



Otimização de Armazenamento de Energia com Utilização de Hidrogénio

FILIPE CASIMIRO DA SILVA

julho de 2025

Otimização de Armazenamento de Energia com Utilização de Hidrogénio

Filipe Casimiro da Silva

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Energias Sustentáveis

Orientador no ISEP: Professor Doutor José António Beleza Carvalho

Supervisor na Finerge: Engenheiro Celso José Nunes Xavier



Júri:

Presidente:

Olga dos Remédios Sobral Castro, Professor Adjunto, Instituto Superior de Engenharia do Politécnico do Porto

Vogais:

José António Beleza Carvalho, Professor Coordenador, Instituto Superior de Engenharia do Politécnico do Porto

Fernando Pires Maciel Barbosa, Professor Catedrático Jubilado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Declaração de integridade

Declaro ter conduzido este trabalho académico com integridade. Não plagiei ou apliquei qualquer forma de uso indevido de informações ou falsificação de resultados ao longo do processo que levou à sua elaboração.

Declaro que o trabalho apresentado neste documento é original e de minha autoria, não tendo sido utilizado anteriormente para nenhum outro fim.

Declaro ainda que tenho pleno conhecimento do Código de Conduta Ética do P.PORTO.

Filipe Casimiro da Silva

ISEP, Porto, 18 de junho de 2025

Dedicatória

Dedico esta dissertação à minha mãe e à minha avó, pilares fundamentais na minha vida, pelo amor incondicional, pela força e por nunca deixarem de acreditar em mim.

Dedico também ao meu avô, que, apesar de já não se encontrar entre nós, continua presente nas minhas memórias. Sigo, com orgulho, os valores e ensinamentos que me deixou. Esta dissertação é também dedicada a ele.

Resumo

A transição energética global impulsionou inúmeros investimentos ao longo dos últimos anos em energias renováveis, nomeadamente eólica e solar. Porém a sua intermitência apresenta um desafio relevante, especificamente a níveis de segurança no abastecimento energético. A procura por soluções eficientes e estratégicas para mitigar a intermitência das mesmas tem vindo a aumentar, o hidrogénio apresenta-se como um vetor energético promissor capaz de armazenar energia excedente de fontes renováveis e permitir a sua posterior reconversão em eletricidade ou aplicações na mobilidade.

Neste contexto, o objetivo deste trabalho é estudar uma solução integrada na produção, armazenamento e reconversão de hidrogénio, com foco na otimização técnica e económica.

Inicialmente, é feita uma pesquisa das principais tecnologias de produção de hidrogénio recorrendo a eletrolisadores, armazenamento de hidrogénio e a reconversão do mesmo utilizando motores de combustão interna a hidrogénio ou células de combustível.

O projeto foi apresentado pela empresa Finerge, nomeadamente pelo Engenheiro Celso Xavier que desempenha a função de gestor de inovação, a localização do projeto em estudo é na central eólica da Raia com posterior soma de três aerogeradores e dois parques solares. O objetivo deste trabalho é avaliar todo o sistema, ou seja, determinar as características técnicas ideais de cada componente de forma a obter o melhor lucro. Para isto foram desenvolvidos modelos de simulação em Excel de forma a integrar o *curtailment* proveniente do parque mencionado anteriormente com a produção de hidrogénio. Posteriormente é avaliada também a possibilidade de integrar a produção de hidrogénio com o mercado MIBEL, adição de baterias para maior autonomia de produção do sistema e venda de hidrogénio para mobilidade com o intuito de se conseguir uma melhor viabilidade económica do projeto. É ainda analisado um caso particular da possibilidade de um motor de combustão interna alimentado a hidrogénio prestar serviços de sistema de reserva secundária.

Concluiu-se de uma forma geral que equipamentos de maior escala apresentaram indicadores económicos mais favoráveis, dado que o custo de equipamento por unidade de potência é menor em equipamentos de maior escala do que equipamentos de menor escala. Contudo, verificou-se que os custos das tecnologias, face à receita gerada no presente projeto, são muito elevados o que compromete a viabilidade económica do mesmo.

Palavras-chave: Armazenamento de energia, *curtailment*, Hidrogénio, motores de combustão interna, *Power-to-Power*, serviços de sistema.

Abstract

The global energy transition has driven numerous investments in recent years in renewable energy sources, namely wind and solar. However, their intermittency presents a significant challenge, particularly in terms of energy supply security. The search for efficient and strategic solutions to mitigate this intermittency has been increasing. Hydrogen emerges as a promising energy vector capable of storing surplus energy from renewable sources and allowing its subsequent reconversion into electricity or mobility applications.

In this context, the objective of this work is to study an integrated solution for the production, storage, and reconversion of hydrogen, focusing on technical and economic optimization.

Initially, a review is carried out on the main hydrogen production technologies using electrolyzers, hydrogen storage methods, and its reconversion using hydrogen internal combustion engines or fuel cells.

The project was presented by the company Finerge, namely by Engineer Celso Xavier, who serves as Innovation Manager. The location of the project under study is the Raia wind farm, with the later addition of three wind turbines and two solar parks. The aim of this work is to evaluate the entire system, that is, to determine the ideal technical characteristics of each component to achieve the highest profit. To this end, simulation models were developed in Excel to integrate curtailment from the park with hydrogen production. The possibility of integrating hydrogen production with the MIBEL market is also assessed, as well as the addition of batteries to increase the system's production autonomy and the sale of hydrogen for mobility, with the goal of improving the project's economic feasibility. A particular case of the possibility of a hydrogen-powered internal combustion engine providing secondary reserve system services is also analyzed.

In general, it was concluded that large-scale equipment presented more favorable economic indicators, since the equipment cost per unit of power is lower in larger-scale devices than in smaller-scale ones. However, it was found that the costs of the technologies, compared to the revenue generated in this project, are very high, which compromises its economic viability.

Keywords: *Curtailment, energy storage, Hydrogen, internal combustion engines, Power-to-Power, system services.*

Agradecimentos

A realização desta dissertação representa mais do que um requisito acadêmico, simboliza o culminar de mais uma etapa importante na minha vida. Ao longo deste percurso, vivi inúmeras experiências, tanto a nível pessoal como académico, partilhadas com professores e colegas que deixaram uma marca significativa no meu trajeto ao longo destes dois anos.

Gostaria de expressar o meu sincero agradecimento a todas as pessoas que, de alguma forma, colaboraram comigo na elaboração desta dissertação. Cada contributo foi essencial para a concretização da presente dissertação.

Quero também agradecer ao Engenheiro José António Beleza Carvalho, que desempenhou o papel de meu orientador pelo ISEP, pela sua disponibilidade e por todo o auxílio prestado ao longo do caminho percorrido para a elaboração desta dissertação.

Da mesma forma, agradeço profundamente ao Engenheiro Celso Xavier, que foi o meu orientador pela parte da empresa que me acolheu, a Finerge, pelo acompanhamento próximo, pela partilha de conhecimento e pela constante simpatia com que sempre me apoiou.

Por fim, deixo um agradecimento geral, mas muito sentido, a todos os que fizeram parte desta jornada como família, amigos, professores e colegas, por todos os momentos e experiências partilhadas, e pelo apoio sentido ao longo do mestrado.

A todos, o meu muito obrigado!

Índice geral

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 <i>Enquadramento</i>	1
1.2 <i>Contextualização da Empresa</i>	2
1.3 <i>Objetivos</i>	2
1.4 <i>Organização do documento</i>	3
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
2.1 <i>Eletrolisadores</i>	5
2.1.1 <i>Eletrolisador Alcalino</i>	5
2.1.2 <i>Eletrolisador de Membrana de Troca de Protões</i>	6
2.1.3 <i>Eletrolisador de Óxido Sólido</i>	6
2.1.4 <i>Comparação dos Eletrolisadores</i>	7
2.2 <i>Armazenamento de Hidrogénio</i>	7
2.2.1 <i>Armazenamento Físico</i>	7
2.2.2 <i>Armazenamento Químico e Geológico</i>	8
2.3 <i>Reconversão do Hidrogénio</i>	9
2.3.1 <i>Células de combustível</i>	9
2.3.2 <i>Motores de combustão interna</i>	10
2.4 <i>Projetos existentes</i>	10
2.4.1 <i>Projeto 1</i>	11
2.4.2 <i>Projeto 2</i>	11
2.5 <i>Conclusão</i>	12
3. CASO DE ESTUDO	15
3.1 <i>Apresentação do projeto</i>	15
3.2 <i>Metodologia</i>	16
3.3 <i>Localização e layout da central eólica da Raia</i>	17
3.4 <i>Conclusão</i>	20
4. TRATAMENTO DE DADOS E SIMULAÇÃO DA PRODUÇÃO EÓLICA E SOLAR	21
4.1 <i>Tratamento da Base de Dados</i>	21
4.2 <i>Simulação da produção eólica</i>	24
4.3 <i>Simulação da produção fotovoltaica</i>	26
4.4 <i>Quantificação da energia produzida e curtailment</i>	30
4.5 <i>Conclusão</i>	33
5. PRODUÇÃO E RECONVERSÃO DO HIDROGÉNIO	35

5.1	<i>Mercado Ibérico de Eletricidade</i>	35
5.2	<i>Serviços de Sistema</i>	35
5.3	<i>Considerações iniciais</i>	36
5.4	<i>Simulação de produção e venda de hidrogénio</i>	41
5.5	<i>Simulação com auxílio de bateria</i>	47
5.6	VENDA PARA MOBILIDADE	50
5.7	<i>Conclusão</i>	53
6.	ANÁLISE ECONÓMICA	55
6.1	<i>Caso 1</i>	55
6.2	<i>Caso 2</i>	58
6.3	<i>Caso 3</i>	61
6.3.1	<i>Análise para serviços de sistema</i>	63
6.4	<i>Conclusões</i>	64
7.	CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	67
7.1	<i>Conclusões</i>	67
7.2	<i>Trabalhos futuros</i>	68
	Apêndice A – (Fórmulas de cálculo)	75
	Apêndice B – (Algoritmos)	77

Lista de Figuras

Figura 1 - Esquema geral do projeto.....	16
Figura 2 - Localização dos sub-parques da Central da Raia.	17
Figura 3 - Layout da Central da Raia com interligação à estação da Senhora da Povoia.	18
Figura 4 - Benespera, amostra de dados.....	19
Figura 5 - Amostragem de dados agrupados e verificação do erro pelo contador geral.	21
Figura 6 - Resumo tratamento dados Finerge.	22
Figura 7 - Passagem de intervalos de 15 em 15 minutos para horários.....	23
Figura 8 - Modo de conversão de intervalos de 1/4 de hora para horários.	23
Figura 9 – Amostra dos dados retirados da NASA.	24
Figura 10 - Amostra dados cálculo eólico.	26
Figura 11 -Resumo da produção anual e horas equivalentes dos três aerogeradores.	26
Figura 12 - Exemplo dos Dados Solargis.....	27
Figura 13 - Passagem GTI para horário.	28
Figura 14 - Produção hibridização.....	29
Figura 15 - Resumo fator correção MEGAJOULE.	29
Figura 16 - Quantificação da energia produzida por sub-parques.....	30
Figura 17 - Produção eólica da central da Raia para 2021.....	31
Figura 18 - Produção dos três novos aerogeradores para 2021.	31
Figura 19 - Produção fotovoltaica na central da Raia para 2021.	32
Figura 20 - Produção total central da Raia para 2021.....	32
Figura 21 - Amostra de dados descarregados no website da ESIOS.....	37
Figura 22 - Valores do preço da eletricidade ao longo de 2024.	38
Figura 23 - Preços da eletricidade do mês de janeiro de 2024.	38
Figura 24 - Preços da eletricidade do mês de abril de 2024.	39
Figura 25 - Preços da eletricidade do mês de julho de 2024.	39
Figura 26 - Preços da eletricidade do mês de outubro de 2024.	40
Figura 27 - Energia produzida superior ao máximo injetável na rede, <i>curtailment</i>	40
Figura 28 - Amostra de dados do <i>curtailment</i> incorporado no preço.	41
Figura 29 - Exemplo de linhas onde ocorre <i>curtailment</i>	42
Figura 30 - Folha no Excel para introdução dados.	43
Figura 31 – Produção exclusivamente no ciclo de trabalho de oito horas.	44
Figura 32 - Valores apresentados na coluna G e H.	45
Figura 33 - Amostra de dados dos três primeiros algoritmos.....	47
Figura 34 - Amostra de carregamentos/descargas da bateria.....	49
Figura 35 - Amostra de dados com bateria.....	50
Figura 36 – Informações de trabalho do eletrolisador utilizado no caso 1.	51
Figura 37 - Trabalho do eletrolisador no mês de janeiro.....	52
Figura 38 - Trabalho do eletrolisador no mês de maio.....	52
Figura 39 - Trabalho do eletrolisador no mês de novembro.	53
Figura 40 - Custos projetos Finerge.	55

Figura 41 - CAPEX CASO 1.....	56
Figura 42 - OPEX caso 1.....	57
Figura 43 - Caso 1 payback e LCOH.....	57
Figura 44 - Caso 1 valores de <i>payback</i> e <i>LCOH</i> com financiamento de 50%.....	58
Figura 45 – Caso 2 características dos equipamentos.....	59
Figura 46 - Caso 2 amostragem de resultados 1.....	60
Figura 47 - Caso 2 amostragem de resultados 2.....	60
Figura 48 - Caso 3 características dos equipamentos.....	61
Figura 49 Caso 3 amostragem de resultados 1.....	62
Figura 50 - Caso 3 amostragem de resultados 2.....	63
Figura 51 - Amostragem de resultados caso 3 aFRR.....	64

Lista de Tabelas

Tabela 1: Parâmetros principais dos três tipos de eletrolisadores (Souto and Nogueira, 2024).	7
Tabela 2 - Potência instalada por sub-parque.	18

Acrónimos e Símbolos

Lista de Acrónimos

AEL	<i>Alkaline Electrolyzer</i>
AFC	<i>Alkaline Fuel Cell</i>
AIA	Avaliação de Impacte Ambiental
AGC	<i>Automatic Generation Control</i>
APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
aFRR	<i>Automatic Frequency Restoration Reserve</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditures</i>
CGS	Gestor Global do Sistema
CI	<i>Compression Ignition</i>
CNMC	<i>Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia</i>
CRF	<i>Capital Recovery Factor</i>
DIF	<i>Diffuse Horizontal Irradiance</i>
DNI	<i>Direct Normal Irradiance</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ESIOS	<i>Electricity System Information and Operation System</i>
GHI	<i>Global Horizontal Irradiance</i>
GTI	<i>Global Tilted Irradiance</i>
HHV	<i>Higher Heating Value</i>
H₂DDI	<i>Hydrogen Direct Injection in Diesel Ignition</i>
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
LCOH	<i>Levelized Cost of Hydrogen</i>
LOHCs	<i>Liquid Organic Hydrogen Carriers</i>
MCI- H₂	Motor de Combustão Interna a Hidrogénio

MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
mFRR	<i>Manual Frequency Restoration Reserve</i>
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Eletricidade
OPEX	<i>Operating Expenses</i>
P2G	<i>Power-to-Gas</i>
PEM	<i>Proton Exchange Membrane</i>
PEMFC	<i>Proton Exchange Membrane Fuel Cell</i>
PS	<i>Surface Pressure</i>
REE	<i>Red Eléctrica de España</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais
RR	<i>Replacement Reserve</i>
SI	<i>Spark Ignition</i>
SOEC	<i>Solid Oxide Electrolyzer Cell</i>
SOFC	<i>Solid Oxide Fuel Cell</i>
T2M	<i>Temperature at 2 Meters</i>
WS10M	<i>Wind Speed at 10 Meters</i>

Lista de Símbolos

%	Porcentagem	
α	Exponente de rugosidade	
$A_{\text{módulo}}$	Área de cada módulo fotovoltaico	[m ²]
B	Fator de escala	
C_2	Custo do eletrolisador de referência	[€]
$C_{3.65}$	Custo do eletrolisador de 3.65 MW	[€]

$E_{módulo}$	Energia produzida por um módulo numa hora	[Wh]
E_{total}	Energia total produzida pelo parque	[Wh]
h_{10}	Altura de referência (10 metros)	[m]
H	Altura do hub	[m]
i	Taxa de juro	
L	Gradiente adiabático padrão	[K/m]
M	Massa molar do ar seco	[Kg/mol]
n	Número de anos de vida útil do projeto	
N	Número total de módulos fotovoltaicos	
$\eta_{módulo}$	Eficiência do módulo fotovoltaico	
P	Pressão absoluta	[Pa]
P_{inst}	Potência instalada total	[W]
P_2	Potência do eletrolisador de referência	[MW]
$P_{3,65}$	Potência do eletrolisador em análise	[MW]
$P_{módulo}$	Potência de pico de cada módulo	[W]
PA_h	Produção anual de hidrogénio	[kg]
PR	<i>Performance Ratio</i> do sistema	
R	Constante dos gases ideais	[J/mol.K]
ρ	Densidade do ar	[kg/m ³]
T_o	Temperatura medida a 2 metros	[K]
T_z	Temperatura corrigida à altura z	[K]
V_{10}	Velocidade do vento a 10 metros	[m/s]
V_z	Velocidade do vento à altura z	[m/s]
z	Altura do ponto de análise (hub)	[m]

1. INTRODUÇÃO

A presente dissertação foi realizada no âmbito da obtenção do Mestrado em Energias Sustentáveis, do Departamento de Engenharia Mecânica do Instituto Superior de Engenharia do Porto. O presente capítulo visa contextualizar o projeto em estudo, inicializando-se pelo seu enquadramento e objetivos, e finalizando com a estrutura organizativa da presente tese.

1.1 Enquadramento

A crescente procura por soluções sustentáveis no ramo energético tem promovido a transição para energias renováveis, nomeadamente solar e eólica, consequência do seu papel essencial na descarbonização e mitigação das alterações climáticas (Ministério do Ambiente e da Ação Climática, 2024). Portugal apresenta-se como um país escasso em reservas fósseis, por essa mesma razão tem apostado fortemente em fontes de energia renovável, segundo o anuário da APREN (Associação Portuguesa de Energias Renováveis) a eletricidade renovável representou 70,7% da produção elétrica nacional em 2023 (APREN, 2024).

No entanto, a penetração de fontes renováveis gera instabilidade na rede elétrica devido à sua intermitência, o que resulta frequentemente em momentos de produção excedente de energia, que não podem ser consumidos diretamente ou armazenados de maneira eficiente, conduzindo assim a perdas consideráveis (Mlilo, Brown e Ahfock, 2021; Xu et al., 2022).

Neste cenário, o hidrogénio verde emerge como uma opção estratégica, notável pela sua capacidade de atuar como um vetor energético, possibilitando o armazenamento e a reconversão de energia excedente em momentos de grande necessidade (Zhang e Li, 2024a). O conceito tecnológico de *Power-to-Gas (P2G)*, no qual é comum o uso de eletrolisadores para converter energia elétrica em hidrogénio, visa oferecer uma alternativa promissora para armazenamento de energia promovendo maior flexibilidade e eficiência (Mazza *et al.*, 2020). Além disso, a utilização do hidrogénio em aplicações industriais, no setor de serviços, produção de energia e mobilidade reforça o seu papel central na transição para uma economia de baixo carbono (Zhang e Li, 2024b).

Portugal apresenta uma forte aposta estratégica no hidrogénio verde, visto a produção do mesmo estar isento de AIA (Avaliação de Impacte Ambiental), desde que a produção esteja conectada a fontes renováveis, foi também lançado um leilão europeu com 800M€ para projetos de hidrogénio com uma potência mínima de 5 MW, e por último referir que Portugal apresenta como meta para 2030 uma potência instalada de eletrolise verde na casa dos 5.5 GW (APREN, 2024).

Esta tese tem como objetivo estudar uma solução técnica que procura uma forma de utilizar a energia desperdiçada de um parque híbrido, eólico mais solar, para produção de hidrogénio

recorrendo à eletrolise e assim armazenar essa energia. Na próxima fase é avaliada a possibilidade de reconverter o hidrogénio em eletricidade para venda á rede, onde se recorre a uma célula de combustível ou a um motor de combustão interna alimentado a hidrogénio. Acrescenta-se ainda a vertente da mobilidade, podendo assim vender-se diretamente alguma produção para meios de transporte que utilizem o hidrogénio como combustível. Com enfase em dar mais autonomia de trabalho ao eletrolisador, é estudado ainda a possibilidade de acrescentar uma bateria ao sistema. Por último é realizada uma análise técnico-financeira que abrange várias configurações possíveis do presente projeto que contribui para o desenvolvimento de estratégias de investimento em armazenamento de energia em Portugal, mais propriamente referente á Finerge.

1.2 Contextualização da Empresa

A presente dissertação foi desenvolvida no âmbito de um projeto em estudo pela empresa Finerge. A Finerge apresenta-se como o segundo maior produtor de energia renovável em Portugal, onde opera 93 centrais eólicas e 18 parques solares, em mais de 79 concelhos em Portugal e 6 províncias em Espanha, refletindo-se em 889 aerogeradores e milhares de módulos fotovoltaicos.

O projeto da Finerge posiciona-se de forma a dimensionar as características ideais de todo o sistema de produção de hidrogénio, armazenamento e reconversão para energia elétrica na sua central eólica da Raia, onde irá ocorrer a hibridização da mesma e a implementação de três aerogeradores.

1.3 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo principal a elaboração de um projeto apresentado pela Finerge, que visa a realização de um estudo técnico-financeiro para, de diversas formas estudar a viabilidade do hidrogénio, desde a sua produção e armazenamento, até à reconversão do mesmo em energia elétrica novamente ou até venda para mobilidade, na central eólica da Raia.

Será feito primeiramente um levantamento de projetos existentes no mundo e/ou também de projetos que se aproximem o mais possível deste, podendo assim fazer comparações com os resultados do projeto da Finerge.

Para se alcançar este objetivo será necessário ainda:

- Analisar tecnologias de produção de hidrogénio verde nomeadamente a eletrólise;
- Avaliar técnicas de armazenamento de hidrogénio;
- Examinar os métodos de reconversão de hidrogénio em energia elétrica;
- Realizar uma revisão crítica da melhor solução;

1.4 Organização do documento

O documento é composto por sete capítulos, cujo conteúdo é brevemente descrito de seguida.

No primeiro capítulo, são introduzidos o enquadramento e a motivação para o uso do hidrogénio como vetor energético no contexto da transição energética. É analisada a relevância do armazenamento de energia para mitigar os desafios da intermitência das fontes renováveis e são apresentados os objetivos e a estrutura geral da dissertação.

No segundo capítulo, é realizado o levantamento do estado da arte, abordando as principais tecnologias de produção de hidrogénio, armazenamento e reconversão para energia elétrica. São detalhados os diferentes métodos e tecnologias, com destaque para as suas vantagens e desvantagens. É também apresentada uma análise comparativa das tecnologias estudadas, avaliando as suas características técnicas e económicas. Esta análise visa identificar as soluções mais adequadas para atender aos objetivos do projeto. São ainda apresentados dois casos de estudo semelhantes a este projeto.

No terceiro capítulo é apresentado o caso de estudo onde são apresentados os primeiros passos que conduziram à realização desta dissertação. A metodologia utilizada é também apresentada e ainda é feita uma caracterização da central eólica da Raia, quanto à sua localização e sua disposição geográfica.

No quarto capítulo é feito o tratamento de dados fornecidos pela Finerge relativamente aos sub-parques já existentes, e também o cálculo da produção esperada da hibridização e dos sobre-equipamentos a instalar na central.

No quinto capítulo é apresentado o Mercado Ibérico de Eletricidade, os tipos de serviços de sistema e todas as considerações e lógicas seguidas para a elaboração da simulação de funcionamento do sistema.

No capítulo seis é feita uma análise económica com base nos resultados obtidos dos diferentes equipamentos testados. É ainda analisado um caso particular para prestação de serviços de sistema.

No último capítulo são apresentadas as conclusões finais retiradas da realização desta dissertação e são sugeridos trabalhos futuros complementares à mesma.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo é apresentada a revisão bibliográfica relativamente às tecnologias inerentes à obtenção e manuseamento do hidrogénio, bem como são definidas todas as características, modo de operação, vantagens e desvantagens das diferentes tecnologias envolvidas no projeto. São apresentados dois casos de estudo onde são utilizadas estas tecnologias, contudo, casos reais com uma cadeia exatamente interligada como a deste projeto não foi possível encontrar, porém, os dois exemplos apresentados são bastante similares ao projeto em causa.

2.1 Eletrolisadores

Os eletrolisadores são fulcrais para a produção de hidrogénio verde, uma vez permitirem obter hidrogénio a partir da eletrolise da água. Este processo recorre a corrente elétrica para decompor moléculas de água em hidrogénio (H_2) e oxigénio (O_2). Quando alimentado por fontes de energias renováveis, este método de produção torna-se ambientalmente neutro e apresenta-se como uma solução para o armazenamento de energia, e por sua vez reforça a possibilidade de integração de energias intermitentes no sistema energético global (Souto e Nogueira, 2024). Apesar do seu enorme potencial, a implementação em larga escala enfrenta limitações devido a custos, eficiência e durabilidade (Wei *et al.*, 2024a). Procedeu-se de seguida ao estudo das principais tecnologias de eletrolisadores apresentando-se no fim uma tabela comparativa de todos os tipos abordados.

2.1.1 Eletrolisador Alcalino

Os eletrolisadores alcalinos (AEL) são a tecnologia mais utilizada a nível industrial para produzir hidrogénio. Estes fazem uso de uma solução aquosa de potássio ou hidróxido de sódio como eletrólito onde a solução pode variar consoante as temperaturas em jogo, normalmente de 20% a 30% para temperaturas no intervalo dos 30°C aos 80°C graus celsius (Souto e Nogueira, 2024). Os dois eletrólitos ficam separados por um diafragma permeável à passagem de iões hidróxido. No cátodo, ocorre redução de água com formação de hidrogénio gasoso e iões de hidróxido, estes migram para o ânodo através do diafragma onde se dá a oxidação da água, produzindo oxigénio molecular e libertando mais iões de hidrogénio (Souto e Nogueira, 2024).

A grande vantagem deste tipo de eletrolisadores é a sua maturidade tecnológica e comercial, sendo a mais utilizada em aplicações industriais. O baixo custo de investimento, utilização de materiais não-nobres como níquel para os elétrodos permite alcançar eficiências energéticas compreendidas no intervalo dos 60-82%, com base no poder calorífico superior (HHV) (Gerloff, 2021; Ji e Wang, 2021; Nasser *et al.*, 2022a). A produção contínua de hidrogénio é o caso ideal para este tipo de eletrolisador dada a sua estrutura simples, fiável e com longa durabilidade,

com manutenção relativamente fácil e custos operacionais reduzidos (Nasser *et al.*, 2022b; Wei *et al.*, 2024b).

Apesar das vantagens apresentadas este tipo de eletrolisador também tem as suas desvantagens como várias limitações técnicas. O tempo de arranque é grande e possuem menor densidade de corrente o que dificulta a integração com fontes de energia intermitentes (Hu *et al.*, 2022; Sebbahi *et al.*, 2022). A separação de gases apresenta uma eficiência menor que tecnologias como PEM, o que implica um aumento na possibilidade de recombinação de H₂ e O₂ (Hu *et al.*, 2022; Nasser *et al.*, 2022b). Um ponto bastante crítico neste tipo de eletrolisadores é a dificuldade em operar a pressões elevadas e a sua resposta lenta a variações de carga, o que impõem restrições na operação conjunta face à variabilidade da rede elétrica moderna (Ji e Wang, 2021; Nasser *et al.*, 2022b).

