



Análise de mercado e perspetivas de crescimento da produção de hidrogénio verde por energia solar e eólica

RUBEN ANDRÉ FIGUEIREDO GRENHO
(Licenciado em Engenharia Mecânica)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia e Gestão Industrial

Orientador:

Doutor João Manuel Ferreira Calado

Júri:

Presidente:

Doutor Vítor Manuel Rodrigues Anes

Vogais:

Doutor Carlos Baptista Cardeira

Doutor João Manuel Ferreira Calado

Novembro de 2024

Análise de mercado e perspetivas de crescimento da produção de hidrogénio verde por energia solar e eólica

RUBEN ANDRÉ FIGUEIREDO GRENHO

(Licenciado em Engenharia Mecânica)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia e Gestão Industrial

Orientador:

Doutor João Manuel Ferreira Calado, ISEL – Instituto Superior de
Engenharia de Lisboa

Júri:

Presidente:

Doutor Vitor Manuel Rodrigues Anes – Instituto Superior de
Engenharia de Lisboa

Vogais:

Doutor Carlos Baptista Carneira – Instituto Superior Técnico
Doutor João Manuel Ferreira Calado – Instituto Superior de
Engenharia de Lisboa

Novembro de 2024

Agradecimentos

Com imensa gratidão, agradeço a todos os que sempre me apoiaram neste percurso e me deram o suporte moral e técnico sempre que precisei, com especial atenção à minha família mais próxima: mãe e pai. Agradeço ao meu orientador Doutor João Calado pela orientação e apoio indispensáveis durante a elaboração desta dissertação.

Declaração de integridade

Declaro que esta dissertação é o resultado da minha investigação pessoal e independente. O seu conteúdo é original e todas as fontes listadas nas referências bibliográficas foram consultadas e estão devidamente mencionadas no texto. Mais declaro que todas as referências científicas e técnicas relevantes para o desenvolvimento do trabalho estão devidamente citadas e constam das referências bibliográficas.

O autor

Ruben André Figueiredo Gaenho

Lisboa, 30 de setembro de 2024

Resumo

A crise energética global, intensificada pelas mudanças climáticas causadas pelo efeito estufa, tem se tornado um dos principais desafios do nosso tempo, exigindo soluções inovadoras e sustentáveis. Para se proceder a uma transição energética sustentável, novas fontes de energia têm sido desenvolvidas, entre as quais o hidrogénio puro, que promete alta eficiência energética e redução significativa das emissões poluentes.

Nesta dissertação, através de uma revisão de literatura e casos de estudo, será feita uma análise económica e ambiental aos diferentes métodos e tecnologias de produção de hidrogénio com especial incidência no hidrogénio verde, de forma a determinar-se a magnitude deste mercado a nível global e a viabilidade de implementação desta indústria ao nível nacional. São analisadas as oportunidades do setor, através de fatores chave como os principais intervenientes, as regulamentações em vigor, custos de produção e procura de mercado. Paralelamente, uma análise crítica das vantagens e desvantagens permite embasar a tomada de decisões estratégicas por parte de todas as partes envolvidas (*stakeholders*).

Através deste estudo é possível concluir que face aos recursos disponíveis a implementação do mercado de hidrogénio verde em Portugal é viável. A viabilidade económica parece ser evidente, pois o investimento é rapidamente amortizado pelas receitas obtidas com a venda da matéria-prima gerada no processo de eletrólise. O hidrogénio verde representa uma oportunidade única para Portugal impulsionar a transição energética, reduzir a pegada ecológica e estimular o desenvolvimento industrial, gerando benefícios económicos significativos.

Palavras-Chave

Hidrogénio verde; Eletrólise; Energias renováveis; Armazenamento de hidrogénio; Transporte de hidrogénio.

Abstract

The global energy crisis, intensified by climate change caused by the greenhouse effect, has become one of the major challenges of our time, requiring innovative and sustainable solutions. To achieve a sustainable energy transition, new energy sources have been developed, among which pure hydrogen stands out, promising high energy efficiency and significant reduction in pollutant emissions.

In this dissertation, through a literature review and case studies, an economic and environmental analysis of the different methods and technologies for hydrogen production will be conducted, with a special focus on green hydrogen, to determine the global market's magnitude and the feasibility of implementing this industry at a national level. Opportunities of this sector will be examined through key factors such as the main stakeholders, current regulations, production costs and market demand. Additionally, a critical analysis of the advantages and disadvantages will provide a foundation for strategic decision-making by all stakeholders involved.

Through this study it is possible to conclude that given the available resources, the implementation of the green hydrogen market in Portugal is viable. Economic viability appears to be evident, as the investment is quickly recovered through revenues generated from the sale of raw material produced in the electrolysis process. Green hydrogen represents a unique opportunity for Portugal to drive the energy transition, reduce its carbon footprint and stimulate industrial development, generating significant economic benefits.

Keywords

Green hydrogen; Electrolysis; Renewable energies; Hydrogen storage; Hydrogen transportation.

Índice

Agradecimentos.....	i
Declaração de integridade	ii
Resumo	iii
Abstract	iv
Índice de Figuras	vii
Índice de Tabelas	x
Simbologia e abreviaturas	xii
Simbologia	xii
Abreviaturas.....	xiii
1 Introdução.....	15
1.1 Objetivos	15
1.2 Motivação.....	16
1.3 Estrutura do documento	17
1.4 Conclusões	18
2 Metodologia para levantamento do estado de arte	20
2.1 Introdução	20
2.2 Procedimento metodológico	21
2.3 Conclusões	27
3 Infraestruturas de produção de hidrogénio.....	28
3.1 Introdução	28
3.2 Métodos de Produção de Hidrogénio	32
3.3 Armazenamento	44
3.4 Transporte.....	52
3.5 Conclusões	55
4 Caso de estudo (Portugal)	58
4.1 Introdução	58
4.2 Previsão da Energia Solar e Eólica disponível para produção de hidrogénio verde em 2030.....	65

4.3 Previsão da capacidade de produção de hidrogénio para 2030	75
4.4 Análise Económica.....	78
4.5 Conclusões	95
5 Conclusões.....	100
Referências bibliográficas.....	103

