (m³)	451 519	472 358
Volume de água máximo (m³)	390 605	406 043
Volume de água mínimo (m³)	47 385	32 393
Volume turbinável (m³)	343 219	373 650

Deste modo, procedeu-se ao dimensionamento do reservatório hexagonal com 220 m de largura máxima e 20 m de profundidade. Admitiu-se uma redução de área em profundidade, com inclinação de paredes de 30°, e definiu-se para a altura de água máxima e mínima, 18 e 3 m, respetivamente, o que significa que o nível do reservatório pode variar em 15 m. O volume resultante da escavação será usado para elevar um talude circundante com 2 m de altura, para que possa impedir a deslocação da massa de água para fora do reservatório pelo vento ou em situações de sismo. A altura de água mínima é adotada de modo a que seja garantida a submergência mínima na tomada de água. O Quadro 25 mostra as características do reservatório superior e na Figura 54 é representado um esboço do mesmo.

Quadro 25 - Dimensões do reservatório superior e volume turbinável

Reservatório hexagonal			
Inclinação (°)	30	Área superficial (m²)	31 437
Máxima largura (m)	220	Área do fundo (m²)	14 754
Lado do hexágono (m)	110	Volume total (m³)	451 519
Profundidade total (m)	20	Volume de água máximo (m³)	390 605
Altura de água máxima (m)	18	Volume de água mínimo (m³)	47 385
Altura de água mínima (m)	3	Volume turbinável (m³)	343 219

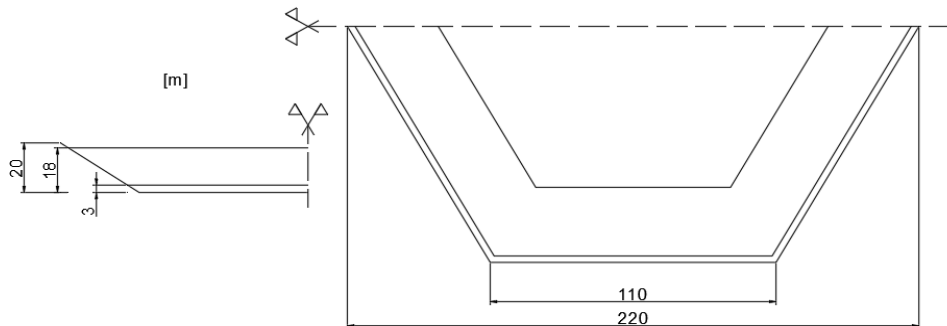


Figura 54 – Dimensões do reservatório

De modo a evitar as perdas no reservatório superior, é adotada a técnica utilizada no aproveitamento de Okinawa, no Japão (Katsaprakakis et al. 2013). Como revestimento, foi aplicada uma película de borracha EPDM (Etileno-Propileno-Dieno), com 10 mm de espessura, e que exhibe excelentes propriedades químicas e resistência ao clima, suportando temperaturas de -40 a 125°C. Para a estrutura do revestimento, é aplicada uma camada de drenagem com 50 cm de espessura, constituída por materiais de cascalho (<20 mm). Entre estas duas camadas, é colocada uma camada de poliéster, que protegerá a camada impermeabilizante de sofrer danos por componentes angulares de cascalho. A Figura 55 mostra as várias camadas utilizadas no reservatório superior. Este sistema contempla uma galeria circundante que fará a monitorização das perdas através de manómetros instalados nos drenos. Deste modo, o sensor emitirá um alarme aquando a ocorrência de perdas, ativando uma bomba que fará o recarregamento do reservatório, impedindo que haja descarga para o ambiente.

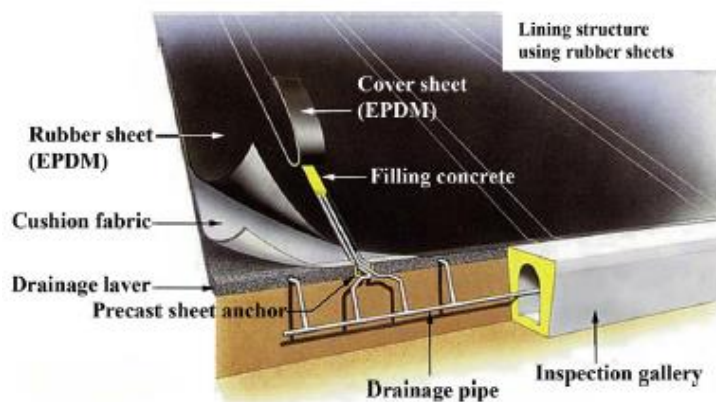


Figura 55 – Tecnologia aplicada no reservatório (Katsaprakakis et al. 2013)

A tomada de água é em poço no centro do reservatório, com 2 m de altura e 2 m de diâmetro, que inclui uma grade de filtro, de modo a evitar que objetos flutuantes entrem no circuito. A sua altura permite ter um volume armazenado mínimo que ajuda a prolongar o tempo de vida útil da camada impermeabilizante, uma vez que não fica exposta diretamente à radiação solar.

Uma vez que a captação superior de água se faz por aspiração vertical em tulipa, para evitar problemas de vorticidade na veia líquida (e conseqüente arrastamento de ar para a turbina, que reduzirá a sua eficiência) a submergência mínima de 1.5 D deve ser cumprida (Ramos 2000). Para a altura de água mínima de 3 m, o diâmetro da conduta forçada deverá ser inferior a 2 m. Outra solução que se poderia adotar seria a construção de uma conduta de arejamento, capaz de remover o ar que entra no circuito hidráulico (Pinheiro 2006b). O anexo D contém o desenho do reservatório superior em planta.

5.3.2. Dados do modelo

Definido o volume de armazenamento e o valor da queda bruta (140 m) é possível determinar a potência máxima e o caudal de dimensionamento utilizando o modelo de simulação descrito no ponto 3.2.2.2 (opção de funcionamento 2). Para as potências instaladas de 6, 0.6 e 5 MW para a eólica, solar e turbina/bomba, respetivamente. Este sistema será capaz de satisfazer 75 % do consumo, admitindo um consumo de ponta de 5 MW. Considerou-se a utilização de um único grupo Francis reversível, que desempenhará ambas as funções de geração e bombagem. Todas as variáveis consideradas no modelo encontram-se descritas no Quadro 26. O Quadro 27 apresenta os resultados do pré-dimensionamento, que permitiram definir o caudal de dimensionamento de 4.11 m³/s.

Quadro 26 – Variáveis do modelo de pré-dimensionamento

Reservatório		Turbina Francis		Potência energética	
V (m ³)	343 219	$\eta_t^{méd}$	0.8	C _p (MW)	5
H (m)	140	$\eta_b^{méd}$	0.7	P _e ^{Inst} (MW)	6
L (m)	450	Q _t ^{min} /Q _t ^{máx}	0.4	P _s ^{Inst} (MW)	0.6
L/H (m)	3.21	Q _b ^{min} /Q _b ^{máx}	0.5	P _b ^{Inst} (MW)	5

Quadro 27 – Resultados do modelo de pré-dimensionamento

Geração					
P _t ^{máx} (kW)	5 197	V _t ^{máx} (m ³)	14 781	Q _t ^{máx} (m ³ /s)	4.11
P _t ^{min} (kW)	1 848	V _t ^{min} (m ³)	5 915	Q _t ^{min} (m ³ /s)	1.64
Bombagem					
P _b ^{máx} (kW)	4 375	V _b ^{máx} (m ³)	8 960	Q _b ^{máx} (m ³ /s)	2.49
P _b ^{min} (kW)	2 197	V _b ^{min} (m ³)	4 500	Q _b ^{min} (m ³ /s)	1.25

5.3.3. Circuito hidráulico

5.3.3.1. Breve descrição

O circuito hidráulico é constituído por uma galeria forçada, que faz a ligação do reservatório superior à turbina, e a galeria de restituição, que restitui a água ao mar. Para o caso de estudo, considera-se um único circuito hidráulico, tanto para a bombagem, como para a geração. No projeto são definidas as diferentes comportas e válvulas presentes no circuito hidráulico. O anexo E apresenta o perfil do circuito hidráulico.

5.3.3.2. Galeria forçada

Para quedas médias a velocidade de escoamento deverá ser inferior a 2 a 3 m/s (Ramos 2000). Considerando a velocidade de escoamento máxima de 2 m/s, o caudal de dimensionamento de 4.11 m³/s e a galeria forçada de secção transversal circular, o diâmetro mínimo da mesma será de 1.62 m. Assim sendo, definiu-se um diâmetro de dimensionamento de 1.7 m, que permite a submergência mínima, uma vez que corresponde a 2.55 m (1.5 D) e a altura de água mínima é de 3 m. A velocidade de escoamento foi novamente calculada, tomando o valor de 1.81 m/s.

O circuito hidráulico é escavado em galeria ou túnel. De modo a evitar perdas de carga significativas será revestida por uma camada geotêxtil impermeabilizante com 5 mm de espessura, em locais da rocha mais degradados. Em alternativa, pode-se recorrer a betão projetado, ou no limite ser introduzida uma conduta em aço ou ferro fundido, revestida por uma tinta autorreparadora de resinas epóxis, capaz de a proteger contra a corrosão.

Esta galeria terá um comprimento total de 218 m (entre o reservatório superior e a central hidroelétrica). Como elementos hidráulicos consideraram-se uma comporta plana horizontal imediatamente a jusante da tomada de água do reservatório superior, duas curvas de 65 e 25° e uma válvula borboleta imediatamente a montante da turbina. Esta válvula fecha de forma controlada com atuador hidropneumático que permite proceder à paragem ou arranque do grupo turbogerador/eletrobomba.

5.3.3.3. Galeria de restituição (geração) / adução (bombagem)

Dimensionou-se a galeria de restituição como tendo o mesmo diâmetro que a galeria forçada (1,7 m). Uma vez que esta galeria também funcionará com escoamento no sentido inverso, como captação de água do mar para o sistema elevatório, teve-se de calcular a submergência mínima à entrada da mesma (Pinheiro 2006a):

$$S_{min} = \left(\frac{1}{2} + C_e \frac{U}{\sqrt{gD}} \right) D \quad (11)$$

Para a tomada de água frontal, o coeficiente de direção do escoamento toma o valor de 1.7. Com um caudal de dimensionamento para a bombagem de 2.49 m³/s (Quadro 27) a velocidade de escoamento é de 1.10 m/s. No Quadro 28 apresenta-se o valor da submergência mínima para a tomada de água do sistema elevatório.

Quadro 28 – Submergência mínima do sistema elevatório

D (m)	C _e (-)	U (m/s)	S _{min} (m)
1,7	1,7	1,1	1,16

Esta galeria terá um comprimento total de 340 m. Como elementos hidráulicos considerou-se uma válvula do tipo borboleta imediatamente a montante da turbomáquina e uma grelha metálica seguida de uma comporta vertical plana na tomada de água.

5.3.3.4. Perdas de carga

De modo a calcular a perda de carga unitária (J), usou-se a fórmula de Colebrook-White para escoamentos turbulentos uniformes em condutas circulares (equação 14) onde se determina o fator de resistência (f). Este depende do número de Reynolds (R_e) e da rugosidade relativa (ε):

$$R_e = \frac{UD}{\nu} \quad ; \quad \varepsilon = \frac{k}{D} \quad (12) \text{ e } (13)$$

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\varepsilon}{3,7} + \frac{2,51}{R_e \sqrt{f}} \right) \quad ; \quad J = \frac{U^2 f}{2gD} \quad (14) \text{ e } (15)$$

Para o cálculo, admite-se uma rugosidade absoluta (k) de 0,09 m, referente a galerias em rocha revestidas (Quintela 1996), viscosidade cinemática (v) de $1,15 \cdot 10^{-5}$ N.s/m². O Quadro 29 apresenta os valores utilizados no cálculo da perda de carga unitária.