2.1.2 Eletrolisador de Membrana de Troca de Protões

Os eletrolisadores de membrana de troca protónica (PEM) fazem uso de uma membrana polimérica sólida como eletrólito, garantindo alta pureza do hidrogénio e rápida resposta a variações de carga. Esta membrana permite a condução seletiva de protões e separa fisicamente os gases que são produzidos. Devido à sua arquitetura compacta e à eliminação de eletrólitos líquidos, este garante uma operação estável sob pressão e com elevada densidade de corrente, sendo estas características muito apelativas para aplicações dinâmicas e de resposta rápida como é o caso da combinação com fontes renováveis intermitentes (Vidas e Castro, 2021; Hu *et al.*, 2022; Sebbahi *et al.*, 2022).

Esta tecnologia de eletrolisadores apresenta-se por norma com gamas de eficiência apelativas, produzem hidrogénio de elevada pureza e aguentam bem flutuações energéticas. O arranque rápido é uma propriedade que os torna atrativos para aplicações modulares, industriais e até móveis (Gerloff, 2021; Ji e Wang, 2021; Nasser *et al.*, 2022b). Por outro lado, o custo elevado é muitas vezes um entrave para seleção desta tecnologia em projetos energéticos, o custo é refletido devido ao uso de metais nobres e membranas específicas. A vida do equipamento é condicionada pela degradação dos materiais e exige que a qualidade da água seja bastante pura (Hu *et al.*, 2022; Sebbahi *et al.*, 2022).

2.1.3 Eletrolisador de Óxido Sólido

Por último o eletrolisador de óxido sólido (SOEC) caracteriza-se por funcionar a elevadas temperaturas onde faz uso de um eletrólito cerâmico sólido que converte vapor de água em hidrogénio. Funciona através do deslocamento de iões oxigénio e aproveita tanto a energia elétrica como o calor (Nasser *et al.*, 2022b; Sebbahi *et al.*, 2022; El-Shafie, 2023).

O maior destaque é a sua elevadíssima eficiência comparada às outras tecnologias e pelo potencial de integração com processos na indústria que gerem calor. A tecnologia considerada ainda pouco madura apresenta problemas com a degradação de materiais devido

às altíssimas temperaturas. Os custos são elevados e o arranque muito lento o que dificulta a integração com energias renováveis intermitentes (Gerloff, 2021; Ji e Wang, 2021; Hu *et al.*, 2022; Sebbahi *et al.*, 2022).

2.1.4 Comparação dos Eletrolisadores

Tabela 1: Parâmetros principais dos três tipos de eletrolisadores (Souto e Nogueira, 2024).

Parâmetro	AEL	PEM	SOEC
Temperatura da célula °C	60-90	50-80	700-1000
Pressão (bar)	10-30	20-50	1-15
Densidade de Corrente (A/cm ²)	0,2-0,6	1,0-2,0	0,3-1,0
Tempo de arranque a frio	1-2 h	5-10 min	horas
Tempo de arranque a quente	1-5 min	<10s	15 min
Eficiência nominal da célula (%)	63-71%	60-68%	100%
Consumo de energia(kWh/Nm ³)	4,2-4,8	4,4-5,0	3
Tempo de vida (kh)	55-120	60-100	8-20
Degradação da Eficiência(%/α)	0,25-1,5	0,5-2,5	3-50
Custo do investimento (\$/kW)	850-1500	1500-3800	>2200
Custo de Manutenção (% do custo de investimento por ano)	2-3	3,5	n.d

2.2 Armazenamento de Hidrogénio

O armazenamento de hidrogénio é crucial para garantir viabilidade ao projeto, tanto técnica como económica. Das diversas formas de armazenamento é necessário avaliar a que apresenta mais vantagens e a que se incorpora melhor neste projeto, para isso serão seguidas as principais soluções de armazenamento.

2.2.1 Armazenamento Físico

O armazenamento físico de hidrogénio é um tipo de armazenamento que acumula o gás através da sua compressão ou liquefação (Ma *et al.*, 2024). Este tipo de armazenamento apresenta-se como uma das soluções mais maduras e presente no mercado em aplicações como mobilidade, abastecimento e em sistemas estacionários (Usman, 2022; Ma *et al.*, 2024).

O armazenamento em reservatórios pressurizados ocorre através da compressão do hidrogénio atingindo pressões na ordem dos 350-700 bar, é de destacar a elevada densidade energética volumétrica deste tipo de armazenamento e a rapidez com que são feitos os abastecimentos (Ma *et al.*, 2024). Por outro lado, ocorrem perdas energéticas devido ao processo de compressão, descompressão e transporte (Elberry *et al.*, 2021). A eficiência global deste tipo de armazenamento comprimido é na ordem dos 70-90% (Ma *et al.*, 2024). Existem vários tipos de tanques sendo mais comuns os tanques multicamada para aplicações estacionárias, estando diretamente ligada a pressão suportada pelo tanque ao custo. O *Oak Ridge National Laboratory* foi capaz de desenvolver um protótipo capaz de armazenar 1000 quilogramas de hidrogénio a 875 bar com um custo inferior a 700 USD/kg de hidrogénio (Elberry *et al.*, 2021; Bosu e Rajamohan, 2024).

A liquefação do hidrogénio é um processo que necessita arrefecimento do mesmo até temperaturas criogénicas inferiores a -253°C (Tarhan e Çil, 2021). Esta técnica é utilizada em setores aeroespaciais ou no transporte de grandes volumes pois permite atingir densidades gravimétricas cerca de 2,7 vezes superiores à da gasolina, contudo a liquefação consome entre 5 a 8 kWh/kg, representando assim cerca de 30 a 40% do poder calorífico do hidrogénio e adicionalmente, é ainda comum registarem-se perdas por evaporação entre 1,5% e 3% ao dia, mesmo com isolamentos a vácuo para limitar as perdas mencionadas (Usman, 2022; Ma *et al.*, 2024).

Os métodos físicos de armazenamento são considerados fundamentais para projetos dinâmicos que exigem respostas rápidas e armazenamentos de energia de elevada densidade energética (Elberry *et al.*, 2021; Ma *et al.*, 2024).

2.2.2 Armazenamento Químico e Geológico

O armazenamento químico inclui métodos que recorrem a hidretos metálicos e transportadores orgânicos líquidos (LOHCs) para armazenar hidrogénio. Estes métodos demonstram elevada densidade energética e podem ser usados para armazenamento de longa duração e transporte (Dornheim *et al.*, 2022). Porém, as temperaturas necessárias para a libertação do hidrogénio rodam os 200°C , são necessários catalisadores e ainda sistemas térmicos de elevada complexidade refletindo-se assim em grandes custos e baixa eficiência em sistemas descentralizados de pequena escala (Abdechafik *et al.*, 2024; Bosu e Rajamohan, 2024).

O armazenamento geológico pode acontecer em cavernas de sal, aquíferos ou reservatórios subterrâneos de gás esgotados que normalmente apresentam grandes volumes podendo assim armazenar-se enormes quantidades de hidrogénio por longos períodos com custos relativamente baixos por unidade de energia (Ma *et al.*, 2024). No entanto, este tipo de armazenamento reflete-se como uma oportunidade geográfica, apresenta elevados custos de desenvolvimento e adaptação da infraestrutura o que o torna inviável para aplicações descentralizadas (Dornheim *et al.*, 2022; Ma *et al.*, 2024). São ainda associados riscos à difusão

do hidrogénio e à necessidade de gás almofada para manter a pressão e a estabilidade das cavidades (Ma *et al.*, 2024).

Estas soluções de armazenamento são promissoras para projetos de larga escala, por essa mesma razão não se enquadram nos requisitos técnicos e de flexibilidade necessários para o projeto em questão.

2.3 Reconversão do Hidrogénio

Neste subcapítulo são analisadas as características e diferentes tecnologias de células de combustível e motores de combustão interna, nas condições mais próximas possíveis de utilização do projeto em causa.

2.3.1 Células de combustível

As células de combustível (*fuel cells*), são dispositivos eletroquímicos com elevada eficiência bem como baixas emissões, que convertem diretamente a energia química do hidrogénio em eletricidade. O funcionamento básico passa pela oxidação do hidrogénio no ânodo, libertando eletrões e protões. Estes protões (H^+) atravessam através de um eletrólito até ao cátodo, reagindo depois com o oxigénio que está no ar formando assim água (Risco-Bravo *et al.*, 2024).

Existem diversos tipos de células de combustível que apresentam divergências técnicas o que as torna mais ou menos propícias dependendo do projeto em causa.

Começando pela *Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC)* que opera a temperaturas relativamente baixas (60 a 80°C), é conhecida pela sua enorme capacidade de resposta dinâmica bastante rápida e pela sua densidade de potência ser elevada, explicando assim a sua utilização em aplicações estacionárias e de igual forma móveis (Hossain *et al.*, 2023).

As *SOFC (Solid Oxide Fuel Cell)* caracterizam-se por operarem a temperaturas elevadas, entre os 600 a 1000°C, incorporando assim sistemas de cogeração o que leva este tipo de tecnologias a atingir as melhores eficiências globais do sistema, mas como consequência o tempo de arranque é grande e exige maiores requisitos térmicos (Kanani e Zahedi, 2024).

Como os eletrólisadores também temos células de combustível alcalinas, as *AFC (Alkaline Fuel Cell)*, apresentam boa eficiência, porém o hidrogénio que as alimenta necessita de um grau de pureza extremamente elevado por serem sensíveis ao dióxido de carbono (Kanani e Zahedi, 2024).

As células de combustível em geral apresentam boa eficiência, na ordem dos 40 aos 60% em média, não apresentam emissões se alimentadas por hidrogénio verde, são silenciosas e escaláveis (Cigolotti, Genovese e Fragiaco, 2021). O maior obstáculo das células de combustível é o custo elevado de investimento e manutenção, a durabilidade e a sensibilidade às impurezas do combustível (Backurs *et al.*, 2024; Niklaus *et al.*, 2024).

Vários artigos analisados apontam as *PEMFC* como sendo a melhor tecnologia para integração em projetos que necessitem de uma resposta rápida às variações de carga (Strömich-Jenewin *et al.*, 2025). Simulações concluem que a integração de baterias a tecnologias *PEMFC* permite atingir eficiências globais superiores a 50% e menores consumos energéticos que os motores de combustão interna (Kanani e Zahedi, 2024; Li *et al.*, 2025).

2.3.2 Motores de combustão interna

Os motores de combustão interna podem ser alimentados exclusivamente a hidrogénio (MCI-H₂) ou com misturas de diferentes percentagens deste gás a sistemas que usem diesel ou gás natural como combustível primário (Shadidi, Najafi e Yusaf, 2021; Stępień, 2021; Sutkowski e Mareczek, 2024). A operação destes motores segue os princípios dos motores convencionais, fazem uso de sistemas de ignição por faísca (SI) ou ignição por compressão (CI), porém estes sistemas sofrem alterações de forma a serem compatíveis ao hidrogénio. A injeção pode tanto ser direta como indireta, componentes mecânicos do motor também são sujeitos a diversas alterações devido a ampla faixa de inflamabilidade e alta velocidade da chama (Tsujimura e Suzuki, 2019; Stępień, 2021). Estudos apresentam valores de eficiência acima dos 40% e garantem uma operação fiável em contextos estacionários, incluindo sistemas de *backup* energético (Sutkowski e Mareczek, 2024).

Os MCI-H₂ apresentam diversas vantagens como a capacidade de reutilização de infraestrutura industrial já estabelecida, robustez mecânica e boa resposta dinâmica (Wang *et al.*, 2023; Zhang *et al.*, 2024). Ao serem alimentados exclusivamente por hidrogénio estes motores não libertam emissões de CO₂, porém geram emissões de NO_x, que podem ser mitigadas através de sistemas EGR (recirculação de gases de escape) e técnicas de injeção (Tsujimura e Suzuki, 2019).

A eficiência quando comparada às células de combustível é menor, possuem menor densidade energética volumétrica e desafios adicionais para controlar as emissões de NO_x (Haller e Link, 2017; Shadidi, Najafi e Yusaf, 2021). Contudo, têm demonstrado viabilidade técnica em diversas condições e são muito competitivos em termos de custo por kWh gerado (Tilocca *et al.*, 2023).

Estudos demonstram que esta tecnologia se demonstra eficaz em sistemas isolados e de *backup*, permitindo respostas rápidas e são associados inclusive á possibilidade de realização de serviços de sistema como regulação da frequência da rede e suporte á estabilidade da rede (Sutkowski e Mareczek, 2024) (Li *et al.*, 2024). Análises técnico-económicas de diversos autores reforçam que estes motores são uma alternativa viável às células de combustível, principalmente em casos que a fiabilidade, disponibilidade de componentes e flexibilidades nas operações são primordiais (Strömich-Jenewin *et al.*, 2025).

2.4 Projetos existentes

Seguidamente é feita uma análise resumida de dois projetos reais similares ao desta tese, serão apresentadas as tecnologias utilizadas, o meio ambiente e condições em que se encontram, as características técnicas dos projetos e algumas das conclusões retiradas dos mesmos.

2.4.1 Projeto 1

O projeto apresentado por Li et al. foi idealizado na Austrália com o propósito de avaliar a viabilidade técnico-económica de um sistema completo de produção, armazenamento e reconversão de energia utilizando hidrogénio verde. O projeto consiste num parque fotovoltaico de 180 MW de capacidade máxima instalada para gerar eletricidade, um eletrolisador PEM com potência instalada de 93 MW para gerar hidrogénio que será posteriormente comprimido para tanques onde se assume uma pressão de armazenagem de 350 bar e uma capacidade de armazenamento de 29 toneladas. O compressor por sua vez possui uma potência de 4 MW. A reconversão da energia armazenada é realizada através de um motor de combustão interna e por sua vez é comparado ao uso de uma *fuel cell* (Li et al., 2024).

Para avaliação técnico-económica, os autores modelaram a central de 180 MW com eletrólise PEM de 93 MW, compressor de 4 MW, armazenamento de 29 toneladas de hidrogénio comprimido e um motor H₂DDI de 10 MW, alimentado com 95% de hidrogénio e 5% diesel. Foi aplicada uma otimização multiobjectivo para minimizar simultaneamente o *LCOE* (*Levelized Cost of Energy*) e as emissões de CO₂, considerando também a sensibilidade a parâmetros como taxa de juro, custo do diesel, e preço de venda do hidrogénio. O sistema ideal identificado entrega uma potência constante de 10 MW à rede com 78 kg CO₂/MWh e um *LCOE* de 335,52 \$/MWh. A análise incluiu ainda a comparação com uma alternativa que faz uso de células de combustível *PEMFC*, que, apesar de zero emissões, apresenta custo superior devido ao capital de investimento e manutenção necessários (Li et al., 2024).

As conclusões descrevem que os motores H₂DDI representam uma solução promissora para geração firme a partir de fontes renováveis, garantindo flexibilidade, menor custo e integração técnica com tecnologias existentes. A capacidade de prolongar o fornecimento à rede recorrendo apenas ao aumento do consumo de diesel (sem penalização significativa no *LCOE*) apresentou-se como uma vantagem estratégica face a outras opções como as células de combustível. O estudo prevê ainda que, com a redução de custos prevista para 2050, este tipo de sistema pode atingir *LCOEs* competitivos com as tecnologias inteiramente fósseis, reforçando a sua relevância na transição energética (Li et al., 2024).

2.4.2 Projeto 2

O estudo de Hemmati, Mehrjerdi e Bornapour propõe a implementação de um sistema híbrido de armazenamento de energia que combina hidrogénio e baterias, com o objetivo de atenuar a volatilidade da energia solar e realizar arbitragem energética em redes de distribuição sujeitas a cargas elétricas e térmicas incertas. Neste modelo, a função de cada tecnologia é

independente, o armazenamento de hidrogénio atua como *buffer* para suavizar as variações provocadas pela intermitência das fontes renováveis e pela imprevisibilidade das cargas, enquanto a bateria é utilizada para deslocar a energia entre períodos de preços baixos e altos, maximizando a rentabilidade da operação, ou seja, realizar *load shifting*. A energia solar, as cargas e os preços da eletricidade foram modelados com perfis sazonais, sendo os dados organizados por hora e estação do ano, permitindo simulações realistas ao longo dos 365 dias (Hemmati, Mehrjerdi e Bornapour, 2020).

O sistema consiste num eletrolisador que converte eletricidade em hidrogénio à taxa de 40 kWh/kg, e numa célula de combustível que reconverte o hidrogénio em eletricidade com uma eficiência de 60% (converte um quilograma em 40kWh). A bateria de apoio possui 500 kW de potência nominal e 4 MWh de capacidade, com eficiência de 80%, e está dimensionada para operar diariamente. O algoritmo de otimização programado encontra os padrões ótimos de carga e descarga de ambos os sistemas de armazenamento. O estudo revelou que o hidrogénio é produzido sobretudo durante horas de menor procura (horas 5 a 6) e consumido por célula de combustível nas horas iniciais do dia (horas 1 a 4), garantindo o equilíbrio do sistema. A bateria, por sua vez, carrega entre as horas 1 e 10 (menor preço) e descarrega entre as horas 15 e 24 (picos de consumo, preço alto), transferindo energia das horas económicas para os períodos de maior custo (Hemmati, Mehrjerdi e Bornapour, 2020).

Os resultados demonstram que o sistema híbrido não só garante estabilidade operacional face às incertezas como também assegura benefícios económicos e ambientais significativos. A inclusão do armazenamento de hidrogénio elimina o impacto da variabilidade solar e das cargas, mantendo o custo energético anual constante mesmo em cenários com incerteza. A bateria contribui com uma redução anual de custos na ordem dos 117000 USD através da arbitragem energética. A integração da energia solar reduz ainda mais o custo total em cerca de 28% e evita a emissão de aproximadamente 2000 toneladas de CO₂ por ano. Este estudo viabiliza tecnicamente a complementaridade entre baterias e hidrogénio e reforça a importância dos sistemas híbridos no contexto da transição energética, especialmente em redes sujeitas a *curtailment* e flutuação de preços de mercado (Hemmati, Mehrjerdi e Bornapour, 2020).

2.5 Conclusão

A presente revisão bibliográfica permitiu reunir e organizar o conhecimento essencial sobre as principais tecnologias ligadas à produção, armazenamento e reconversão do hidrogénio, com especial enfoque nas soluções mais adequadas à transição energética. Foi possível perceber que, apesar dos desafios técnicos e económicos que ainda se colocam, o hidrogénio destaca-se como uma alternativa cada vez mais relevante para aumentar a flexibilidade e a sustentabilidade dos sistemas energéticos, especialmente quando conjugado com fontes renováveis intermitentes.

Cada uma das tecnologias analisadas apresenta vantagens próprias, mas também limitações que devem ser avaliadas em função dos objetivos de cada projeto. Os eletrolisadores *PEM*

revelam-se particularmente adequados para aplicações que exigem resposta rápida, enquanto os métodos de armazenamento físico demonstram já uma maior maturidade e flexibilidade. Por sua vez, os motores de combustão interna alimentados a hidrogénio revelam-se como uma solução robusta e competitiva do ponto de vista económico, com especial interesse em contextos de produção descentralizada.

Os dois casos de estudo apresentados permitiram observar, em cenários reais, como estas tecnologias podem ser integradas de forma complementar. O primeiro exemplo, desenvolvido na Austrália, mostrou a viabilidade de um sistema completo com eletrólise *PEM*, armazenamento comprimido e reconversão com motor H_2 DDI. Já o segundo exemplo focou-se num sistema híbrido com baterias e hidrogénio, explorando estratégias de arbitragem energética para lidar com variações de carga e preço da energia. A viabilidade económica de projetos que recorrem a este tipo de tecnologias revela-se promissora, apontando para uma futura competitividade direta com os combustíveis fósseis.

Estes exemplos, apesar das suas diferenças face ao presente projeto, reforçam a aplicabilidade prática das soluções estudadas e servem de base técnica para as decisões adotadas no desenvolvimento do presente projeto.

3.CASO DE ESTUDO

Este capítulo explica a origem deste projeto, além de detalhar a metodologia para a sua realização e os objetivos correspondentes. Também é realizada uma descrição da central eólica da Raia, que está na base do projeto desenvolvido no âmbito desta dissertação.

3.1 Apresentação do projeto

Este projeto inicia-se com uma proposta do Engenheiro Celso Xavier, gestor de inovação na empresa Finerge, que apresentou a central eólica da Raia, onde serão implementados sobre-equipamentos, e será feita também a hibridização da central eólica da Raia com a adição de dois parques solares. Os sobre-equipamentos refere-se à instalação de três novos aerogeradores, onde foi estudado e concluído pela Finerge a viabilidade da implementação dos aerogeradores e dos parques solares em causa.

Na central eólica da Raia, a integração dos dois parques solares surge como uma solução para suavizar as variações naturais da produção eólica. A complementaridade entre sol e vento permite equilibrar a geração de energia, uma vez que os períodos de maior radiação solar tendem a coincidir com momentos de menor intensidade de vento. Desta forma, a produção solar pode atuar como apoio sempre que a produção eólica diminui, contribuindo para um fornecimento mais contínuo e previsível de energia ao longo do tempo.

O aumento da capacidade instalada irá conduzir ao *curtailment*, sendo este a energia que não pode ser aproveitada devido à limitação máxima de energia que pode ser injetada na rede. Quando adicionados os sobre-equipamentos e os parques solares implicará um aumento, tanto nos períodos como na quantidade de energia, que não será possível injetar energia na rede.

Devido à inexistência de um sistema de armazenamento na central eólica da Raia, a energia máxima que poderia ser produzida excede o limite de injeção na rede e, por isso, não é aproveitada, resultando em *curtailment* e no conseqüente desperdício do potencial de produção de energia renovável. Este ponto conduziu à realização deste projeto que tem por base aproveitar este desperdício de energia, utilizando-a para produzir hidrogénio através da eletrolise, armazenar o hidrogénio e posteriormente reconverter o mesmo em energia novamente.

Para a execução deste projeto foram fornecidos pela Finerge uma base de dados com os valores da produção eólica da central da Raia, relativamente aos anos 2019, 2020, 2021 e 2022. Os dados disponibilizados no formato de 15 em 15 minutos acrescentam um nível de detalhe técnico elevado a todo o estudo que irá ser apresentado.

Na Figura 1 está apresentado um esquema do projeto, onde ao longo da dissertação serão apresentados individualmente cada um dos processos. A azul estão todos os elementos

principais interligados por setas contínuas, a amarelo e com ligações a tracejado estão os elementos que poderão ser incluídos no projeto, por exemplo a bateria com o intuito de dar maior autonomia de trabalho ao eletrolisador, e a venda direta para mobilidade com o intuito de aumentar a rentabilidade do projeto.

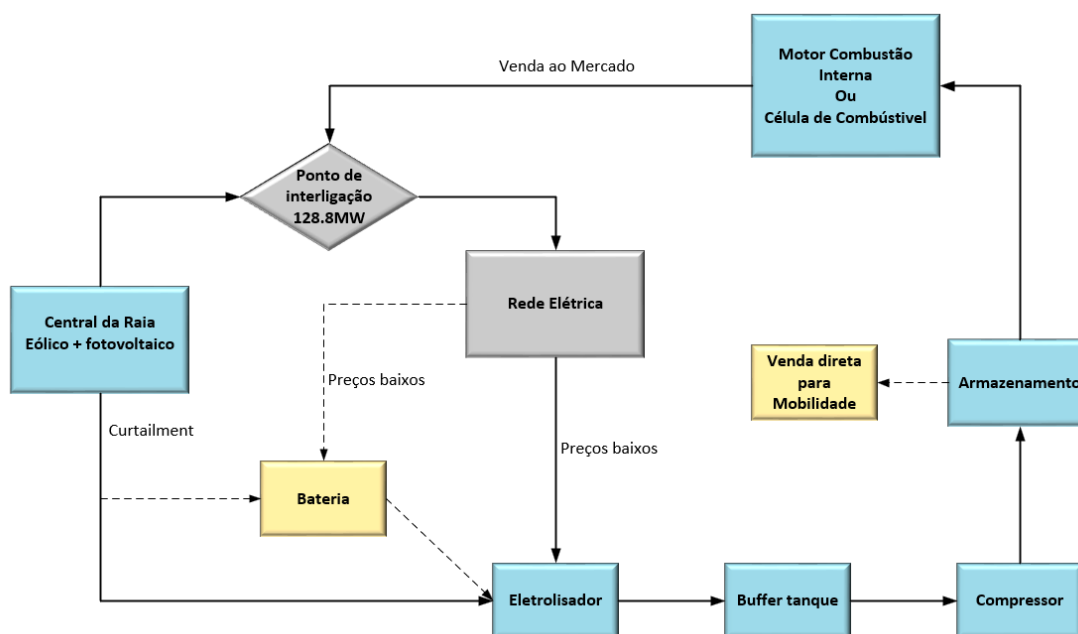


Figura 1 - Esquema geral do projeto.

3.2 Metodologia

Para se determinarem as características técnicas ideias de todos os equipamentos envolvidos neste projeto e posteriormente realizar a análise económica, procedeu-se da seguinte forma:

- Quantificação da energia produzida pela central da Raia fornecida nas bases de dados;
- Cálculo da energia produzida pelos sobre-equipamentos e parques solares adicionados à central da Raia;
- Escolha prévia de equipamentos para a construção de um cenário de simulação com base nas produções totais de energia e preços de mercado;
- Simulação de vários equipamentos com características diferentes e análise de resultados.

Foi crucial cruzar a produção de energia proveniente pela central da Raia com a produção dos sobre-equipamento e parques solares, para quantificar e localizar os momentos de *curtailment*, o que conduziu também a uma preliminar ideia das características técnicas de cada equipamento a utilizar no projeto. Como é conhecido o valor limite de exportação na

subestação que conecta toda a central à rede, a verificação para momentos de *curtailment* passou pela verificação dos momentos em que esse valor é ultrapassado.

Para simulação do uso de toda a cadeia de valor do projeto foi utilizado o Excel, onde são calculados vários valores de lucro em diferentes cenários. Após o modelo de simulação estar pronto foram escolhidos vários equipamentos com diferentes características técnicas para simular vários cenários e comparar os resultados obtidos de cada um.

3.3 Localização e layout da central eólica da Raia

A central da Raia está situada tanto no distrito da Guarda como no de Castelo Branco, regiões pertencentes ao centro de Portugal. Nesta estão incluídos vários sub-parques eólicos, todos eles ligados pelo mesmo ramal à subestação designada Senhora da Povoia.

Dos três sobre-equipamentos, um deles será construído em São Cornélio e os outros dois em Troviscal. Dos dois parques solares, será construído um na Senhora da Povoia e outro em Benespera. A configuração da central eólica da Raia após a adição destes novos sobre-equipamentos e parques solares irá dispor de três ramais principais. Na Figura 2 está assinalada a localização dos diferentes sub-parques, com marcadores vermelhos, pertencentes à central da Raia.