Índice de Figuras

Figura 2.1 Crescimento do número de artigos desde 1990 até 2023.	22
Figura 2.2 Pesquisa com filtragem de palavras-chave no portal Scopus para títulos, resumos e palavras-chaves: a) considerando o operador booleano "OR"; b) considerando o operador booleano "AND".....	23
Figura 2.3 Mapa de correlações entre palavras-chave da pesquisa "hydrogen production, storage and distribution".	25
Figura 2.4 Mapa de correlações entre palavras-chave da pesquisa "hydrogen production, storage and distribution" com refinação da frequência de cada palavra-chave.....	26
Figura 3.1.1 Investimento RD&D dos governos por região em tecnologias de H ₂ , 2018-2022 (adaptado de International Energy Agency, 2023).	29
Figura 3.1.2 Compromissos financeiros de MDB's em hidrogénio, por banco e por país, 2021-2023 (adaptado de International Energy Agency, 2023).	30
Figura 3.1.3 Acordos de cooperação entre governos sobre hidrogénio a partir de agosto de 2022 (adaptado de International Energy Agency, 2023).	31
Figura 3.2.1 Produção de hidrogénio dourado (adaptado de Cemvita, 2023).	43
Figura 3.2.2 Mecanismo de separação fotocatalítica de água num fotocatalisador semi-condutor (adaptado de R. Li, 2017).....	40
Figura 3.2.3 Equações químicas e propriedades endotérmicas e exotérmicas dos principais TWSC (adaptado de X. Li <i>et al.</i> , 2022).....	41
Figura 3.2.4 Diagrama esquemático de um sistema solar-eólico de produção de hidrogénio.....	43
Figura 3.3.1 Esquema da entrada de hidrogénio nos poros e respetiva saída do petróleo (adaptado de Wallace <i>et al.</i> , 2021).	45
Figura 3.3.2 Diagrama conceptual de uma caverna rochosa revestida (adaptado de Muhammed <i>et al.</i> , 2023).	47
Figura 3.3.3 Visualização da adsorção física de H ₂ a um composto Cu-SnC (Ding & Yakobson, 2011).....	49
Figura 3.3.4 Densidade do hidrogénio mediante a variação da temperatura e pressão do sistema (adaptado de Muhammed <i>et al.</i> , 2023)	49

Figura 3.3.5 Tipos de reservatórios usados para armazenamento de hidrogénio (adaptado de Muhammed <i>et al.</i> , 2023).	50
Figura 3.3.6 Esquema de um reservatório de hidrogénio no estado líquido (criogénico) (adaptado de Muhammed <i>et al.</i> , 2023).	51
Figura 3.4.1 Custos de transporte por kgH ₂ por hidrogénio líquido e por amónia pela rota (a) Austrália-Roterdão e pela rota (b) Austrália-Tóquio (adaptado de Johnston <i>et al.</i> , 2022).	52
Figura 3.4.2 Falha mecânica causada pela difusão de átomos de hidrogénio na tubagem (adaptado de Sofian <i>et al.</i> , 2024).	54
Figura 3.5.1 Comparação dos tipos de hidrogénio mediante as emissões carbónicas, custo de produção e TRL.	56
Figura 3.5.2 Principais tipos de produção de hidrogénio mediante o Plano Nacional de Hidrogénio de cada país em 2022 (adaptado de Incer-Valverde <i>et al.</i> , 2023).	57
Figura 4.1.1 Evolução da dependência energética de Portugal, 2002-2022 (Observatório Da Energia <i>et al.</i> , 2024).	58
Figura 4.1.2 Dependência energética EU (Observatório Da Energia <i>et al.</i> , 2024).	59
Figura 4.1.3 Evolução das emissões de CO ₂ per capita (Observatório Da Energia <i>et al.</i> , 2024).	60
Figura 4.1.4 a) Quota de energia proveniente das FER no CFBE; b) Quota de produção de eletricidade proveniente de FER (Observatório Da Energia <i>et al.</i> , 2024).	61
Figura 4.1.5 Consumo total de energia primária em 2002 e 2022 (Observatório Da Energia <i>et al.</i> , 2024).	61
Figura 4.1.6 Estimativa de capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia em Portugal no horizonte 2030 (DGEG <i>et al.</i> , 2023).	62
Figura 4.1.7 Composição do projeto de produção de hidrogénio verde à escala industrial em Sines (Ministério do Ambiente e da Ação Climática <i>et al.</i> , 2020).	64
Figura 4.1.8 Produção de hidrogénio 2020-2050 para os diferentes cenários (Ministério do Ambiente e da Ação Climática <i>et al.</i> , 2020).	65
Figura 4.2.1. a) célula de silício monocristalina; b) célula de silício policristalina (Miguel Condesso Torres <i>et al.</i> , 2009).	66
Figura 4.2.2 Melhores resultados de eficiência de célula e módulos obtidos em laboratório para os diferentes tipos de painel solar (adaptado de ISE & PSE Projects GmbH, 2024).	67

Figura 4.2.3 Irradiância global horizontal em Portugal 1994-2018 (adaptado de World Bank Group <i>et al.</i> , 2024).....	69
Figura 4.2.4. Comparação da performance entre turbinas com diferentes números de pás (adaptado de Adeyeye <i>et al.</i> , 2021).....	72
Figura 4.2.5 Velocidade média do vento em Portugal Continental, 2017 (adaptado de Global Wind Atlas, 2024).	73
Figura 4.3.1 Taxas de consumo e produção da simulação do módulo A3880 (Hyjack, 2022)	78
Figura 4.4.1 Preço mínimo, médio e máximo de venda do mercado intradiário contínuo em Portugal em 2024 (OMIE, 2024)	80
Figura 4.4.2 Estimativa de custos do módulo A3880 (Hyjack, 2022).....	81
Figura 4.4.3 Tarifário de fornecimento de água de Sines 2024 (CMSines, 2024).....	82
Figura 4.4.4 Diagrama de cash-flow cenário EN-H2 BAIXO considerando investimento no parque solar e eólico.....	85
Figura 4.4.5 Diagrama de cash-flow cenário EN-H2 BASE considerando investimento no parque solar e eólico.....	86
Figura 4.4.6 Diagrama de cash-flow cenário EN-H2 ALTO considerando investimento no parque solar e eólico.....	88
Figura 4.4.7 Diagrama de cash-flow cenário EN-H2 BAIXO não considerando investimento no parque solar e eólico.....	89
Figura 4.4.8 Diagrama de cash-flow cenário EN-H2 BASE não considerando investimento no parque solar e eólico.....	90
Figura 4.4.9 Diagrama de cash-flow cenário EN-H2 ALTO não considerando investimento no parque solar e eólico.....	91
Figura 4.5.1 Diagramas de Cash-Flow dos cenários a) considerando o investimento nos parques solar e eólico b) sem investimento nos parques solar e eólico.	98

Índice de Tabelas

Tabela 2.1 Resultados da pesquisa bibliométrica.	24
Tabela 3.1.1 Propriedades físicas e químicas do hidrogénio, metano, gasolina e diesel (adaptado de Muhammed <i>et al.</i> , 2023).	29
Tabela 3.2.1 Caraterísticas dos diferentes tipos de eletrolisadores de água.	37
Tabela 3.5.1 Comparação dos tipos de hidrogénio mediante as emissões carbónicas, custo de produção e TRL.	55
Tabela 4.2.1 Análise de mercado de Painéis Fotovoltaicos.	70
Tabela 4.2.2 Análise de Mercado de Turbinas Eólicas.	74
Tabela 4.3.1 Análise de Mercado de Eletrolisadores.	76
Tabela 4.3.2 Caraterísticas técnicas do modelo A3880 da NEL Hydrogen.	77
Tabela 4.4.1 Estimativa de produção para 2030.	79
Tabela 4.4.2 Estimativa da energia solar e eólica necessária.	79
Tabela 4.4.3 Análise dos custos de investimento.	81
Tabela 4.4.4 Análise de custos operacionais.	83
Tabela 4.4.5 Análise dos LCOH's.	84
Tabela 4.4.6 Fluxo de caixa cenário EN-H2 BAIXO considerando investimento no parque solar e eólico.	85
Tabela 4.4.7 Fluxo de caixa cenário EN-H2 BASE considerando investimento no parque solar e eólico.	86
Tabela 4.4.8 Fluxo de caixa cenário EN-H2 ALTO considerando investimento no parque solar e eólico.	87
Tabela 4.4.9 Fluxo de caixa cenário EN-H2 BAIXO não considerando investimento no parque solar e eólico.	89
Tabela 4.4.10 Fluxo de caixa cenário EN-H2 BASE não considerando investimento no parque solar e eólico.	90
Tabela 4.4.11 Fluxo de caixa cenário EN-H2 ALTO não considerando investimento no parque solar e eólico.	91
Tabela 4.4.12 Análise dos VAL's.	92