Quadro 29 – Perda de carga unitária

Operação	Q (m ³ /s)	D (m)	U (m/s)	Re (-)	ϵ (-)	f (-)	J (-)
Geração	4.11	1.7	1.81	357 391	0.05	0.07354	0.00724
Bombagem	2.49	1.7	1.1	216 522	0.05	0.07357	0.00266

As perdas de carga contínuas (ΔH_{cont}) foram determinadas através da equação (16). O Quadro 30 apresenta as perdas de carga contínuas para os circuitos hidráulicos (geração e bombagem) e respetivo funcionamento.

$$\Delta H_{cont} = JL \quad (16)$$

Quadro 30 – Perdas de carga contínuas

Operação	Galeria	J (-)	L (m)	ΔH_{cont}
Geração	Forçada	0.00724	218	1.58
	Restituição		340	2.46
	Total		558	4.04
Bombagem	Adução	0.00266	340	0.90
	Elevada		218	0.58
	Total		558	1.48

As perdas de carga localizadas (ΔH_{local}) foram determinadas através da equação (17), variando o coeficiente de perda de carga localizada em função da singularidade. Nos Quadros 31 e 32 apresentam-se as perdas de carga localizadas para a geração e bombagem, respetivamente, discriminando os diferentes coeficientes de perda assumidos.

$$\Delta H_{local} = K \frac{U^2}{2g} \quad (17)$$

Quadro 31 – Perdas de carga localizadas na geração

Geração	K (-)	U (m/s)	ΔH_{local} (m)
Entrada (em tulpia)	0.05	1.81	0.008
Grelha	1.5		0.251
Comporta	0.005		0.001
Curva (65º)	0.16		0.027
Curva (25º)	0.08		0.013
Válvula de retenção	2.5		0.418
Turbomáquina	0.5		0.084
Válvula de retenção	2.5		0.418
Comporta	0.005		0.001
Grelha	1.5		0.251
Saída	0.1		0.017
Total			1.49

Quadro 32 – Perdas de carga localizadas na bombagem

Bombagem	K (-)	U (m/s)	ΔH_{local} (m)	
Entrada (frontal)	0.1	1.10	0.006	
Grelha	1.5		0.093	
Comporta	0.005		0.000	
Válvula de retenção	2.5		0.154	
Turbomáquina	0.5		0.031	
Válvula de retenção	2.5		0.154	
Curva (25º)	0.08		0.005	
Curva (65º)	0.16		0.010	
Comporta	0.005		0.000	
Grelha	1.5		0.093	
Saída	0.05		0.003	
Total				0.55

5.3.3.5. Queda útil e altura total de elevação

Para o cálculo da queda útil e da altura total de elevação, como simplificação, foi considerada uma altura de água média correspondente a metade do volume de armazenamento do reservatório (11,53 m). Uma vez que se considerou o nível de restituição, o nível médio do mar (à cota de 0 m), e como cota de fundo do reservatório superior, 130 m, a queda bruta tomou o valor de 141,53 m. A queda útil (H_u) e a altura total de elevação (H_t) foram calculadas através das equações (18) e (19), respetivamente:

$$H_u = H - \Delta H_{cont} - \Delta H_{local} = 141.53 - 4.04 - 1.49 = 136.00 \text{ m} \quad (18)$$

$$H_t = H + \Delta H_{cont} + \Delta H_{local} = 141.53 + 1.48 + 0.55 = 143.56 \text{ m} \quad (19)$$

5.3.4. Central hidroelétrica

5.3.4.1. Considerações gerais

Uma vez que o aproveitamento hidroelétrico apresenta uma queda média (140 m) e um caudal de dimensionamento inferior a 5 m³/s, considerou-se uma central hidroelétrica equipada por uma única turbina de reação, do tipo Francis. O facto desta turbina poder funcionar no sentido inverso do escoamento, permitiu utilizá-la também para a função de bombagem (não sendo necessário a introdução de uma bomba no circuito hidráulico). Considerou-se que a transformação de energia mecânica em energia elétrica, e vice-versa, é feita através de um único módulo gerador/motor. Os desenhos dos cortes da central encontram-se no Anexo F.

5.3.4.2. Turbina

A escolha da turbina é baseada na queda útil e no caudal de dimensionamento. Com base na queda útil é possível estimar o número específico de rotações (n_s). Através da observação da Figura 56, retirou-se a equação (20) que permitiu calcular o n_s :

$$n_s = \frac{\left(\frac{1550}{\sqrt{H_u}} + \frac{2330}{\sqrt{H_u}}\right)}{2} = \frac{\left(\frac{1550}{\sqrt{136}} + \frac{2330}{\sqrt{136}}\right)}{2} = 166 \text{ r.p.m.} \quad (20)$$

Escolhida a turbina e definido o número específico de rotações, foi estimado o rendimento máximo (relativo ao caudal de dimensionamento) a partir da Figura 57, como sendo 90 %, e correspondendo à potência máxima:

$$P = \rho g Q H_u \eta_t = 1025 * 9.8 * 4.11 * 136 * 0.9 = 5\,053\,417.61 \text{ W} = 5\,053 \text{ kW} \quad (21)$$

Com base nos valores determinados, a velocidade de rotação do gerador (N) é dada por:

$$N = n_s \frac{H_u^{\frac{5}{4}}}{\sqrt{P}} = 166 * \frac{136^{\frac{5}{4}}}{\sqrt{5\,053}} = 1\,087 \text{ r.p.m.} \quad (22)$$

Para valores de potência inferiores a 1 MW recomenda-se o uso de geradores assíncronos, uma vez que são mais económicos (Ramos 2013). No entanto, como a potência hidráulica ultrapassa esse valor, e se pretende transferência de energia para a rede optou-se por um gerador síncrono. O número de polos do gerador (n_{pp}) foi igualmente determinado:

$$n_{pp} = \frac{3000 \text{ r.p.m.}}{N} = \frac{3\,000}{1\,087} = 2.76 \quad (23)$$

Uma vez que o número de pares de polos tem de ser um número inteiro, este tomou o valor de 3. Assim sendo, os valores foram corrigidos e apresentam-se no Quadro 33.

Quadro 33 – Parâmetros do grupo

n_{pp}	N (r.p.m)	n_s (r.p.m)
3	1 000	153

Com base nestes parâmetros e através do gráfico relativo ao grupo G do catálogo da Voith (Figura 58), conseguiu-se determinar a área circular mínima para a turbina.

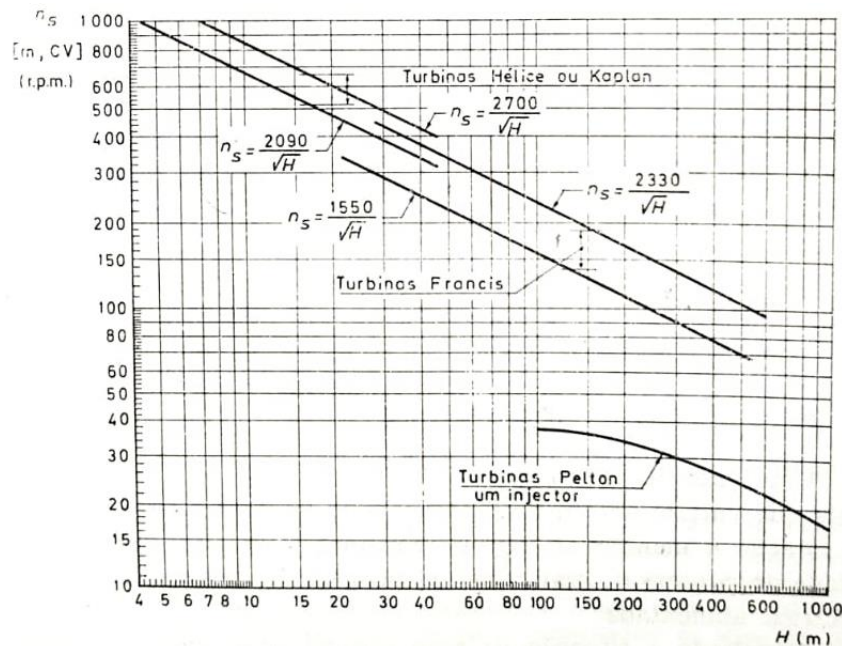


Figura 56 – Variação do número específico de rotações de turbinas com a queda útil (Quintela 1996)

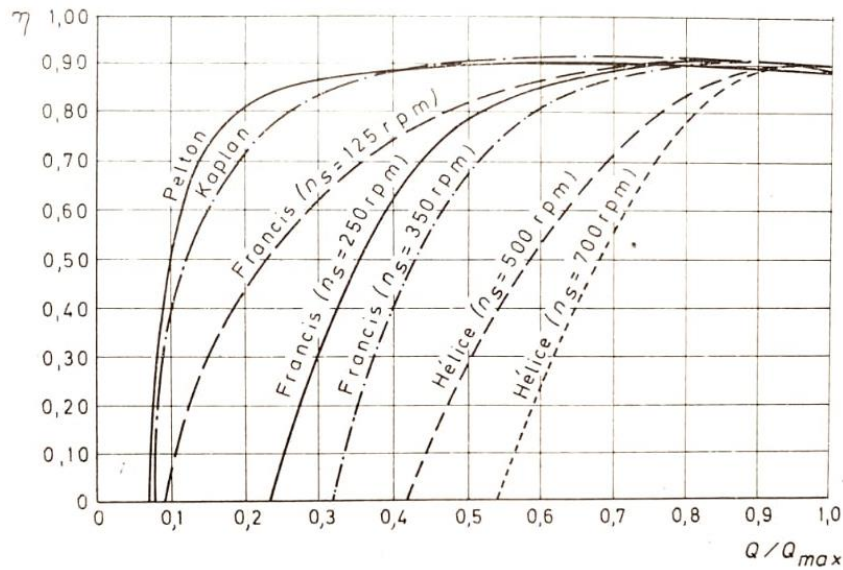


Figura 57 – Variação do rendimento com o caudal (queda útil constante) para diferentes turbinas (Quintela 1996)

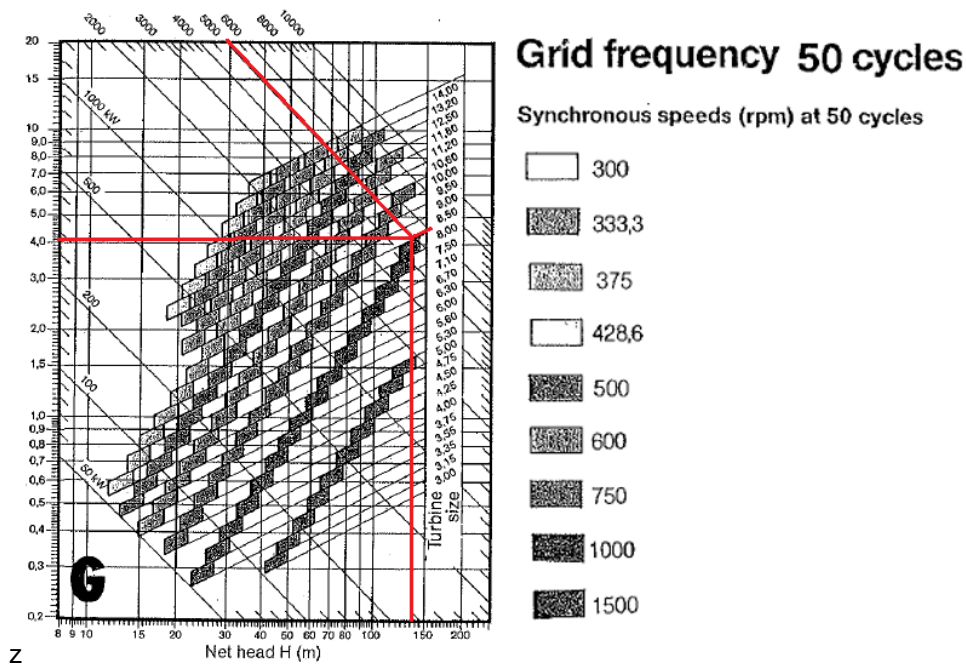


Figura 58 – Área circular necessária para a turbina (Voith 2015)

5.3.4.3. Central

Para a central hidroelétrica dimensionou-se um edifício com 2 pisos, com pé direito de 4 e 10 m, respetivamente para piso 0 e -1. No piso inferior encontra-se a turbina Francis reversível de eixo vertical e o respetivo motor/gerador acoplado. A área mínima necessária para a central foi definida como sendo de 175 m², através da leitura da Figura 59. Desse modo dimensionou-se uma área em planta de cada piso de 90 m². Este edifício dispõe de uma sala de operações, de comandos, de contagem e instalações sanitárias. Encontra-se no subsolo a uma cota de implantação de -11,5 m. A cota de calagem da turbomáquina é de -7.6 m abaixo do nível do mar com a galeria de adução a montante e a de restituição a jusante. A altura de aspiração é negativa, o que significa que a turbina funcionará em contrapressão,

não havendo risco de ocorrência de cavitação. Considerou-se a existência de dois acessos: um feito em túnel escavado, com 276 m de comprimento, do piso superior até à costa, e um vertical, através de um ascensor, que fará a ligação até ao exterior, próximo do reservatório superior, à cota de 137,3 m.

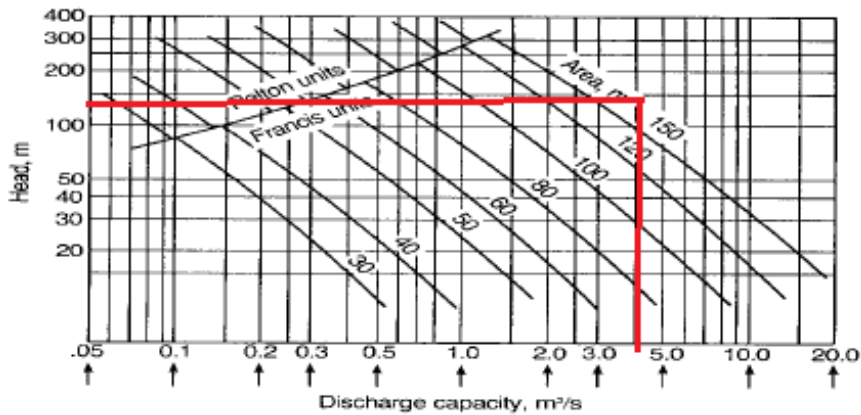


Figura 59 – Área em planta necessária para a central hidroelétrica (Ramos 2000)

5.3.5. Proteção Marítima

A captação de água do mar pode ser efetuada através de duas soluções (Katsaprakakis et al. 2013): i) considera-se como primeira alternativa a instalação de uma conduta tipo emissário submarino junto ao fundo do mar até ser atingida uma profundidade de cerca de 15 a 20 m para que a agitação marítima não transmita tensões significativas para a estrutura de restituição/aspiração, e porque nessa zona já não existe o risco de entrada de resíduos ou detritos subaquáticos para dentro da conduta, sendo afastados pelas correntes marítimas; ii) a segunda alternativa será a construção de um quebra-mar, de blocos de cimento pré-fabricados) capaz de absorver o impacto das ondas (dissipando a energia das mesmas) funcionando como porto de abrigo para que a entrada de água se dê de forma natural (solução semelhante a Okinawa, no Japão).