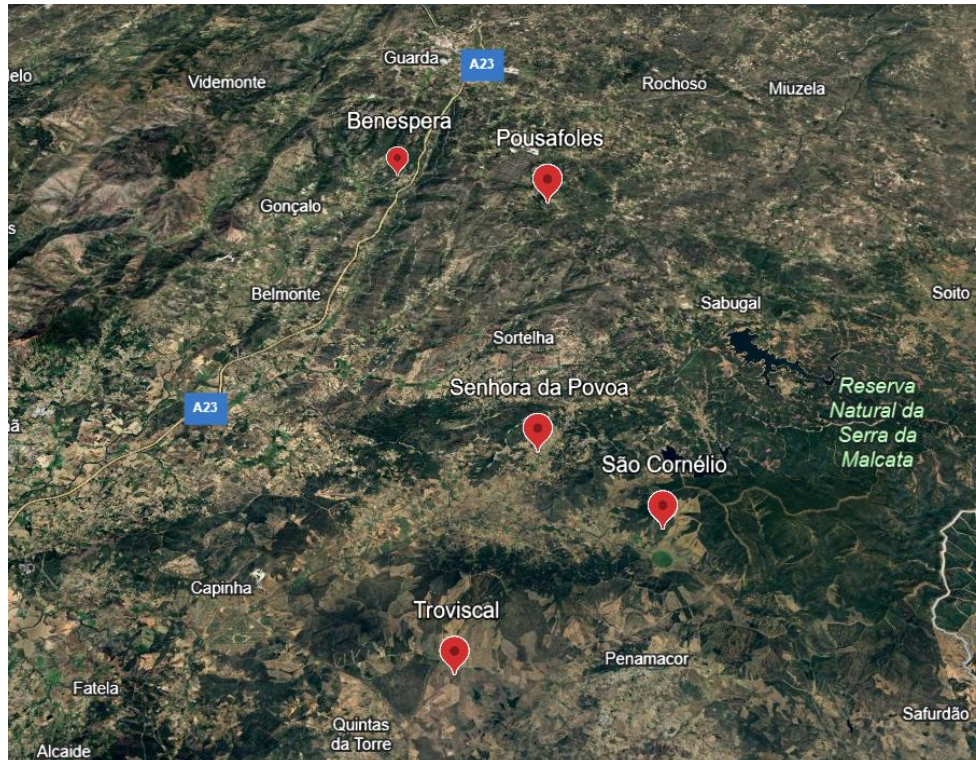


Figura 2 - Localização dos sub-parques da Central da Raia.

Na Figura 3 é possível visualizar a configuração geral da central da Raia tais como as suas interligações. A cinza estão representadas as subestações, a azul os sub-parques eólicos que já faziam parte da central eólica da Raia, a laranja estão apresentados os sobre-equipamentos eólicos que serão adquiridos posteriormente, a cor amarela os dois parques fotovoltaicos que irão integrar a central, e por fim a roxo está representado o armazenamento de baterias que irá também fazer parte, porém é outro projeto em desenvolvimento pela Finerge. A verde está apresentada a estação da Senhora da Povia e todas as conexões à mesma pelas linhas azuis. A potência máxima de injeção na rede são 128,8 MW.

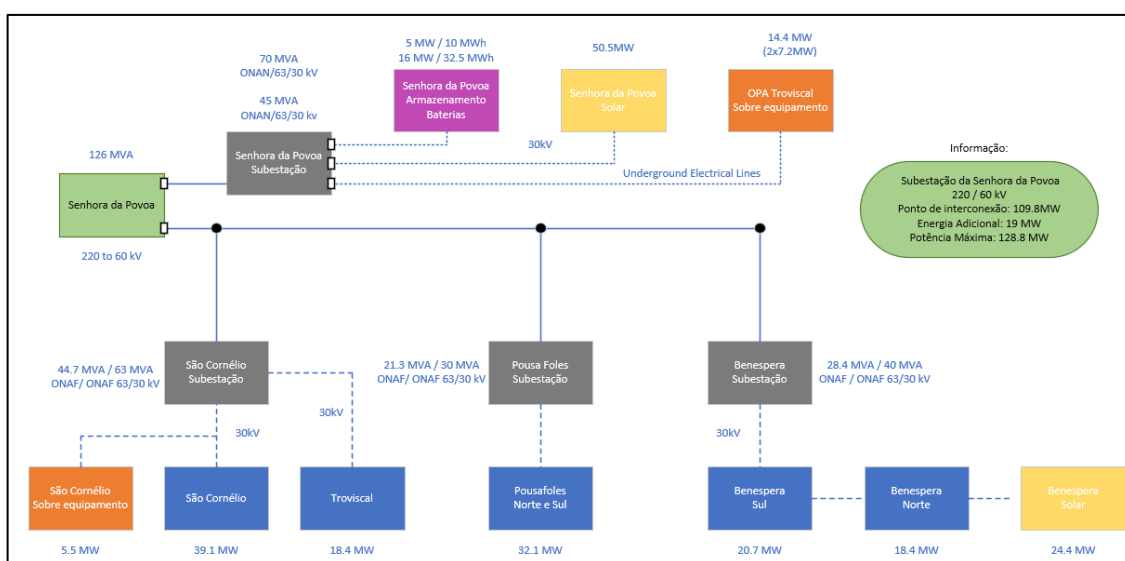


Figura 3 - Layout da Central da Raia com interligação à estação da Senhora da Povia.

As potências de cada sub-parque que estão também descritas na imagem anterior, foram discriminadas para melhor visualização na Tabela 2, que se encontra organizada por sub-parques, o tipo de equipamento que cada um deles contem, e pelas potências instaladas nos mesmos. O armazenamento em baterias não foi aqui discriminado.

Tabela 2 - Potência instalada por sub-parque.

Sub-Parque	Tipo	Potência Instalada (MW)
São Cornélio	Sobre-Equipamento eólico	5,5
São Cornélio	eólico já existente	39,1
Troviscal	eólico já existente	18,4
Pousafoles	eólico já existente	32,1
Benespera	eólico já existente	39,1
Benespera	Solar	24,4

Senhora da Povoá	Solar	50,5
OPA Troviscal	Sobre-Equipamento eólico	14,4

Na totalidade a central possui 223,5 MW de potência instalada, sendo que 128,7 MW pertencem aos sub-parques eólicos já existentes, 19,9 MW serão instalados recorrendo à adição dos três aerogeradores, e os restantes 74,9 MW serão provenientes dos dois parques solares, somando assim um acréscimo total de 94,8 MW de potência instalada á central da Raia.

A análise da produção da central da Raia, nomeadamente dos sub-parques já existentes foi feita pela análise da base de dados em formato Excel fornecida pela Finerge. Foram analisados os anos 2019, 2020, 2021 e 2022, onde para cada sub-parque, continha uma folha exclusiva com dados mensais do contador que se encontra no sub-parque. Os dados estavam dispostos em formato horário de 15 em 15 minutos, como se pode visualizar na Figura 4.

Curvas de Carga								
Instalação		Benespera						
Código	1-1:1.5.0	1-1:5.5.0	1-1:8.5.0	1-1:2.5.0	1-1:7.5.0	1-1:6.5.0		
Grandezas	+A	+Ri	-Rc	-A	-Ri	+Rc		
2019-01-01 00:15:00	50	0	540	0	0	0	V	0
2019-01-01 00:30:00	90	0	560	0	0	0	V	0
2019-01-01 00:45:00	90	0	540	0	0	0	V	0
2019-01-01 01:00:00	90	0	540	0	0	0	V	0
2019-01-01 01:15:00	100	0	510	0	0	0	V	0
2019-01-01 01:30:00	90	0	510	0	0	0	V	0
2019-01-01 01:45:00	100	0	500	0	0	0	V	0
2019-01-01 02:00:00	100	0	510	0	0	0	V	0
2019-01-01 02:15:00	90	0	510	0	0	0	SV	0
2019-01-01 02:30:00	80	0	480	0	0	0	SV	0
2019-01-01 02:45:00	20	0	420	0	0	0	SV	0
2019-01-01 03:00:00	0	0	10	70	270	0	SV	0
2019-01-01 03:15:00	0	0	0	290	60	50	SV	0
2019-01-01 03:30:00	0	0	0	520	0	30	SV	0
2019-01-01 03:45:00	0	0	0	330	140	0	SV	0

Figura 4 - Benespera, amostra de dados.

Na figura anterior, está representada uma amostra de dados do contador, relativamente ao dia um do mês de janeiro de 2019 do sub-parque de Benespera. No próximo capítulo será apresentado o tratamento destes mesmos dados de forma a tornar a análise compatível com os preços horários do mercado ibérico.

Para obtenção dos dados de produção dos três aerogeradores e dos parques solares que virão a ser instalados, foi feita uma simulação de produção desde 2019 até 2022 como se os mesmos já estivessem instalados e operacionais nesses anos. Assim, foi possível o cruzamento de dados

no mesmo período temporal e obter um *curtailment* mais realista da central durante os anos analisados.

3.4 Conclusão

Neste capítulo foi feita a contextualização do projeto, começando pela proposta da Finerge e pela caracterização da central eólica da Raia, onde se pretende implementar a hibridização com três novos aerogeradores e dois parques solares. Esta expansão tem como principal objetivo reduzir a variabilidade da produção renovável, tirando partido da complementaridade entre sol e vento.

Com o aumento da capacidade instalada, surgem também limitações técnicas, nomeadamente o *curtailment*, causado pelo limite máximo permitido de injeção na rede. Este fenómeno tende a agravar-se com os novos três aerogeradores e dois parques solares, o que motivou a proposta de valorização dessa energia excedente através da sua conversão em hidrogénio.

Além da descrição técnica da central, foram também apresentados o formato dos dados fornecidos pela Finerge e a metodologia seguida para identificar os momentos de *curtailment* e construir os cenários de simulação. Esta base de trabalho será fundamental para os próximos capítulos, onde será analisada a viabilidade técnica e económica das soluções propostas.

4. TRATAMENTO DE DADOS E SIMULAÇÃO DA PRODUÇÃO EÓLICA E SOLAR

Este capítulo tem como objetivo demonstrar todo o processo realizado de forma a obter os valores de produção horária dos sub-parques eólicos já existentes, como também o processo de cálculo para obtenção dos valores de produção horários para os dois parques solares e três aerogeradores a instalar.

4.1 Tratamento da Base de Dados

Como já referido anteriormente a Finerge forneceu os dados de produção eólica dos sub-parques já existentes por subestações, de forma individual e mensal para os anos de 2019 a 2022.

De seguida procedeu-se ao tratamento de todos os dados, nomeadamente das subestações de Benespera, Pousafoles, São Cornélio e Troviscal. Também foi fornecido pela Finerge os dados do contador geral da Raia, ou seja, a energia que chega de cada uma dessas subestações ao contador que faz a contagem da energia de injeção na rede, posto isto, conseguiu-se fazer uma verificação, pois a soma da energia proveniente de cada subestação, Benespera, Pousafoles, São Cornélio e Troviscal tem de ser aproximadamente igual á do contador da Raia.

Na Figura 5 é apresentado um exemplo da junção dos dados de todos os contadores, Benespera, Pousafoles e São Cornélio, estando este último junto com Troviscal (os dados da Finerge traziam a contagem da energia destes dois sub-parques juntos).

	A	B	C	D	E	F	G
1		Antigo					
2	Data e hora	Benespera	Pousafoles	São Cornélio_Troviscal	Raia Soma	Raia Contador	Erro (%)
3	Total (kW)	75 992 108	59 028 428	110 644 420	245 664 955	242 191 590	1,434
4	01.01.2022 00:15:00	1 840,000	210,000	0,000	2 050	1 760,000	
5	01.01.2022 00:30:00	1 290,000	120,000	0,000	1 410	1 320,000	
6	01.01.2022 00:45:00	1 100,000	680,000	0,000	1 780	1 680,000	
7	01.01.2022 01:00:00	940,000	770,000	0,000	1 710	1 520,000	
8	01.01.2022 01:15:00	1 280,000	650,000	80,000	2 010	1 960,000	
9	01.01.2022 01:30:00	1 290,000	600,000	160,000	2 050	1 960,000	
10	01.01.2022 01:45:00	1 040,000	650,000	80,000	1 770	1 680,000	
11	01.01.2022 02:00:00	720,000	360,000	160,000	1 240	1 080,000	
12	01.01.2022 02:15:00	400,000	320,000	200,000	920	1 000,000	
13	01.01.2022 02:30:00	200,000	390,000	360,000	950	960,000	
14	01.01.2022 02:45:00	60,000	150,000	920,000	1 130	1 360,000	
15	01.01.2022 03:00:00	0,000	30,000	1 560,000	1 590	1 360,000	
16	01.01.2022 03:15:00	0,000	0,000	1 240,000	1 240	1 240,000	

Figura 5 - Amostragem de dados agrupados e verificação do erro pelo contador geral.

Na figura anterior é possível verificar na linha três da imagem a soma total da energia em kW para cada sub-parque. Na coluna E, foi feita a soma de toda a energia proveniente destes sub-parques e fez-se a comparação com a energia total do contador da Raia presente na coluna F da imagem, de seguida calculou-se o erro relativo percentual sendo o valor da Raia Contador o valor de referência. O erro de 1,434% representa as perdas desde os sub-parques até ao ponto de injeção na rede, porém aqui, se verificássemos um valor de erro relativo percentual fora do normal, por exemplo acima dos 5%, era possível verificar um engano no tratamento e junção de dados dos diferentes contadores. Na Figura 6 apresenta-se um resumo do tratamento de dados dos anos estudados e do cálculo do erro relativo como confirmação.

	2019	2020	2021	2022
Benespera (GW)	88,74	77,31	85,01	75,99
Pousafoles (GW)	67,53	57,80	64,22	59,03
São Cornélio_Troviscal (GW)	126,54	110,55	123,53	110,64
Raia Soma (GW)	282,81	245,66	272,76	245,66
Raia Contador (GW)	278,69	242,09	268,78	242,19
Erro (%)	1,48	1,47	1,48	1,43

Figura 6 – Resumo do tratamento de dados Finerge.

Sabendo previamente que os preços do mercado ibérico, podendo ser descarregados no website da REN (Redes Energéticas Nacionais) ou na plataforma *ISIOS (España: Sistema de Información Del Operador Del Sistema)* pertencente à REE (*Red Eléctrica de España*), dispõem os preços de mercado diário e intradiário de forma horária, transformaram-se assim os dados dispostos de 15 em 15 minutos em dados horários.

Para conversão dos dados dispostos em intervalos de 15 em 15 minutos para dados horários, fez-se a média dos quatro valores em formato de quarto de hora pois sabe-se que correspondem a uma hora.

Na Figura 7 apresenta-se um exemplo para o ano de 2022, onde na coluna O apresentou-se repetida a mesma data e hora por quatro vezes, e na coluna P criou-se uma coluna horaria normal. Para confirmação desta conversão foram comparados todos os valores de produção anual e inclusive o erro relativo, que continuaram exatamente iguais.

O	P	Q	R	S	T	U	V
		75 992 107,5	59 028 427,5	110 644 420,0	245 664 955,0	242 191 590,0	1,434%
hora 4x	hora cheia	Benespera old horário	Pousafoles old horário	São Cornélio old horário	Raia Soma horário	Raia Contador old horario	
2022-01-01 00:00:00	2022-01-01 00:00:00	1 292,5	445,0	0,0	1 737,5	1 570,0	
2022-01-01 00:00:00	2022-01-01 01:00:00	1 082,5	565,0	120,0	1 767,5	1 670,0	
2022-01-01 00:00:00	2022-01-01 02:00:00	165,0	222,5	760,0	1 147,5	1 170,0	
2022-01-01 00:00:00	2022-01-01 03:00:00	12,5	0,0	1 150,0	1 162,5	930,0	
2022-01-01 01:00:00	2022-01-01 04:00:00	697,5	295,0	5 350,0	6 342,5	6 800,0	
2022-01-01 01:00:00	2022-01-01 05:00:00	1 672,5	1 432,5	6 170,0	9 275,0	9 340,0	
2022-01-01 01:00:00	2022-01-01 06:00:00	3 182,5	2 297,5	4 990,0	10 470,0	10 560,0	
2022-01-01 01:00:00	2022-01-01 07:00:00	2 825,0	2 250,0	4 290,0	9 365,0	9 020,0	
2022-01-01 02:00:00	2022-01-01 08:00:00	1 355,0	1 802,5	4 710,0	7 867,5	7 530,0	
2022-01-01 02:00:00	2022-01-01 09:00:00	1 087,5	1 582,5	3 490,0	6 160,0	5 940,0	
2022-01-01 02:00:00	2022-01-01 10:00:00	1 135,0	1 430,0	1 260,0	3 825,0	3 630,0	
2022-01-01 02:00:00	2022-01-01 11:00:00	625,0	995,0	2 020,0	3 640,0	3 400,0	
2022-01-01 03:00:00	2022-01-01 12:00:00	1 402,5	990,0	1 170,0	3 562,5	3 880,0	

Figura 7 - Passagem de intervalos de 15 em 15 minutos para horários.

Para se converter os dados de produção, registados a cada 15 minutos, em valores horários, foi utilizada uma fórmula do Excel apresentada na Figura 8. Sabendo que a coluna B contém os valores de potência (em kW) dispostos de 15 em 15 minutos, enquanto a coluna O guarda os carimbos de tempo desses registos e a coluna P indica a hora cheia correspondente. A fórmula serve para identificar todos os registos da mesma hora cheia, somar os respetivos valores da coluna B e, por fim, multiplicar o total por 0,25. Este fator corresponde a 15 minutos em horas e permite transformar a potência em energia (kWh). Com este método, foi possível organizar os dados por hora, facilitando a análise conjunta com os preços horários da eletricidade.

O	P	Q	R	V
		75 992 107,5	59 028 427,5	1,434%
hora 4x	hora cheia	Benespera old horário	Pousafoles old horário	São C
2022-01-01 00:00:00	2022-01-01 00:00:00	=SOMA.SE(O3:O35043; P3; B4:B35043)*0,25	445,0	
2022-01-01 00:00:00	2022-01-01 01:00:00	1 082,5	565,0	
2022-01-01 00:00:00	2022-01-01 02:00:00	165,0	222,5	
2022-01-01 00:00:00	2022-01-01 03:00:00	12,5	0,0	
2022-01-01 01:00:00	2022-01-01 04:00:00	697,5	295,0	
2022-01-01 01:00:00	2022-01-01 05:00:00	1 672,5	1 432,5	
2022-01-01 01:00:00	2022-01-01 06:00:00	3 182,5	2 297,5	
2022-01-01 01:00:00	2022-01-01 07:00:00	2 825,0	2 250,0	

Figura 8 - Modo de conversão de intervalos de 1/4 de hora para horários.

4.2 Simulação da produção eólica

Para calcular os dados de produção dos três aerogeradores, foram descarregados do *website* da NASA (*National Aeronautics and Space Administration*) os valores da pressão atmosférica ao nível da superfície, velocidade do vento a 10 metros de altura e a temperatura do ar a dois metros de altura, tendo sido fornecido pela Finerge os dados de latitude e longitude para a exata localização dos aerogeradores (NASA, no date). Os valores foram descarregados para os anos de 2019, 2020, 2021 e 2022 para concordância temporal com os valores de produção dos sub-parques já existentes mencionados no subcapítulo anterior.

Para o sobre-equipamento a instalar em São Cornélio foram fornecidas as coordenadas (40,2841; -7,2151) a uma altitude de 709,65 metros. Na Figura 9 está representado um exemplo dos dados retirados para o ano de 2019, os dados estão apresentados com as abreviaturas em inglês, *PS* (*Surface Pressure*), *WS10M* (*Wind Speed at 10 Meters*) e *T2M* (*Temperature at 2 Meters*).

DataHora	PS (kPA)	WS10M (m/s)	T2M (° C)
2019-01-01 00:00:00	94,7	2,52	3,27
2019-01-01 01:00:00	94,72	2,55	2,85
2019-01-01 02:00:00	94,75	2,63	2,35
2019-01-01 03:00:00	94,74	2,7	1,89
2019-01-01 04:00:00	94,71	2,77	1,41
2019-01-01 05:00:00	94,69	2,9	0,9
2019-01-01 06:00:00	94,71	2,99	0,52
2019-01-01 07:00:00	94,74	3,08	0,25
2019-01-01 08:00:00	94,78	2,96	1,39
2019-01-01 09:00:00	94,82	2,48	5,55
2019-01-01 10:00:00	94,84	3,03	8,44

Figura 9 – Amostra dos dados retirados da NASA.

O modelo do aerogerador bem como a sua ficha técnica foram fornecidos pela Finerge (por motivos de confidencialidade não é possível partilhar todos os dados técnicos fornecidos), o aerogerador trata-se de uma máquina Enercon E160 EP5 E3, rotor com 160 metros de diâmetro, a qual possui uma potência nominal de 5,56 MW e o *hub* encontra-se a uma altura de 120 metros em relação ao solo.

As fichas técnicas da Finerge fornecem os dados de produção do aerogerador com base no cruzamento entre velocidade do vento e densidade. Para isso, corrigiram-se os dados da NASA devido à altura do *hub* estar a 120 metros e os dados de vento a 10 metros.

Para o cálculo da velocidade a 120 metros foi utilizada a equação (4-1), na qual V_z é a velocidade à altitude que se pretende calcular em (m/s), V_{10} é a velocidade do vento a 10 metros em (m/s), z é a altura do *hub* em metros, h_{10} é a altura de 10 metros dos dados de vento referência e α

é o valor típico de rugosidade, onde aqui foi usado 0,16 sendo o valor típico e aconselhado pela Finerge para a localização em análise.

$$V_z = V_{10} \times \left(\frac{z}{h_{10}} \right)^\alpha \quad (4-1)$$

Para calcular a densidade primeiro corrigiu-se também a temperatura recorrendo à equação (4-2), onde T_z é a temperatura a 120 metros em Kelvin, T_0 é a temperatura medida a 2 metros em Kelvin, L é o gradiente adiabático padrão em K/m e h é a altura do *hub* em metros.

$$T_z = T_0 - L \times h \quad (4-2)$$

De seguida procedeu-se ao cálculo da densidade, como foi possível a descarga dos dados relativos à pressão da superfície e à elevação do local não foi necessário o cálculo da pressão absoluta com base na fórmula barométrica.

Posto isto, com a equação (4-3) na qual a densidade ρ é expressa em kg/m³, P é a pressão absoluta em Pa, M é a massa molar do ar seco, em kg/mol, R é a constante dos gases ideais, em J/(mol.k) e T_z é a temperatura, em K neste caso já com a correção feita anteriormente.

$$\rho = P \times \frac{M}{R \times T_z} \quad (4-3)$$

Apos os cálculos da densidade e velocidade do vento efetuados foi possível no Excel cruzar esses valores e obter dados de produção.

A Finerge forneceu também as fichas técnicas em modelo de tabela onde com a entrada de dados de velocidade e densidade é obtido o valor de produção para cada momento, recorrendo a interpolação quando não são encontrados os valores exatos. Todo este processo foi repetido para os outros dois aerogeradores, porém a localização era diferente, coordenadas (40,358; -7,1595). Trata-se de dois aerogeradores Vestas V172, com 7,2 MW de potência nominal, 114 metros de altura do *hub* e 172 metros de diâmetro a instalar no sub-parque do Troviscal na serra da OPA. Na Figura 10 consta uma amostra de todo o processo de cálculo anteriormente descrito utilizando as fórmulas apresentadas anteriormente.

DataHora	DADOS PARA VESTAS						DADOS PARA ENERCON					
	PS	WS 10M	T 2M	vento 114m	temp 114m	densidade 114m	PS	WS10M	T2M	vento 120m	temp 120m	densidade 120m
2019-01-01 00:00:00	93,96	2	4,23	2,952125199	3,502	1,183182037	94,7	2,52	3,27	3,750330485	2,503	1,19682218
2019-01-01 01:00:00	93,97	2,03	3,98	2,996407077	3,252	1,184378239	94,72	2,55	2,85	3,794977277	2,083	1,198901653
2019-01-01 02:00:00	93,99	2,12	3,58	3,129252711	2,852	1,186347158	94,75	2,63	2,35	3,914035387	1,583	1,201464004
2019-01-01 03:00:00	93,97	2,21	3,14	3,262098345	2,412	1,187988598	94,74	2,7	1,89	4,018211234	1,123	1,203352036
2019-01-01 04:00:00	93,95	2,34	2,59	3,453986483	1,862	1,190111121	94,71	2,77	1,41	4,122387081	0,643	1,205079975
2019-01-01 05:00:00	93,93	2,5	1,98	3,690156499	1,252	1,192502844	94,69	2,9	0,9	4,315856511	0,133	1,207073939
2019-01-01 06:00:00	93,94	2,58	1,67	3,808241507	0,942	1,193978673	94,71	2,99	0,52	4,449796885	-0,247	1,20901002
2019-01-01 07:00:00	93,97	2,58	1,62	3,808241507	0,892	1,194577889	94,74	3,08	0,25	4,58373726	-0,517	1,210590695
2019-01-01 08:00:00	94,01	2,49	2,63	3,675395873	1,902	1,190697986	94,78	2,96	1,39	4,405150094	0,623	1,206058748
2019-01-01 09:00:00	94,05	2,11	5,9	3,114492085	5,172	1,177209171	94,82	2,48	5,55	3,69080143	4,783	1,188508274
2019-01-01 10:00:00	94,07	2,72	8,22	4,014890271	7,492	1,167725733	94,84	3,03	8,44	4,509325941	7,673	1,176525229
2019-01-01 11:00:00	94,04	2,64	9,56	3,896805263	8,832	1,16180598	94,81	2,46	10,42	3,661036902	9,653	1,16791842
2019-01-01 12:00:00	93,99	2,77	11,04	4,088693401	10,312	1,155125513	94,75	2,15	12,76	3,199686723	11,993	1,157600958
2019-01-01 13:00:00	93,95	3,03	12,09	4,472469676	11,362	1,150372707	94,71	2,1	14,61	3,125275404	13,843	1,149653342
2019-01-01 14:00:00	93,95	3,1	11,84	4,575794058	11,112	1,151384426	94,71	2,17	14,43	3,229451251	13,663	1,150374849

Figura 10 - Amostra dados cálculo eólico.

Com os dados de vento e densidade recalculados para as alturas de cada máquina foram cruzados esses dados, de acordo com as tabelas de produção de cada ficha técnica do respetivo aerogerador, interpolando os valores caso não seja encontrado os valores exatos de densidade e velocidade.

Na Figura 11 está apresentada uma tabela com as produções de cada máquina bem como as horas equivalentes. Como na serra da OPA serão instaladas duas máquinas foi calculada a produção para uma máquina VESTAS e posteriormente multiplicado por dois (a localização de cada máquina não foi fornecida individualmente).

Aerogerador	VESTAS (2 X 7,2 MW)				ENERCON (5,56 MW)			
	2019	2020	2021	2022	2019	2020	2021	2022
Produção (GW)	33,32	28,89	29,67	29,92	13,42	11,70	11,87	11,95
Horas equivalentes (h)	2314,04	2006,26	2060,55	2078,07	2414,43	2104,08	2134,23	2148,58

Figura 11 -Resumo da produção anual e horas equivalentes dos três aerogeradores.