Tabela 4.4.13 Análise dos IR's.....	93
Tabela 4.4.14 Análise dos TIR's.	93
Tabela 4.4.15 Análise dos ROI's.....	94
Tabela 4.4.16 Análise dos PRI's.	94
Tabela 4.5.1 Análise dos indicadores financeiros.	98

Simbologia e abreviaturas

Simbologia

A_{pv}	Área do Painel Fotovoltaico
A_r	Área do Rotor
C_p	Coefficiente Aerodinâmico de Potência
E_R	Irradiância
E_t	Produção de Hidrogénio
F	Fluxo de Caixa Anual
$F_{t\text{ acum}}$	Fluxo de Caixa Acumulado no ano t
F_t	Custo de Eletricidade
i	Taxa de Atualização
I_t	Custo de Investimento
M_t	Custos de Operação e Manutenção
n	Vida Útil
P_{pv}	Potência Painel Fotovoltaico
P_{turb}	Potência Turbina Eólica
r	Taxa de Desconto
T_{AA}	Tarifário Pago pelo Fornecimento de Água
T_F	Tarifa Fixa
T_V	Tarifa Variável
V	Velocidade
η_{pv}	Rendimento Painel Fotovoltaico
ρ	Densidade

Abreviaturas

ADENE	Agência para a Energia, Direção de Formação, Informação e Educação
AEM	<i>Alkaline Anion Exchange Membrane</i>
AIE	Agência Internacional de Energia
APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
ATR	<i>Autothermal Reforming</i>
AWE	<i>Alkaline Water Electrolyser</i>
BERD	Banco Europeu para a Reconstrução e o Desenvolvimento
CA	Corrente Alternada
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CCUS	<i>Carbon Capture, Utilization, and Storage System</i>
CD	Corrente Contínua
CFBE	Consumo Final Bruto de Energia
CfD	<i>Contracts for Difference</i>
CIF	<i>Climate Investment Fund</i>
COP	<i>Climate Change Conference</i>
CQNUMC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DNI	<i>Direct Normal Irradiance</i>
DSPEE	Direção de Serviços de Planeamento Energético e Estatística
EMDEs	<i>Emerging Market and Developing Economies</i>
EN-H2	Estratégia Nacional para o Hidrogénio
ESMAP	<i>Energy Sector Management Assistance Program</i>
FER	Fontes de Energia Renovável
GEE	Gases com Efeito de Estufa
GHI	<i>Global Horizontal Irradiance</i>
HAWT	<i>Horizontal Axis Wind Turbine</i>
IR	Índice de Rentabilidade
LCOH	<i>Levelized Cost Of Hydrogen</i>
LFR	<i>Linear Fresnel Reflector</i>
LRC	<i>Lined Rock Cavern</i>
MDBs	<i>Multilateral Development Banks</i>
MOFs	Metal-Organic Frameworks
NZE	<i>Net Zero Emissions</i>

OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia
ONGs	Organizações Não Governamentais
OPEX	<i>Operating Expenditure</i>
PEM	<i>Proton Exchange Membrane Electrolyser</i>
PNEC	Plano Nacional Energia e Clima
POM	<i>Partial Oxidation of Methane</i>
POM	<i>Partial Oxidation Method</i>
PPCA	<i>Powering Past Coal Alliance</i>
PRI	Prazo de Retorno de Investimento
PSA	<i>Pressure Swing Adsorption</i>
PV/T	<i>Photovoltaic/Thermal</i>
PVE	<i>Photovoltaic-Electrolysis</i>
RD&D	<i>Research, Development and Demonstration</i>
RNC2050	Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050
ROI	Retorno Sobre o Investimento
SMR	<i>Steam Methane Reforming</i>
SOE	<i>Solid Oxide Electrolyser</i>
TCMA	Taxa de Crescimento Média Anual
TIR	Taxa Interna de Retorno
TRL	<i>Techonology Readiness Level</i>
TWSC	<i>Thermochemical Water Splitting Cycle</i>
UE	União Europeia
VAL	Valor Atual Líquido
WGS	<i>Water Gas Shift</i>

Capítulo 1

Introdução

1.1 Objetivos

A presente dissertação tem como ponto de partida a análise da matéria-prima hidrogénio puro (H_2) como fonte de energia no sistema energético, mais concretamente nos sistemas elétricos ao nível mundial. Para tal, será analisado o seu interesse à escala mundial através dos incrementos representados ao nível da investigação e desenvolvimento e através dos investimentos que têm vindo a ser feitos pelos principais bancos e potências mundiais assim como os respetivos acordos entre governos.

De seguida pretende-se avaliar os processos produtivos, comparando as suas vantagens e desvantagens, custos e impactos ambientais. Essa análise demonstra a diversidade de métodos para produzir a mesma matéria-prima, evidenciando que nem todos são igualmente sustentáveis ou economicamente viáveis.

Diante da urgente necessidade de descarbonização, o hidrogénio verde surge como uma promissora alternativa. Este trabalho aprofunda o estudo da produção de “hidrogénio verde”, um método que minimiza a pegada ecológica e contribui para um futuro energético mais sustentável. Relativamente ao processo de armazenamento são examinadas as possíveis infraestruturas disponíveis, sejam elas para armazenamento de larga escala ou baixa escala, mediante a fase da cadeia de valor em que se encontra o processo, procedendo-se a uma observação crítica dos benefícios e limitações de cada estrutura de armazenamento.

Sobre o transporte logístico desta matéria-prima, são identificadas as vias atualmente utilizadas considerando as adaptações necessárias aos respetivos meios de transporte de modo a possibilitar a deslocação de hidrogénio puro em larga escala, sem comprometer a eficiência do sistema.