Para o caso de estudo foi escolhida a segunda opção que inclui a construção de um quebra mar permeável para permitir a percolação de fora para dentro e vice-versa. Esta solução tem as desvantagens de ser menos económica e de ter um impacto ambiental considerável, com mudanças visíveis na paisagem, equivalente a um porto de abrigo. No entanto, é a que mais se enquadra ao local, uma vez que existe uma falésia junto a costa proporcionando a proteção da mesma. Esta opção também permite evitar a extensão da conduta de adução/restituição. A batimetria de -20 m situa-se a 580 m da costa, o que implicaria uma conduta de restituição/aspiração até à central hidroelétrica/elevatória de 920 m de comprimento (580 + 340 m), caso se optasse pela primeira alternativa de captação de água.

Deste modo, optou-se por projetar uma defesa marítima constituída exclusivamente por blocos artificiais de betão pré-fabricado do tipo tetrápode (c.f Figura 60). A produção destes blocos é feita até às 50 ton, sendo que a sua estabilidade é garantida não só pela massa, mas também pelo imbricamento. São bastante eficazes na ação de dissipação de energia, e o facto de apresentarem cerca de 50 % de porosidade entre as camadas, permite a entrada de água para o intradorso do quebra-mar, não sendo necessário prever qualquer abertura.



Figura 60 – Proteção marítima do projeto de Okinawa Yanbaru

Para o dimensionamento do quebra-mar teve-se em conta a altura significativa da onda (H_s) – altura que representa a média do terço superior de todas as ondas analisadas durante um determinado período. Considerou-se uma onda padrão da costa portuguesa, e que o quebra-mar se distancia no máximo 35 m da costa. Atendendo à Figura 61, definiu-se um valor para a altura significativa de 6,3 m.

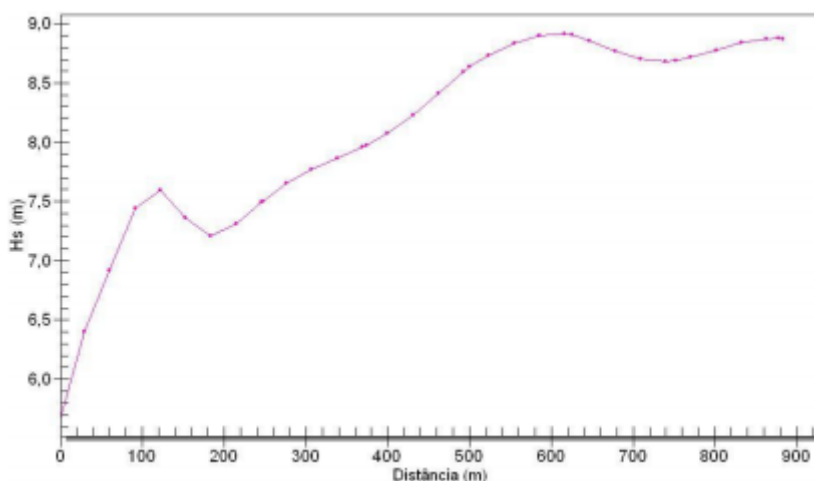


Figura 61 - Altura significativa de uma onda padrão da costa portuguesa, considerando um tempo de projeto de 100 anos (Teixeira 2017)

Para calcular a massa do bloco (M), recorreu-se a fórmula de Hudson (equação (24)), definida para os casos de ondas limitadas pela profundidade, isto é, para águas pouco profundas (na zona de rebentação). Posteriormente calculou-se o diâmetro nominal e altura do bloco (D_n e h) – equações (25) e (26) – e a espessura da camada (e_c) – equação (27).

$$M = \frac{\rho_r H_w^3}{K_D \left(\frac{\rho_r}{\rho_w}\right)^3 \cot \alpha} \quad (24)$$

$$D_n = \left(\frac{M}{\rho_r}\right)^{1/3} \quad (25)$$

$$h = 1.528D_n \quad (26)$$

$$e_c = n K_\Delta D_n \quad (27)$$

em que ρ_r é a massa volúmica do bloco (Kg/m^3); ρ_w a massa volúmica da água salgada; H_w a altura da onda de projeto (m); K_D o coeficiente de estabilidade hidráulica; n o número de fiadas na camada; e K_Δ o coeficiente da camada (medida do imbricamento). Os valores de K_D e K_Δ foram retirados do volume II do SPM (Shore Protection Manual), considerando a zona de rebentação e estrutura do tronco do quebra-mar, e apresentam-se no Quadro 34. Considerou-se cot (α) igual a 1.5 (H:V) e uma camada composta por duas fiadas de tetrápodes. O Quadro 35 apresenta os valores calculados para o dimensionamento dos tetrápodes.

Quadro 34 – Valores de K_D e K_Δ utilizados (USACE 1977)

Tetrapod	ρ_r (kg/m^3)	K_D (-)	K_Δ (-)
	2400	8.3	1.04

Quadro 35 – Valores calculados no dimensionamento dos tetrápodes

M (ton)	D_n (m)	h (m)	V (m^3)	e_c (m)
23.02	2.12	3.25	9.59	4.42

Para que a captação de água seja feita sem a obstrução do quebra-mar, optou-se por maximizar os vazios entre blocos, pelo que foram também colocados tetrápodes no núcleo (em vez de rocha de todo o tamanho). Estes terão 40 toneladas cada, com diâmetro nominal e altura de 2.55 e 3.9 m, respetivamente. Desta forma, a camada exterior poderá estar encaixada nestes tetrápodes de maiores dimensões. O topo do quebra-mar estará à cota de 7 m.

5.4. Regimes transitórios

O regime transitório está associado a variações de pressão e de velocidade que, no caso de serem bruscas podem acarretar pressões instantâneas muito elevadas, que se propagam ao longo do circuito, pondo em risco a segurança da instalação. Estas variações de pressão podem ser causadas por variações do regime de funcionamento de fechamento/abertura de válvulas ou paragem/arranque de uma turbomáquina (Ramos 2000). O projeto deste caso de estudo admite paragens/arranques frequentes, sendo o estudo das variações de pressão no sistema fundamental. Deste modo, utilizou-se o programa Hammer para analisar os dois sentidos do escoamento (ora geração, ora bombagem), admitindo quatro manobras diferentes: fecho instantâneo (T_1); manobra rápida (T_2); e manobras lentas (T_3 e T_4).

Foi necessário calcular a celeridade das ondas elásticas criadas por perturbações do fluido dentro da galeria, descrita pela equação (28), onde K_v representa o módulo de compressibilidade volumétrica do líquido a 20° ($K_v=2,19$ GPa), “e” a espessura da parede da conduta, “ α ” uma constante em função do tipo de constrangimento axial e da espessura da parede e E_0 o módulo de elasticidade do material. Uma vez que se dimensionou uma galeria em escavação natural, o valor da espessura pode-se considerar como infinito, o que significa que no limite, a “conduta” comporta-se como infinitamente rígida, não amortecendo a onda de choque, pelo que o denominador da equação se pode simplificar.

$$c = \sqrt{\frac{\frac{K_v}{\rho}}{1 + \frac{\alpha D K_v}{e E_0}}} = \sqrt{\frac{K_v}{\rho}} = \sqrt{\frac{2.19 \cdot 10^9}{1025}} = 1462 \text{ m/s} \quad (28)$$

Apresentam-se os tempos de fecho T1, T2, T3 e T4, onde L corresponde ao comprimento total da galeria (548 m):

$$T_1 = 0 \text{ s}; \quad T_2 = \frac{L}{c} = 0.38 \text{ s}; \quad T_3 = \frac{25L}{c} = 9.54 \text{ s}; \quad T_4 = \frac{50L}{c} = 19.09 \text{ s}$$

O modelo exige o cálculo da inércia do conjunto máquina hidráulica e motor/gerador, sendo que foram utilizadas as equações (29) e (31), respetivamente (Wylie et al., 1993). O Quadro 36 apresenta os valores da inércia utilizados para a geração e a bombagem. Definiram-se as curvas características da turbomáquina (como turbina e como bomba) que se apresenta na Figura 62. Na Figura 63 apresentam-se os modelos utilizados na simulação.

$$I_{\text{máquina hidráulica}} = 912 \left(\frac{P}{N}\right)^{1.435}; \quad I_{\text{motor/gerador}} = 118 \left(\frac{P}{N}\right)^{1.48} \quad (29) \text{ e } (30)$$

Quadro 36 – Inércia do conjunto máquina hidráulica e motor/gerador

Geração			Bombagem		
$I_{\text{turbina}} \text{ (kg/m}^2\text{)}$	$I_{\text{gerador}} \text{ (kg/m}^2\text{)}$	$I \text{ (kg/m}^2\text{)}$	$I_{\text{bomba}} \text{ (kg/m}^2\text{)}$	$I_{\text{motor}} \text{ (kg/m}^2\text{)}$	$I \text{ (kg/m}^2\text{)}$
9 325	1 298	10 623	7 866	1 089	8 955

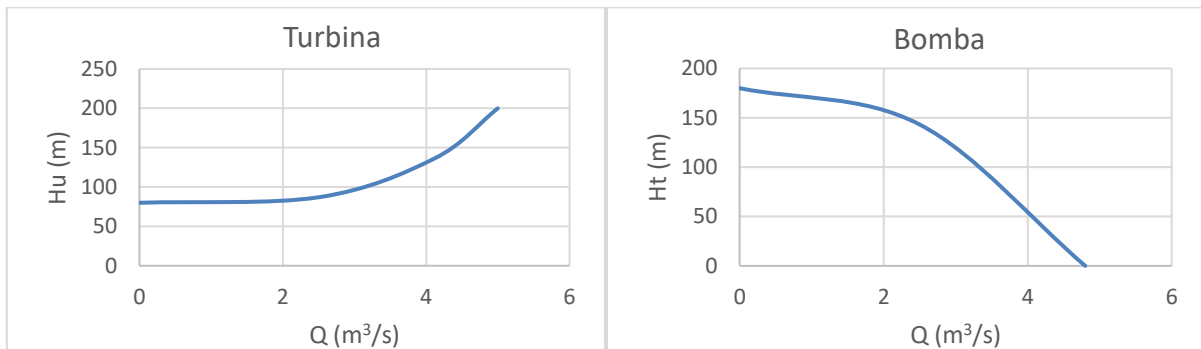


Figura 62 – Curvas características das turbomáquinas

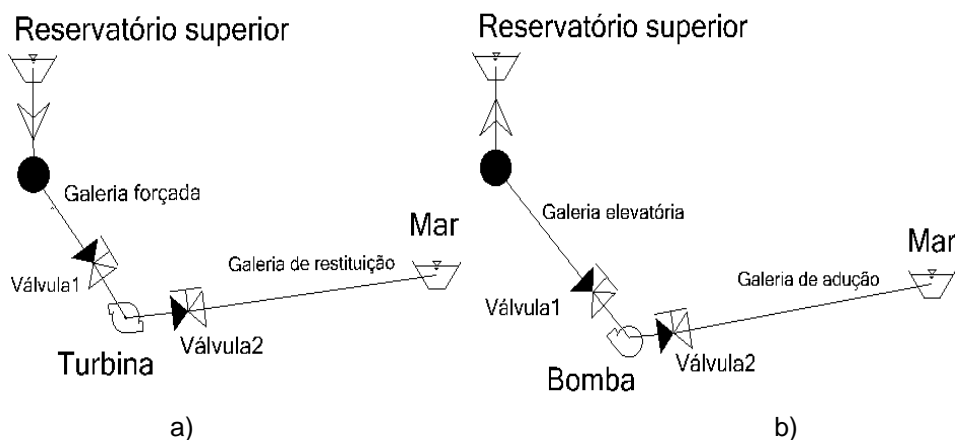


Figura 63 – Esquema definido no Hammer a) Geração; b) Bombagem

A Figura 64 apresenta as envolventes de pressão na galeria, para a rejeição de carga do grupo para o caso do modelo de geração de energia. É notório que para manobras rápidas as pressões atingem

valores muito elevados. O tempo de fecho de 9.54 s permite reduzir essas mesmas pressões, no entanto, ocorrem problemas de cavitação a jusante da turbina, uma vez que a linha de pressões mínimas corta o traçado da galeria. O maior tempo de fecho analisado, T_4 (19.09 s) é o que melhor estabiliza o sistema, não ocorrendo inclusive, cavitação a jusante da turbina. A Figura 65 apresenta a variação da pressão na turbina, para cada tempo de paragem (fecho do distribuidor ou válvula de controlo). Para manobras rápidas, os valores máximos de pressão na válvula são semelhantes e idênticas às sobrepressões de Joukowski. As manobras lentas (9.54 e 19.09 s) já permitem atenuar grande parte do impacto provocado pelo golpe de ariete, isto é, permitem reduzir as pressões instaladas aquando da paragem do sistema. Em todo o caso, considera-se a instalação de uma válvula a montante da turbomáquina, que permite a paragem de forma controlada sempre que possível e o controlo destas pressões, admitindo um tempo de paragem mínimo de 20 s.