Verifica-se que o ano de 2019 se apresentou como melhor ano de produção eólica dos quatro anos estudados, contudo os restantes anos apresentam valores muito próximos de produção e horas equivalentes. Após revisão destes valores com o Engenheiro Celso Xavier, orientador pela parte da Finerge, a média esperada de horas equivalentes é na casa das 2400 horas pelos estudos da empresa, o que levou à conclusão de que para os anos de 2020 até 2022 a simulação subestimou a produção.

4.3 Simulação da produção fotovoltaica

Após conclusão da simulação eólica seguiu-se para a simulação dos dois parques fotovoltaicos a serem instalados, mais concretamente em Benespera com potência instalada de 24,4 MWp e na Senhora da Pova de 50,5 MWp.

A simulação da produção fotovoltaica teve como base um ficheiro Excel fornecido pela Finerge, no qual consta uma série temporal de dados climáticos fornecidos pela empresa Solargis no formato T5min_15, resolução de 15 minutos para a localização do parque fotovoltaico da Senhora da Póvoa, Figura 12. Como não foi fornecida a localização exata do parque fotovoltaico de Benespera, e devido à proximidade geográfica dos dois parques transmitida pela Finerge, a simulação do parque de Benespera adotou estes mesmos valores que foram fornecidos para o parque da Senhora da Póvoa.

Solargis						
Date	Time	GHI	DNI	DIF	GTI W/m2	TEMP
31.12.2018	23:52:00	0	0	0	0	4,5
01.01.2019	00:07:00	0	0	0	0	4,5
01.01.2019	00:22:00	0	0	0	0	4,4
01.01.2019	00:37:00	0	0	0	0	4,3
01.01.2019	00:52:00	0	0	0	0	4,2
01.01.2019	01:07:00	0	0	0	0	4,2
01.01.2019	01:22:00	0	0	0	0	4,1
01.01.2019	01:37:00	0	0	0	0	4
01.01.2019	01:52:00	0	0	0	0	4
01.01.2019	02:07:00	0	0	0	0	3,9
01.01.2019	02:22:00	0	0	0	0	3,8

Figura 12 - Exemplo dos Dados Solargis

Entre as variáveis disponíveis *GHI* (*Global Horizontal Irradiance*), *DNI* (*Direct Normal Irradiance*), *DIF* (*Diffuse Horizontal Irradiance*) e *GTI* (*Global Tilted Irradiance*), optou-se por utilizar diretamente o *GTI*, devido a este representar a radiação solar total incidente no plano inclinado dos módulos, acoplando já as componentes direta, difusa e refletida de acordo com a inclinação e orientação da instalação. Assim, foi possível evitar a adoção de modelos de transposição, assegurando maior fidelidade aos dados processados pela própria Solargis. Contudo, como o objetivo passa por cruzar dados de produção com preços de mercado em formato horário, o valor de *GTI* em intervalos de 15 em 15 minutos foi convertido para médias horárias previamente ao cálculo da produção, como forma de simplificar o processo, Figura 13. A passagem de formato de 15 em 15 minutos foi feita de igual forma à explicada no subcapítulo 4.1.

Data	Hora 4x	Hora a hora	GTI (kWh/m2)
2018-12-31 23:52:00	2018-12-31 23:00:00	2018-12-31 23:00:00	0
2019-01-01 00:07:00	2019-01-01 00:00:00	2019-01-01 00:00:00	0
2019-01-01 00:22:00	2019-01-01 00:00:00	2019-01-01 01:00:00	0
2019-01-01 00:37:00	2019-01-01 00:00:00	2019-01-01 02:00:00	0
2019-01-01 00:52:00	2019-01-01 00:00:00	2019-01-01 03:00:00	0
2019-01-01 01:07:00	2019-01-01 01:00:00	2019-01-01 04:00:00	0
2019-01-01 01:22:00	2019-01-01 01:00:00	2019-01-01 05:00:00	0
2019-01-01 01:37:00	2019-01-01 01:00:00	2019-01-01 06:00:00	0
2019-01-01 01:52:00	2019-01-01 01:00:00	2019-01-01 07:00:00	0,0065
2019-01-01 02:07:00	2019-01-01 02:00:00	2019-01-01 08:00:00	0,21225
2019-01-01 02:22:00	2019-01-01 02:00:00	2019-01-01 09:00:00	0,50125
2019-01-01 02:37:00	2019-01-01 02:00:00	2019-01-01 10:00:00	0,696
2019-01-01 02:52:00	2019-01-01 02:00:00	2019-01-01 11:00:00	0,81925
2019-01-01 03:07:00	2019-01-01 03:00:00	2019-01-01 12:00:00	0,8625
2019-01-01 03:22:00	2019-01-01 03:00:00	2019-01-01 13:00:00	0,82425
2019-01-01 03:37:00	2019-01-01 03:00:00	2019-01-01 14:00:00	0,70675
2019-01-01 03:52:00	2019-01-01 03:00:00	2019-01-01 15:00:00	0,5175

Figura 13 - Passagem GTI para horário.

Esta abordagem introduz um erro que foi posteriormente suavizado com o auxílio de um estudo da empresa MEGAJOULE fornecido pela Finerge para a central fotovoltaica em estudo. Com base nas horas equivalentes de produção do resultado da MEGAJOULE e com a simulação prévia realizada, foi calculado um fator de correção multiplicado depois o mesmo por toda a produção calculada na simulação.

Tendo em conta que os dados da Solargis estavam disponíveis apenas até 30 de junho de 2022, e por forma a manter a consistência do modelo, optou-se por preencher o segundo semestre de 2022 com a média climatológica dos segundos semestres de 2019, 2020 e 2021 obtidos para a mesma localização, resolução e base de dados da Solargis.

A simulação de produção fotovoltaica iniciou-se pelo cálculo do número de módulos fotovoltaicos recorrendo á equação (4-4) onde N representa o número de módulos necessários a instalar, P_{inst} é a potência total instalada e $P_{módulo}$ é potência de pico de cada módulo. Sabendo que cada módulo possui 550 Wp e que a potência instalada da central, por exemplo de Benespera, é de 24,4 MW, serão necessários 44 364 módulos.

$$N = \frac{P_{inst}}{P_{módulo}} \quad (4-4)$$

Com os dados horários de GTI e as restantes características de cada módulo foi possível calcular a produção por painel de forma horária recorrendo á equação (4-5), onde $E_{módulo}$ representa a energia elétrica produzida por um painel numa hora, em kWh, GTI_h é a irradiação solar no plano inclinado durante uma hora, em Wh/m², $A_{módulo}$ é a área de cada módulo do painel solar, em m², com o valor de 2,6, $\eta_{módulo}$ é a eficiência do painel solar, unidade adimensionale igual a 21,2%, PR (*Performance Ratio*) é a eficiência global do sistema, adimensional, igual a 84,5%.

Este valor foi fornecido pela Finerge de um estudo realizado pela empresa MEGAJOULE para o parque em questão, onde engloba todas as perdas relacionadas às diversas variáveis existentes.

$$E_{módulo} = GTI_h \times A_{módulo} \times \eta_{módulo} \times PR \quad (4-5)$$

Para o cálculo da energia total produzida foi utilizada a equação (4-6), em que E_{total} é a energia total produzida pelo parque, em kWh, $E_{módulo}$ é a soma da energia produzida por cada módulo numa hora ao longo do ano, em kWh e N é o número de painéis.

$$E_{total} = E_{módulo} \times N \quad (4-6)$$

Seguindo este processo para os anos de 2019, 2020, 2021 e 2022 foi então possível calcular a energia total produzida pela hibridização. Na Figura 14, apresenta-se um resumo com os valores de produção e horas equivalentes para cada ano.

Ano	2019	2020	2021	2022
Produção (GW)	131,06	124,08	128,43	127,43
Horas Equivalentes (h)	1749,81	1656,67	1714,74	1701,30

Figura 14 - Produção hibridização.

Tendo em conta o estudo da MEGAJOULE, era espectável no primeiro ano um valor de 1980 horas equivalentes com uma degradação anual de 0,55%. Com base nestes dados foi calculado um fator de correção. Na Figura 15, apresenta-se um quadro resumo com esse dado. Após o cálculo deste mesmo fator de correção, multiplicou-se o mesmo pela produção horária com o intuito de corrigir a produção e assim obtendo-se as mesmas horas equivalentes de produção da MEGAJOULE.

Ano	2019	2020	2021	2022
Produção (GW)	131,06	124,08	128,43	127,43
Horas Equivalentes (h)	1 749,81	1 656,67	1 714,74	1 701,30
Horas Equivalentes (h) MEGAJOULE	1 980,00	1 969,11	1 958,28	1 947,51
Fator correção	1,1315	1,1886	1,1420	1,1447
Produção Total Corrigida (GW)	148,30	147,49	146,68	145,87

Figura 15 - Resumo fator correção MEGAJOULE.

4.4 Quantificação da energia produzida e *curtailment*

Concluídas as simulações de produção para os sobre-equipamentos e para os parques fotovoltaicos da central da Raia, foi então possível quantificar o *curtailment*.

Para cada ano analisado, de forma horária, somaram-se todos os valores de produção da central da Raia, a produção eólica que já estava instalada, mais a produção dos três aerogeradores novos e dos parques solares.

Sabendo que o limite máximo de energia injetada na rede não pode superar os 128 MW, foi feita uma verificação horária para cada ano dos momentos em que isso realmente acontecia e foi ainda calculada a energia desperdiçada nesses momentos.

Na Figura 16 está presente um quadro resumo onde é possível visualizar cada produção anual detalhada por sub-parque, no fim é ainda apresentado o valor total de energia produzido da central da Raia, as horas equivalentes e o *curtailment*.

O *curtailment* apresentou um valor máximo de 10,4 GW para o ano de 2019 e muito próximo em 2021, com 10,3 GW. Pelos dados é possível observar que foram bons anos de produção eólica comparando com 2020 e 2022.

Ano	Old Wind Farm			Sobre Equipamento		Solar	Resumo da Central		
	Benespera	Pousafoles	São Cornélio	OPA Troviscal	São Cornélio	Sra.Povoa e Benespera	Total (GW)	Horas equivalentes	Curtailment (GW)
2019 (GW)	88,7	67,5	126,5	33,3	13,4	148,3	477,9	2 137,5	10,4
2020 (GW)	77,1	57,7	110,4	28,8	11,7	147,4	432,9	1 936,6	9,7
2021 (GW)	85,0	64,2	123,5	29,7	11,9	146,7	461,0	2 062,0	10,3
2022 (GW)	76,0	59,0	110,6	29,9	11,9	145,9	433,4	1 938,6	7,9

Figura 16 - Quantificação da energia produzida por sub-parques.

Na Figura 17, Figura 18, Figura 19 e Figura 20 estão apresentados respetivamente os valores de produção da central da Raia na ausência de sobre-equipamentos e hibridização, exclusivamente dos sobre-equipamentos, dos parques fotovoltaicos também de forma independente e por último da central da Raia englobando tudo. Todos estes valores são respetivos ao ano de 2021.

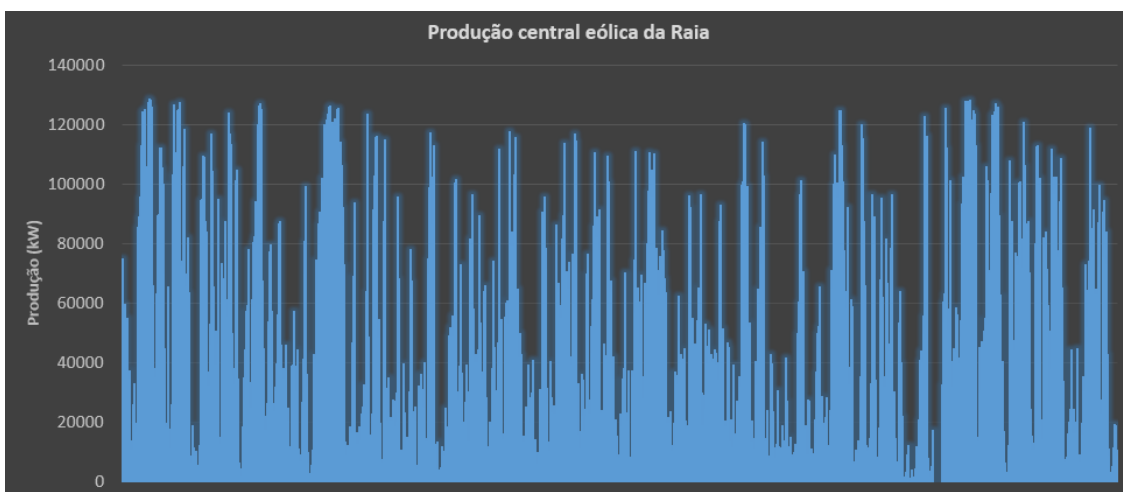


Figura 17 - Produção eólica da central da Raia para 2021.

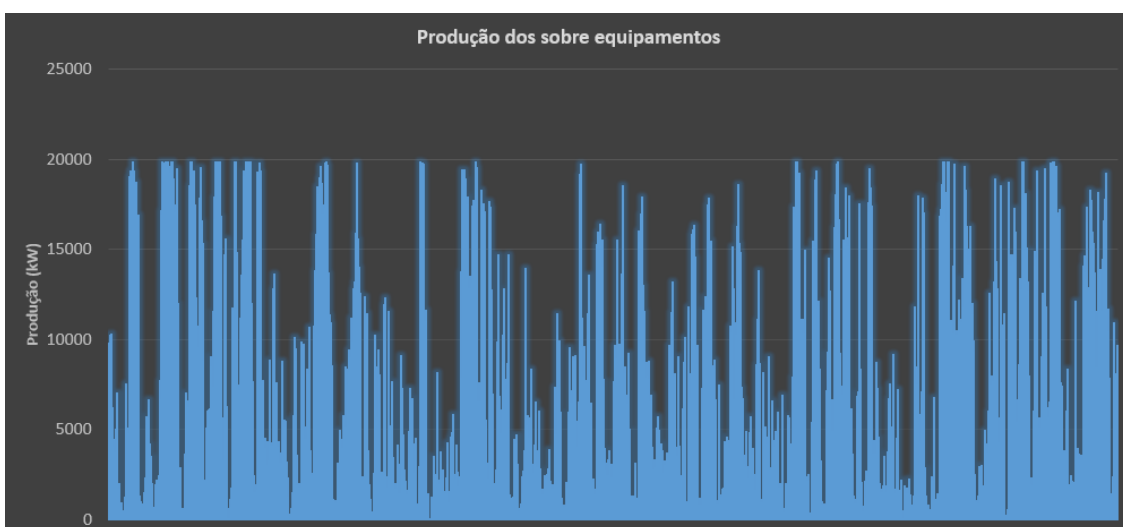


Figura 18 - Produção dos três novos aerogeradores para 2021.

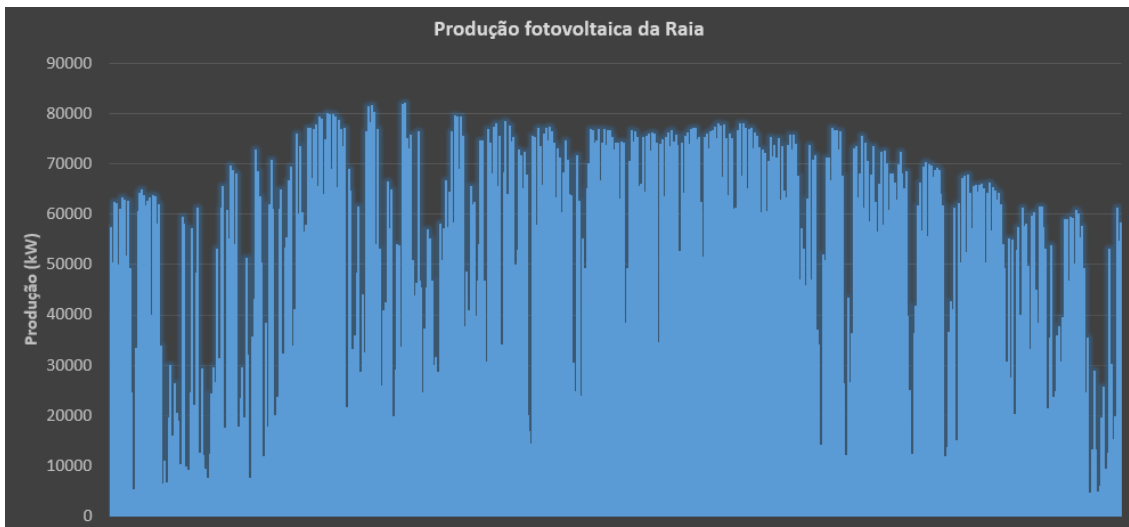


Figura 19 - Produção fotovoltaica na central da Raia para 2021.

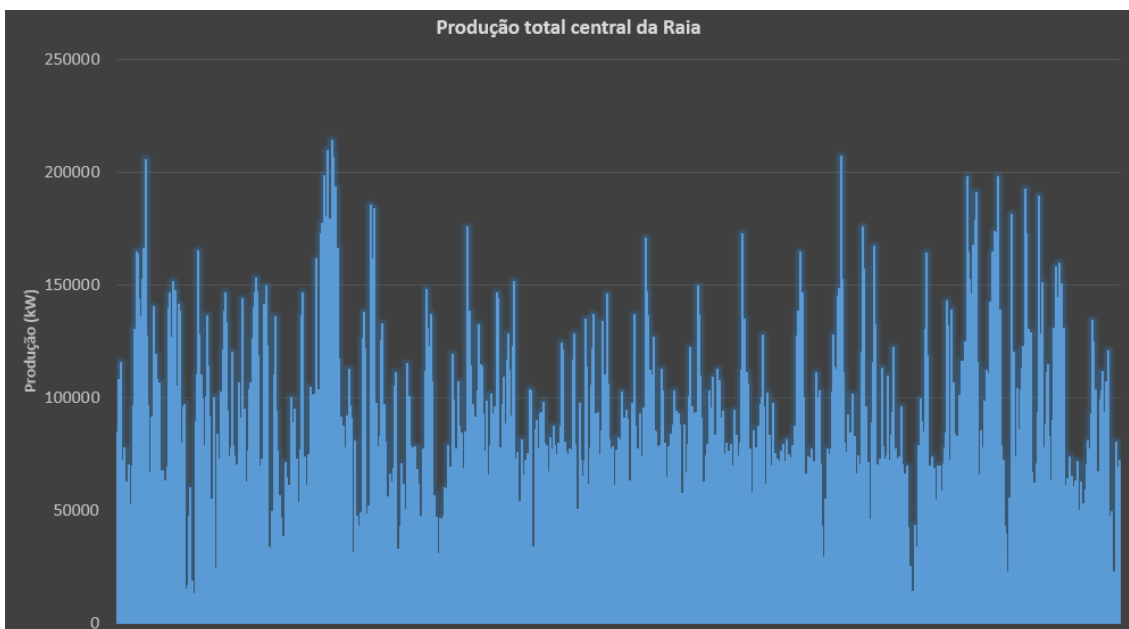


Figura 20 - Produção total central da Raia para 2021.

4.5 Conclusão

Através do tratamento dos dados fornecidos pela Finerge e das simulações realizadas para estimar a produção, foi possível obter os perfis horários de produção dos sub-parques eólicos existentes, dos três novos aerogeradores e dos dois parques fotovoltaicos a instalar. Para tal, recorreu-se a dados meteorológicos e técnicos reais, bem como a correções e interpolações baseadas nas características específicas de cada equipamento e localização. Este processo assegurou uma estimativa realista da produção da central da Raia ao longo dos anos analisados.

Com base nas produções totais simuladas, foi identificada a ocorrência de *curtailment* sempre que a soma da produção horária ultrapassava o limite de injeção na rede (128,8 MW). Este fenómeno revelou-se mais significativo em anos de maior produtividade eólica, pois verificou-se que a produção solar se apresentou com valores anuais mais estáveis e que a eólica apresentou maior variabilidade anual, atingindo-se assim valores de *curtailment* superiores a 10 GWh/ano. Estes resultados reforçam a relevância de soluções de armazenamento ou reconversão energética para minimizar desperdícios e melhorar a eficiência do sistema.

5. PRODUÇÃO E RECONVERSÃO DO HIDROGÉNIO

Neste capítulo é descrito todo o método de simulação de produção de hidrogénio, com o intuito de demonstrar o caminho lógico percorrido, desde o início até ao modelo final.

Para melhor enquadramento é feita uma breve apresentação ao Mercado Ibérico de Eletricidade.

5.1 Mercado Ibérico de Eletricidade

O Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) reflete a cooperação entre Portugal e Espanha com o intuito de criar um espaço único de comercialização de eletricidade entre os dois países. Assim, é facilitada a negociação de energia elétrica de forma transparente e competitiva, permitindo que os preços se baseiem na lei da oferta e procura a cada hora do dia (MIBEL, no date).

O órgão responsável pela gestão do mercado diário e intradiário é o Operador do Mercado Ibérico de Eletricidade (OMIE), que recolhe e cruza as ofertas de compra e venda de eletricidade e assim define o preço para cada hora do dia seguinte.

Em Portugal, a REN assegura o funcionamento seguro e equilibrado do sistema elétrico português, gerindo a rede de transporte de alta tensão. O setor possui ainda um regulador, que inclui a definição de regras, tarifas e condições de acesso. Em Portugal estas funções encontram-se ao encargo da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), que atua como entidade independente.

De forma similar a Portugal, em Espanha funções equivalentes são desempenhadas *pela Red Eléctrica de España (REE)*, como operador de rede, e pelo *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)*, como regulador (ERSE, no date; MIBEL, no date; REN, no date).

A existência do MIBEL traz vantagens significativas, como o aproveitamento mais eficiente das interligações entre países, a integração de energias renováveis e uma maior competitividade de preços na perspetiva de beneficiar os consumidores de ambos os países, garantindo o acesso a todos os interessados condições de igualdade, transparência e objetividade (MIBEL, no date).

5.2 Serviços de Sistema

Para garantir o equilíbrio entre a produção e o consumo de eletricidade, o Gestor Global do Sistema (GGS) recorre a quatro tipos de reserva.

A reserva de regulação primária é a primeira a atuar, ajustando automaticamente a potência dos grupos geradores em resposta a desvios de frequência, com uma resposta que se inicia em 15 segundos. Segue-se a reserva de restabelecimento da frequência com ativação automática (aFRR), que entra em ação até 30 segundos após uma perturbação e colabora na correção de desvios de frequência ou de intercâmbio de energia. Quando estas reservas são insuficientes, é ativada a reserva com ativação manual (mFRR), que permite reforçar a potência disponível num prazo máximo de 12,5 minutos. Por fim, a reserva de reposição (RR) assegura a reposição das reservas anteriores e a continuidade segura do sistema, sendo ativada com uma antecedência de 30 minutos para o próximo período de operação (REN, no date).

No presente projeto será analisada a possibilidade do uso de motores de combustão interna alimentados exclusivamente a hidrogénio, poderem realizar este tipo de serviços, mais concretamente serviços de Reserva de Restabelecimento da Frequência com ativação automática (aFRR).

Atualmente a fabricante MTU, já dispõem de soluções para motores a diesel, gás e inclusive gás com misturas de hidrogénio, que poderão ser estudadas para efetuar este tipo de serviços. Motores alimentados a 100% hidrogénio idênticos a este tipo de soluções estão previstos integrar o mercado ainda este ano (MTU, no date; MTU NEWS, no date).

A MTU apresenta soluções como motores a diesel e a gás onde o motor é acoplado por uma embraiagem eletromagnética a uma máquina síncrona, embora a versão alimentada exclusivamente a hidrogénio já tenha sido testada com sucesso e esteja prevista para comercialização ainda este ano como dito anteriormente. Este tipo de soluções permite a queima de combustível para produzir energia elétrica.

Será testado um motor para a prestação de serviços de sistema, nomeadamente a regulação secundária (aFRR). Supondo que o motor tem uma potência nominal de 2 MW, é possível oferecer uma banda de subida de 1 MW. Se o serviço for ativado, o motor que se encontra em operação a 50% da carga, ou seja, a fornecer 1 MW à rede, consegue atingir os 100% da carga (2 MW) em menos de um minuto.

Deste modo, cumpre-se o requisito de resposta inicial em até 30 segundos após o sinal do AGC (*Automatic Generation Control*), ou seja, em 30 segundos a potência fornecida pelo motor já aumentou, bem como o objetivo de estabilização do sistema em até 5 minutos. A resposta do motor é, portanto, compatível com os critérios técnicos exigidos para o serviço de regulação secundária. Adicionalmente, por este ser capaz de modular a potência de forma automática e contínua, o motor contribui com inércia ativa para a estabilização da rede.

5.3 Considerações iniciais

No âmbito deste projeto, foi escolhido um ano de produção de energia da central da Raia para análise como forma de simplificar o tamanho dos ficheiros em Excel e também o poder

informático de processamento necessário, devido aos dados estarem dispostos em formato horário, o que se traduz em muitas linhas no próprio Excel. O ano escolhido foi o de 2021 pois apresentou um bom ano de produção, 461 GW, e também como um bom ano de *curtailment*, 10,3 GW.

De seguida foram retirados os preços do mercado diário de eletricidade da *Electricity System Information and Operation System (ESIOS) (ESIOS, no date)*, plataforma oficial que disponibiliza os dados sobre o sistema elétrico espanhol, português e até de outros países.

Foi decido não retirar os preços de mercado relativos ao ano de 2021 devido ao facto de nos finais de 2019 e inícios de 2020 ter ocorrido a pandemia do Covid 19, e nos fins de 2021 e inícios de 2022 ter-se iniciado o conflito da invasão da Ucrânia pela Rússia, o que destabilizou os preços no mercado da energia elétrica. Optou-se então, por retirar os preços de mercado relativo ao ano de 2024, dado ser o ano mais próximo do momento de realização deste projeto e o conflito mencionado anteriormente já não possuir tanto ou nenhum impacto no mercado em causa. Na Figura 21, está disponibilizado uma amostra do conteúdo descarregado em formato Excel diretamente do website da *ESIOS* para o ano de 2024.

	A	B	C	D	E	F
1	id	name	geoid	geoname	value [€/MWh]	datetime
2	600	Precio mercado SPOT Diario Portugal	1	Portugal	50.09	2024-01-01T01:00:00+01:00
3	600	Precio mercado SPOT Diario Portugal	1	Portugal	47.5	2024-01-01T02:00:00+01:00
4	600	Precio mercado SPOT Diario Portugal	1	Portugal	43.5	2024-01-01T03:00:00+01:00
5	600	Precio mercado SPOT Diario Portugal	1	Portugal	42.5	2024-01-01T04:00:00+01:00
6	600	Precio mercado SPOT Diario Portugal	1	Portugal	42.09	2024-01-01T05:00:00+01:00
7	600	Precio mercado SPOT Diario Portugal	1	Portugal	42.5	2024-01-01T06:00:00+01:00
8	600	Precio mercado SPOT Diario Portugal	1	Portugal	42.59	2024-01-01T07:00:00+01:00
9	600	Precio mercado SPOT Diario Portugal	1	Portugal	43.37	2024-01-01T08:00:00+01:00
10	600	Precio mercado SPOT Diario Portugal	1	Portugal	42.29	2024-01-01T09:00:00+01:00
11	600	Precio mercado SPOT Diario Portugal	1	Portugal	35.61	2024-01-01T10:00:00+01:00
12	600	Precio mercado SPOT Diario Portugal	1	Portugal	29.8	2024-01-01T11:00:00+01:00
13	600	Precio mercado SPOT Diario Portugal	1	Portugal	3.2	2024-01-01T12:00:00+01:00
14	600	Precio mercado SPOT Diario Portugal	1	Portugal	2.06	2024-01-01T13:00:00+01:00

Figura 21 - Amostra de dados descarregados no website da ESIOS.