Posteriormente, é analisada a atual procura de mercado, *stakeholders* (partes interessadas) de toda a cadeia logística deste produto, desde os produtores até ao cliente final, as regulamentações em vigor e objetivos impostos por entidades nacionais e internacionais assim como incentivos fiscais e outros apoios que sejam relevantes para cativar as empresas em investir e desenvolver a produção de hidrogénio verde. Para isto será considerado um caso de estudo que visa investigar o mercado atual e determinar o potencial de crescimento

em Portugal, permitindo analisar a sua viabilidade e consolidação no mercado português mediante as políticas europeias e nacionais definidas com o intuito de tornar a Europa num continente mais “verde” ao mesmo tempo que incentiva a criação e desenvolvimento de novos mercados, tecnologias e empregos para a sua população, tentando deste modo contribuir para um mundo melhor para as atuais e futuras gerações. Desta forma será feito um estudo de mercado face às tecnologias para produção de energia solar e eólica atualmente utilizadas em Portugal e as suas potências reais obtidas, posteriormente será feita uma análise de mercado relativa ao tipo de eletrolisador selecionado e deste modo serão calculadas as taxas de consumo e produção dos sistemas com base nos cenários estabelecidos para 2030 na Estratégia Nacional para o Hidrogénio. Posteriormente será calculado o custo de venda da referente matéria prima, os diagramas de fluxo de caixa e serão ainda analisados os principais indicadores financeiros de modo a obter-se uma análise mais completa sobre a viabilidade da introdução e desta indústria em Portugal.

1.2 Motivação

A crescente procura por energia, impulsionada pelo crescimento populacional e pela industrialização, combinada com a dependência de fontes combustíveis fósseis, contribui para o aumento das emissões de gases de efeito de estufa e intensifica os eventos climáticos extremos, gerando uma crise energética complexa e multifacetada. Esses eventos meteorológicos, por sua vez, afetam a produção e a distribuição de energia, causando interrupções no fornecimento e aumentando a vulnerabilidade dos sistemas energéticos. A crescente frequência com que estes fenómenos são observados impossibilita a capacidade de as sociedades recuperarem e reconstruírem as infraestruturas necessárias à sua sobrevivência.

Algumas das consequências destes fenómenos meteorológicos já se começam a notar em algumas zonas do planeta, resultando em crises para os setores que dependem de estabilidade climática como é o caso da agricultura. Reduções significativas na produção agrícola podem agravar a insegurança e a escassez alimentar em diversas regiões, especialmente em populações vulneráveis. Estima-se que anualmente cerca de 20 milhões de pessoas são obrigadas a migrar, num fenómeno apelidado de “migração climática” devido à destruição das suas casas e negócios pelos efeitos consequenciais das mudanças climáticas (IRAP, 2022).

Sendo que cerca de 80% de toda a energia utilizada no mundo deriva de combustíveis fósseis e estes contribuem diretamente para as mudanças climáticas que têm vindo a decorrer nas últimas décadas sendo este problema uma das principais adversidades a ter de ser enfrentada nas próximas décadas pela humanidade, pelo que se não for controlado a tempo haverá

consequências irreversíveis que põe em risco a sobrevivência da espécie humana (Aravindan *et al.*, 2023).

A crescente preocupação com a degradação ambiental tem impulsionado a procura por soluções tecnológicas inovadoras. Neste contexto, a produção e o uso de hidrogénio puro representam uma das áreas de pesquisa em destaque. As suas propriedades físicas e químicas, apresentam elevado interesse no contexto energético (indústria, transporte, eletricidade) com especial incidência na produção de energia elétrica, apresentando-se como uma das fontes energéticas renováveis mais promissoras dos últimos anos (Muhammed *et al.*, 2023).

O crescente interesse científico e industrial pelo elemento químico (H_2) relativamente ao contributo que pode vir a ter no futuro da humanidade e do planeta é um dos principais fatores chave para a decisão de explorar e conhecer as inúmeras possibilidades que o hidrogénio pode oferecer e a todas as etapas do processo. As diversas iniciativas e investimentos feitos em pesquisa e desenvolvimento de tecnologias associadas ao hidrogénio demonstram a capacidade que pode ter para contribuir positivamente e de forma mais acelerada para a descarbonização de diversos setores como a indústria, os transportes e a eletricidade, podendo inclusive desempenhar um papel crucial na mudança de paradigma da sociedade na forma como é produzida e utilizada a energia.

Com o objetivo de promover a transição para um modelo energético mais sustentável, a presente dissertação pretende analisar o contexto produtivo, os seus processos inerentes e infraestruturas que permitem interligar toda a cadeia de valor do hidrogénio, desde a aquisição até ao consumidor final, identificando oportunidades para otimizar os processos produtivos e reduzir os impactos ambientais.

1.3 Estrutura do documento

No primeiro capítulo é apresentada uma breve nota introdutória sobre os temas analisados ao longo do documento, dividida em quadro parâmetros: um onde são delimitados os objetivos a cumprir com a pesquisa e análise efetuada, seguido da motivação pela qual o tema foi selecionado e qual a sua relevância no contexto internacional. De seguida é feita a descrição da estrutura do documento, finalizando-se o capítulo com as conclusões resultantes do estudo aqui desenvolvido.

No segundo capítulo é descrito o processo metodológico utilizado para a revisão bibliográfica e definidos os parâmetros de pesquisa para os restantes capítulos. O terceiro capítulo aborda sucintamente o contexto macroeconómico do hidrogénio como fonte energética no mundo, iniciando assim com uma avaliação do respetivo estado da arte relativo às infraestruturas

necessárias para a produção desta matéria-prima, incluindo tecnologias e metodologias utilizadas, bem como as formas de armazenamento possíveis e análise da cadeia logística necessária à massificação do seu fornecimento.

O quarto capítulo apresenta um estudo de caso português para validar o estado da arte sobre o hidrogénio, onde se analisa a procura atual e as projeções de crescimento a nível nacional, com o objetivo de avaliar a sua viabilidade no país.

No quinto capítulo é dada ênfase às conclusões retiradas com a realização do trabalho de investigação conducente à escrita desta dissertação e são equacionadas linhas de investigação futuras.

1.4 Conclusões

Existem atualmente diversos métodos utilizados para a produção de hidrogénio puro como fonte de energia quer elétrica, quer de combustão. No entanto, grande parte das tecnologias utilizadas hoje com este fim emitem elevadas quantidades de emissões de gases poluentes, pelo que tem sido aplicado um investimento em larga escala para minimizar o impacto destes gases nas gerações futuras. Por conseguinte, o desenvolvimento de tecnologias para a produção de hidrogénio verde (processo no qual não existe qualquer tipo de emissões poluentes) tem vindo a notar-se em grandes potências mundiais assim como o aumento da legislação, incentivos fiscais e número de empresas a apostar neste método produtivo.

A implementação desta indústria numa economia estabelecida requer um grande período de adaptação, construção, criação de legislação e outros fatores condicionantes que exigem uma organização e sintonia elevadas entre instituições nacionais e internacionais. A análise não pode limitar-se ao investimento nos sistemas produtivos, mas estender-se a toda a estrutura que o sistema afeta (fornecimento energético em larga escala, zonas de armazenamento e distribuição conectadas às redes existentes do país, gestão logística da distribuição nacional e internacional através dos meios de transporte existentes e criação de infraestruturas para compra e venda para o cliente final).