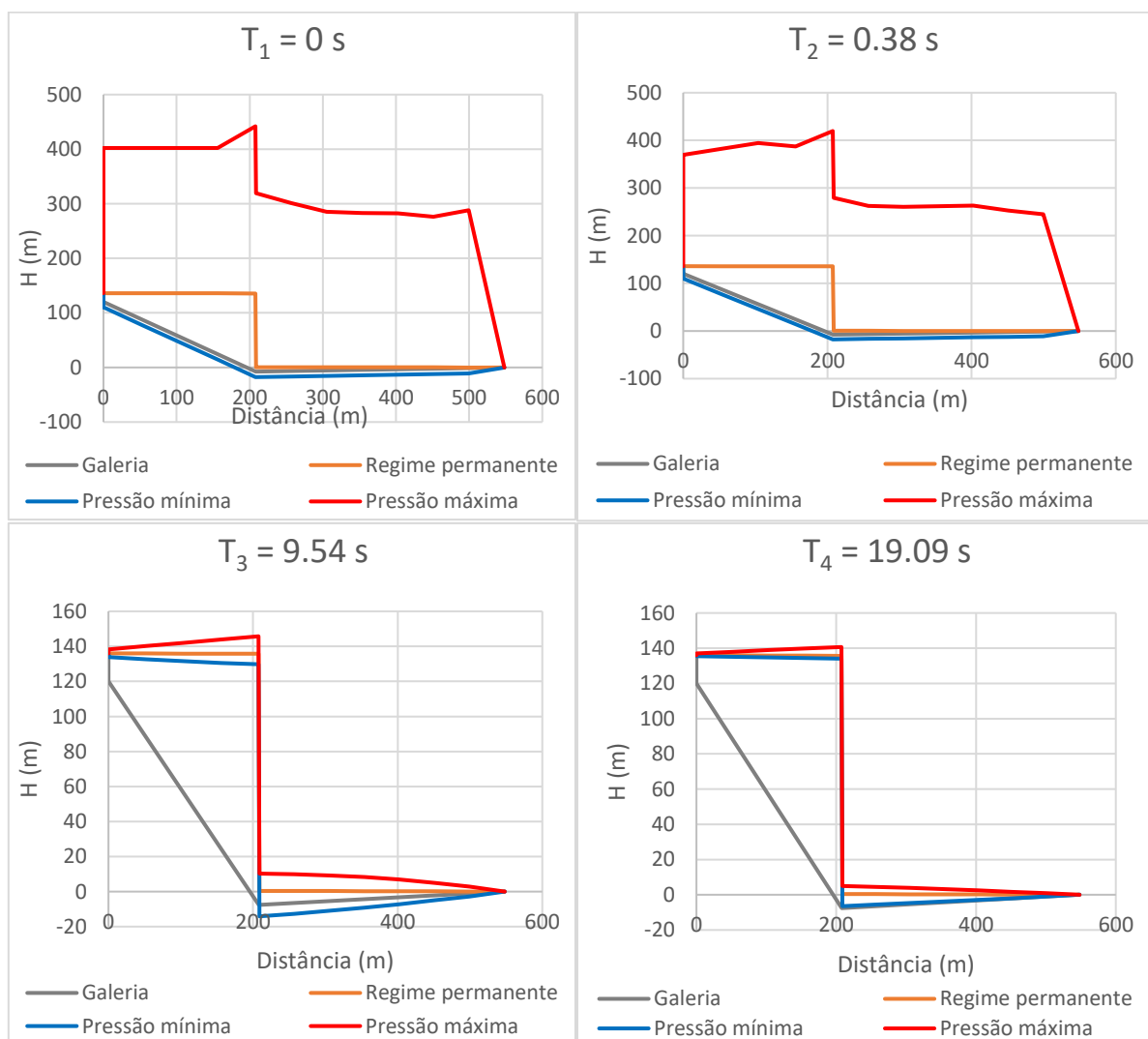


Figura 64 - Envolturas de pressão nas galerias, para diferentes tempos de paragem (na geração)

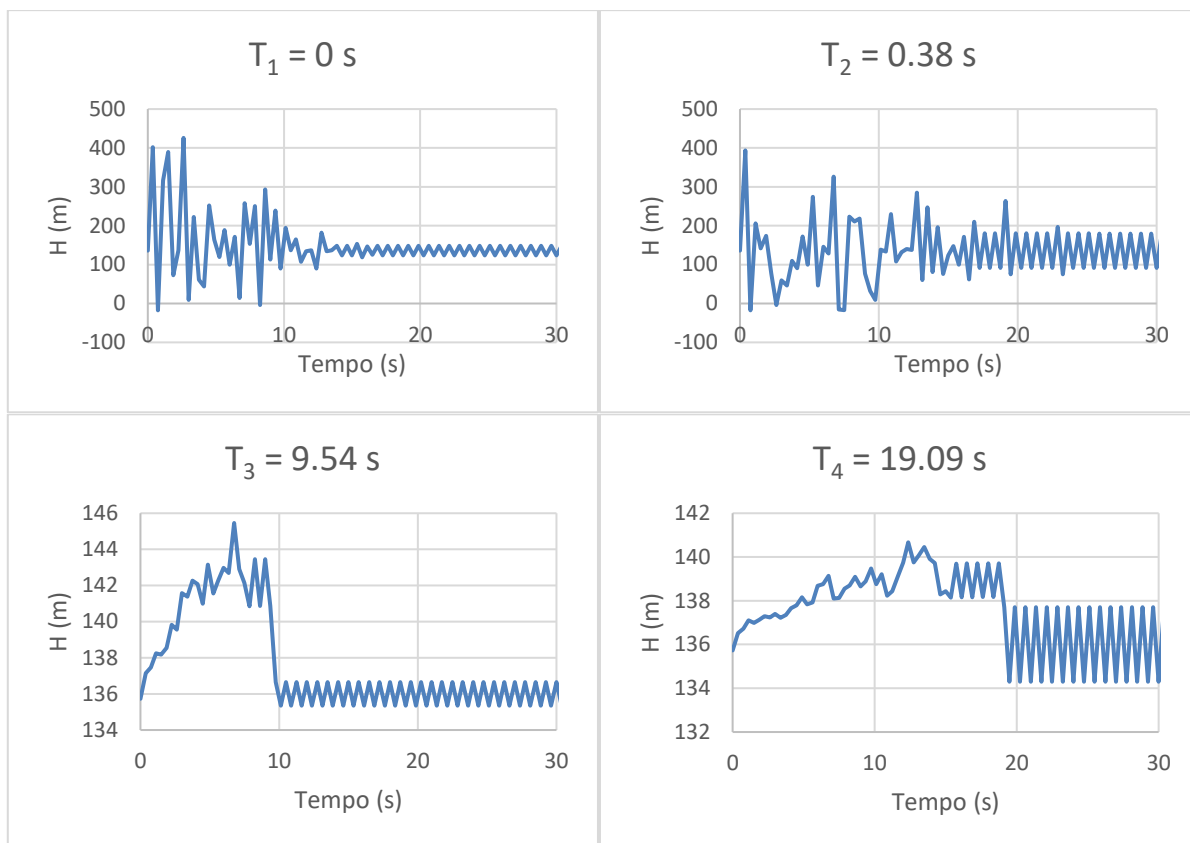


Figura 65 – Variação da pressão na central, para diferentes tempos de paragem (na geração)

Os resultados obtidos pelo modelo Hammer foram comparados com os valores teóricos obtidos através das fórmulas de Joukowski-Allievi, equação (31) - manobras rápidas, $T < 2L/c$ (T_1 e T_2) - e de Michaud, equação (32) - manobras lentas, $T > 2L/c$ (T_3 e T_4). O Quadro 37 apresenta as variações de pressão na central obtidas pelo Hammer e pelas formulações teóricas. Para as manobras rápidas, os valores da variação da pressão máxima obtidos pelo Hammer são idênticos aos determinados por Joukowski, enquanto que para as manobras lentas, os valores experimentais apresentam uma diferença significativa em relação aos valores teóricos, que são explicados pelos efeitos dissipativos ao longo do circuito hidráulico.

$$\Delta H_J = \frac{cQ}{gS}; \quad \Delta H_M = \frac{2LQ}{gST}; \quad (31) \text{ e } (32)$$

Quadro 37 - Comparação das sobrepensões obtidas por simulação e com os valores teóricos

Pressão (m)		T ₁	T ₂	T ₃	T ₄
Hammer	Antes do fecho	135.73	135.73	135.73	135.73
	Máxima após o fecho	402.33	393.65	140.86	137.7
	Sobrepensão	266.6	257.92	5.13	1.97
	Mínima após o fecho	-17.6	-17.6	135.35	134.3
	Subpressão	153.33	153.33	0.38	1.43
Teórico		Joukowski-Allievi		Michaud	
		270.08	270.08	54.02	5.40

De igual modo se analisou a variação de pressão na paragem da bomba. Para esta situação, embora o regime permanente na central apresente uma pressão superior (altura total de elevação > queda útil), as envolventes de pressão aquando da paragem tomam valores semelhantes à central hidroelétrica, mediante a seleção de uma válvula de retenção com fecho retardado controlado por servomotor. Determinou-se o tempo de fecho mínimo (63 s), para o qual o sistema não apresenta demasiada sobrepressão, nem problemas de cavitação na galeria de aspiração (adução), como se mostra na Figura 66.

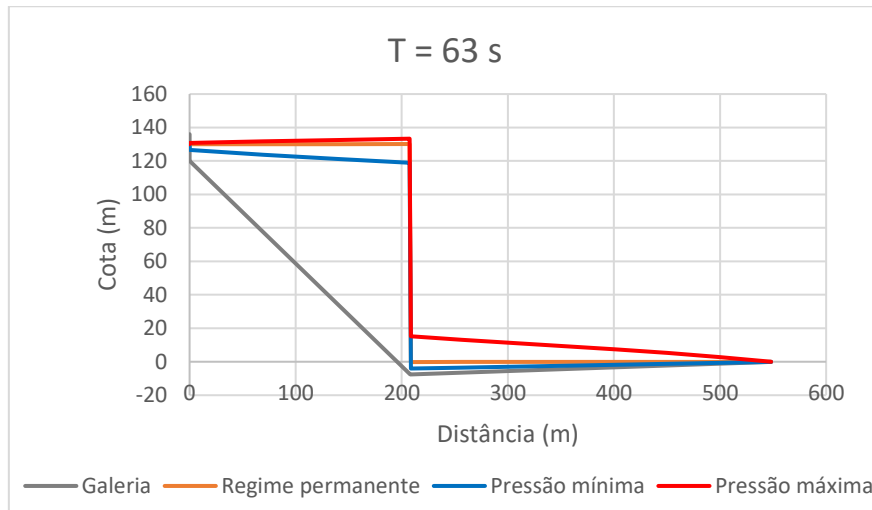


Figura 66 – Envolventes de pressão nas galerias para tempo o de paragem de 63 s (na bombagem)

5.5. Balanço energético

Serve este subcapítulo para concluir o pré-dimensionamento da solução híbrida estudada, destacando os aspetos mais relevantes, no que diz respeito à contribuição energética.

Este complexo de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis (hídrica, eólica e solar), contempla um sistema de armazenamento por bombagem otimizado para um caudal de dimensionamento de 4,11 e 2,49 m³/s, respetivamente para a geração e a bombagem. Considerou-se que o caudal mínimo exigido corresponde a 30 % do caudal de dimensionamento. Tendo em conta estes valores e o pré-dimensionamento de todo o circuito hidráulico, procedeu-se à adaptação do modelo proposto. Fez-se variar a eficiência energética do grupo motor/gerador em função do caudal. A queda bruta também variou em função do volume de armazenamento presente no reservatório superior. Foram calculadas as perdas de carga a cada instante, e conseqüentes quedas úteis e alturas totais de elevação.

Os resultados mostram que, esta solução com bombagem no período de menor consumo elétrico, consegue satisfazer 81 % do consumo total anual (admitindo um consumo de ponta de 5 MW), valor que excedeu as expectativas do anterior modelo (75 %), pelo que, apesar de conservativo, este modelo apresenta um excelente desempenho. Este valor traduz-se numa produção total de energia renovável de 22,96 GWh anuais, e ao substituir a produção de energia a partir de combustíveis fósseis, permite evitar a emissão de 8 956 tonCO₂ anuais (390 tonCO₂/GW). A bombagem totalizou 11,05 GWh anuais.

Uma solução energética híbrida de energia eólica e solar, com potência instalada de 6 e 0,6 MW, respetivamente, asseguraria uma satisfação de 51 % do consumo anual. Com a introdução do armazenamento por bombagem, com a potência instalada de 5 077 kW, o consumo satisfeito aumenta 30 %, sendo que apenas não se consome 6 % da energia produzida pela eólica+solar que pode ser exportada. As Figuras 67 e 68 mostram a contribuição energética das três fontes renováveis, para um dia típico de inverno e verão, respetivamente. Os resultados evidenciam a grande influência da energia hídrica na produção total, demonstrando o enorme potencial do armazenamento por bombagem, como solução de apoio para colmatar a falha das energias renováveis intermitentes. Na grande maioria dos dias de inverno, existe excedente de produção eólica no princípio do dia, pelo que se poderá aproveitar para reduzir os custos de energia para bombagem programada para o período da manhã, daí se ter optado por esta opção de funcionamento. Apesar de se ter considerado uma potência solar instalada relativamente reduzida (1/10 da eólica), esta fonte poderá ser útil nos dias de verão, sobretudo a meio do dia, quando o vento abranda e a radiação solar aumenta.