Na Figura 22, é possível visualizar a variação dos preços horários da energia elétrica, em €/MWh, ao longo do ano de 2024 onde se percebe a volatilidade do mercado em causa. Para melhor percepção da variabilidade dos preços, é apresentada na Figura 23, Figura 24, Figura 25 e Figura 26, os gráficos mensais do mês de janeiro, abril, julho e outubro respetivamente, representando assim um mês típico das quatro estações do ano.

DESDE EL 01-01-2024 A LAS 00:00 HASTA EL 31-12-2024 A LAS 23:55 AGRUPADOS POR HORA

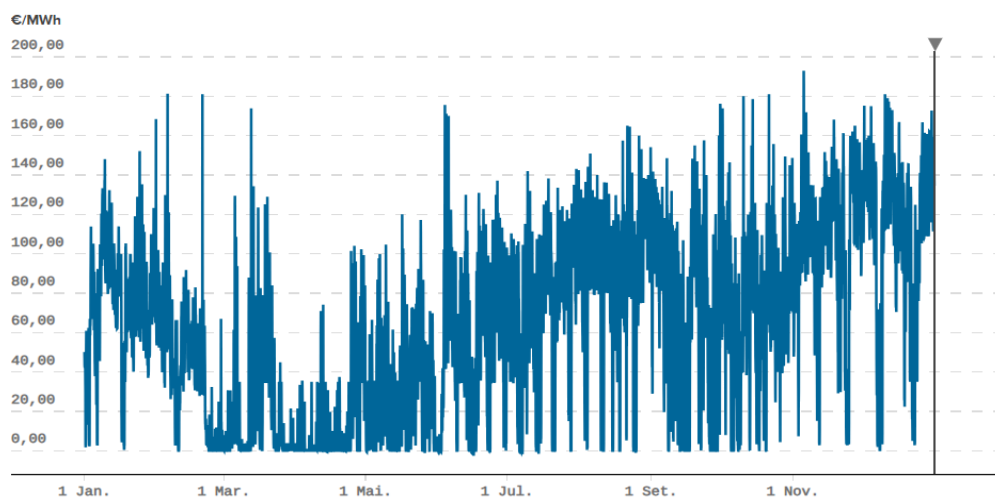


Figura 22 - Valores do preço da eletricidade ao longo de 2024.

DESDE EL 01-01-2024 A LAS 00:00 HASTA EL 31-01-2024 A LAS 23:55 AGRUPADOS POR HORA

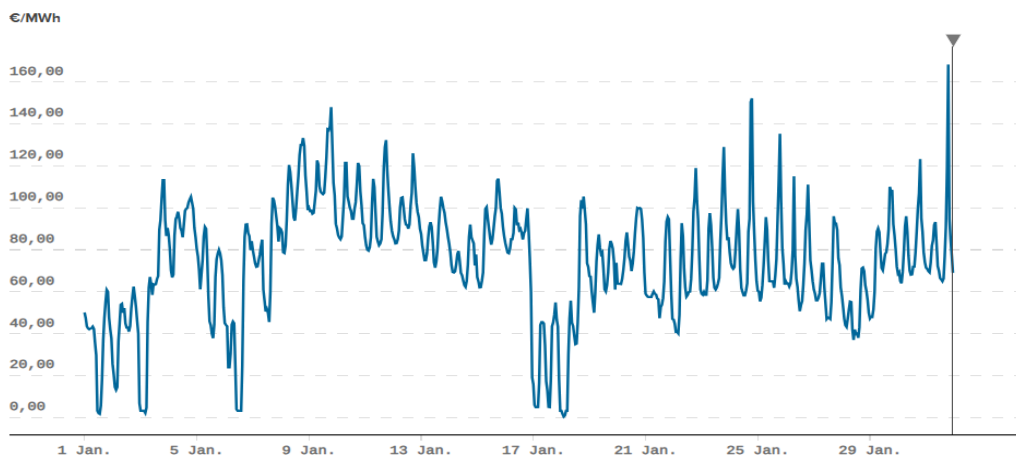


Figura 23 - Preços da eletricidade do mês de janeiro de 2024.

DESDE EL 01-04-2024 A LAS 00:00 HASTA EL 30-04-2024 A LAS 23:55 AGRUPADOS POR HORA

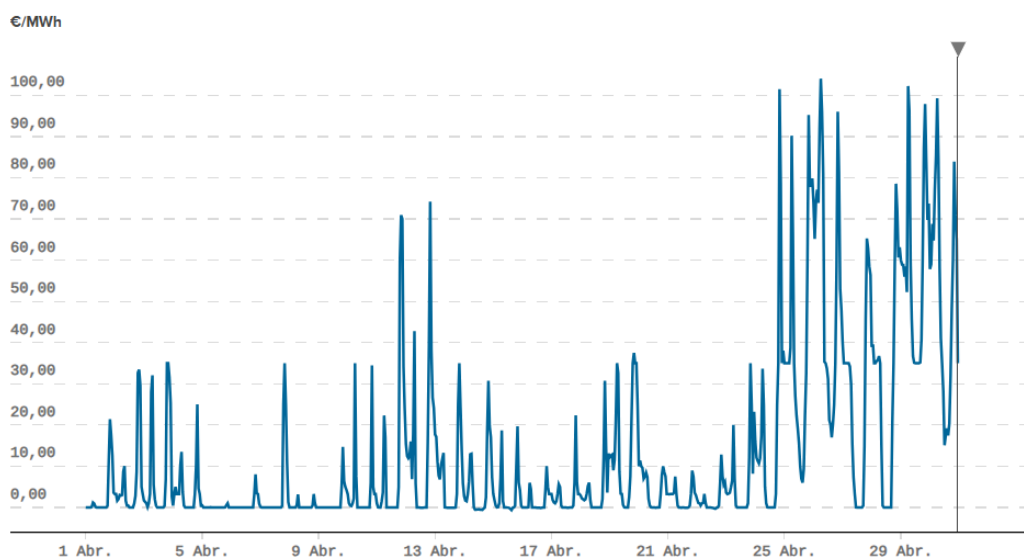


Figura 24 - Preços da eletricidade do mês de abril de 2024.

DESDE EL 01-07-2024 A LAS 00:00 HASTA EL 31-07-2024 A LAS 23:55 AGRUPADOS POR HORA

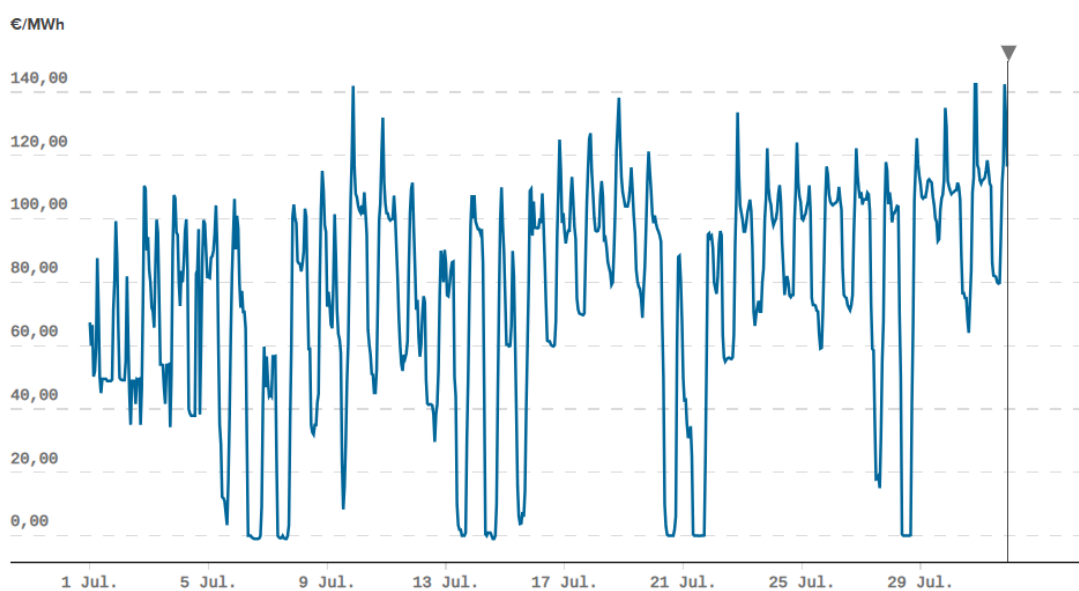


Figura 25 - Preços da eletricidade do mês de julho de 2024.

DESDE EL 01-10-2024 A LAS 00:00 HASTA EL 31-10-2024 A LAS 23:55 AGRUPADOS POR HORA

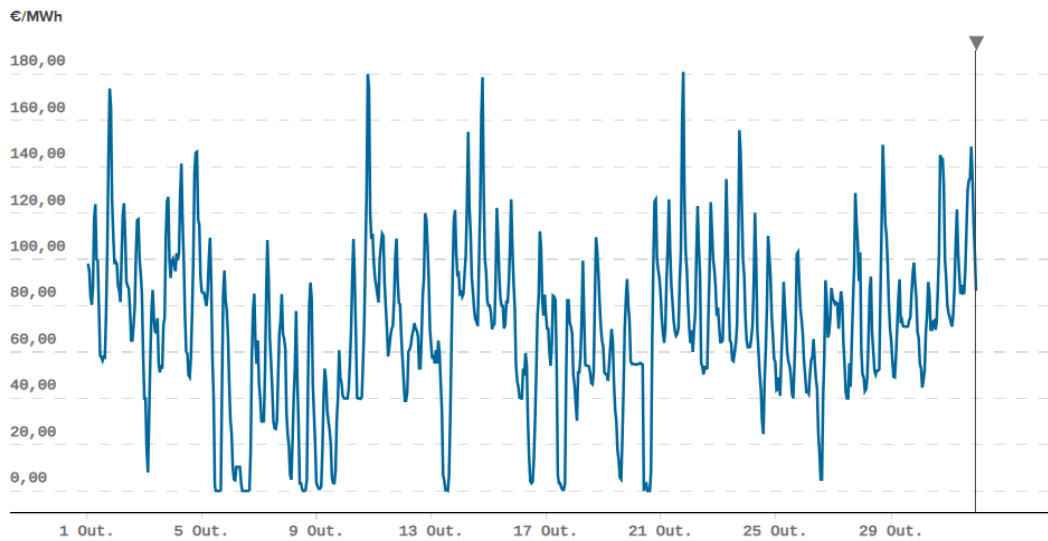


Figura 26 - Preços da eletricidade do mês de outubro de 2024.

O ano de 2024 é um ano bissexto, possui 366 dias, e 2021 é um ano comum, 365 dias, foram retirados os dados correspondentes ao dia 29 de fevereiro de 2024 dispondo assim de um total de 8760 horas que se traduziram em 8760 dados de preços horários e *curtailment*. Na Figura 27, apresenta-se o *curtailment* ocorrido ao longo do ano de 2021 da central da Raia.

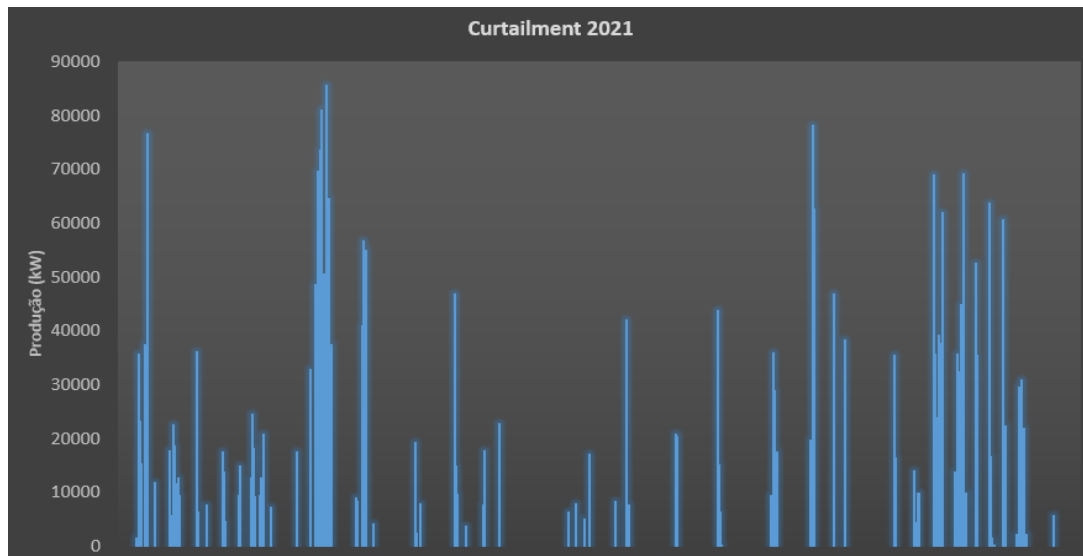


Figura 27 - Energia produzida superior ao máximo injetável na rede, *curtailment*.

5.4 Simulação de produção e venda de hidrogénio

Com os preços horários já disponíveis em formato horário e com os valores de produção da central da Raia relativos ao *curtailment*, também em disposição horária, foram colocados numa folha Excel com a respetiva correspondência diária e horária.

Foi verificado que alguns preços apresentavam valores negativos muito próximos de 0, como -0,01 e -0,04, e para não gerar conflito na simulação foi criada uma coluna ao lado chamada “Preços sem resíduos [€/MWh]” onde verifica se o valor da mesma linha correspondente à coluna anterior é maior que zero, caso seja imprima o mesmo valor, caso contrário imprima zero, formula de cálculo demonstrada no Apêndice A.

A forma utilizada para incorporar o *curtailment* na produção de hidrogénio refletiu-se na criação de uma nova coluna “Preço com Curtailment [€/MWh]”, onde foi se realizou uma verificação similar à anterior, caso o valor da célula presente na coluna “Curtailment MWh” seja igual a zero é imprimido o valor correspondente ao preço da coluna “Preços sem resíduos [€/MWh]” para a célula em análise, caso contrário, ou seja existir um valor positivo diferente de zero na coluna “Curtailment kWh” é imprimido o valor zero, Apêndice A.

Este método foi utilizado com o intuito de quando ocorre *curtailment* na central da Raia, o custo de produção do hidrogénio é zero, pois essa energia é impossível injetar na rede, mas pode ser aproveitada para produção a custo zero, quando comparado com o mesmo momento horário em que o preço de mercado terá um determinado valor. É apresentado na Figura 28, os cabeçalhos das colunas mencionadas e uma amostra dos dados processados com o método anterior. Na Figura 29, foram ocultadas algumas linhas até se encontrar um período onde ocorreu *curtailment*, sendo assim é possível visualizar como os preços passam a zero nesses momentos.

Data	Hora	Preços ESIOS [€/MWh]	Preços sem resíduos [€/MWh]	Curtailment MWh	Preço com Curtailment [€/MWh]
2024-01-01	1	50,09	50,09	0	50,09
2024-01-01	2	47,5	47,5	0	47,5
2024-01-01	3	43,5	43,5	0	43,5
2024-01-01	4	42,5	42,5	0	42,5
2024-01-01	5	42,09	42,09	0	42,09
2024-01-01	6	42,5	42,5	0	42,5
2024-01-01	7	42,59	42,59	0	42,59
2024-01-01	8	43,37	43,37	0	43,37
2024-01-01	9	42,29	42,29	0	42,29
2024-01-01	10	35,61	35,61	0	35,61
2024-01-01	11	29,8	29,8	0	29,8
2024-01-01	12	3,2	3,2	0	3,2
2024-01-01	13	2,06	2,06	0	2,06
2024-01-01	14	1,73	1,73	0	1,73

Figura 28 - Amostra de dados do *curtailment* incorporado no preço.

	A	B	C	D	E	F
6	Data	Hora	Preços ESIOS [€/MWh]	Preços sem resíduos [€/MWh]	Curtaiment MWh	Preço com Curtaiment [€/MWh]
7	2024-01-01	1	50,09	50,09	0	50,09
8	2024-01-01	2	47,5	47,5	0	47,5
9	2024-01-01	3	43,5	43,5	0	43,5
10	2024-01-01	4	42,5	42,5	0	42,5
11	2024-01-01	5	42,09	42,09	0	42,09
172	2024-01-07	22	91,17	91,17	0	91,17
173	2024-01-07	23	83,86	83,86	0	83,86
174	2024-01-07	24	90,35	90,35	0	90,35
175	2024-01-08	1	89,8	89,8	0	89,8
176	2024-01-08	2	88,2	88,2	0	88,2
177	2024-01-08	3	78,79	78,79	0	78,79
178	2024-01-08	4	78,43	78,43	0	78,43
179	2024-01-08	5	82,1	82,1	0	82,1
180	2024-01-08	6	94,3	94,3	0	94,3
181	2024-01-08	7	111,07	111,07	0	111,07
182	2024-01-08	8	120,4	120,4	5,684719254	0
183	2024-01-08	9	116,98	116,98	35,70525936	0
184	2024-01-08	10	110,57	110,57	21,76808252	0
185	2024-01-08	11	103	103	25,94376007	0
186	2024-01-08	12	95,46	95,46	34,92804046	0
187	2024-01-08	13	93,88	93,88	27,96327603	0
188	2024-01-08	14	100	100	23,29558286	0
189	2024-01-08	15	107,98	107,98	13,71503377	0
190	2024-01-08	16	115,27	115,27	14,89233511	0
191	2024-01-08	17	125,17	125,17	12,38422716	0
192	2024-01-08	18	129,99	129,99	0	129,99

Figura 29 - Exemplo de linhas onde ocorre *curtailment*.

Seguidamente, foi criada uma folha Excel exclusivamente para introduzir os parâmetros técnicos e de funcionamento do projeto. Foi definido um horário de funcionamento, das nove da manhã às cinco da tarde, perfazendo assim um ciclo de oito horas seguidas de trabalho por dia.

Para a primeira análise foram assumidos equipamentos com características técnicas aconselhadas pela Finerge, Figura 30. Foi então utilizado como eletrolisador o MC250, o qual funciona sob a tecnologia *PEM*, fabricado pela empresa *Nel ASA*. Este possui uma potência nominal de 1,305 MW, produz 22,1 kg/h de hidrogénio e apresenta uma eficiência de aproximadamente 57%.

Neste primeiro caso foi escolhido como forma de reconversão do hidrogénio em energia elétrica um motor de combustão interna da empresa MTU, modelo 12V 4000 L64, o qual opera a 100% hidrogénio. Tem uma potência elétrica de 0,93 MW, 40% de eficiência e consome 74 kg/h de hidrogénio. Foi ainda assumido um valor de eficiência do compressor de 85% o que se traduz em 18,785 kg/h após compressão dos iniciais 22,1kg/h que o eletrolisador produz.

Parâmetros Operacionais	Horário de funcionamento				
Eletrolisador hora inicio	09:00			Hidrogênio	
Eletrolisador hora fim	17:00			LHV (kWh/kg)	33,33
Eletrolisador MC250	Potencia Nominal MW	Produção de H ₂ [kg/h]	Produção de H ₂ [Nm ³ /h]	Eficiência eletrolisador [%]	Consumo específico de energia [MWh/kg H ₂]
1	1,305	22,1	246	0,564915254	0,059
Motor MTU 4000 L64	Potencia eletrica MW	Consumo de H ₂ [kg/h]	Consumo de H ₂ [Nm ³ /h]	Eficiencia elétrica	produção (MWh/kg)
1	0,93	74	823	0,4	0,012567568
Tempo hold (h)	48				
Capacidade tanque (kg)	375,7				
Dados	MW	MWh	tempo carga/descarga (horas)	Eficiencia	
Bateria íões de lítio	2,236	4,472	2	0,9	
		5,2			
Dados	Eficiencia				
Compressor	0,85				
kg produzidos após compressão	18,785				
Razão produção h / consumo h	3,939313282				
Preço €/kg (mobilidade)	6				

Figura 30 - Folha no Excel para introdução dados.

Recorrendo ao programador do Excel, foi criado um algoritmo que percorre a coluna B e procura o intervalo horário de produção disponível na folha de parâmetros anteriormente apresentada. O horário de produção estabelecido das nove da manhã às cinco da tarde é equívale na coluna B, coluna horária, das 10 às 17 horas.

O algoritmo faz cálculo do custo de produção dessa hora com base no preço da coluna D, que inclui os valores zero de *curtailment*. O custo é calculado multiplicando a potência do eletrolisador pelo preço horário da respectiva hora, o resultado desse cálculo é impresso na coluna E. Nos momentos em que ocorre produção, o valor produzido em quilogramas é impresso na coluna F. O algoritmo descrito encontra-se no Apêndice B e na Figura 31 é apresentado uma amostra de dados de um ciclo de oito horas de trabalho.

	A	B	C	D	E	F
6	Data	hora	Preços Mercado [€/MWh]	Preço com Curtailment [€/MWh]	Custo horário (€)	Produção H2 (kg)
7	2024-01-01	1	50,09	50,09	0	0
8	2024-01-01	2	47,5	47,5	0	0
9	2024-01-01	3	43,5	43,5	0	0
10	2024-01-01	4	42,5	42,5	0	0
11	2024-01-01	5	42,09	42,09	0	0
12	2024-01-01	6	42,5	42,5	0	0
13	2024-01-01	7	42,59	42,59	0	0
14	2024-01-01	8	43,37	43,37	0	0
15	2024-01-01	9	42,29	42,29	0	0
16	2024-01-01	10	35,61	35,61	46,47105	18,785
17	2024-01-01	11	29,8	29,8	38,889	18,785
18	2024-01-01	12	3,2	3,2	4,176	18,785
19	2024-01-01	13	2,06	2,06	2,6883	18,785
20	2024-01-01	14	1,73	1,73	2,25765	18,785
21	2024-01-01	15	5,72	5,72	7,4646	18,785
22	2024-01-01	16	18,49	18,49	24,12945	18,785
23	2024-01-01	17	37	37	48,285	18,785
24	2024-01-01	18	47,5	47,5	0	0
25	2024-01-01	19	54,97	54,97	0	0
26	2024-01-01	20	60,9	60,9	0	0
27	2024-01-01	21	60	60	0	0
28	2024-01-01	22	47,5	47,5	0	0
29	2024-01-01	23	42,09	42,09	0	0
30	2024-01-01	24	37,8	37,8	0	0
31	2024-01-02	1	25,61	25,61	0	0
32	2024-01-02	2	20,61	20,61	0	0
33	2024-01-02	3	14,54	14,54	0	0
34	2024-01-02	4	13,21	13,21	0	0
35	2024-01-02	5	14,54	14,54	0	0
36	2024-01-02	6	36,29	36,29	0	0
37	2024-01-02	7	44,7	44,7	0	0
38	2024-01-02	8	53,78	53,78	0	0
39	2024-01-02	9	54,23	54,23	0	0
40	2024-01-02	10	50	50	65,25	18,785
41	2024-01-02	11	52,2	52,2	68,121	18,785
42	2024-01-02	12	45	45	58,725	18,785

Figura 31 – Produção exclusivamente no ciclo de trabalho de oito horas.

Tendo então os dados de custo horário e produção no horário de funcionamento estabelecido foi simulada a possibilidade de venda obtendo o melhor lucro. O raciocínio passou por utilizar cada valor de custo horário, da coluna E, numa tentativa de venda, onde para cada custo horário, esse valor percorre a coluna C, coluna com preços de mercado sem *curtailment* devido à simulação avaliar o momento de venda, e na coluna C na linha exatamente abaixo á que está a ser analisada simula o calculo da venda, multiplicando os 18,785 kg produzidos pela capacidade de geração de energia do motor por quilograma, que neste caso é de aproximadamente 0,0131 MWh/kg, e multiplica ainda pelo preço nessa hora obtendo-se assim a receita da venda nessa hora.

Após a receita calculada para determinada linha verifica se a receita é maior que o custo, para isso são percorridas as próximas 48 linhas seguintes á linha em análise porque foi estipulado que o hidrogénio produzido só deve aguardar um momento de venda de 48 horas, evitando assim que a simulação faça produções por exemplo no mês de janeiro e só venda essa energia no mês de março ou até mesmo dezembro, este parâmetro está definido na Figura 30 como “Tempo hold(h)”. Desta maneira as perdas que ocorrem por tempo de armazenamento são atenuadas.

Depois de simulados os valores de receita maior que o custo nas próximas 48 horas é verificada a existência de valores positivos, o que implica lucro, e escolhe o maior pois é onde se obterá maior benefício económico, e guarda também a data e hora de venda. Neste caso é impresso na linha em análise na coluna G, “Lucro líquido (€)”, o valor obtido e na coluna H, “Momento de venda”, é impresso o momento em que ocorreu a venda com a informação da data, hora e valor pelo qual ocorreu a venda.

Caso a simulação não verifique valores de receita maiores que o custo nas 48 horas seguintes, é impresso o valor zero na coluna G, “Lucro líquido (€)”, e a mensagem “não vendido” na coluna H, “Momento de venda”.

Desta forma o eletrolisador só produz se realmente conseguir vender o hidrogénio produzido durante essa hora num prazo de 48 horas seguintes, caso não consiga o eletrolisador simplesmente não trabalha. Cada data de venda é guardada, e pode ser repetida no máximo três vezes pois o limite físico de consumo do motor é de 61kg por hora. O algoritmo descrito encontra-se no Apêndice B, e na Figura 32 apresenta-se uma amostra de dados da coluna G e H.

#	A	B	C	D	E	F	G	H
	Data	hora	Preços Mercado [€/MWh]	Preço com Curtailment [€/MWh]	Custo horário (€)	Produção H2 (kg)	Lucro líquido (€)	Momento de venda
7	2024-01-01	1	50,09	50,09	0	0		
8	2024-01-01	2	47,5	47,5	0	0		
9	2024-01-01	3	43,5	43,5	0	0		
10	2024-01-01	4	42,5	42,5	0	0		
11	2024-01-01	5	42,09	42,09	0	0		
12	2024-01-01	6	42,5	42,5	0	0		
13	2024-01-01	7	42,59	42,59	0	0		
14	2024-01-01	8	43,37	43,37	0	0		
15	2024-01-01	9	42,29	42,29	0	0		
16	2024-01-01	10	35,61	35,61	46,47105	18,785	0	Não vendido
17	2024-01-01	11	29,8	29,8	38,889	18,785	0	Não vendido
18	2024-01-01	12	3,2	3,2	4,176	18,785	11,64	2024-01-03 9h @ 67 €/MWh
19	2024-01-01	13	2,06	2,06	2,6883	18,785	13,13	2024-01-03 9h @ 67 €/MWh
20	2024-01-01	14	1,73	1,73	2,25765	18,785	13,56	2024-01-03 9h @ 67 €/MWh
21	2024-01-01	15	5,72	5,72	7,4646	18,785	8,12	2024-01-03 15h @ 66,03 €/MWh
22	2024-01-01	16	18,49	18,49	24,12945	18,785	0	Não vendido
23	2024-01-01	17	37	37	48,285	18,785	0	Não vendido
24	2024-01-01	18	47,5	47,5	0	0		
25	2024-01-01	19	54,97	54,97	0	0		
26	2024-01-01	20	60,9	60,9	0	0		
27	2024-01-01	21	60	60	0	0		

Figura 32 - Valores apresentados na coluna G e H.