É apresentado um caso de estudo com base em duas análises, cada uma composta por três cenários diferentes, procura-se explorar a viabilidade da implementação de um sistema de produção de hidrogénio verde em Portugal em larga escala, alinhando-se com as metas internacionais para 2030. Da presente análise conclui-se que a viabilidade desta indústria é viável em Portugal apesar do curto tempo disponível para o fazer. No entanto, este caso de estudo deve ser acompanhado por uma posterior análise individual a cada um dos restantes pontos estruturais à implementação deste mercado mencionados no parágrafo anterior.

Com base na análise desenvolvida é também possível afirmar que esta implementação face aos recursos naturais e tecnológicos disponíveis atualmente é viável a uma escala global,

caso exista uma comunicação positiva entre as diferentes potências mundiais. Além de contribuir para a solução de um dos maiores desafios da humanidade, a transição para energias renováveis, a implementação de sistemas de produção de hidrogénio verde pode resultar na disrupção tecnológica de diversos mercados contribuindo assim para a evolução das capacidades e feitos alcançados pela espécie humana.

Capítulo 2

Metodologia para levantamento do estado de arte

2.1 Introdução

No processo de pesquisa e análise de dados para o desenvolvimento de qualquer trabalho de investigação, seja ele um estado da arte ou qualquer outro tipo de consolidação teórica sobre determinado tema em análise, é imprescindível garantir a validade dos resultados obtidos. Para tal, deve ser planeado e cumprido o procedimento metodológico mais adequado que permita produzir uma análise completa e detalhada do tema sem colocar em causa a credibilidade ou autenticidade da informação identificada e analisada independentemente da fonte através da qual é obtida a respetiva informação.

A forma metodológica utilizada nesta pesquisa é especificamente definida com base no tema analisado de modo a garantir a transparência e rigor científico do processo de pesquisa. São tidas em conta as questões que a pesquisa pretende responder de modo que seja possível ficar com uma visão abrangente e detalhada dos métodos aplicados permitindo assim afirmar a qualidade e robustez do estudo efetuado.

O primeiro passo para garantir a qualidade dos dados analisados passa por definir os portais de pesquisa adequados, onde seja possível encontrar informação validada e revista como é o caso das revistas técnico científicas e instituições e organismos oficiais (governamentais, regulatórias, ONGs, entre outras).

Posteriormente é necessário definir alguns critérios seletivos para fazer uma peritagem da informação disponível de modo a obter apenas conteúdo referente ao tema abordado (seleção das palavras-chave adequadas) sendo preferido conteúdo atualizado (filtragem das datas de publicação), com teor técnico-científico (seleção de artigos de pesquisa revistos) e preferencialmente em linguagens que o investigador domine para que não existam quaisquer dúvidas relativamente ao significado exato do que é descrito nos documentos estudados.

Relativamente às palavras-chave utilizadas nos motores de procura, devem ser usados operadores booleanos e sistemas de filtragem que forneçam documentos específicos sobre a pesquisa efetuada e não resultados genéricos onde as palavras-chave não têm o significado ou importância desejados para o tema, excluindo-se artigos com pouca relevância.

2.2 Procedimento metodológico

O objetivo desta dissertação é realizar uma análise aprofundada dos sistemas de produção de hidrogénio puro a partir de fontes renováveis, com o intuito de identificar as tecnologias mais eficientes e sustentáveis com base no estado da arte existente. Este estudo inicia-se pela análise dos processos produtivos atualmente utilizados na indústria ao nível mundial, especificamente ao nível do hidrogénio produzido por fontes renováveis, no qual são examinados os diferentes tipos de sistemas produtivos possíveis e as diferentes tecnologias utilizadas (tipo de eletrolisadores). Posteriormente é feita uma análise bibliográfica dos diferentes tipos de armazenamento possíveis em grande e pequena escala e das respetivas condições necessárias ao armazenamento de hidrogénio nos seus diferentes estados. O tipo de transporte utilizado está fortemente interligado com o tipo de armazenamento selecionado, pelo que é fulcral investigar estes dois temas de forma técnica e económica quando se pretende compreender todo o contexto de desenvolvimento de um sistema de produção de hidrogénio.

Considerando a variada produção na literatura científica e a sua relevância para o tema, uma seleção criteriosa dos artigos aqui analisados foi desenvolvida, na medida em que, dentro do tema proposto existem artigos mais vocacionados para uma vertente técnico-científica, outros que priorizam a vertente económica, outros que se focam mais na relação com o ambiente e a sociedade e artigos um pouco mais generalistas, que tocam nas diferentes perspetivas mencionadas através da comparação de vários estudos.

Desta forma, após selecionar os artigos mais relevantes para a análise em questão, compara-se criticamente a informação presente nos mesmos de modo a reduzir o grau de incerteza e de falta de informação presente nesses documentos.

Para garantir a qualidade e a relevância dos estudos, a pesquisa concentra-se nas bases de dados Scopus, ScienceDirect, Web of Science e MDPI, reconhecidas mundialmente pelos seus rigorosos critérios de seleção. Nestas bases de dados, foram selecionados artigos revistos e publicados em revistas conceituadas, tais como Journal of Energy Storage, International Journal of Hydrogen Energy, energies, Journal of Power Sources e Ain Shams Engineering Journal.

Como se pode observar na Figura 2.1, cujo gráfico representa a evolução do número de artigos presentes nas bases de dados mencionadas anteriormente relativamente ao tema em apreço, confirma-se que este tema tem vindo a ser estudado há já algumas décadas, com o interesse a aumentar exponencialmente na última década (contabilizando cerca de 81% de todos os artigos até 2023). Salienta-se que apesar de 2024 ainda estar a decorrer, conta já com 2016 artigos publicados sobre o tema, quase 70% dos artigos totais publicados em 2023.

A pesquisa sobre o hidrogénio verde apresenta um potencial significativo para impulsionar o desenvolvimento sustentável. Ao combinar relevância científica com viabilidade económica, este tema contribui para a transição energética, gerando benefícios tanto ambientais quanto socioeconómicos.