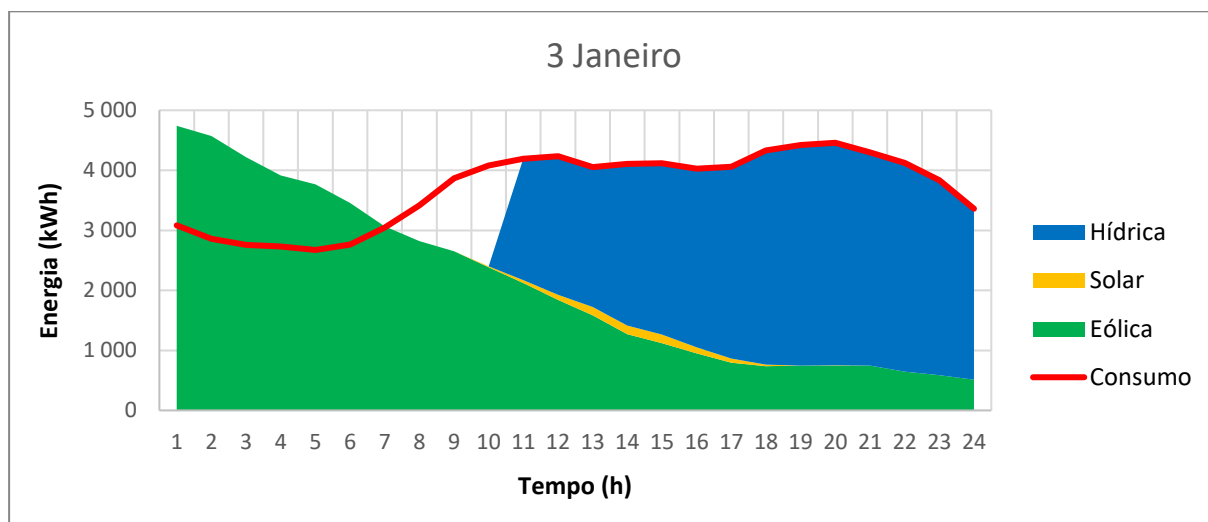


Figura 67 – Contribuição energética num dia de inverno

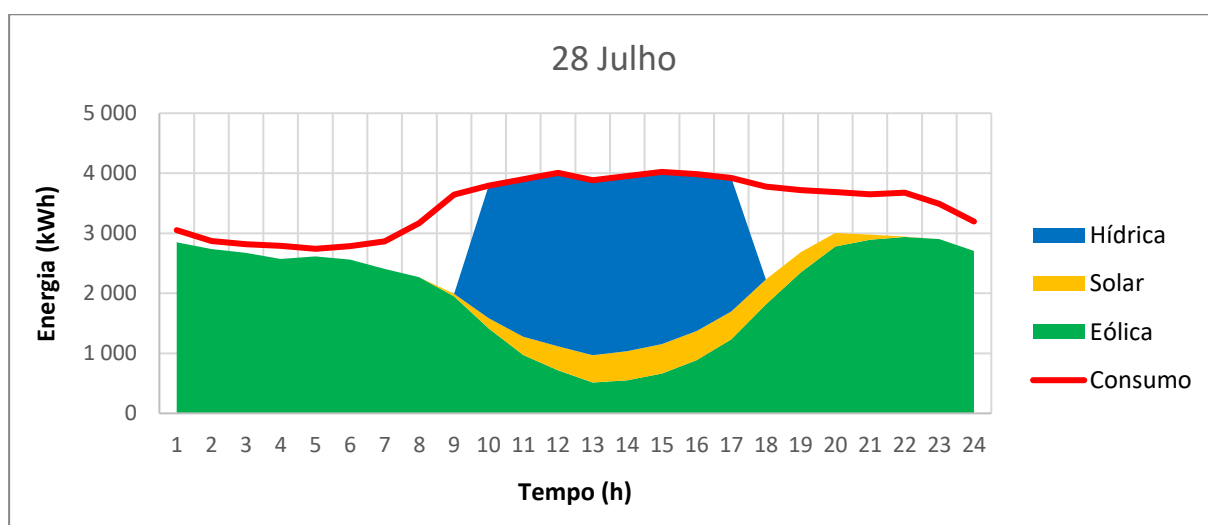


Figura 68 – Contribuição energética num dia de verão

Para maior detalhe, apresenta-se o balanço energético mensal, comparando um período de verão (Agosto) e outro de inverno (Dezembro). Pela observação da Figura 69 constata-se que o consumo apresenta uma variação padrão, sendo que a cada pico corresponde um dia. Na generalidade, os meses de verão apresentam um consumo ligeiramente inferior com duração diurna superior (não sendo necessário tanto uso de eletricidade na iluminação). As Figuras 70 e 71 apresentam a produção eólica e solar, respetivamente. Apesar de ser muito irregular, a eólica apresenta picos superiores de produção no inverno. Em sentido inverso está a produção solar, que como se sabe, é mais eficaz no verão. Esta complementaridade anual, já mencionada, é benéfica para a solução híbrida estudada. Em relação à produção hídrica e bombagem (Figuras 72 e 73), não se poderá fazer nenhum nexo de causalidade, na comparação entre inverno e verão, uma vez que estas não estão dependentes das condições atmosféricas. Contudo, a produção hídrica foi requerida com maior regularidade no mês de verão, que pode ser explicado indiretamente pelo facto de a eólica não ter tido tanta representatividade nesse mesmo período. Não obstante, a diferença entre os valores máximos e mínimos da produção eólica é maior no inverno, e uma vez que nesse período a solar é menos eficaz, a produção hídrica apresentou picos superiores (em relação ao verão), de modo a satisfazer o consumo. A Figura 74 exibe a variação do volume de armazenamento no reservatório superior ao longo do mês. Este está diretamente dependente da geração e bombagem, sendo que apresentou o valor máximo e mínimo, em 12 e 1 % do ano, respetivamente, comprovando o seu excelente desempenho. No final do período total analisado (1 ano, de Janeiro a Dezembro) o reservatório superior apresenta o nível pleno de armazenamento.

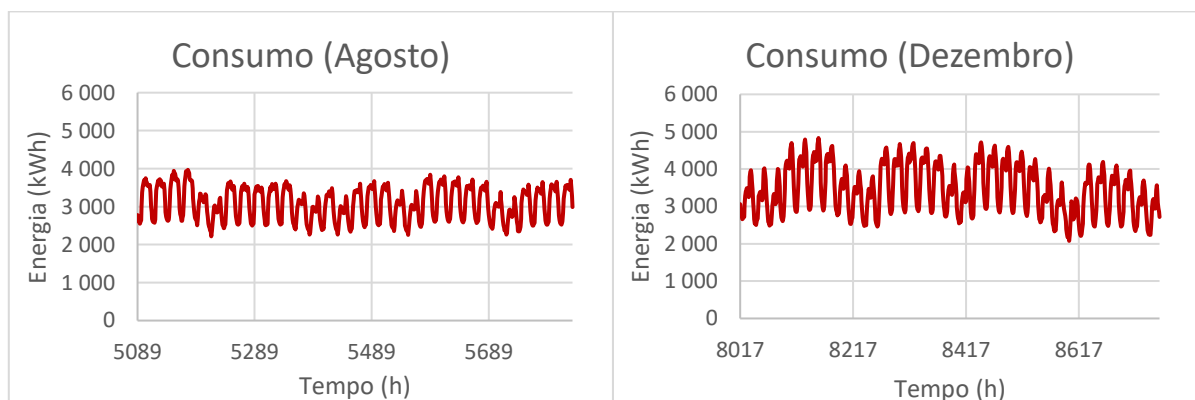


Figura 69 – Consumo energético mensal (verão e inverno)

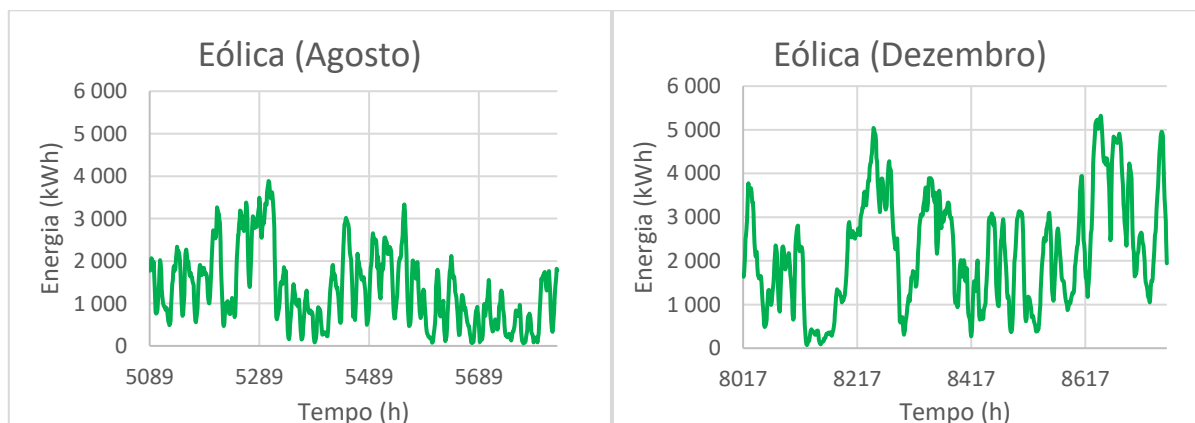


Figura 70 – Produção eólica mensal (verão e inverno)

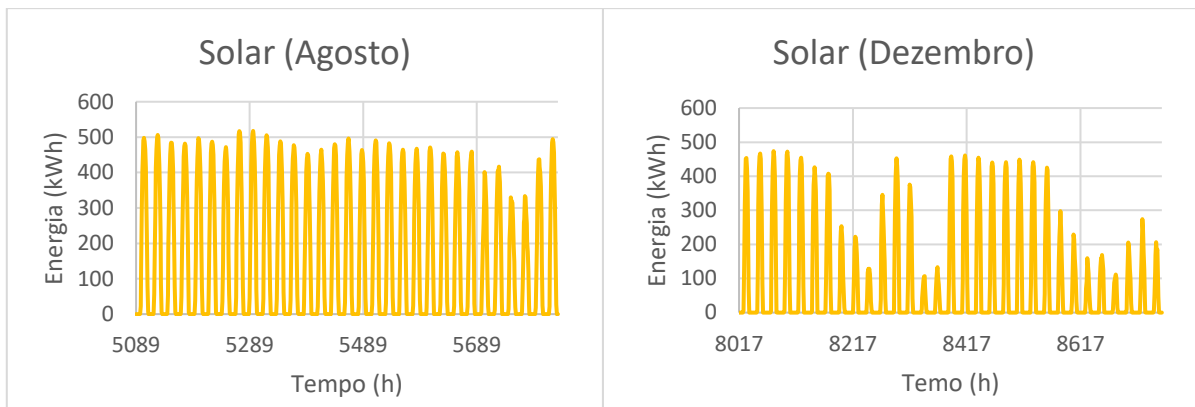


Figura 71 – Produção solar mensal (verão e inverno)

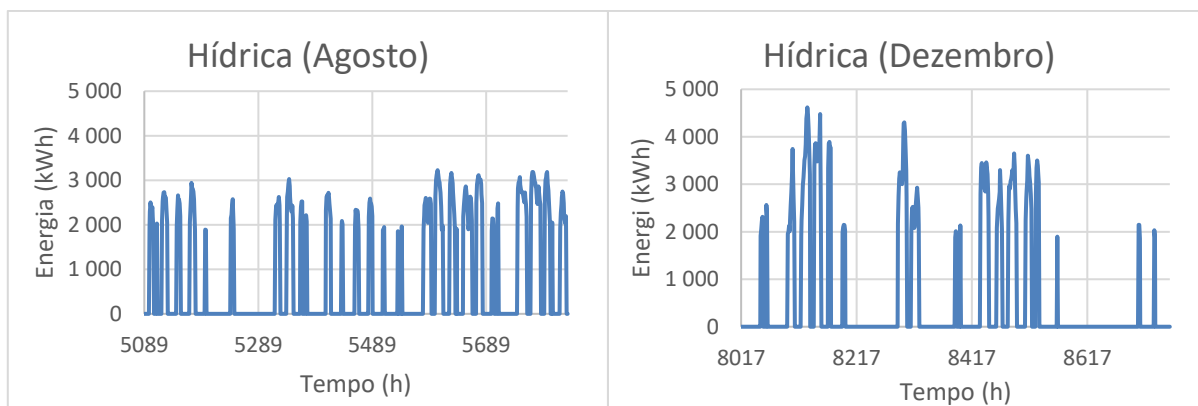


Figura 72 – Produção hídrica mensal (verão e inverno)

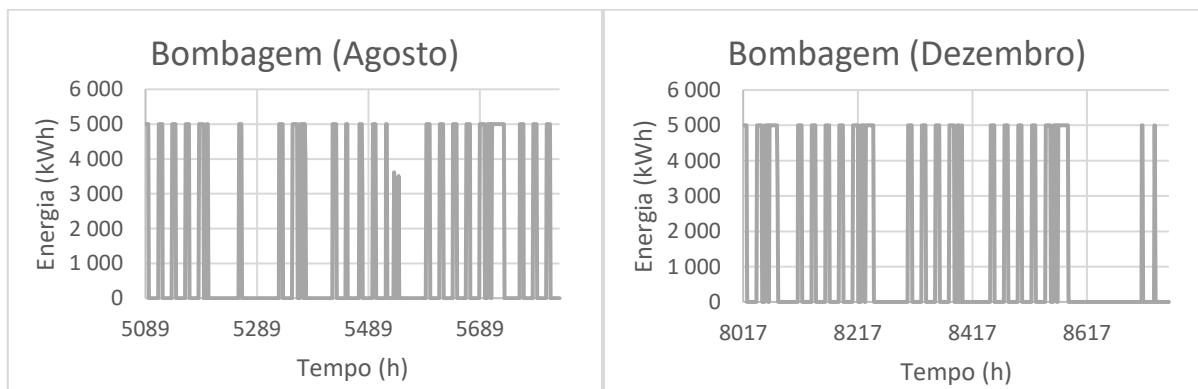


Figura 73 – Bombagem mensal (inverno e verão)