Por último para simular o comportamento de um tanque de armazenamento de hidrogénio, foi criado um algoritmo para calcular, linha a linha, o valor acumulado de hidrogénio presente no tanque, coluna I, bem como cada movimento de entrada ou saída de cada linha, coluna J.

O algoritmo começa por identificar todas as horas em que ocorreu produção com sucesso, ou seja, quando foi possível vender energia associada ao hidrogénio produzido. Estas horas estão na coluna H, com a respetiva data, hora e preço de venda. Sempre que é detetada uma venda na coluna H, o código regista um valor positivo correspondente á produção, 18,785 kg, e dá como entrada no tanque. Em paralelo, essa data e hora é extraída e procura a data na coluna A e a hora na coluna B, para dar o momento exato de saída. Assim, quando aparecer a linha correspondente a essa data e hora mais à frente, o mesmo valor é subtraído no instante real da venda.

Com as entradas e saídas organizadas, o código percorre as linhas e vai somando os movimentos para calcular o nível acumulado de hidrogénio armazenado. Por fim, são impressos os resultados nas colunas I e J, Figura 33, permitindo uma visão clara do estado do tanque ao longo do tempo. Foram ocultadas linhas para possível visualização de momentos de entrada e saída do tanque.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1										
2							Horas trabalho			
3							1316			
4							Total		0,000	
5							23 025,12		300,560	
6							Lucro líquido (€)	Momento de venda	Tanque	Balanco tanque
7	2024-01-01	1	50,09	50,09	0	0			0,000	
8	2024-01-01	2	47,5	47,5	0	0			0,000	
9	2024-01-01	3	43,5	43,5	0	0			0,000	
10	2024-01-01	4	42,5	42,5	0	0			0,000	
11	2024-01-01	5	42,09	42,09	0	0			0,000	
12	2024-01-01	6	42,5	42,5	0	0			0,000	
13	2024-01-01	7	42,59	42,59	0	0			0,000	
14	2024-01-01	8	43,37	43,37	0	0			0,000	
15	2024-01-01	9	42,29	42,29	0	0			0,000	
16	2024-01-01	10	35,61	35,61	46,47105	18,785	0	Não vendido	0,000	
17	2024-01-01	11	29,8	29,8	38,889	18,785	0	Não vendido	0,000	
18	2024-01-01	12	3,2	3,2	4,176	18,785	11,64	2024-01-03 9h @ 67 €/MWh	18,785	18,785
19	2024-01-01	13	2,06	2,06	2,6883	18,785	13,13	2024-01-03 9h @ 67 €/MWh	37,570	18,785
20	2024-01-01	14	1,73	1,73	2,23765	18,785	13,56	2024-01-03 9h @ 67 €/MWh	56,355	18,785
21	2024-01-01	15	5,72	5,72	7,4646	18,785	8,12	2024-01-03 15h @ 65,03 €/MWh	75,140	18,785
22	2024-01-01	16	18,49	18,49	24,12945	18,785	0	Não vendido	75,140	
23	2024-01-01	17	37	37	48,285	18,785	0	Não vendido	75,140	
24	2024-01-01	18	47,5	47,5	0	0			75,140	
25	2024-01-01	19	54,97	54,97	0	0			75,140	
61	2024-01-03	7	45,42	45,42	0	0			75,140	
62	2024-01-03	8	61,92	61,92	0	0			75,140	
63	2024-01-03	9	67	67	0	0			18,785	-56,355
64	2024-01-03	10	63,6	63,6	82,998	18,785	0	Não vendido	18,785	
65	2024-01-03	11	58,5	58,5	76,3425	18,785	0	Não vendido	18,785	
66	2024-01-03	12	63,6	63,6	82,998	18,785	0	Não vendido	18,785	
67	2024-01-03	13	63,35	63,35	82,67175	18,785	0	Não vendido	18,785	
68	2024-01-03	14	63,6	63,6	82,998	18,785	0	Não vendido	18,785	
69	2024-01-03	15	66,03	66,03	86,16915	18,785	0	Não vendido	0,000	-18,785
70	2024-01-03	16	67,52	67,52	88,1136	18,785	0	Não vendido	0,000	
71	2024-01-03	17	89,57	89,57	116,88885	18,785	0	Não vendido	0,000	
72	2024-01-03	18	94,2	94,2	0	0			0,000	

Figura 33 - Valores apresentados na coluna I e J.

Confirmou-se assim que o tanque nunca apresenta valores negativos, e que o valor máximo é de 301 kg. Na Figura 34, apresenta-se um quadro resumo dos valores impressos dos três algoritmos descritos anteriormente, onde se verifica que no primeiro dia, das oito horas de trabalho do eletrolisador, este trabalhou apenas quatro horas, enquanto no segundo dia nem sequer trabalhou porque não era viável produzir. A receita líquida total de todo o ano foi de 23 052,12 euros e o eletrolisador trabalhou 1 316 horas.

							Horas trabalho		
							1316		
							Total		
							23 025,12	300,560	
Data	hora	Preços Mercado [€/MWh]	Preço com Curtailment [€/MWh]	Custo horário (€)	Produção H2 (kg)	Lucro líquido (€)	Momento de venda	Tanque	
2024-01-01	1	50,09	50,09	0	0	0		0,000	
2024-01-01	2	47,5	47,5	0	0	0		0,000	
2024-01-01	3	43,5	43,5	0	0	0		0,000	
2024-01-01	4	42,5	42,5	0	0	0		0,000	
2024-01-01	5	42,09	42,09	0	0	0		0,000	
2024-01-01	6	42,5	42,5	0	0	0		0,000	
2024-01-01	7	42,59	42,59	0	0	0		0,000	
2024-01-01	8	43,37	43,37	0	0	0		0,000	
2024-01-01	9	42,29	42,29	0	0	0		0,000	
2024-01-01	10	35,61	35,61	46,47105	18,785	0	Não vendido	0,000	
2024-01-01	11	29,8	29,8	38,889	18,785	0	Não vendido	0,000	
2024-01-01	12	3,2	3,2	4,176	18,785	11,64	2024-01-03 9h @ 67 €/MWh	18,785	
2024-01-01	13	2,06	2,06	2,6883	18,785	13,13	2024-01-03 9h @ 67 €/MWh	37,570	
2024-01-01	14	1,73	1,73	2,25765	18,785	13,56	2024-01-03 9h @ 67 €/MWh	56,355	
2024-01-01	15	5,72	5,72	7,4646	18,785	8,12	2024-01-03 15h @ 66,03 €/MWh	75,140	
2024-01-01	16	18,49	18,49	24,12945	18,785	0	Não vendido	75,140	
2024-01-01	17	37	37	48,285	18,785	0	Não vendido	75,140	
2024-01-01	18	47,5	47,5	0	0	0		75,140	
2024-01-01	19	54,97	54,97	0	0	0		75,140	
2024-01-01	20	60,9	60,9	0	0	0		75,140	
2024-01-01	21	60	60	0	0	0		75,140	
2024-01-01	22	47,5	47,5	0	0	0		75,140	
2024-01-01	23	42,09	42,09	0	0	0		75,140	
2024-01-01	24	37,8	37,8	0	0	0		75,140	
2024-01-02	1	25,61	25,61	0	0	0		75,140	
2024-01-02	2	20,61	20,61	0	0	0		75,140	
2024-01-02	3	14,54	14,54	0	0	0		75,140	
2024-01-02	4	13,21	13,21	0	0	0		75,140	
2024-01-02	5	14,54	14,54	0	0	0		75,140	
2024-01-02	6	36,29	36,29	0	0	0		75,140	
2024-01-02	7	44,7	44,7	0	0	0		75,140	
2024-01-02	8	53,78	53,78	0	0	0		75,140	
2024-01-02	9	54,23	54,23	0	0	0		75,140	
2024-01-02	10	50	50	65,25	18,785	0	Não vendido	75,140	
2024-01-02	11	52,2	52,2	68,121	18,785	0	Não vendido	75,140	
2024-01-02	12	45	45	58,725	18,785	0	Não vendido	75,140	
2024-01-02	13	43	43	56,115	18,785	0	Não vendido	75,140	
2024-01-02	14	43	43	56,115	18,785	0	Não vendido	75,140	

Figura 34 - Amostra de dados dos três primeiros algoritmos.

5.5 Simulação com auxílio de bateria

Com o intuito de aumentar as horas de trabalho do eletrolisador foi analisado um cenário onde é adicionada uma bateria com as seguintes características, 2,236 MW de potência, 4,472 MWh de capacidade de armazenamento, tempo de carregamento e descarga de duas horas e uma eficiência de 90%.

Será apresentada de seguida a metodologia e os resultados obtidos do acréscimo da bateria à instalação, onde carrega exclusivamente nos momentos em que o preço é zero, e descarrega nos momentos em que é inviável a produção de hidrogénio devido ao preço de mercado estar demasiado alto. Esta abordagem tem como principal objetivo aumentar as horas de trabalho do eletrolisador.

Para avaliar o uso auxiliar da bateria no sistema de produção e venda de hidrogénio, foi desenvolvido um algoritmo que simula o comportamento da bateria ao longo do tempo. A lógica adotada consiste em aproveitar os momentos em que o preço da energia elétrica da coluna D é zero, usufruindo desses períodos para carregar a bateria. A energia acumulada na bateria é usada para alimentar o eletrolisador e assim produzir hidrogénio, que é convertido em eletricidade e vendido exclusivamente em momentos em que este ainda não foi vendido, identificações pela expressão “não vendido” ao longo da coluna H. Desta forma é sempre assegurado o lucro pois a energia foi adquirida a preço exclusivamente nulo.

O algoritmo percorre a coluna D linha a linha, e sempre que encontra um valor zero verifica se o estado atual da bateria, coluna M, é inferior à capacidade máxima de armazenamento da bateria. Caso exista espaço, é permitido o carregamento, limitado pela potência de carregamento horária e pela capacidade remanescente da bateria. A energia carregada é registada na coluna N como um valor positivo.

Posteriormente, o algoritmo verifica se, nesse mesmo instante, o sistema ainda não conseguiu vender a energia, coluna H “não vendido”. Se houver energia suficiente na bateria é simulada a venda de hidrogénio. O lucro é calculado multiplicando o preço de venda pela energia gerada, onde a energia gerada é calculada multiplicando a massa de hidrogénio pela capacidade de produção em MWh do motor por cada quilograma consumido, e é registado na coluna O.

O consumo de energia da bateria nesse momento é impresso na coluna N como valor negativo, respeitando a eficiência da bateria, ou seja, a descarga considera o valor real necessário para produzir a energia de venda. O eletrolisador consome 1,305 MWh para produzir os 18,785 kg/h, porém, devido à eficiência de 90% da bateria, a bateria tem de fornecer 1,45 MWh ao eletrolisador.

A coluna M por sua vez vai sendo atualizada em cada linha para refletir o estado real da bateria a cada momento. Acrescentar ainda que cada venda tem de ser feita também no prazo de 48 horas, porém a simulação vende logo no primeiro momento em que encontra lucro.

Na Figura 35 foram ocultadas várias linhas de forma a mostrar vários carregamentos e descargas onde nunca são ultrapassados os limites físicos da bateria apresentada, quando ocorrem as descargas o valor obtido da receita dessa descarga é apresentado na coluna O. Com o auxílio da bateria obtém-se uma receita extra de 3 549,55 euros e a bateria efetua um total de 58 ciclos. O algoritmo descrito encontra-se apresentado no Apêndice B.

	M	N	O
3	Bateria modelo + real		
4			58
5			3 549,55
6	Estado da bateria (MWh)	Movimento da bateria	Lucro líquido (€)
7	0		
8	0		
158	0		
159	0		
160	2,236	2 236	
161	0,786	-1,45	13,19
162	0,786		
163	0,786		
164	0,786		
165	0,786		
180	0,786		
181	0,786		
182	3,022	2 236	
183	4,472	+1,45	
184	4,472		
208	4,472		
209	3,022	-1,45	25,42
210	1,572	-1,45	25,26
211	0,122	-1,45	25,14
212	0,122		
213	0,122		

Figura 35 - Amostra de carregamentos/descargas da bateria.

Para cruzar os resultados da simulação sem bateria com os resultados do algoritmo anterior, foi criado um algoritmo que percorre os registos horários da coluna G, produção alimentando diretamente o eletrolisador sem auxílio da bateria, com a eventual alimentação do eletrolisador via bateria, coluna O.

Se a eventual venda direta não tiver ocorrido, mas existir lucro via bateria, é registado na coluna P a data, hora e preço de venda, e na coluna Q o lucro total. Caso a venda já tenha ocorrido diretamente, esses dados são apenas copiados da coluna G. Se não existir qualquer venda, imprime a mesma expressão de “não vendido” e a célula do lucro total fica em branco. Algoritmo apresentado no Apêndice B.

Como já mencionado foi obtido um acréscimo de 3 549,55 euros com o auxílio da bateria, obtendo-se assim um lucro total de 26 574,67 euros, Figura 36. A bateria converteu 228 momentos “não vendidos” em momentos de venda, o que se traduz em mais 228 horas de

trabalho ao eletrolisador, totalizando 1 546 horas em que o eletrolisador trabalhou ao longo do ano.

	M	N	O	P	Q
3	Bateria modelo + real				1 546,00
4			58		26 574,67
5			3 549,55		26 574,67
6	Estado da bateria (MWh)	Movimento da bateria	Lucro líquido (€)	Normal + Bateria	Lucro
7	0				
8	0				
158	0				
159	0				
160	2,236	2 236		2024-01-08 20h @ 133,28 €/MWh	31,46
161	0,786	-1,45	13,19	2024-01-07 11h @ 55,87 €/MWh	13,19
162	0,786			não vendido	
163	0,786			não vendido	
164	0,786			não vendido	
165	0,786			não vendido	
180	0,786				
181	0,786				
182	3,022	2 236			
183	4,472	+1,45			
184	4,472			2024-01-09 20h @ 148,01 €/MWh	34,94
208	4,472			2024-01-09 17h @ 137,35 €/MWh	32,43
209	3,022	-1,45	25,42	2024-01-09 11h @ 107,67 €/MWh	25,42
210	1,572	-1,45	25,26	2024-01-09 12h @ 107,01 €/MWh	25,26
211	0,122	-1,45	25,14	2024-01-09 13h @ 106,48 €/MWh	25,14
212	0,122			não vendido	
213	0,122			não vendido	
214	0,122			não vendido	

Figura 36 - Amostra de dados com bateria.

5.6 VENDA PARA MOBILIDADE

Novamente com foco em aumentar as horas de trabalho do eletrolisador, foi analisado com menor detalhe a possibilidade de produzir hidrogénio com o propósito de venda á mobilidade.

Após a simulação detalhada até este momento, recorrendo a formulas do Excel, percorreu-se a coluna P, sempre que encontrado um “não vendido” foi simulada a venda dos quilogramas de hidrogénio produzidos para a mobilidade. Foi adotado, com auxílio da Finerge, um preço médio de venda do hidrogénio de 6 €/kg para fins de mobilidade.

Como dito anteriormente, sempre que encontrado um “não vendido” e sabendo que neste caso, que tem vindo a ser explicado até aqui, o eletrolisador produz após compressão 18,785 kg/h, foi multiplico esse valor pelo preço arbitrado de 6 €/kg e subtraído o custo de produção horário feito previamente na coluna E.

Foi ainda imposta a condição extra em que o resultado obtido terá de ser maior que 10. Desta forma, são excluídos todos os momentos em que não se obtém lucro e ainda lucros baixos, neste caso valores de receita inferiores a 10 euros.

Desta forma obteve-se um valor adicional de 38 527,99 euros, o que resulta num total acumulado de 65 102,66 euros, e o eletrolisador funcionou 1546 horas exclusivamente para produzir hidrogénio para posterior reconversão em eletricidade, e 847 horas para produção de hidrogénio com venda exclusiva para aplicações de mobilidade. Das 2920 horas possíveis, ou seja, oito horas por dia de trabalho considerando todos os dias do ano aptos para trabalho, a produção de hidrogénio quer para venda sob a forma de energia elétrica ou para mobilidade não foi viável 527 horas, e foi possível trabalhar um total de 2393 horas.

Na Figura 37 é apresentada uma tabela feita em Excel com os diferentes valores de horas de trabalho e receita de produção para o caso que foi explicado até este momento da dissertação.

	B	C	D	E
1	Eletrolisador			
2	Produção	Horas	Dias	Lucro (€)
3	Mobilidade	847	106	38 527,99
4	Eletricidade	1546	193	26 574,67
5	Produção Inviável	527	66	
6		2920	365	
7				

Figura 37 – Informações de trabalho do eletrolisador utilizado no caso 1.

Na Figura 38, apresenta-se um gráfico elaborado em Excel que representa, para o mês de janeiro, o comportamento do eletrolisador ao longo do tempo. No eixo das ordenadas, o valor 0 indica que o eletrolisador esteve fora do horário de operação. O valor 2 corresponde a momentos em que o eletrolisador poderia ter operado, mas não o fez por não existir nenhuma venda economicamente viável nas 48 horas seguintes.

Quando o valor é 5, significa que o eletrolisador produziu hidrogénio com o objetivo de reconversão posterior em eletricidade. Já o valor 10 indica que a produção de hidrogénio se destinou à venda para o setor da mobilidade. É ainda apresentado na Figura 39 e Figura 40 os gráficos para o mês de maio e novembro respetivamente.

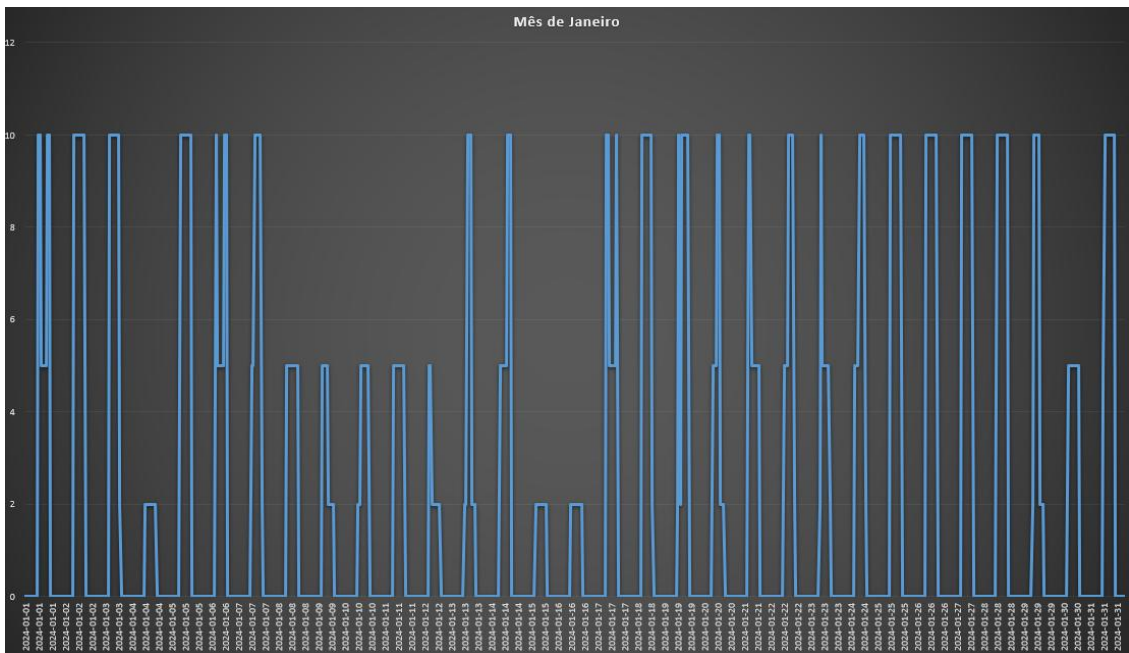


Figura 38 - Trabalho do eletrolisador no mês de janeiro.

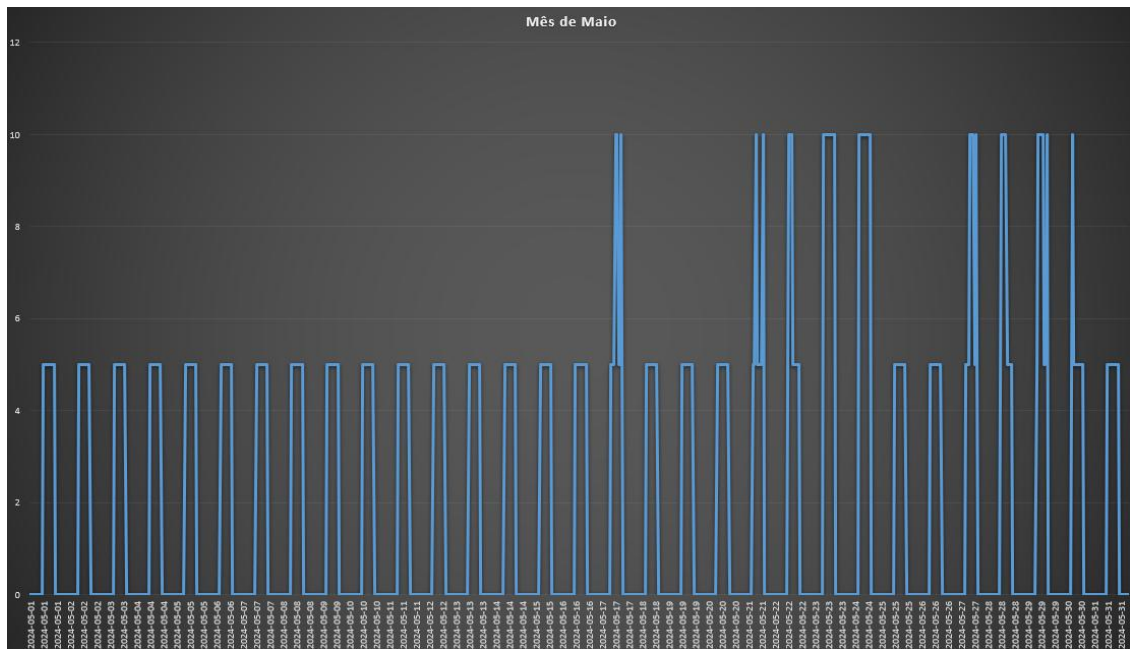


Figura 39 - Trabalho do eletrolisador no mês de maio.

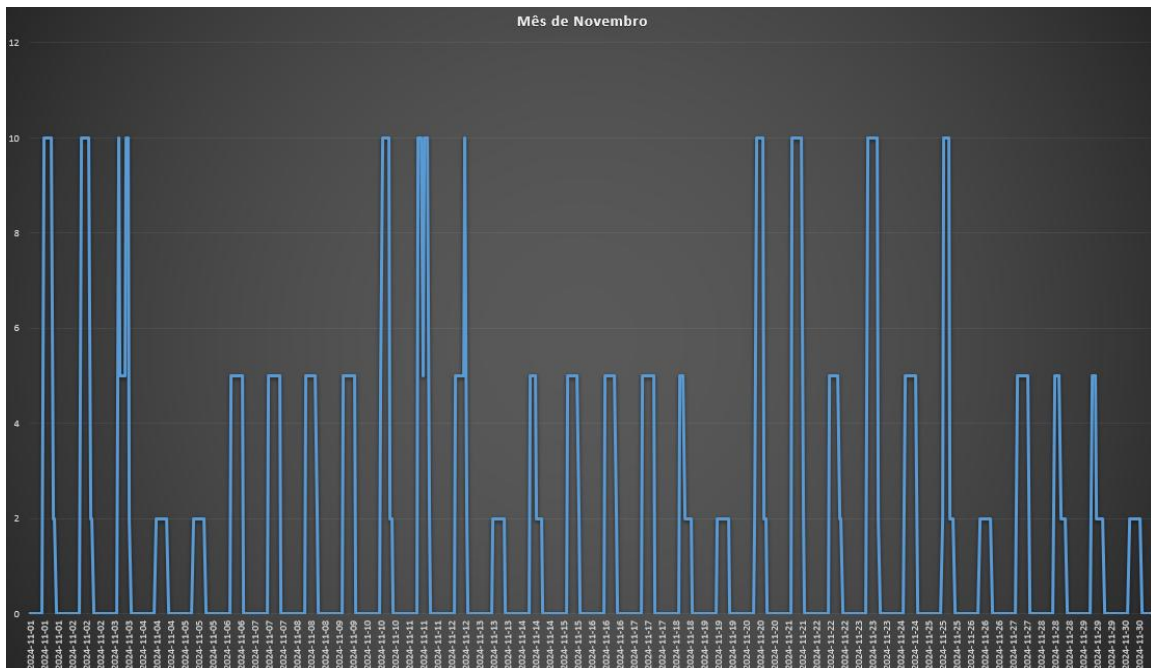


Figura 40 - Trabalho do eletrolisador no mês de novembro.

5.7 Conclusão

Este capítulo permitiu estruturar e explicar todo o processo criado para simulação da produção e venda do hidrogénio, recorrendo aos dados reais da central da Raia e aos preços horários do mercado elétrico. A metodologia desenvolvida teve em conta os limites físicos dos equipamentos e procurou garantir que a produção de hidrogénio só ocorria quando existia viabilidade económica dentro de uma janela de 48 horas neste caso apresentado em específico, respeitando também o horário diário de operação definido para o eletrolisador.

Foram ainda exploradas duas estratégias para aumentar a rentabilidade do sistema, nomeadamente a inclusão de uma bateria e a possibilidade de venda para mobilidade. Com estas medidas, o eletrolisador conseguiu trabalhar um total de 2393 horas ao longo do ano e gerar uma receita líquida total de 65 102,66 euros. Estes resultados demonstram que, mesmo partindo de energia que seria desperdiçada, mais a volatilidade da rede é possível criar valor económico relevante e contribuir para a valorização de excedentes renováveis através de soluções bem dimensionadas.

A simulação apresentada dá prioridade à produção de hidrogénio para posterior reconversão em energia elétrica através do motor, visto ser o principal objetivo deste projeto da Finerge. Por esse motivo, foram inicialmente avaliados os cenários com e sem o apoio de bateria, ambos centrados na operação do eletrolisador com o objetivo de reconverter o hidrogénio em energia

elétrica. Após essa análise, foram considerados os restantes momentos identificados como “não vendidos”, ou seja, situações em que não foi viável produzir para venda sob a forma de eletricidade, passando-se então a estudar a possibilidade de direcionar essa produção para o setor da mobilidade a um preço de 6 €/kg.

6. ANÁLISE ECONÓMICA

Neste capítulo são apresentados todos os valores obtidos da realização da análise técnico financeira para os diferentes casos simulados.

O caso 1 será explicado com maior detalhe de forma a mostrar todo o procedimento percorrido, enquanto o caso 2 e 3 serão apresentados de forma mais resumida com ênfase em mostrar os resultados obtidos, mas serão também mencionados todos os equipamentos utilizados.