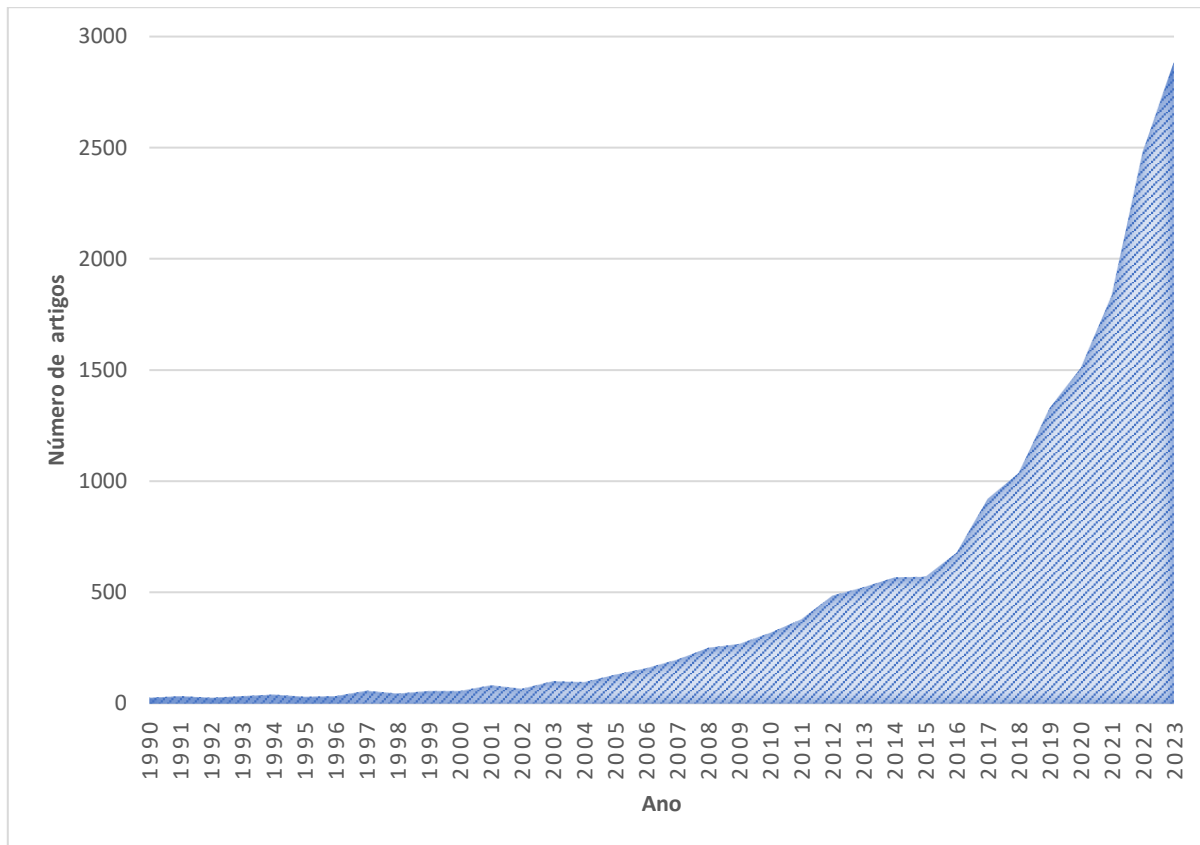


Figura 2.1 Crescimento do número de artigos desde 1990 até 2023.

Para proceder à seleção dos artigos mais adequados para análise, são definidos parâmetros que permitem identificar os artigos mais completos e relevantes para análise. Os parâmetros considerados foram os seguintes:

Ano de publicação

Este fator indica a atualidade dos dados apresentados no mesmo, permitindo saber se os dados considerados ainda apresentam viabilidade para o contexto atual analisado. Para tal foi considerado como fator de exclusão artigos publicados há mais de cinco anos devido ao facto de que os dados já não se encaixarem na atualidade devido ao desenvolvimento tecnológico e económico decorrente.

Palavras-chave

Como ilustrado na Figura 2.2 numa primeira pesquisa procurou-se apenas pelas palavras-chave desejadas. A única restrição foi que surgissem ou no título do artigo, ou no resumo, ou nas palavras-chave dos próprios artigos, porém os resultados obtidos foram muito abrangentes pelo que se optou por refinar a pesquisa utilizando os operadores booleanos (“AND”) adequados para que houvesse uma restrição das palavras-chave utilizadas na pesquisa de modo a que tenham de aparecer no título dos artigos, no resumo e nas próprias palavras-chave dos artigos procurados. Isto, evidencia que estas palavras têm elevada relevância para a presente pesquisa, indicando assim se o artigo é mais ou menos aconselhado para o tema abordado.

a)

Search within
Article title, Abstract, Keywords

Search documents *
hydrogen production technologies

+ Add search field

Reset Search

Documents Preprints Patents Secondary documents Research data

23,084 documents found

b)

Search within
Article title

Search documents *
hydrogen AND production AND technologies

AND

Search within
Abstract

Search documents
hydrogen AND production AND technologies

AND

Search within
Keywords

Search documents
hydrogen AND production AND technologies

+ Add search field

Reset Search

Documents Preprints Patents Secondary documents Research data

200 documents found

Figura 2.2 Pesquisa com filtragem de palavras-chave no portal Scopus para títulos, resumos e palavras-chaves: a) considerando o operador booleano “OR”; b) considerando o operador booleano “AND”.

Artigo de pesquisa ou artigo revisto

Artigos de pesquisa, são produções científicas que aprofundam o conhecimento sobre um determinado tema. Fornecem uma análise crítica do estado da arte, identificando lacunas e propondo direções para futuros trabalhos de investigação. Além disso, contribuem para o avanço tecnológico ao apresentar novas ideias e soluções.

Idioma

Sendo uma parte fulcral para a compreensão dos artigos, os idiomas selecionados são o inglês, português e espanhol.

A Tabela 2.1 representa as pesquisas efetuadas ao longo das principais fases de pesquisa relativas ao Capítulo 3, onde se verifica a primeira filtragem de artigos efetuada antes da análise dos respetivos artigos selecionados.

Tabela 2.1 Resultados da pesquisa bibliométrica.

Fase de pesquisa	Palavras-chave	Nº de artigos encontrados	Nº de artigos de pesquisa e/ou revistos encontrados
1	“Hydrogen Production Technologies”	258	66
2	“Green Hydrogen Systems”	900	86
3	“Water Electrolysis Hydrogen Production”	278	53
4	“Hydrogen Storage”	6 655	868
5	“Underground Hydrogen Storage”	327	51
6	“Hydrogen Chemical Storage”	72	11
7	“Hydrogen Carriers”	810	127
8	“Hydrogen Transportation”	272	51
9	“Hydrogen Pipeline”	584	56

Além dos artigos analisados, é necessário recorrer à pesquisa de informação em fontes oficiais como laboratórios, departamentos estatais, institutos, organizações e agências internacionais (como a Agência Internacional de Energia) de modo a validar e complementar a informação recolhida através da análise dos artigos selecionados.

Através do software VOSviewer (versão 1.6.19) é possível também delimitar as principais palavras-chave relativamente a um sistema de produção de hidrogénio, pois permite analisar as ligações entre as mesmas e a respetiva relevância que têm para o tema. Para tal, foi feita uma pesquisa no portal Scopus, onde as palavras-chave procuradas em títulos, resumos e *keywords* foram “hydrogen AND production AND storage AND distribution” sem outras restrições, obtendo-se um total de 1 222 artigos. Fazendo o *download* do respetivo ficheiro CSV e introduzindo no software de análise, obteve-se 179 palavras-chave principais cujo mapa se encontra ilustrado na Figura 2.3. Como se pode compreender, existem grupos de palavras-chave interligados entre si, representando não só a importância destes tópicos para o tema principal pesquisado, como também os tópicos com os quais estão direta e indiretamente relacionados, sendo que quanto mais ao centro do mapa estiverem, maior é a relação com os diversos tópicos aprofundados nos artigos selecionados. Outro fator a ter em consideração é a dimensão de cada palavra pois quanto maior for, maior é a frequência com que surge ao longo dos 1 222 artigos selecionados para este estudo, representando assim a importância que têm para o tema.