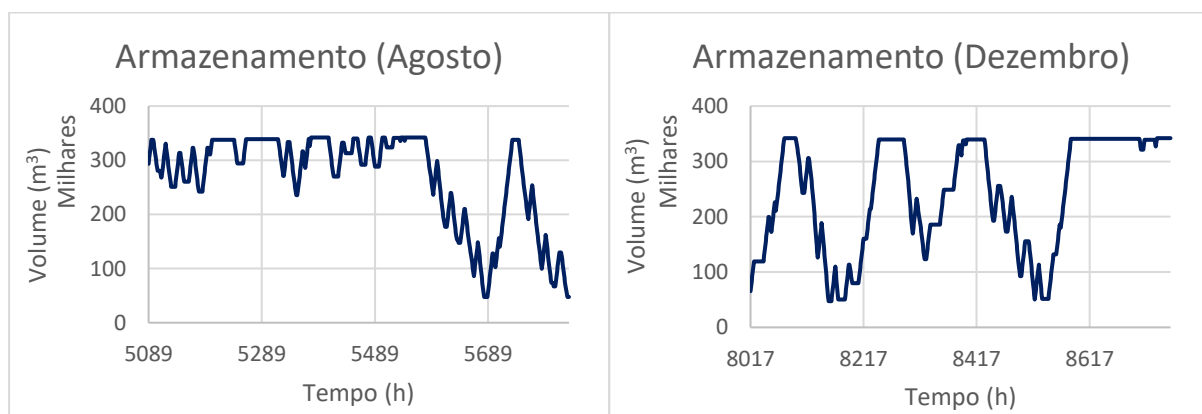


Figura 74 – Armazenamento mensal (verão e inverno)

6. Conclusões e recomendações

6.1. Conclusões

Na presente dissertação procedeu-se ao desenvolvimento de dois modelos: i) modelo de custos para diferentes turbomáquinas; ii) modelo sobre o potencial de soluções energéticas híbridas (i.e., hídrica com armazenamento por bombagem, eólica e solar). Mediante a utilização destes modelos procedeu-se ao desenvolvimento de análises de sensibilidade para diferentes soluções energéticas híbridas em função do consumo e potências instaladas, para diferentes tipos de turbinas, quedas e volumes armazenados. Como modelo aplicado, procedeu-se ao desenvolvimento do pré-dimensionamento de uma solução energética híbrida que contempla a integração das energias hídrica com armazenamento por bombagem, eólica e solar.

No modelo desenvolvido sobre o potencial de soluções energéticas híbridas consideraram-se duas opções de funcionamento para o armazenamento, consoante o objetivo e as restrições impostas. Como primeira opção, o sistema efetua a bombagem e a geração hidroelétrica em função da diferença entre a produção eólica e/ou solar e o consumo energético. Esta abordagem pretendeu analisar a capacidade de um sistema de armazenamento em aproveitar o excedente de produção das energias renováveis intermitentes, para poder fornecer energia quando a procura excede a oferta. A segunda opção visa otimizar o sistema em termos económicos, e por isso, as operações de bombagem e geração hidroelétrica são efetuadas em função da tarifa de preços do consumo energético, isto é, a bombagem realiza-se no período em que o custo energético é menor, e a geração é feita no restante período do dia. A pertinência desta opção surge porque o preço de mercado é função da produção energética renovável, sendo tanto menor, quanto maior for a produção.

Foram analisadas as diferentes combinações de entre as três fontes de energia renovável consideradas (i.e., hídrica com armazenamento por bombagem, eólica e solar), sendo que para as soluções que apresentam sistema de armazenamento energético, houve a necessidade da realização de análises de sensibilidade. Com base em diferentes valores de consumo de ponta e potências eólicas considerados, foram analisados o consumo satisfeito e a energia eólica e/ou solar que não é consumida, fazendo variar a queda e o volume de armazenamento. Com vista a abranger as diferentes quedas/soluções hídricas, consideraram-se 4 tipos de turbomáquinas diferentes - Pelton, Francis, Kaplan e bomba como turbina (BCT). A Francis revelou ser a mais adequada para este tipo de projetos uma vez que pode funcionar como bomba e apresenta um bom índice de custo benefício. A BCT garante menor satisfação do consumo, embora seja uma boa opção tendo em conta o seu custo, podendo optar-se pela consideração de mais do que uma turbomáquina no sistema, de modo a possibilitar o uso de uma gama de caudais maior, com bons rendimentos. Comparando as duas opções de funcionamento, a primeira, embora tenha apresentado melhores resultados em termos do aproveitamento excedente, ficou aquém das expectativas na satisfação do consumo. A segunda opção revelou melhores resultados de consumo satisfeito, uma vez que não está dependente do excesso de produção eólica e/ou solar. Como o sistema efetua a bombagem nas primeiras horas do dia (0-7h), o reservatório superior apresenta volume

suficiente para colmatar as falhas de produção das energias renováveis intermitentes durante o restante período.

Na análise de sensibilidade desenvolvida foi salientada a verdadeira contribuição de cada uma das fontes de energia, para cada uma das situações de produção exclusiva ou combinada, sem armazenamento, ou com armazenamento admitindo uma ou a outra opção de funcionamento. Os resultados demonstram que a energia solar como única fonte de produção é pouco eficaz, devido ao facto de haver períodos do dia em que a geração é inexistente (i.e. durante a noite). Deste modo, um sistema de armazenamento por bombagem é bastante efetivo na garantia da satisfação do consumo nestes períodos. A energia eólica revela-se ser mais eficaz. O aumento da sua potência instalada traduz-se numa melhoria de produção significativa, o que permite uma maior satisfação do consumo, mas também um maior excedente, sendo por isso sensato, a introdução de um sistema de armazenamento capaz de aproveitar a energia não consumida. A produção conjunta de energia eólica e solar apresenta bons resultados, uma vez que existe uma elevada complementaridade anual, com a eólica a ser mais eficaz no inverno, e a solar no verão. A integração das três fontes em simultâneo permite atingir níveis de consumo satisfeito da ordem de 75 a 90 %.

A proposta de engenharia hidráulica aplicada baseado no projeto da solução energética híbrida com armazenamento por bombagem de água do mar contemplou o pré-dimensionamento do reservatório superior, circuito hidráulico, central hidroelétrica e proteção marítima, bem como a verificação das sobrepressões nos regimes transitórios e ainda um balanço energético do empreendimento. Esta solução para o reservatório inferior permite extinguir os custos necessários para a construção de um reservatório, embora acresçam os custos relativos à proteção costeira e à manutenção (devido à corrosão), que em todo o caso, serão ultrapassados com base em investigação recente de novas tecnologias a aplicar em sistemas que usem água do mar (i.e., a dessalinização e a produção de energia). Desenvolveu-se o projeto de uma solução híbrida com potência instalada de 5, 6 e 0,6 MW para a hídrica, eólica e solar, respetivamente, capaz de fornecer um total de 81 % do consumo total anual, admitindo um consumo de ponta de 5 MW. Foi efetuado o balanço energético desta solução que veio a comprovar a elevada complementaridade da energia solar e eólica, não só anualmente, mas também ao longo do dia, sendo que a segunda revelou um superavit de produção durante a madrugada, na grande maioria dos dias. Esse excedente foi aproveitado pelo armazenamento por bombagem que contribuiu com 30 % da produção total, evidenciando a grande influência na redução da dependência do uso de combustíveis fósseis.

6.2. Recomendações

No âmbito da presente dissertação, preconiza-se algumas considerações e recomendações para o desenvolvimento de projetos futuros:

- Desenvolvimento de um modelo SIG (Sistema de Informação Geográfica) com o objetivo de encontrar e selecionar os melhores locais para a implantação de novos projetos deste tipo;

- Dimensionamento de uma solução energética híbrida autossustentável com armazenamento por bombagem, para as ilhas dos arquipélagos da Madeira e dos Açores.
- Desenvolvimento de uma análise técnico-económica, social e ambiental detalhada de uma solução energética híbrida com armazenamento por bombagem de água do mar, inserida no contexto nacional.

A criação e exploração de bases de dados e georreferenciação detalhadas a larga escala, poderá ser útil na seleção de locais e no apoio à conceção de uma solução idêntica à preconizada na presente dissertação. No contexto nacional, será interessante explorar o potencial energético da Madeira e dos Açores, uma vez que estes arquipélagos dispõem de quedas relativamente elevadas próximas da costa. O facto de estarem isolados da rede nacional carece da conceção de um projeto que contemple uma solução autossustentável.

No futuro, estes projetos serão cada vez mais importantes e até à data carecem de estudos detalhados acerca das principais vantagens do armazenamento energético por bombagem de água do mar. Considerando as alterações climáticas e que o acesso a água doce será cada vez mais difícil, a obtenção deste bem escasso a partir dos mares e oceanos será inevitável, e assim sendo, novas soluções tecnológicas já vão surgindo para transpor algumas barreiras ainda existentes. A um projeto de dessalinização poderá ser acoplado uma solução de produção de energia, sendo por isso interessante, uma análise técnico-económica, social e ambiental com vista a um melhor projeção dessas soluções.

Referências

Artigos:

- APREN. 2017. «Boletim Energias Renováveis Dezembro 2017». 1–7.
- APREN. 2018. «Boletim Energias Renováveis Março 2018». 1–6.
- BHA. 2012. «A GUIDE TO UK MINI-HYDRO». *the British Hydropower Association* 1–37.
- EEA. 2017. *Renewable energy in Europe — recent growth and knock-on effects*.1-65
- Faias, S., Sousa, J. e Castro, R. 2009. «Embedded Energy Storage Systems in the Power Grid for Renewable Energy Sources Integration». 27.
- Katsaprakakis, D., Christakis, G. D., Stefanakis, I., Spanos, P. e Stefanakis, N. 2013. «Technical details regarding the design, the construction and the operation of seawater pumped storage systems». *Energy* 55:12.
- Novara, D., Carravetta, A., Mcnabola, A., Ramos, H. M. 2018 «A cost model for Pumps As Turbines in run-off-river and in- pipe micro-hydropower applications», Universidade De Lisboa, 1–13.
- Ogayar, B., Vidal, P. G. e Hernandez, J. C. 2009. «Analysis of the cost for the refurbishment of small hydropower plants». *Renewable Energy* 34(11):2501–9.
- Oshima, K., Kawai, J., Otsuka, S., Wada, T., e Imano, H. 1998. «Development of Pump Turbine for Seawater Storage». 4.
- Voith. 2015. «Francis turbine selection curves and characteristic parameters. Voith catalogue».

Livros:

- BHA. 2012. 'A GUIDE TO UK MINI-HYDRO'. *The British Hydropower Association* 1–37.
- Carravetta, A., Houreh, S. D, e Ramos, H. M. 2018. *Pumps as Turbines*. Cham: Springer International Publishing. 218
- Cavazzinni, G. e Perez-Diaz., J. I. 2014. 'Technological Developments for Pumped-Hydro Energy Storage, Technical Report, Mechanical Storage Subprogramme, Joint Programme on Energy Storage, European Energy Research Alliance'. 122.
- Freitas, T. B. 2015. 'A Bombagem Hidroelétrica Em Portugal No Quadro Do Mercado Ibérico'. 112.
- Hino, T. e Lejeune, A. 2012. «Pumped Storage Hydropower Developments». Pp. 405–34 em *Comprehensive Renewable Energy*. Elsevier.
- Pinheiro, A. N. 2006a. «Estruturas hidráulicas» IST, 15
- Pinheiro, A. N. 2006b. «SPILLWAYS TYPES» IST, 17
- Quintela, A. C. 1996. *Hidráulica*. 12ª Edição; 519
- Ramos, H. M. 2000. *Guidelines for design of small hydropower plants*. 210
- Ramos, H. M. 2013. «Preliminary design of some hydraulic structures , hydraulic circuit and powerhouse of a hydropower case study». 1–70.
- Teixeira, A. T. 2017. «Instituto Superior Técnico Assessment – Rubble Mound Breakwater». 3–5.
- USACE. 1977. «Shore protection manual.» II:652.
- Vilanova, M. R. 2007. «Estudo de grupos moto-bomba operando como grupos geradores em

Microcentrais Hidrelétricas». 240.

Wylie, E. B., Streeter, V. L., e Lisheng S. 1993. *Fluid Transients in Systems*.850

Yang, C. J. 2016. «Pumped Hydroelectric Storage». *Storing Energy: With Special Reference to Renewable Energy Sources* 25–38.

Yang, S. S., Derakhshan, S., e Kong, F. Y. 2012. «Theoretical, numerical and experimental prediction of pump as turbine performance». *Renewable Energy* 48:507–13.

Online:

C. M. Montalegre. 2017. «Painéis fotovoltaicos na barragem do Alto Rabagão». Obtido 22 de Fevereiro de 2017 (<https://www.cm-montalegre.pt/showNT.php?Id=3469>).