6.1 Caso 1

Este primeiro caso é a continuação do trabalho desenvolvido para o caso descrito no capítulo anterior. Foi fornecido pela Finerge custos de dois projetos que envolviam alguns dos equipamentos utilizados neste projeto, e no caso do motor e da célula de combustível forneceram valores médios que têm dos seus próprios contactos. Na Figura 41 estão representados os custos dos dois projetos, onde o segundo projeto apresenta uma escala maior e verifica-se que o custo médio por MW, por exemplo no caso do eletrolisador é menor quanto maior for a potência do eletrolisador. Acontece o mesmo com os restantes equipamentos.

Sabendo as características técnicas de cada equipamento, apresentadas no subcapítulo 5.4, e com base nos custos fornecidos pela Finerge, foi calculado o CAPEX (*Capital Expenditure*), OPEX (*Operating Expenses*), PayBack e LCOH (*Levelized Cost of Hydrogen*).

Projeto 1	
Equipamentos	Custo
Eletrolisador 1,25MW	2 182 100,00
Buffer tanque 30 m3	83 520,00
Compressor 17kg/h	146 000,00
Tanque 330kg	310 266,89
Engenharia/Montagem/Comissionamento	300 000,00

Projeto 2	
Equipamentos	Custo
Eletrolisador 2,5MW	3 500 000,00
Buffer tanque 30 m3	83 520,00
Compressor 27 kg/h	233 600,00
Tanque 528 kg	446 784,32
Engenharia/Montagem/Comissionamento	300 000,00

Figura 41 - Custos projetos Finerge.

Para o cálculo do *CAPEX*, que representa o investimento inicial, foram utilizados os custos do eletrolisador, buffer tanque, compressor, tanque de alta pressão e do motor, onde foi utilizado o custo do projeto 1 fornecido pela Finerge, tendo-se calculado o custo médio de cada tecnologia por unidade correspondente, multiplicando-se posteriormente pela escala dos equipamentos utilizados no caso em estudo, onde alguns dos equipamentos são exatamente os mesmos, logo o custo é igual.

Foi ainda calculado um segundo *CAPEX*, onde todos os equipamentos utilizados para produção e armazenamento de hidrogénio, são financiados em 50% recorrendo a fundos europeus, Figura 42. Esta abordagem foi apresentada pela Finerge.

Eletrolisador						Caso 1	
Produção	Horas	Dias					
Mobilidade	847	106					
Eletricidade	1546	193					
Produção Inviável	527	66					
Total	2920	365					
Dados adicionais						Equipamentos	
Tanque (kg)	330				Eletrolisador 1,25MW	2 182 100,00	
Ciclos bateria	230				Buffer tanque 30 m3	83 520,00	
Produção Hidrogénio kg/h	18,785				Compressor 17kg/h	146 000,00	
Consumo água eletrolisador (m3/h)	0,369				Tanque 330kg	310 266,89	
					Motor 1 MW	1 000 000,00	
					Engenharia/Montagem/Comissionamento	300 000,00	
					Total CAPEX	4 021 886,89	
					Financiamento 50%	1 510 943,45	
					Novo CAPEX 50%	2 510 943,45	
Caso 1							
			Eletrolisador por MW	Buffer por m ³	Compressor por kg/h	Tanque alta pressão por kg	Motor por MW
			1 745 680,00	2 784,00	8 588,24	940,20	1 000 000,00
			Custo médio (€)				
			0,704				
			Custo água (€/m3)				
			621,64				
			Custo consumo água anual				

Figura 42 - CAPEX CASO 1.

Para o cálculo do *OPEX*, que representa os custos de operação e manutenção anual, foi verificado para o município de Penamacor, município no qual está presente a localização do projeto, o custo de água para uso industrial onde se verificou o valor de 0,704 euros por metro cúbico.

Com essa informação e sabendo também o consumo de água do eletrolisador por hora, a totalidade de horas de trabalho anuais, foi possível calcular o custo do consumo de água anual, onde neste caso de 621,64 euros.

Foi considerado um funcionário com um salário de 1500 euros por mês, 14 meses de recebimento e um fator multiplicativo de 1,67, fornecido pela Finerge, onde representa o custo de cada funcionário à empresa. Como custos de manutenção foi aconselhado pela Finerge o valor médio de 50 000 euros por ano. Com estes dados foi possível calcular o *OPEX* somando os mesmos, obtendo-se um valor de 85 691,64 euros, Figura 43.

C_OPEX	85 691,64
n	25
tx	0,06
CRF	0,07823

Figura 43 - OPEX caso 1.

Para calcular o *CRF* (*Capital Recovery Factor*), recorreu-se á equação (6-1), onde *i* representa a taxa de juro e *n* o número de anos de vida útil do projeto. Para o *n* foi adotado o valor de 25 anos e para a taxa de juro o valor de 6%, onde o valor de 25 anos se justifica pela vida útil dos equipamentos e a taxa de juro foi um valor adotado tendo em conta que as obrigações do tesouro de Portugal com taxa fixa e prazo residual de 10 anos é de 3,08%, e que o crédito pessoal ronda a taxa de 10,5%, com base nesses dados foi utilizado um valor intermédio de 6%.

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (6-1)$$

De seguida criou-se uma tabela, representada na Figura 44, onde está discriminada a receita obtida das simulações onde, produção direta é referente á simulação de produção de hidrogénio e venda sob a forma de energia elétrica à rede, “Auxilio de bateria” é referente ao ganho extra da simulação onde a bateria carrega nos momentos de preço zero, e descarrega nos momentos “não vendidos” da simulação anterior, e “venda para mobilidade” representa a receita acrescida de todos os momentos “não vendidos” que foram possíveis converter em vendas para mobilidade a um preço de seis euros por quilo. No fim é apresentado o valor total da receita conjunta. Dividindo a receita pelo *CAPEX* obteve-se o *Payback* em anos.

Caso 1 (PREÇOS DE MERCADO)				
Dados	Produção direta	Auxilio de bateria	Venda para mobilidade	TOTAL
Reita Líquida (€)	23 025,12	3 549,55	38 527,99	65 102,66
Payback (anos)	171,63	148,71	-	60,70
LCOH (€/kg H ₂)	8,78			

Figura 44 - Caso 1 payback e LCOH.

Para o cálculo do LCOH, que é o custo nivelado do hidrogénio, em €/kg, foi utilizada a equação (6-2) onde *CAPEX* é o investimento inicial, em €, *CRF* é fator de recuperação de capital, adimensional, *OPEX* são custos de operação e manutenção anual, em €, e *PA_H* é a produção anual de hidrogénio, em kg.

$$LCOH = \frac{CAPEX \times CRF + OPEX}{PA_H} \quad (6-2)$$

O cálculo da produção anual de hidrogénio, foi feito através das horas de operação anuais do eletrolisador, a multiplicando esse valor pelos quilogramas produzidos por hora, já após compressão. Obteve-se um valor de 8,78 €/kg H₂ de LCOH e anos muito elevados de *payback*.

De seguida criou-se outra tabela para recalcular estes indicadores utilizando o novo CAPEX onde as tecnologias de produção e armazenamento de hidrogénio são financiadas em 50% nos sistemas de produção e armazenamento de hidrogénio. Pela Figura 45 é perceptível que tanto o *payback* como o LCOH baixam, porém, os valores de *payback* continuam muito altos, inviabilizando o projeto.

Caso 1 (PREÇOS DE MERCADO) + FINANCIAMENTO 50%				
Dados	Produção direta	Auxílio de bateria	Venda para mobilidade	TOTAL
Reita Líquida (€)	23 025,12	3 549,55	38 527,99	65 102,66
Payback (anos)	106,01	91,85	-	37,49
LCOH €/kg H ₂	6,15			

Figura 45 - Caso 1 valores de *payback* e LCOH com financiamento de 50%.

6.2 Caso 2

No estudo do caso dois, alteraram-se os equipamentos, Figura 46, utilizou-se o eletrolisador Silyzer 300 com potência nominal de aproximadamente 2,2 MW capaz de produzir 41,88 kg/h, e ao invés de um motor foi utilizada uma célula de combustível com 1,6 MW de potência e uma eficiência elétrica de 55%.

Nesta simulação o parâmetro “Tempo hold(h)” foi reduzido de 48 horas para 24 horas, tendo-se mostrado mais eficiente.

Parâmetros Operacionais	Hórarío de funcionamento				
Eletrolisador hora início	09:00	Hidrogénio			
Eletrolisador hora fim	17:00				
		LHV (kWh/kg) 33,33			
Eletrolisador Sillyzer 300 (stack)	Potencia Nominal MW	Produção de H ₂ [kg/h]	Produção de H ₂ [Nm ³ /h]	Eficiência eletrolisador [%]	Consumo específico de energia [MWh/kg H ₂]
3	2,187	41,88	465,9	0,638253498	0,05222063
Fuel Cell EKPO 400 (STACK)	Potencia elétrica MW	Consumo de H ₂ [kg/h]	Consumo de H ₂ [Nm ³ /h]	Eficiencia elétrica	produção (MWh/kg)
4	1,6	84,12	934,4	0,55	0,019020447
Tempo hold (h)	24				
Capacidade tanque (kg)	711,96				
Dados	MW	MWh	tempo carga/descarga (horas)	Eficiencia	
Bateria Iões de Litio	2,236	4,472	2	0,9	
		5,2			
Dados	Eficiencia				
Compressor	0,85				
kg produzidos após compressão	35,598				
Razão produção h / consumo h	2,363054104				
Preço €/kg (mobilidade)	6				

Figura 46 – Caso 2 características dos equipamentos.

Com os novos dados mencionados foi feita toda a simulação, seguindo todos os passos explicados até este momento.

Como o eletrolisador é de maior capacidade de produção utilizou-se como referência o projeto 2 da Finerge, que apresenta um eletrolisador de 2,5 MW e atualizou-se o custo médio por MW com base nesse projeto.

Todos os parâmetros foram corrigidos às características dos novos equipamentos. No OPEX foi adicionado um valor de mais 25 000 euros devido a uma célula de combustível requerer mais manutenção que um motor, e o eletrolisador por ter maior potência que o anterior, foram adicionados outros 25 000 euros, resumindo-se assim num acréscimo total de 50 000 euros face ao OPEX anterior.

Feita a análise financeira da mesma forma que no caso um, obtiveram-se os seguintes resultados apresentados na Figura 47 e Figura 48.

Eletrolisador					Caso 3
Produção	Horas	Dias			Custo
movilidade	1053	132			Eletrolisador 2,2MW
motor	1539	192			3 080 000,00
venda inviável	328	41			Buffer tanque 30 m3
		365			83 520,00
					Compressor 27 kg/h
					231 882,35
					Tanque 330kg
					310 266,89
					FUEL CELL 1,6 MW
					2 880 000,00
					Engenharia/Montagem/Comissionamento
					300 000,00
					Total CAPEX
					6 885 669,24
					Financiamento 50%
					2 002 834,62
					Novo CAPEX
					4 882 834,62
Caso 3					
	Eletrolisador por MW	Buffer por m ³	Compressor por kg/h	Tanque alta pressão por kg	Fuel Cell por MW
Custo médio (€)	1 400 000,00	2 784,00	8 588,24	940,20	1 800 000,00
Consumo água eletrolisador (m3/h)	0,588				
Custo água (€/m3)	0,704				
Custo consumo água anual	1 072,96				

Figura 47 - Caso 2 amostragem de resultados 1.

		C_OPEX	136 142,96	
		n	25	
		tx	0,06	
		CRF	0,078226718	
Caso 3 (PREÇOS DE MERCADO)				
Dados	Produção direta	Auxilio de bateria	Venda para mobilidade	TOTAL
Reita Líquida (€)	59 098,15	3 951,00	83 642,87	146 692,02
Payback (anos)	116,51	109,21	-	46,94
LCOH (€/kg H ₂)	7,31			
Caso 3 (PREÇOS DE MERCADO) + FINANCIAMENTO 50%				
Dados	Produção direta	Auxilio de bateria	Venda para mobilidade	TOTAL
Reita Líquida (€)	59 098,15	3 951,00	83 642,87	146 692,02
Payback (anos)	82,62	77,44	-	33,29
LCOH €/kg H ₂	5,62			

Figura 48 - Caso 2 amostragem de resultados 2.

Quando comparado este caso dois com o caso 1, verifica-se que o valor de *LCOH* e *payback* reduziram, tanto na análise sem financiamento como com financiamento, porém os anos de *payback* continuam extremamente elevados, inviabilizando o projeto.

O uso da célula de combustível que se apresenta com uma vantagem de 15% face ao motor em questões de eficiência, possibilitou a redução destes indicadores, porém o eletrolisador utilizado nesta simulação também é mais eficiente, contribuindo também para a redução verificada.

6.3 Caso 3

Neste último caso de análise, caso 3, pretendeu-se analisar um caso de escala um pouco maior. Para isso foi utilizado o eletrolisador Silyzer 300 com potência nominal de aproximadamente 3,65 MW capaz de produzir 69,8 kg/h, e dois motores de 1 MW cada com um consumo de 152 kg/h de hidrogénio.

Face ao caso 1 o eletrolisador passou de 1,25 MW para 3,65 MW, os parâmetros da bateria foram duplicados, de forma a conseguir que o eletrolisador trabalhe em carga máxima, e a potência do motor passou de 0,93 MW para dois motores, cada com 1 MW. O motor em causa é da empresa Jenbacher, modelo J420 E 900, o qual usa 100% hidrogénio como combustível. Na Figura 49 estão apresentadas todas as características técnicas dos equipamentos e parâmetros utilizados para a simulação.

Parâmetros Operacionais	Hórorio de funcionamento	Hidrogénio			
Eletrolisador hora início	09:00	LVV (kWh/kg)			
Eletrolisador hora fim	17:00	33,33			
Eletrolisador SILYZER 300	Potencia Nominal MW	Produção de H ₂ [kg/h]	Produção de H ₂ [Nm ³ /h]	Eficiência eletrolisador [%]	Consumo específico de energia [MWh/kg H ₂]
5	3,645	69,8	776,5	0,638253498	0,05222063
Motor J420 E 900	Potencia eletrica MW	Consumo de H ₂ [kg/h]	Consumo de H ₂ [Nm ³ /h]	Eficiência elétrica	produção (MWh/kg)
2	2	152	1666	0,4	0,013157895
Tempo hold (h)	24				
Capacidade tanque (kg)	1186,6				
Dados	MW	MWh	tempo carga/descarga (horas)	Eficiencia	
Bateria Iões de Lítio	4,472	8,944	2	0,9	
Dados	Eficiencia	10,4			
Compressor	0,85				
kg produzidos após compressão	59,33				
Razão produção h / consumo h	2,561941682				
Preço €/kg (mobilidade)	6				

Figura 49 - Caso 3 características dos equipamentos.

Para estimar o custo do eletrolisador de 3,65 MW utilizado neste caso, foi realizada uma extrapolação de escala, utilizando os dois projetos fornecidos pela Finerge.

Começou-se por calcular um fator de escala utilizando a equação (6-3), onde C_2 é o custo do eletrolisador do projeto 2, em €, C_1 o custo do eletrolisador do projeto 1 em €, P_2 a potência do eletrolisador do projeto 2, em MW, P_1 a potência do eletrolisador do projeto 1, em MW, e b o fator de escala que se pretende calcular, adimensional.

$$\frac{C_2}{C_1} = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^b \quad (6-3)$$

Após o cálculo obteve-se um valor de fator de escala de 0,68, o que reflete que o custo do MW diminui com o aumento da potência instalada.

Utilizando o projeto 2, ou seja, o eletrolisador de 2,5 MW como referência calculou-se pela equação 2 o custo do eletrolisador, $C_{3.65}$, utilizado neste caso 3, em MW. C_2 representa o custo do eletrolisador do projeto utilizado como referência, em €, $P_{3.65}$ representa a potência do eletrolisador que se pretende calcular o custo, em MW, P_2 a potencia do eletrolisador de referência, em MW, e b é o fator de escala calculado anteriormente, sendo este adimensional.

$$C_{3.65} = C_2 \times \left(\frac{P_{3.65}}{P_2} \right)^b \quad (6-4)$$

Este método foi utilizado para estimar o valor dos restantes equipamentos que aumentaram de capacidade.

No *OPEX* foi adicionado um valor adicional de 25 000 euros, face ao caso um, devido ao motor passar de 0,93 MW para 2MW, e o eletrolisador por ter passado de uma potência de 1,25 MW, relativamente ao caso um, para 3,65 MW, foram adicionados mais 50 000 euros, resumindo-se assim em mais 75 000 euros de acréscimo total face ao *OPEX* do caso um.

Feita a análise financeira exatamente no mesmo modelo que no caso um, obtiveram-se os seguintes resultados apresentados na Figura 50 e Figura 51.

Eletrolisador						Caso 3	
Produção	Horas	Dias			Equipamentos	Custo	
mobilidade	1140	143			Eletrolisador 3,65 MW	4 527 182,33	
motor	1480	185			Buffer tanque 50 m3	118 320,00	
venda inviável	300	37			Compressor 47kg/h	403 647,06	
		365			Tanque 500 kg	399 586,15	
					Motor 2 MW	1 800 000,00	
Dados adicionais					Engenharia/Montagem/Comissionamento	300 000,00	
Tanque (kg)	500				Total CAPEX	7 548 735,54	
Ciclos bateria	42				Financiamento 50%	2 874 367,77	
Produção Hidrogénio kg/h	59,33				Novo CAPEX	4 674 367,77	
			Caso 3				
			Eletrolisador por MW	Buffer por m ³	Compressor por kg/h	Tanque alta pressão por kg	Motor por MW
Custo médio (€)			1 240 323,93	2 366,40	8 588,24	799,17	900 000,00
Consumo água eletrolisador (m3/h)			1,176				
Custo água (€/m3)			0,704				
Custo consumo água anual			2 169,11				

Figura 50 Caso 3 amostragem de resultados 1.

		C_OPEX	162 239,11	
		n	25	
		tx	0,06	
		CRF	0,078226718	
Caso ME (PREÇOS DE MERCADO)				
Dados	Produção direta	Auxílio de bateria	Venda para mobilidade	TOTAL
Reita Líquida (€)	63 711,86	8 251,24	162 006,53	233 969,63
Payback (anos)	118,48	104,90	-	32,26
LCOH (€/kg H ₂)	4,84			
Caso ME (PREÇOS DE MERCADO) + FINANCIAMENTO 50%				
Dados	Produção direta	Auxílio de bateria	Venda para mobilidade	TOTAL
Reita Líquida (€)	63 711,86	8 251,24	162 006,53	233 969,63
Payback (anos)	73,37	64,96	-	19,98
LCOH €/kg H ₂	3,40			

Figura 51 - Caso 3 amostragem de resultados 2.

Nesta simulação, com financiamento a 50%, o *LCOH* apresenta um valor de 3,40 €/kg o que é muito mais apelativo do que as anteriores simulações, porém o *payback* de aproximadamente 20 anos continua a ser um valor elevado dada a vida útil do projeto ser 25 anos.

6.3.1 Análise para serviços de sistema

Como neste caso 3 foram utilizados dois motores de 1 MW, perfazendo assim 2 MW, foi testada a possibilidade de prestação de serviços de sistema, nomeadamente de regulação secundária (aFRR), onde se fez uma simulação de oferta de banda a subir de um MW.

Para isso foram descarregados do site da REN os preços relativos aos serviços de sistema aFRR, onde foram extraídos os preços de banda a subir. De seguida substituiu-se os preços de mercado da coluna C, por estes novos preços de serviços de sistema e prosseguiu-se com a simulação.

Verificou-se que o eletrolisador trabalhou mais horas para produzir hidrogénio para o motor prestar serviços de sistema do que na simulação com os preços de mercado, onde o motor apenas produzia energia para venda à rede. Este aumento deve-se ao facto de o custo de produção ser o mesmo que na simulação de preços de mercado, porém a coluna onde ocorre a venda agora possui valores maiores, devido aos preços dos serviços de sistema a subir serem maiores.

Como o eletrolisador trabalhou mais horas para produzir hidrogénio para alimentar o motor, por outro lado, trabalhou menos horas para produzir hidrogénio para a mobilidade. As receitas obtidas foram maiores, porém o *CAPEX* é o mesmo, logo os anos de *payback* são inferiores.

O número de horas de venda inviável passou de 300 horas para 296 horas, logo esta diferença de 4 horas pouco vai influenciar o valor de quilogramas produzidos anualmente, o que não alterou praticamente nada o valor do *LCOH*. Toda a análise descrita anteriormente foi realizada com base na Figura 52.

Eletrolisador				
Produção	Horas	Dias		
mobilidade	1054	132		
motor	1570	196		
venda inviável	296	37		
		365		
Dados adicionais				
Tanque (kg)	330			
Ciclos bateria	38			
Caso ME (PREÇOS aFRR)				
Dados	Produção direta	Auxílio de bateria	Venda para mobilidade	TOTAL
Reita Líquida (€)	111 786,06	10 433,94	141 821,37	264 041,37
Payback (anos)	67,53	61,76	-	28,59
LCOH €/kg H ₂	4,84			
Caso ME (PREÇOS aFRR) + FINANCIAMENTO 50%				
Dados	Produção direta	Auxílio de bateria	Venda para mobilidade	TOTAL
Reita Líquida (€)	111 786,06	10 433,94	141 821,37	264 041,37
Payback (anos)	41,82	38,25	-	17,70
LCOH €/kg H ₂	3,39			

Figura 52 - Amostragem de resultados caso 3 aFRR.

Como dito anteriormente, nesta simulação com os preços do serviço aFRR, os valores de LCOH permanecem iguais, porém os valores de payback baixam, onde no melhor caso passa de 20 anos para 18 anos.

6.4 Conclusões

Este capítulo permitiu avaliar três cenários distintos de produção, armazenamento e reconversão do hidrogénio. No caso 1, com um eletrolisador de 1,305 MW e um motor de 0,93 MW, o LCOH obtido foi de 8,78 €/kg e o *payback* ultrapassou os 30 anos, mesmo com financiamento a 50%, tornando este cenário economicamente inviável. O caso 2, com um eletrolisador de 2,2 MW e uma célula de combustível de 1,6 MW, apresentou melhorias devido à maior eficiência dos equipamentos, o que produziram LCOHs mais baixos e *payback* inferiores, mas ainda assim demasiado elevados para garantir viabilidade dentro da vida útil do projeto.

O caso 3, com um eletrolisador de 3,65 MW e dois motores de 1 MW, demonstrou o melhor desempenho. Com financiamento parcial, o LCOH desceu para 3,40 €/kg e o *payback* foi reduzido para cerca de 20 anos. Quando analisada a possibilidade de prestação de serviços de sistema (aFRR), verificou-se uma melhoria adicional, com o valor de *payback* a baixar para 18 anos, embora o LCOH se mantivesse inalterado. Este último cenário mostra-se o mais promissor, revelando que o aumento da escala e a prestação de serviços de sistemas podem ser determinantes para a viabilidade futura deste tipo de soluções.

Também é de salientar que a venda para mobilidade, apesar de usada como auxílio para viabilidade, representa grandes valores de receita, onde neste último caso representa mais de 50% do valor da receita. Assim, é perceptível que o preço de venda para mobilidade é um fator chave, podendo, ou não, viabilizar projetos deste tipo.

7. CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

7.1 Conclusões

O presente trabalho teve como objetivo central estudar a viabilidade técnica e económica de uma solução integrada para produção, armazenamento e reconversão de hidrogénio num contexto real de um parque híbrido renovável, nomeadamente a central da Raia, explorando o aproveitamento de energia excedente (*curtailment*) como ponto de partida. O estudo foi desenvolvido com base em dados reais da produção eólica da Finerge, e em simulações da produção dos dois parques solares e três aerogeradores a acrescentar á central, resultando numa caracterização detalhada do potencial de geração e das limitações da rede (limite de injeção de 128,8 MW).

Foi realizada uma revisão bibliográfica, que permitiu selecionar as tecnologias mais adequadas às necessidades do projeto, eletrolisadores PEM pela sua rápida resposta a variações de carga, armazenamento físico por compressão devido à sua maturidade e fiabilidade, e motores de combustão interna a hidrogénio pela sua robustez e menor CAPEX face às células de combustível.

A metodologia de simulação desenvolvida em Excel permitiu integrar todos os componentes do sistema, produção renovável, eletrolisador, compressor, armazenamento, reconversão via motor e bateria auxiliar, com critérios que visaram a maior proximidade á realidade. A introdução de um algoritmo de decisão com restrições reais (eficiências, tempos de espera, limites físicos e preços de mercado) foi essencial para garantir que o hidrogénio só era produzido e vendido quando economicamente viável.

Os três cenários simulados permitiram aferir que o aumento da escala do sistema, aliado a fontes de receita complementares como a prestação de serviços de sistema (aFRR) e a venda para mobilidade, são fundamentais para aproximar os indicadores económicos (*LCOH* e *payback*) de níveis mais competitivos. O cenário mais promissor, fez uso de um eletrolisador de 3,65 MW e dois motores de 1 MW cada, onde se obteve um *LCOH* de 3,40 €/kg (com financiamento) e *payback* de 18 anos, revelando potencial para viabilidade futura, embora ainda desafiante.

Em suma, a dissertação demonstrou que a valorização de *curtailment* via hidrogénio é tecnicamente viável e economicamente promissora, desde que bem dimensionado, com sinergias entre componentes e acesso a financiamento. O sistema proposto representa uma estratégia sólida para integrar mais renováveis no sistema elétrico nacional e reduzir desperdícios energéticos

7.2 Trabalhos futuros

Como continuação deste trabalho, sugere-se a implementação de um projeto piloto à escala reduzida com os parâmetros definidos no caso 3, de forma a validar na prática os resultados obtidos por simulação. A operação real dos equipamentos, especialmente do motor de combustão interna a hidrogénio, permitiria confirmar a viabilidade técnica da prestação de serviços de regulação secundária (aFRR) e quantificar de forma mais precisa os tempos de resposta e a eficiência energética.

Paralelamente, seria relevante aprofundar a possibilidade de destinar parte da produção de hidrogénio a aplicações industriais, nomeadamente na indústria química, onde a procura é mais estável e o preço de venda tende a ser competitivo. A utilização de plataformas profissionais de gestão e otimização energética, em substituição dos modelos desenvolvidos em Excel, poderá ainda permitir simulações mais robustas, considerando múltiplas variáveis em tempo real. Por fim, sugere-se a análise da prestação de serviços de sistema com foco em bandas a descer, que, embora normalmente menos remuneradas do que as bandas a subir, podem revelar-se mais promissoras e fáceis de realizar face às bandas a subir, contribuindo para uma operação mais segura do motor.

Bibliografia

Abdechafik, E. harrak, Ait Ousaleh, H., Mehmood, S., Filali Baba, Y., Bürger, I., Linder, M. e Faik, A. (2024) 'An analytical review of recent advancements on solid-state hydrogen storage', *International Journal of Hydrogen Energy*, 52, pp. 1182–1193. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.10.218>.

APREN (2024) *ELETRICIDADE RENOVÁVEL*. Lisboa. Available at: <https://www.apren.pt/pt/publicacoes/apren/anuario-apren-2024/> (Accessed: 2 May 2025).

Backurs, A., Jansons, L., Zemite, L. e Laizans, A. (2024) 'The Practical Implementation of Hydrogen-Based Sustainable Power Generation Backup', *Latvian Journal of Physics e Technical Sciences*, 61(6), pp. 69–79. Available at: <https://doi.org/10.2478/lpts-2024-0044>.