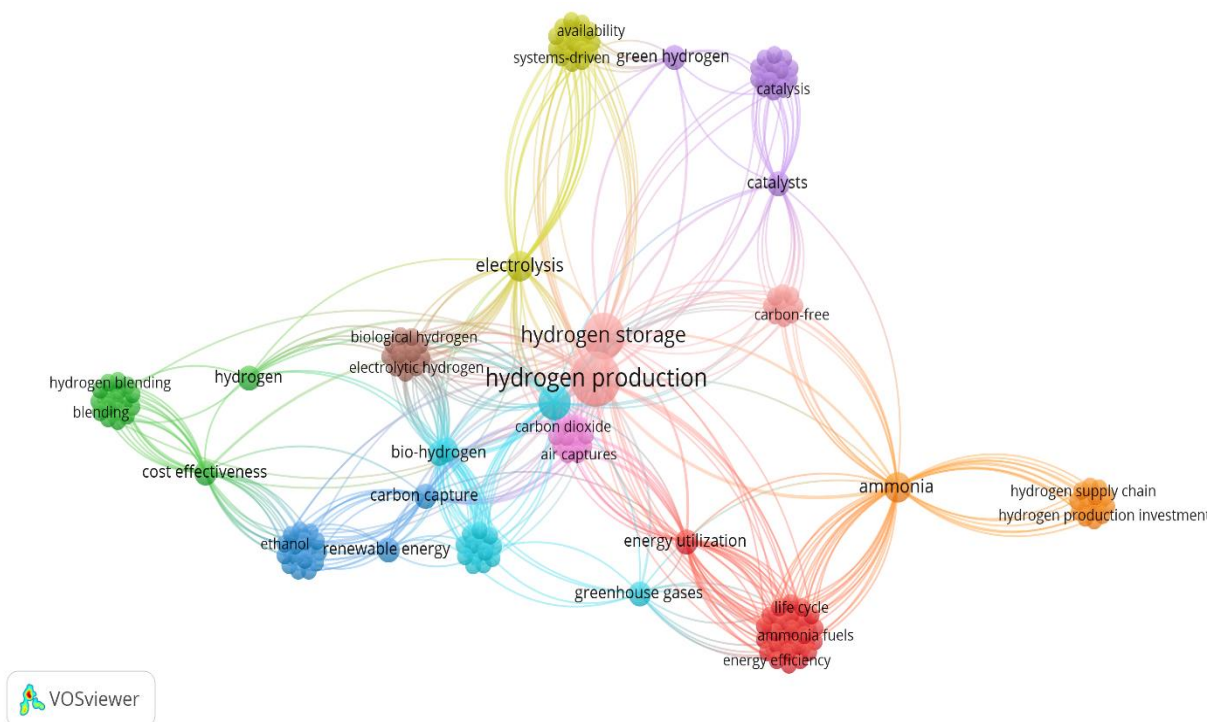


Figura 2.3 Mapa de correlações entre palavras-chave da pesquisa "hydrogen production, storage and distribution".

No entanto, deve-se fazer uma segunda refinação da malha (aumentou-se o número de frequência mínimo que cada palavra aparece em todos os artigos) para que seja possível

definir com exatidão as palavras-chave de maior relevância, salientando-se que o mapa da Figura 2.3 representa apenas uma primeira filtragem, onde não é possível analisar com exatidão as principais palavras-chave. Através da Figura 2.4 (que representa a refinação feita) já é possível determinar com mais precisão as palavras-chave realmente relevantes para este tema.

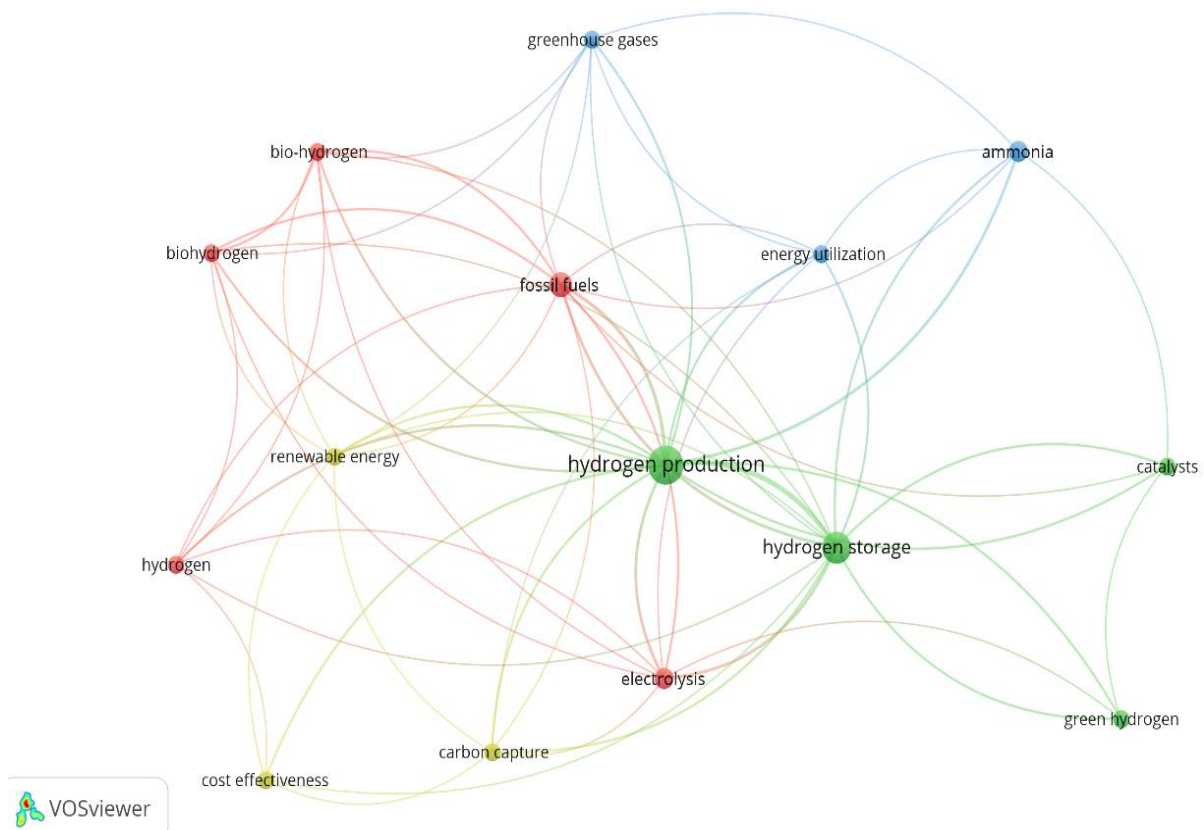


Figura 2.4 Mapa de correlações entre palavras-chave da pesquisa "hydrogen production, storage and distribution" com refinação da frequência de cada palavra-chave.

Como é possível verificar ao longo do Capítulo 3 baseado nos estudos, artigos e outras fontes de informação analisadas, as palavras detetadas pelo VOSviewer são de elevada relevância para o tema analisado, pois representam subtemas com elevada importância para estruturar e construir o estado da arte do presente documento.