CiviTraço. 2018. «Civitrace». Obtido 17 de Fevereiro de 2018 (<http://civitrace.com/projecto/parque-eolico-de-almargem/383/79>).

EDP. 2017a. «Complementaridade Hídrica-Eólica». Obtido 5 de Novembro de 2017 (https://a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/complementariedade_hidroeolica_he.php).

EDP. 2017b. «Mapa produção hidroelétrica». Obtido 21 de Dezembro de 2017 (https://a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/producao.php?cp_type=he&map_type=he#mapContainer).

EDP. 2017c. «Projeto pioneiro de solar fotovoltaico flutuante supera expetativas». Obtido 12 de Janeiro de 18C (<https://portugal.edp.com/pt-pt/noticias/projeto-pioneiro-de-solar-fotovoltaico-flutuante-supera-expetativas>).

Iberdrola. 2017a. «Projecto Alto Tâmega». Obtido 20 de Janeiro de 2018 (<https://www.iberdrola.pt/02sicb/corporativa/iberdrola/sobre-nos/iberdrola-portugal/projeto-alto-do-tamega>).

Iberdrola. 2017b. «TÂMEGA HYDROPOWER COMPLEX». Obtido 20 de Janeiro de 2018 (https://www.iberdrola.com/wcorp/gc/prod/en_US/comunicacion/docs/Infographics_Tamega_Complex_ENG.pdf).

Montemor, Fátima. 2018. «Tintas “inteligentes”». Obtido 16 de Fevereiro de 2018 (<https://ionline.sapo.pt/600360>).

REN. 2017a. «Consumo Verificado». Obtido 7 de Fevereiro de 2018 (<http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/Consumo/Paginas/PerfisConsumo.aspx>).

REN. 2017b. «Parques Eólicos com Telemidas». Obtido 10 de Fevereiro de 2018 (<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/DiagramaDeProduçãoEólica.aspx>).

Outros:

ESRE. 2018. 'Diretiva Tarifas 2018'.

Anexos

Anexo A – Séries anuais

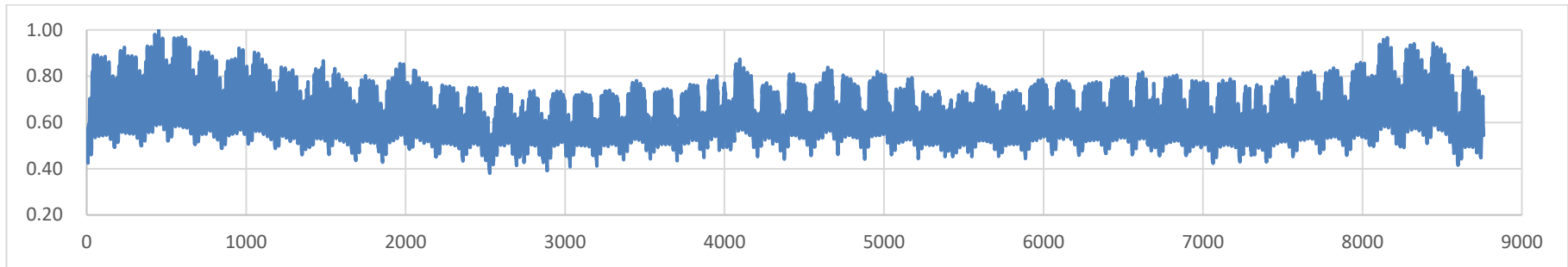


Figura 75 – Série anual do consumo elétrico horário adimensional, adaptado (REN 2017a)

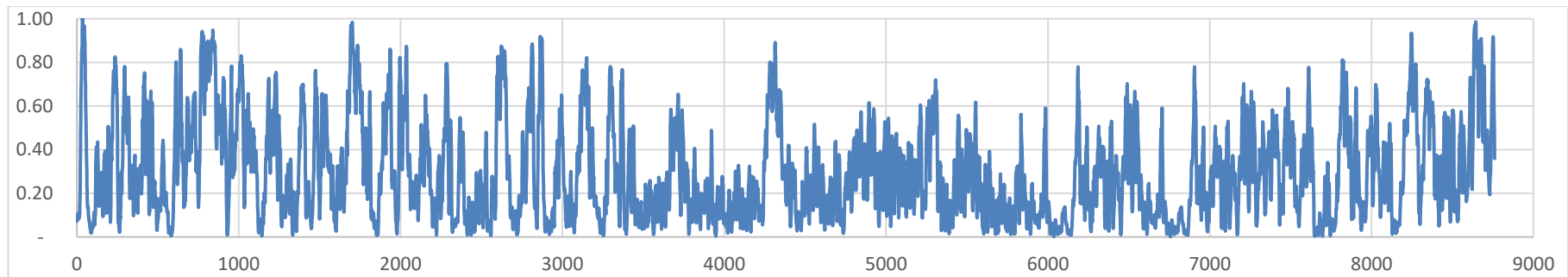


Figura 76 - Série anual da produção eólica horária adimensional, adaptado (REN 2017c)

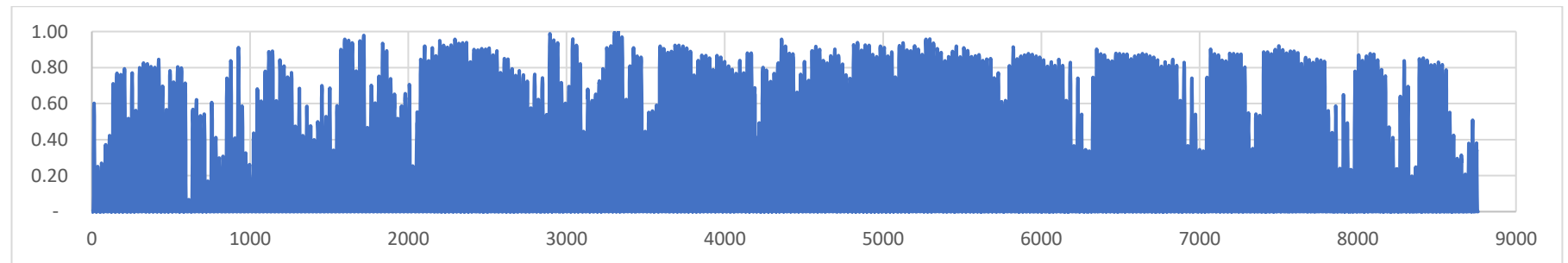


Figura 77 - Série anual da produção fotovoltaica horária adimensional, adaptado (REN 2017c)

Anexo B – Parques Eólicos com Telemedidas

Quadro 38 – Parques Eólicos com Telemedidas, adaptado (REN 2017b)

Subestação REN	Parque	Potência Instalada [MW]	Limite de Potência [MVA]	Res.Red (%)
Batalha	Chão Falcão	80.5	77.927	97
Carrapatelo	Alto do Talefe	13.5	11.351	84
	Bustelo	18.5	15	81
	Cinfães	8	7	88
	Fonte da Quelha	13.5	11.351	84
Castelo Branco	Cabeço da Rainha II	31.75	28.959	91
Falagueira	Bravo	16.4	13	79
	Mougueiras	8.2	7	85
	Pinhal Interior	144.7	130	90
Ferro	Serra Alvoaça	36.1	34.699	96
	Penamacor	123.8	120	97
	Raia	131.6	109.8	83
Frades	Serra do Barroso II	12.3	10.662	87
	Serra do Barroso III	16.4	14	85
	Terra Fria	106.6	86.5	81
Penela	Vila Nova II	29.3	24.1	82
Portimão	Barão São João	50	49	98
Rio Maior	Candeeiros	111	103.274	93
Tábua	Beiras	102.65	84.8	83
	Pampilhosa da Serra	114	96.614	85
Tavira	Malhanito	68.15	56.7	83
Torrão	Lameira	10.4	10	96
	Pinheiro	21.6	21.2	98
Valdigem	Alvão	22.8	22.122	97
	Serra Leomil	16.1	16.094	100
	Lagoa D.João e Feirão	34.85	31	89
	Ribabelide	14.35	12.55	87
	Alto Douro	247	205.2	83
Vila Pouca de Aguiar	Salgueiros Guilhado	12.9	10.6	82
	Negrelo Guilhado	22.55	19.444	86
	Alto da Coutada	169.2	141.6	84
Média				88

Anexo C – Resultados da análise do sistema híbrido de energia eólica e hídrica com armazenamento por bombagem (análise Af, com turbina Francis)

Quadro 39 – Resultados da análise eólica + hídrica Af1 (opção 1) para $C_p = 1$ e $P_e^{Inst} = 2$ (MW)

$C_p = 1$ e $P_e^{Inst} = 2$ (MW)											
Sem Armazenamento											
Cons. Satisf.			64%			Éol. Não Cons.			24%		
Com Armazenamento											
Cons. Satisf.			H (m)			Éol. Não Cons.			H (m)		
			50	100	150				50	100	150
$V_{res}^{Máx}$ (m^3)	10 000		65%	65%	65%	$V_{res}^{Máx}$ (m^3)	10 000		22%	21%	21%
	50 000		66%	67%	67%		50 000		20%	18%	17%
	100 000		67%	67%	68%		100 000		18%	17%	16%
	200 000		67%	68%	68%		200 000		17%	15%	15%
Cons. Satisf. pela Hídrica			H (m)			Éol. Aprov. para a Bombagem			H (m)		
			50	100	150				50	100	150
$V_{res}^{Máx}$ (m^3)	10 000		1%	1%	1%	$V_{res}^{Máx}$ (m^3)	10 000		2%	3%	3%
	50 000		2%	3%	3%		50 000		4%	6%	7%
	100 000		3%	3%	4%		100 000		6%	8%	9%
	200 000		3%	4%	4%		200 000		8%	9%	9%

Quadro 40 – Resultados da análise eólica + hídrica Af1 (opção 1) para $C_p = 1$ e $P_e^{Inst} = 3$ (MW)

$C_p = 1$ e $P_e^{Inst} = 3$ (MW)											
Sem Armazenamento											
Cons. Satisf.			75%			Éol. Não Cons.			41%		
Com Armazenamento											
Cons. Satisf.			H (m)			Éol. Não Cons.			H (m)		
			50	100	150				50	100	150
$V_{res}^{Máx}$ (m^3)	10 000		76%	77%	78%	$V_{res}^{Máx}$ (m^3)	10 000		39%	38%	37%
	50 000		78%	80%	81%		50 000		36%	33%	32%
	100 000		80%	82%	82%		100 000		33%	31%	30%
	200 000		82%	83%	84%		200 000		31%	29%	27%
Cons. Satisf. pela Hídrica			H (m)			Éol. Aprov. para a Bombagem			H (m)		
			50	100	150				50	100	150
$V_{res}^{Máx}$ (m^3)	10 000		1%	2%	3%	$V_{res}^{Máx}$ (m^3)	10 000		2%	3%	4%
	50 000		4%	5%	6%		50 000		5%	8%	9%
	100 000		5%	7%	7%		100 000		8%	10%	11%
	200 000		7%	8%	9%		200 000		10%	12%	13%


Quadro 41 – Resultados da análise eólica + hídrica Af2 (opção 2) para $C_p = 1$ e $P_e^{Inst} = 2$ (MW)

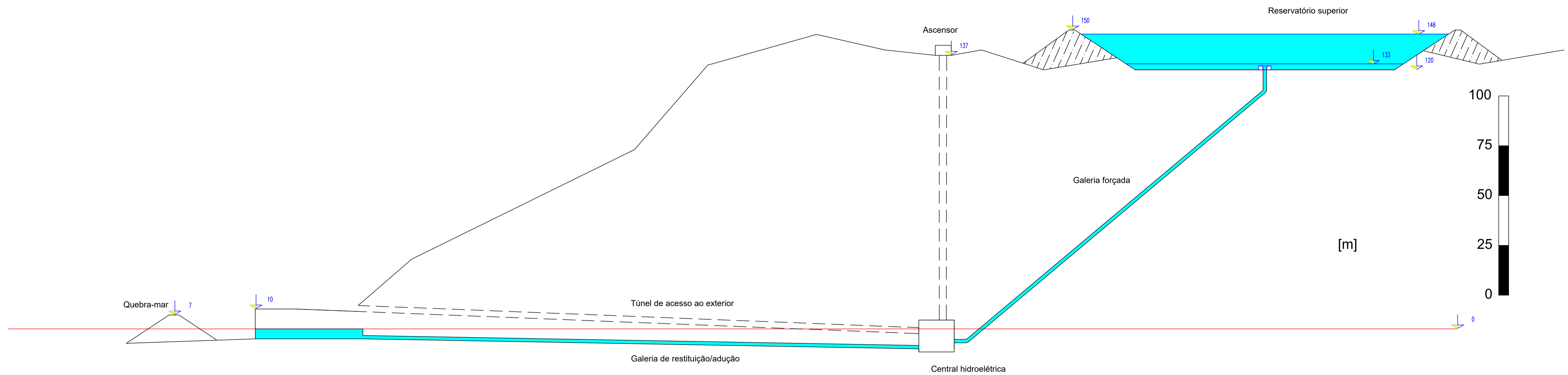
$C_p = 1$ e $P_e^{Inst} = 2$ (MW)											
Sem Armazenamento											
Cons. Satisf.			64%			Éol. Não Cons.			24%		
Com Armazenamento											
Cons. Satisf.			H (m)			Éol. Não Cons.			H (m)		
			50	100	150				50	100	150
$V_{res}^{Máx}$ (m^3)	10 000		67%	70%	73%	$V_{res}^{Máx}$ (m^3)	10 000		24%	23%	23%
	50 000		77%	80%	82%		50 000		22%	21%	20%
	100 000		80%	83%	84%		100 000		21%	20%	19%
	200 000		83%	84%	84%		200 000		20%	19%	19%
Cons. Satisf. pela Hídrica			H (m)			Éol. Aprov. para a Bombagem			H (m)		
			50	100	150				50	100	150
$V_{res}^{Máx}$ (m^3)	10 000		3%	6%	9%	$V_{res}^{Máx}$ (m^3)	10 000		1%	1%	2%
	50 000		13%	16%	18%		50 000		2%	3%	4%
	100 000		16%	19%	20%		100 000		3%	4%	5%
	200 000		19%	20%	20%		200 000		4%	5%	5%