Bosu, S. e Rajamohan, N. (2024) 'Recent advancements in hydrogen storage - Comparative review on methods, operating conditions e challenges', *International Journal of Hydrogen Energy*, 52, pp. 352–370. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.344>.

Cigolotti, V., Genovese, M. e Fragiaco, P. (2021) 'Comprehensive review on fuel cell technology for stationary applications as sustainable and efficient poly-generation energy systems', *Energies*. MDPI AG. Available at: <https://doi.org/10.3390/en14164963>.

Dornheim, M., Baetcke, L., Akiba, E., Ares, J.R., Autrey, T., Barale, J., Baricco, M., Brooks, K., Chalkiadakis, N., Charbonnier, V., Christensen, S., Bellosta Von Colbe, J., Costamagna, M., Dematteis, E., Fernandez, J.F., Gennett, T., Grant, D., Heo, T.W., Hirscher, M., Hurst, K., Lototsky, M., Metz, O., Rizzi, P., Sakaki, K., Sartori, S., Stamatakis, E., Stuart, A., Stubos, A., Walker, G., Webb, C.J., Wood, B., Yartys, V. e Zoulias, E. (2022) 'Research and development of hydrogen carrier based solutions for hydrogen compression and storage', *Progress in Energy*. Institute of Physics. Available at: <https://doi.org/10.1088/2516-1083/ac7cb7>.

Elberry, A.M., Thakur, J., Santasalo-Aarnio, A. e Larmi, M. (2021) 'Large-scale compressed hydrogen storage as part of renewable electricity storage systems', *International Journal of Hydrogen Energy*. Elsevier Ltd, pp. 15671–15690. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.02.080>.

El-Shafie, M. (2023) 'Hydrogen production by water electrolysis technologies: A review', *Results in Engineering*, 20. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2023.101426>.

ERSE (no date) *Regulamentação - ERSE*. Available at: <https://www.erse.pt/atividade/regulamentacao/> (Accessed: 4 June 2025).

ESIOS (no date) *Análisis | ESIOS electricidad · datos · transparencia*. Available at: https://www.esios.ree.es/es/analisis/600?geoids=1&vis=1&start_date=01-10-2024T00%3A00&end_date=31-10-2024T23%3A55&compare_start_date=30-09-2024T00%3A00&groupby=hour (Accessed: 4 June 2025).

- Gerloff, N. (2021) 'Comparative Life-Cycle-Assessment analysis of three major water electrolysis technologies while applying various energy scenarios for a greener hydrogen production', *Journal of Energy Storage*, 43. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102759>.
- Haller, J. e Link, T. (2017) 'Thermodynamic concept for an efficient zero-emission combustion of hydrogen and oxygen in stationary internal combustion engines with high power density', *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(44), pp. 27374–27387. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.08.168>.
- Hemmati, R., Mehrjerdi, H. e Bornapour, M. (2020) 'Hybrid hydrogen-battery storage to smooth solar energy volatility and energy arbitrage considering uncertain electrical-thermal loads', *Renewable Energy*, 154, pp. 1180–1187. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.03.092>.
- Hossain, M.B., Islam, M.R., Muttaqi, K.M., Sutanto, D. e Agalgaonkar, A.P. (2023) 'Advancement of fuel cells and electrolyzers technologies and their applications to renewable-rich power grids', *Journal of Energy Storage*. Elsevier Ltd. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.106842>.
- Hu, K., Fang, J., Ai, X., Huang, D., Zhong, Z., Yang, X. e Wang, L. (2022) 'Comparative study of alkaline water electrolysis, proton exchange membrane water electrolysis and solid oxide electrolysis through multiphysics modeling', *Applied Energy*, 312. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118788>.
- Ji, M. e Wang, J. (2021) 'Review and comparison of various hydrogen production methods based on costs and life cycle impact assessment indicators', *International Journal of Hydrogen Energy*. Elsevier Ltd, pp. 38612–38635. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.09.142>.
- Kanani, B. e Zahedi, A. (2024) 'Step toward sustainable development through the integration of renewable energy systems with fuel cells: A review', *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. Elsevier Ltd. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2024.103935>.
- Li, F., Wang, D., Guo, H., Liu, Z., Zhang, J. e Lin, Z. (2025) 'Two-stage Distributionally robust optimization for hydrogen-IES participation in energy-carbon trading-frequency regulation ancillary services market', *Energy*, 328. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.136404>.
- Li, J., Wang, C., Zhai, G., Li, Q., Lim, S.H., Abdoli, S., Kook, S., Yeoh, G.H. e Chan, Q.N. (2024) 'Evaluating the techno-economic feasibility of hydrogen-fuelled reciprocating engines for renewable base-load power generation', *Energy Conversion and Management*, 311. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118515>.

Ma, N., Zhao, W., Wang, W., Li, X. e Zhou, H. (2024) 'Large scale of green hydrogen storage: Opportunities and challenges', *International Journal of Hydrogen Energy*. Elsevier Ltd, pp. 379–396. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.09.021>.

Mazza, A., Salomone, F., Arrigo, F., Bensaid, S., Bompard, E. e Chicco, G. (2020) 'Impact of Power-to-Gas on distribution systems with large renewable energy penetration', *Energy Conversion and Management: X*, 7. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2020.100053>.

MIBEL (no date) *Mibel – Mercado Ibérico de Electricidade*. Available at: <https://www.mibel.com/> (Accessed: 4 June 2025).

Ministério do Ambiente e da Ação Climática (2024) *Revisão do Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030)*.

Mlilo, N., Brown, J. e Ahfock, T. (2021) 'Impact of intermittent renewable energy generation penetration on the power system networks – A review', *Technology and Economics of Smart Grids and Sustainable Energy*. Springer. Available at: <https://doi.org/10.1007/s40866-021-00123-w>.

MTU (no date) *mtu Kinetic PowerPack*. Available at: <https://www.mtu-solutions.com/eu/en/applications/power-generation/power-generation-products/mtu-kinetic-powerpack.html> (Accessed: 8 June 2025).

MTU NEWS (no date) *Energy transition: Rolls-Royce reaches milestone with H2-ready certificate for mtu engines*. Available at: <https://www.mtu-solutions.com/eu/en/pressreleases/2024/energy-transition-rolls-royce-reaches-milestone-with-h2-ready-certificate-for-mtu-engines.html> (Accessed: 8 June 2025).

NASA (no date) *POWER Data Access Viewer*. Available at: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> (Accessed: 3 June 2025).

Nasser, M., Megahed, T.F., Ookawara, S. e Hassan, H. (2022a) 'A review of water electrolysis-based systems for hydrogen production using hybrid/solar/wind energy systems', *Environmental Science and Pollution Research*. Springer Science and Business Media Deutschland GmbH, pp. 86994–87018. Available at: <https://doi.org/10.1007/s11356-022-23323-y>.

Nasser, M., Megahed, T.F., Ookawara, S. e Hassan, H. (2022b) 'A review of water electrolysis-based systems for hydrogen production using hybrid/solar/wind energy systems', *Environmental Science and Pollution Research*. Springer Science and Business Media Deutschland GmbH, pp. 86994–87018. Available at: <https://doi.org/10.1007/s11356-022-23323-y>.

Niklaus, L., Rothe, P., Liebertseder, J. e Doppelbauer, M. (2024) 'Backup power supply for a hydrogen-producing offshore wind turbine – a technology comparison'. Available at: <https://doi.org/10.5194/wes-2024-135>.

REN (no date) *Sistema de Informação de Mercados de Energia*. Available at: <https://mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfStructMerc> (Accessed: 4 June 2025).

Risco-Bravo, A., Varela, C., Bartels, J. e Zondervan, E. (2024) 'From green hydrogen to electricity: A review on recent advances, challenges, and opportunities on power-to-hydrogen-to-power systems', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Elsevier Ltd. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113930>.

Sebbahi, S., Nabil, N., Alaoui-Belghiti, A., Laasri, S., Rachidi, S. e Hajjaji, A. (2022) 'Assessment of the three most developed water electrolysis technologies: Alkaline Water Electrolysis, Proton Exchange Membrane and Solid-Oxide Electrolysis', in *Materials Today: Proceedings*. Elsevier Ltd, pp. 140–145. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2022.04.264>.

Shadidi, B., Najafi, G. e Yusaf, T. (2021) 'A review of hydrogen as a fuel in internal combustion engines', *Energies*. MDPI. Available at: <https://doi.org/10.3390/en14196209>.

Souto, H.J. da C. e Nogueira, T.A.F.M.P. (2024) 'O Hidrogénio Como Vetor Energético do Futuro.', *Neutro à Terra*, (32), 49–55. [Preprint], (<https://parc.ipp.pt/index.php/neutroaterra/issue/view/240>). Available at: <https://doi.org/https://doi.org/10.34630/neutroaterra.vi32.5544>.

Stępień, Z. (2021) 'A comprehensive overview of hydrogen-fueled internal combustion engines: Achievements and future challenges', *Energies*. MDPI. Available at: <https://doi.org/10.3390/en14206504>.

Strömich-Jenewin, M., Saidi, A., Pivatello, A. e Mazzoni, S. (2025) 'Net-Zero Backup Solutions for Green Ammonia Hubs Based on Hydrogen Power Generation'. Available at: <https://doi.org/10.20944/preprints202505.1068.v1>.

Sutkowski, M. e Mareczek, M. (2024) 'Operational experience and new developments for industrial gas engines fuelled with hydrogen fuels', *Combustion Engines*, 197(2), pp. 146–151. Available at: <https://doi.org/10.19206/CE-183185>.

Tarhan, C. e Çil, M.A. (2021) 'A study on hydrogen, the clean energy of the future: Hydrogen storage methods', *Journal of Energy Storage*. Elsevier Ltd. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102676>.

Tilocca, G., S´ Anchez, D., Torres García, M., Escamilla, A., Perejón, P.P. e Minett, S. (2023) *A methodology to quantify product competitiveness and innovation requirements for micro gas turbine systems in hydrogen backup applications*. Available at: <http://asmedigitalcollection.asme.org/GT/proceedings-pdf/GT2023/86984/V005T06A017/7044242/v005t06a017-gt2023-102606.pdf>.

Tsujimura, T. e Suzuki, Y. (2019) 'Development of a large-sized direct injection hydrogen engine for a stationary power generator', *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 11355–11369. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.178>.

Usman, M.R. (2022) 'Hydrogen storage methods: Review and current status', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Elsevier Ltd. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112743>.

Vidas, L. e Castro, R. (2021) 'Recent developments on hydrogen production technologies: State-of-the-art review with a focus on green-electrolysis', *Applied Sciences (Switzerland)*. MDPI. Available at: <https://doi.org/10.3390/app112311363>.

Wang, L., Li, X., Hong, C., Guo, P., Guo, S. e Yang, Z. (2023) 'Research and Development of Hydrogen-Fueled Internal Combustion Engines in China', *ACS Omega*. American Chemical Society, pp. 48590–48612. Available at: <https://doi.org/10.1021/acsomega.3c05397>.

Wei, X., Sharma, S., Waeber, A., Wen, D., Sampathkumar, S.N., Margni, M., Maréchal, F. e Van herle, J. (2024a) 'Comparative life cycle analysis of electrolyzer technologies for hydrogen production: Manufacturing and operations', *Joule* [Preprint]. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2024.09.007>.

Wei, X., Sharma, S., Waeber, A., Wen, D., Sampathkumar, S.N., Margni, M., Maréchal, F. e Van herle, J. (2024b) 'Comparative life cycle analysis of electrolyzer technologies for hydrogen production: Manufacturing and operations', *Joule* [Preprint]. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2024.09.007>.

Xu, T., Gao, W., Qian, F. e Li, Y. (2022) 'The implementation limitation of variable renewable energies and its impacts on the public power grid', *Energy*, 239. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121992>.

Zhang, J. e Li, J. (2024a) 'Revolution in Renewables: Integration of Green Hydrogen for a Sustainable Future', *Energies*. Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI). Available at: <https://doi.org/10.3390/en17164148>.

Zhang, J. e Li, J. (2024b) 'Revolution in Renewables: Integration of Green Hydrogen for a Sustainable Future', *Energies*. Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI). Available at: <https://doi.org/10.3390/en17164148>.

Zhang, S. wei, Sun, B. gang, Gui, Y., Luo, Q. he, Bao, L. zhi e Leach, F. (2024) 'Experimental optimization of the performance and energy distribution of a direct injection hydrogen engine with analysis of application to onboard hydrogen storage methods', *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 72. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2024.104034>.

Apêndice A – (Fórmulas de cálculo)

D7 *fx* =SE(C7>0; C7; 0)

	A	B	C	D
6	Data	Hora	Preços ESIOS [€/MWh]	Preços sem resíduos [€/MWh]
7	2024-01-01	1	50,09	50,09
8	2024-01-01	2	47,5	47,5
9	2024-01-01	3	43,5	43,5

SOMA *fx* =SE(E7=0;D7;0)

	A	B	C	D	E	F
6	Data	Hora	Preços ESIOS [€/MWh]	Preços sem resíduos [€/MWh]	Curtaiment kWh	Preço com Curtaiment [€/MWh]
7	2024-01-01	1	50,09	50,09	0	=SE(E7=0;D7;0)
8	2024-01-01	2	47,5	47,5	0	47,5
9	2024-01-01	3	43,5	43,5	0	43,5
10	2024-01-01	4	42,5	42,5	0	42,5
11	2024-01-01	5	42,09	42,09	0	42,09
12	2024-01-01	6	42,5	42,5	0	42,5
157	2024-01-07	7	77,69	77,69	0	77,69
158	2024-01-07	8	81,79	81,79	0	81,79
159	2024-01-07	9	84,86	84,86	0	84,86
160	2024-01-07	10	61	61	1509,795451	0
161	2024-01-07	11	55,87	55,87	0	55,87
162	2024-01-07	12	50,6	50,6	0	50,6
163	2024-01-07	13	51,77	51,77	0	51,77

Apêndice B – (Algoritmos)

```
1 Sub macro_linha_E_F()
2
3   Dim wsData As Worksheet
4   Dim wsInputs As Worksheet
5   Dim lastRow As Long
6   Dim i As Long
7
8   Dim horaInicio As Integer
9   Dim horaFim As Integer
10  Dim potenciaMW As Double
11  Dim producaoH2 As Double
12  Dim horaAtual As Integer
13  Dim preco As Double
14
15  Set wsData = Worksheets("2024MV")
16  Set wsInputs = Worksheets("NInputs")
17
18  horaInicio = Val(Left(wsInputs.Range("B2").Text, 2))
19  horaFim = Val(Left(wsInputs.Range("B3").Text, 2))
20  potenciaMW = wsInputs.Range("B8").Value
21  producaoH2 = wsInputs.Range("B28").Value
22
23  lastRow = wsData.Cells(wsData.Rows.count, "B").End(xlUp).Row
24
25  wsData.Cells(6, "E").Value = "Custo horário (€)"
26  wsData.Cells(6, "F").Value = "Produção H2 (kg)"
27
28  For i = 7 To lastRow
29      horaAtual = wsData.Cells(i, "B").Value
30      preco = wsData.Cells(i, "D").Value
31
32      If IsNumeric(horaAtual) And IsNumeric(preco) Then
33          If horaAtual >= horaInicio + 1 And horaAtual <= horaFim Then
34              wsData.Cells(i, "E").Value = preco * potenciaMW
35              wsData.Cells(i, "F").Value = producaoH2
36          Else
37              wsData.Cells(i, "E").Value = 0
38              wsData.Cells(i, "F").Value = 0
39          End If
40      End If
41  Next i
42
43 End Sub
```

```

Sub macro_linha_G_H()

    Dim ws As Worksheet: Set ws = Worksheets("2024NV")
    Dim wsInputs As Worksheet: Set wsInputs = Worksheets("NInputs")

    Dim lastRow As Long: lastRow = ws.Cells(ws.Rows.Count, "F").End(xlUp).Row
    Dim holdHoras As Long: holdHoras = wsInputs.Range("B16").Value
    Dim rendimentoMWhkg As Double: rendimentoMWhkg = wsInputs.Range("F13").Value
    Dim producaoPorBloco As Double: producaoPorBloco = wsInputs.Range("B28").Value
    Dim capacidadeHoraMotor As Double: capacidadeHoraMotor = wsInputs.Range("C13").Value
    Dim limitePorHora As Integer: limitePorHora = Int(capacidadeHoraMotor / producaoPorBloco)

    ws.Cells(6, "G").Value = "Lucro líquido (€)"
    ws.Cells(6, "H").Value = "Momento de venda"

    Dim contagemVendas As Object
    Set contagemVendas = CreateObject("Scripting.Dictionary")

    Dim i As Long
    For i = 7 To lastRow

        Dim producaoKg As Double: producaoKg = ws.Cells(i, "F").Value
        Dim custoProducao As Double: custoProducao = ws.Cells(i, "E").Value

        If producaoKg > 0 Then
            Dim energiaMWh As Double
            energiaMWh = producaoKg * rendimentoMWhkg

            Dim melhorLucro As Double: melhorLucro = -1
            Dim melhorPreco As Double
            Dim melhorHora As Long

            Dim j As Long
            For j = i + 1 To WorksheetFunction.Min(i + holdHoras, lastRow)

                Dim precoVenda As Variant: precoVenda = ws.Cells(j, "C").Value
                If IsNumeric(precoVenda) Then

                    Dim dataVenda As String
                    dataVenda = Format(ws.Cells(j, "A").Value, "yyyy-mm-dd") & " " & ws.Cells(j, "B").Value & "h"

                    If Not contagemVendas.exists(dataVenda) Then contagemVendas(dataVenda) = 0
                    If contagemVendas(dataVenda) < limitePorHora Then

                        Dim receita As Double: receita = precoVenda * energiaMWh
                        Dim lucro As Double: lucro = receita - custoProducao

                        If lucro > melhorLucro Then
                            melhorLucro = lucro
                            melhorPreco = precoVenda
                            melhorHora = j
                        End If

                    End If
                End If
            Next j

            If melhorLucro > 0 Then
                Dim dataHoraFinal As String
                dataHoraFinal = Format(ws.Cells(melhorHora, "A").Value, "yyyy-mm-dd") & " " & ws.Cells(melhorHora, "B").Value & "h"

                ws.Cells(i, "G").Value = Round(melhorLucro, 2)
                ws.Cells(i, "H").Value = dataHoraFinal & " @ " & Round(melhorPreco, 2) & " €/MWh"

                contagemVendas(dataHoraFinal) = contagemVendas(dataHoraFinal) + 1
            Else
                ws.Cells(i, "G").Value = 0
                ws.Cells(i, "H").Value = "Não vendido"
            End If
        Else
            ws.Cells(i, "G").Value = ""
            ws.Cells(i, "H").Value = ""
        End If
    Next i

End Sub

```

```

1 Sub macro_linha_I_3()
2
3   Dim ws As Worksheet
4   Set ws = ThisWorkbook.Sheets("2024NV")
5
6   Dim wsInputs As Worksheet
7   Set wsInputs = ThisWorkbook.Sheets("NInputs")
8
9   Dim i As Long, j As Long
10  Dim tanque As Double
11  Dim ultimalinha As Long
12  Dim status As Variant
13  Dim regex As Object, matches As Object
14  Dim dataVendaStr As String, horaVendaStr As String
15
16  ultimalinha = ws.Cells(ws.Rows.count, "H").End(xlUp).Row
17  tanque = 0
18
19  Dim kgProducao As Double
20  kgProducao = wsInputs.Range("B2B").Value
21  Dim kgVenda As Double
22  kgVenda = kgProducao
23
24  Set regex = CreateObject("VBScript.RegExp")
25  regex.Pattern = "(\\d{4}-\\d{2}-\\d{2})\\s+(\\d{1,2})h"
26  regex.IgnoreCase = True
27  regex.Global = False
28
29  Dim balanco() As Double
30  ReDim balanco(1 To ultimalinha)
31
32  Dim vendas() As Variant
33  ReDim vendas(1 To ultimalinha, 1 To 2)
34  Dim vendaCount As Long: vendaCount = 0
35
36  For i = 7 To ultimalinha
37    status = Trim(LCase(CStr(ws.Cells(i, "H").Value)))
38
39    If status <> "" And status <> "n o vendido" Then
40      balanco(i) = kgProducao
41
42      If regex.Test(ws.Cells(i, "H").Value) Then
43        Set matches = regex.Execute(ws.Cells(i, "H").Value)
44        dataVendaStr = Trim(matches(0).SubMatches(0))
45        horaVendaStr = Trim(CStr(CInt(matches(0).SubMatches(1))))
46        vendaCount = vendaCount + 1
47        vendas(vendaCount, 1) = dataVendaStr
48        vendas(vendaCount, 2) = horaVendaStr
49      End If
50    Else
51      balanco(i) = 0
52    End If
53  Next i
54
55  For i = 1 To vendaCount
56    For j = 7 To ultimalinha
57      If Trim(CStr(ws.Cells(j, "A").Value)) = vendas(i, 1) And _
58        Trim(CStr(ws.Cells(j, "B").Value)) = vendas(i, 2) Then
59        balanco(j) = balanco(j) - kgVenda
60        Exit For
61      End If
62    Next j
63  Next i
64
65  For i = 7 To ultimalinha
66    tanque = tanque + balanco(i)
67
68    If Abs(tanque) < 0.0000001 Then tanque = 0
69
70    ws.Cells(i, "I").Value = tanque
71    ws.Cells(i, "I").NumberFormat = "0.000"
72
73    If balanco(i) <> 0 Then
74      ws.Cells(i, "J").Value = balanco(i)
75      ws.Cells(i, "J").NumberFormat = "0.000"
76    Else
77      ws.Cells(i, "J").Value = ""
78    End If
79  Next i
80
81 End Sub

```

```

Sub macro_linha_M_N_0()

Dim ws As Worksheet: Set ws = Worksheets("2024NV")
Dim wsInputs As Worksheet: Set wsInputs = Worksheets("NInputs")
Dim ultimaLinha As Long: ultimaLinha = ws.Cells(ws.Rows.count, "A").End(xlUp).Row

Dim colEstadoBateria As Long: colEstadoBateria = 13
Dim colMovimentoBateria As Long: colMovimentoBateria = 14
Dim colLucro As Long: colLucro = 15

Dim colPrecoCompra As Long: colPrecoCompra = ws.Rows(6).Find("Preço com Curtailment [€/MWh]", , , xlWhole).Column
Dim colPrecoVenda As Long: colPrecoVenda = ws.Rows(6).Find("Preços Mercado [€/MWh]", , , xlWhole).Column
Dim colStatusVenda As Long: colStatusVenda = ws.Rows(6).Find("Momento de venda", , , xlWhole).Column

Dim kgH2 As Double: kgH2 = wsInputs.Range("B28").Value
Dim rendimento As Double: rendimento = wsInputs.Range("F13").Value
Dim capacidadeMax As Double: capacidadeMax = wsInputs.Range("C22").Value
Dim potenciaCarga As Double: potenciaCarga = wsInputs.Range("B22").Value
Dim eficiencia As Double: eficiencia = wsInputs.Range("E22").Value
Dim energiaNecessaria As Double: energiaNecessaria = wsInputs.Range("B8").Value
Dim energiaParaVenda As Double: energiaParaVenda = energiaNecessaria / eficiencia

Dim estadoBateria As Double: estadoBateria = 0
Dim i As Long

ws.Range("M7:O" & ultimaLinha).ClearContents

For i = 7 To ultimaLinha
    Dim precoCompra As Variant: precoCompra = ws.Cells(i, colPrecoCompra).Value

    If IsNumeric(precoCompra) And precoCompra > 0 Then
        If estadoBateria < capacidadeMax Then
            Dim cargaPossivel As Double
            cargaPossivel = Application.WorksheetFunction.Min(potenciaCarga, capacidadeMax - estadoBateria)
            estadoBateria = estadoBateria + cargaPossivel
            ws.Cells(i, colMovimentoBateria).Value = "+" & Round(cargaPossivel, 3)
        End If
    End If

    Dim statusVenda As String: statusVenda = LCase(Trim(ws.Cells(i, colStatusVenda).Value))
    If statusVenda = "não vendido" Then
        If estadoBateria >= energiaParaVenda Then
            Dim precoVenda As Variant: precoVenda = ws.Cells(i, colPrecoVenda).Value
            If IsNumeric(precoVenda) Then
                Dim lucro As Double
                lucro = kgH2 * rendimento * precoVenda

                estadoBateria = estadoBateria - energiaParaVenda
                ws.Cells(i, colMovimentoBateria).Value = "-" & Round(energiaParaVenda, 3)
                ws.Cells(i, colLucro).Value = Round(lucro, 2)
            End If
        End If
    End If

    ws.Cells(i, colEstadoBateria).Value = Round(estadoBateria, 3)
Next i

End Sub

```

```

Sub macro_linha_P_Q()

    Dim ws As Worksheet: Set ws = Worksheets("2024NV")
    Dim ultimaLinha As Long: ultimaLinha = ws.Cells(ws.Rows.count, "A").End(xlUp).Row

    Const collucroH2 As Long = 7      ' G
    Const colDataVendaOriginal As Long = 8      ' H
    Const collucroBateria As Long = 15      ' O
    Const colDataVendaCorrigida As Long = 16      ' P
    Const collucroTotal As Long = 17      ' Q
    Const colData As Long = 1      ' A
    Const colHora As Long = 2      ' B
    Const colPrecoMercado As Long = 3      ' C

    Dim i As Long

    For i = 7 To ultimaLinha
        Dim valorH As String: valorH = Trim(LCase(ws.Cells(i, colDataVendaOriginal).Value))
        Dim lucroH2 As Double
        Dim lucroBateria As Double
        Dim lucroTotal As Double

        If IsNumeric(ws.Cells(i, collucroH2).Value) Then
            lucroH2 = ws.Cells(i, collucroH2).Value
        Else
            lucroH2 = 0
        End If

        If IsNumeric(ws.Cells(i, collucroBateria).Value) Then
            lucroBateria = ws.Cells(i, collucroBateria).Value
        Else
            lucroBateria = 0
        End If

        lucroTotal = Round(lucroH2 + lucroBateria, 3)

        If valorH = "n\u00e3o vendido" Then
            If lucroBateria <> 0 Then

                Dim dataVenda As String
                Dim dataTexto As String: dataTexto = Format(ws.Cells(i, colData).Value, "yyyy-mm-dd")
                Dim horaTexto As String: horaTexto = ws.Cells(i, colHora).Value & "h"
                Dim precoTexto As String: precoTexto = ws.Cells(i, colPrecoMercado).Value & " \u20ac/MWh"
                dataVenda = dataTexto & " " & horaTexto & " @ " & precoTexto

                ws.Cells(i, colDataVendaCorrigida).Value = dataVenda
                ws.Cells(i, collucroTotal).Value = lucroTotal
            Else
                ws.Cells(i, colDataVendaCorrigida).Value = "n\u00e3o vendido"
                ws.Cells(i, collucroTotal).ClearContents
            End If
        Else
            ws.Cells(i, colDataVendaCorrigida).Value = ws.Cells(i, colDataVendaOriginal).Value
            If lucroTotal <> 0 Then
                ws.Cells(i, collucroTotal).Value = lucroTotal
            Else
                ws.Cells(i, collucroTotal).ClearContents
            End If
        End If
    Next i

End Sub

```