Quadro 42 – Resultados da análise eólica + hídrica Af1 (opção 2) para $C_p = 1$ e $P_e^{Inst} = 3$ (MW)


$C_p = 1$ e $P_e^{Inst} = 3$ (MW)									
Sem Armazenamento									
Cons. Satisf.		75%			Éol. Não Cons.		41%		
Com Armazenamento									
Cons. Satisf.		H (m)			Éol. Não Cons.		H (m)		
		50	100	150			50	100	150
$V_{res}^{Máx}$ (m^3)	10 000	78%	80%	82%	$V_{res}^{Máx}$ (m^3)	10 000	40%	40%	39%
	50 000	85%	87%	88%		50 000	38%	37%	36%
	100 000	87%	89%	89%		100 000	37%	36%	35%
	200 000	89%	89%	89%		200 000	36%	35%	35%
Cons. Satisf. pela Hídrica		H (m)			Éol. Aprov. para a Bombagem		H (m)		
		50	100	150			50	100	150
$V_{res}^{Máx}$ (m^3)	10 000	3%	5%	7%	$V_{res}^{Máx}$ (m^3)	10 000	1%	1%	2%
	50 000	10%	12%	13%		50 000	3%	4%	5%
	100 000	12%	14%	14%		100 000	4%	5%	5%
	200 000	14%	14%	14%		200 000	5%	6%	6%

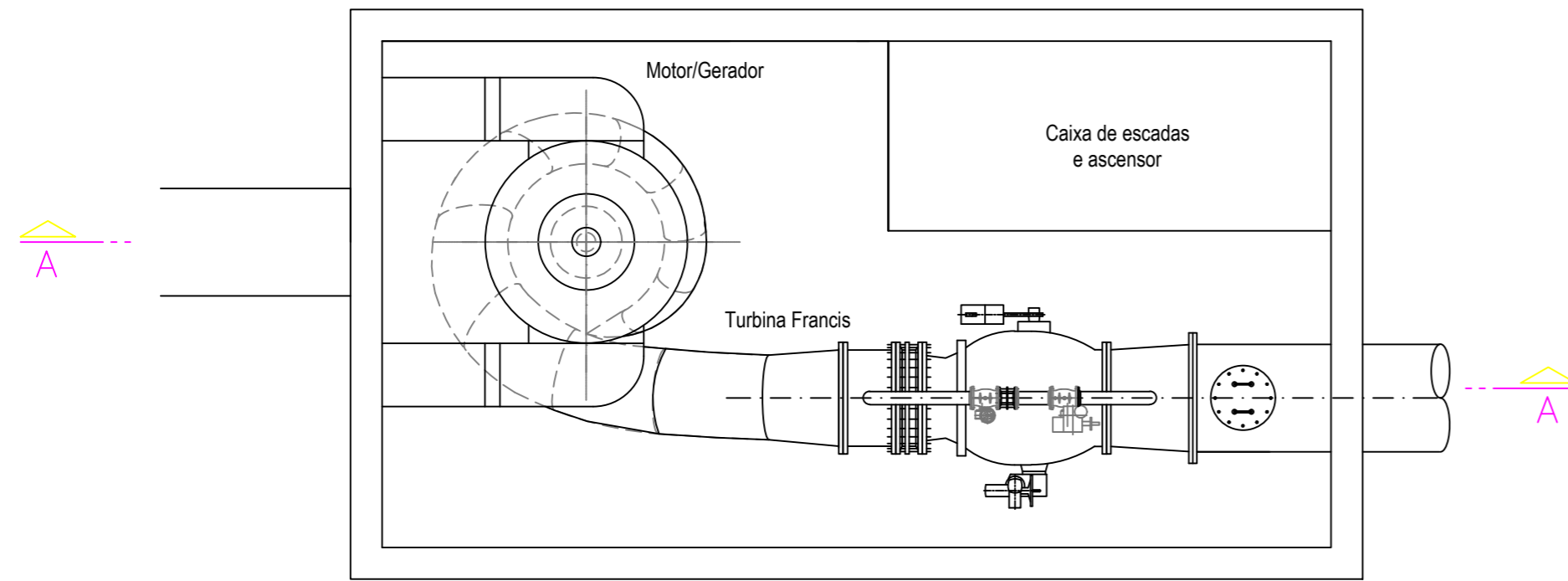


 INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO	Dissertação: Solução energética híbrida com armazenamento por bombeamento: modelação, análises de sensibilidade e caso de estudo	
	Âmbito: Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Civil	
	Desenho: Planta do reservatório superior e proteção marítima (Anexo D)	Data: Maio 2018
	Aluno: Gonçalo Santos Cerejo Amaro	Escala: 1:2 000
Orientador: Doutora Helena Margarida Machado da Silva Ramos		

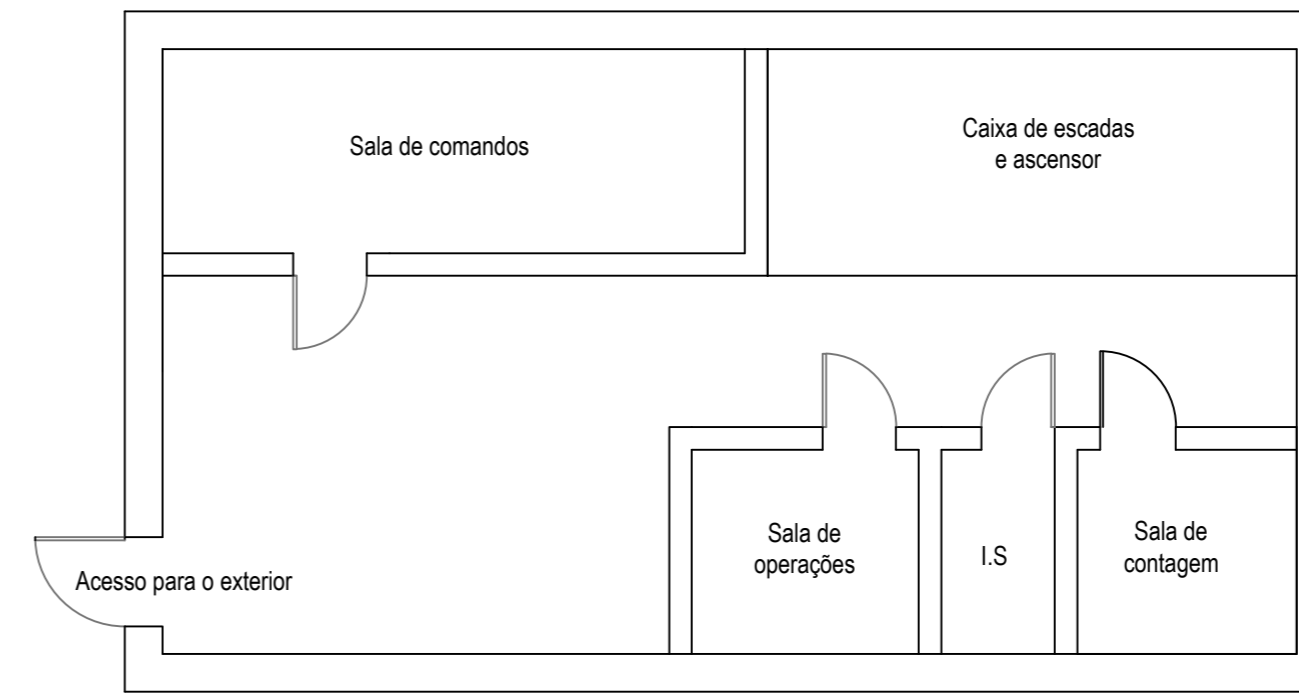


Terreno	COTA (m)	10	11.8	35.0	90.0	132.4	147.8	137.3	140.0	130.0	120.0	130.0
	Distância (m)		51.6	26.9	111.8	36.7	54.6	58.7	24.1	31.2	45.9	65.0
Galeria	COTA (m)	0						-11.5				130.0
	Distância (m)				341.7						164.6	

 INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO	Dissertação: Solução energética híbrida com armazenamento por bombagem: modelação, análises de sustentabilidade e caso de estudo		
	Âmbito: Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Civil		
	Desenho: Perfil longitudinal do circuito hidráulico (Anexo E)	Data: Maio 2018	
	Aluno: Gonçalo Santos Cernejo Amaro	Escala: 1:1000	
	Orientador: Doutora Helena Margarida Machado de Silva Ramos		

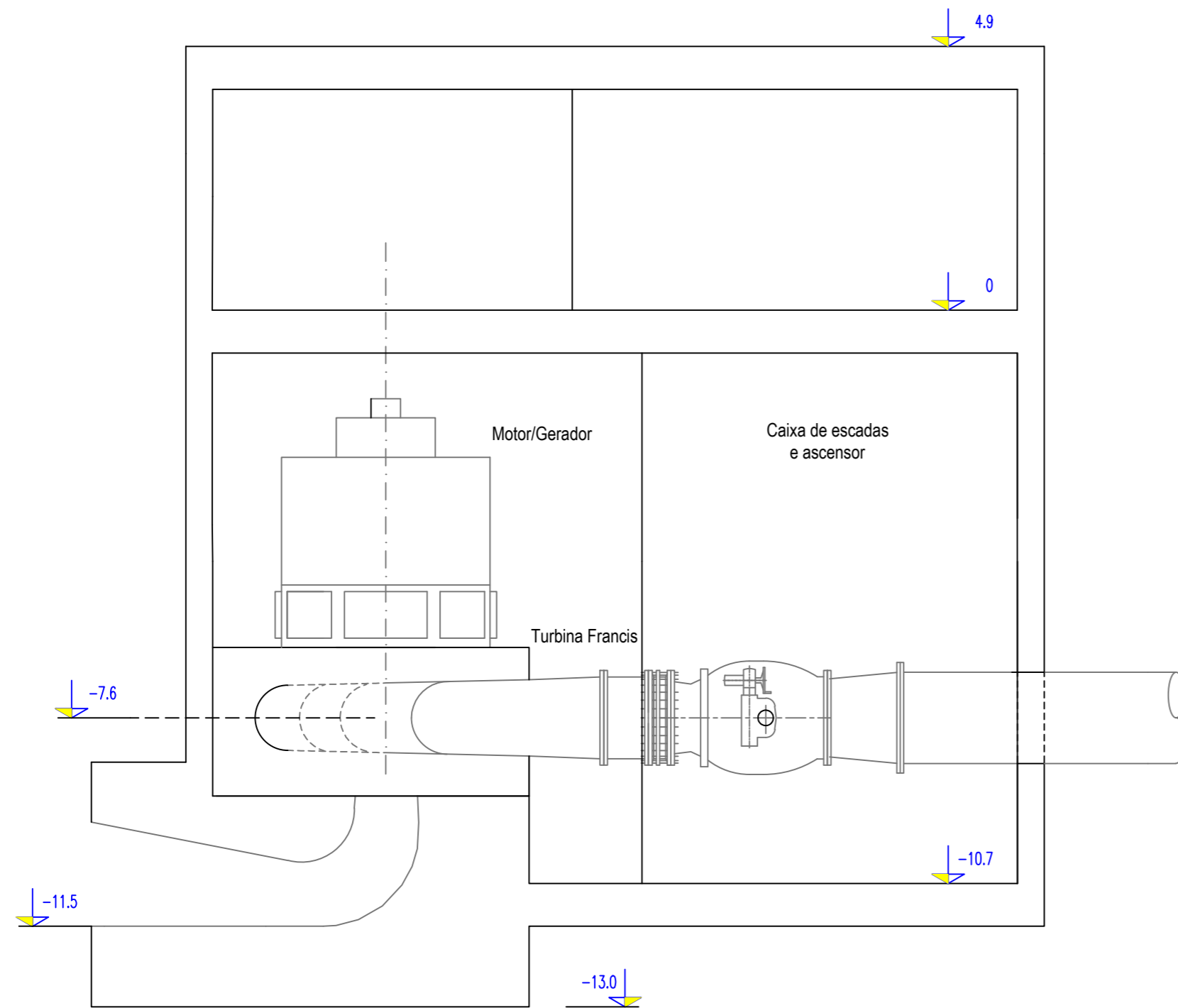


PLANTA À COTA -1 (piso -1)
Esc. 1:100




PLANTA À COTA 2 (piso 0)
Esc. 1:100

[m]



CORTE A-A
Esc. 1:100

 INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO	Dissertação: Solução energética híbrida com armazenamento por bombagem: modelação, análises de sensibilidade e caso de estudo	
	Âmbito: Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Civil	
	Desenho: Plantas e corte da central (Anexo F)	Data: Maio 2018
	Aluno: Gonçalo Santos Cerejo Amaro	Escola: 1:100
Orientador: Doutora Helena Margarida Machado da Silva Ramos		