2.3 Conclusões

Através das diferentes pesquisas e análises detalhadas, implementando os critérios de seleção definidos, foi possível selecionar os artigos mais relevantes para o tema aprofundado no estado da arte do presente documento. Os respectivos artigos selecionados abordam de forma completa e detalhada os diferentes fatores condicionantes num sistema de produção de hidrogénio puro assim como a respetiva *supply chain* necessária ao suporte deste tipo de infraestruturas e fornecimento do produto ao mercado correspondente.

A combinação dos métodos utilizados permite executar uma análise pormenorizada e abrangente sobre o tema garantido a validade e robustez dos dados obtidos. O cumprimento dos padrões éticos é assegurado e estabelecido perante as respetivas entidades e autores dos artigos que dão suporte à presente dissertação, bem como o respeito pela propriedade intelectual através da correta citação de todas as fontes utilizadas e o respetivo reconhecimento da autoria mediante a informação apresentada (conceitos, teorias, dados, entre outros). Desta forma, foi respeitada a integridade académica mantendo a transparência da análise, sem o recurso a violações éticas como plágio.

É assim possível aferir a autenticidade dos dados apresentados, permitindo realizar uma avaliação crítica comparativa entre os diferentes artigos de modo a obter-se conclusões fundamentadas com base em informação verídica e atual. O próximo capítulo apresenta uma análise crítica e detalhada dos resultados obtidos neste estudo, visando proporcionar uma compreensão aprofundada do tema.

Capítulo 3

Infraestruturas de produção de hidrogénio

3.1 Introdução

Com o aumento exponencial da energia necessária à subsistência e desenvolvimento da economia global, novas tecnologias têm vindo a ser implementadas de modo a acompanhar a rápida evolução populacional. Atualmente, cerca de 80% de toda a energia produzida e consumida deriva de combustíveis fósseis (Aravindan *et al.*, 2023).

De modo a garantir uma transição energética sustentável, têm sido desenvolvidas iniciativas ambientais como a COP28 que tem como objetivo discutir as estratégias e compromimentos dos países participantes, com vista à implementação de medidas indutoras de uma transição para a produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renovável, triplicando a capacidade de geração de energia renovável para pelo menos 11 000GW até 2030, e duplicando anualmente a taxa média de melhorias na eficiência energética ao nível global de 2% para 4% (United Nations, 2023).

Nos últimos anos, o hidrogénio revela ser uma fonte promissora de energia dadas as suas características e eficiência energética como mostrado na Tabela 3.1.1, onde se pode constatar que propriedades como a elevada densidade energética e o volume ocupado por cada unidade de energia permitem aferir uma produtividade substancialmente superior às dos combustíveis convencionais.

Ao nível internacional e nacional, esta fonte energética tem sido investigada e desenvolvida de modo a ser implementada nos planos nacionais de energia de cada país, dado ser possível produzi-la de forma renovável sem desperdício de matéria nem emissões de gases poluentes com impacto para o meio ambiente.

Tabela 3.1.1 Propriedades físicas e químicas do hidrogénio, metano, gasolina e diesel (adaptado de Muhammed *et al.*, 2023).

Propriedades	Hidrogénio (H _{2(g)})	Metano (CH _{4(g)})	Gasolina	Gasóleo
Densidade energética (MJ/ kg)	120,00	55,60	46,40	45,60
Densidade (kg/m ³)	0,089	0,657	715-780	875-959
Ponto de ebulição (°C)	-253	-162	27-225	187-343
Volume ocupado por unidade de massa (L/kg)	1123,6	1522,1	1,3-1,4	1,0-1,1
Volume ocupado por unidade energética(L/MJ)	100	25	0,03	0,026
Entalpia de vaporização (KJ/kg)	444	577	348,9	232,6
Poder calorífico superior (MJ/kg)	142	55,5	464	45,6
Poder calorífico inferior (MJ/kg)	120	50	43,4	42,6
Difusividade no ar (cm ² /s)	0,63	0,20	0,002	0,0008
Intervalo de inflamabilidade (vol% no ar)	4-75	5-15	1-8	0,6-7,5
Temperatura de ignição no ar (°C)	585	534	280	210
Energia de ignição (MJ)	0,02	0,30	0,80	20
Velocidade de chama (cm/s)	270	34	47	40
Número de octanas de pesquisa (RON)	130	125	87	30
Ponto de ignição (°C)	-253	-188	-45	62

No Relatório Global de Hidrogénio de 2023 publicado pela *International Energy Agency* (IEA), perspetiva-se que se em 2030 o valor do hidrogénio fixar em 3 USD/kg, o valor total de mercado será de 200 000 000 000USD segundo o cenário normativo *Net Zero Emissions* (NZE) que representa o trajeto para o setor energético global atingir zero emissões de CO₂ até 2050. Se o valor do hidrogénio se situar nos 7,5 USD/kg, este valor chegará aos 500 000 000 000USD. Muitas iniciativas políticas como fundos, concursos, *Contracts for Difference* (CfD), incentivos fiscais, programas, entre outros, têm inclusive vindo a ser acompanhadas de um grande investimento em *Research, Development, and Demonstration* (RD&D) como comprova a Figura 3.1.1 (International Energy Agency, 2023).

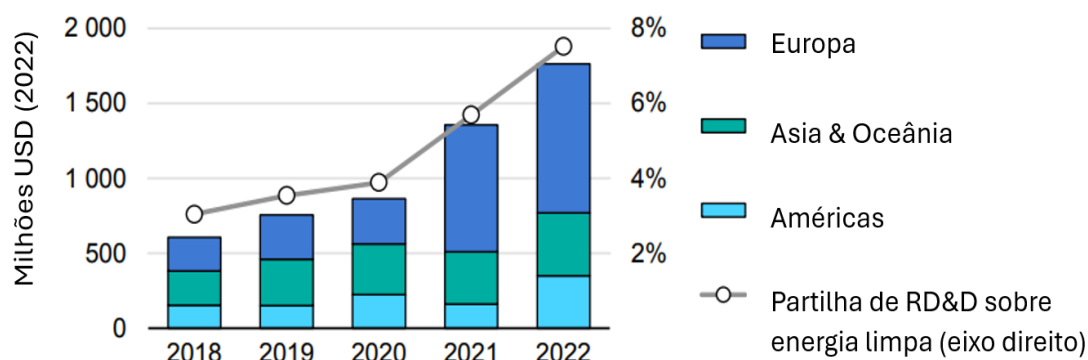


Figura 3.1.1 Investimento RD&D dos governos por região em tecnologias de H₂, 2018-2022 (adaptado de International Energy Agency, 2023).

Todo este investimento em RD&D tem sido assegurado pelos principais *Multilateral Development Banks* (MDBs) que têm como objetivo financiar investimentos que promovam o desenvolvimento económico e social global. A forma de financiamento é efetuada através de compromissos financeiros com os diversos governos envolvidos em *Emerging Market and Developing Economies* (EMDEs) na área do hidrogénio, induzindo um crescimento exponencialmente em 2023 como se pode verificar na Figura 3.1.2.

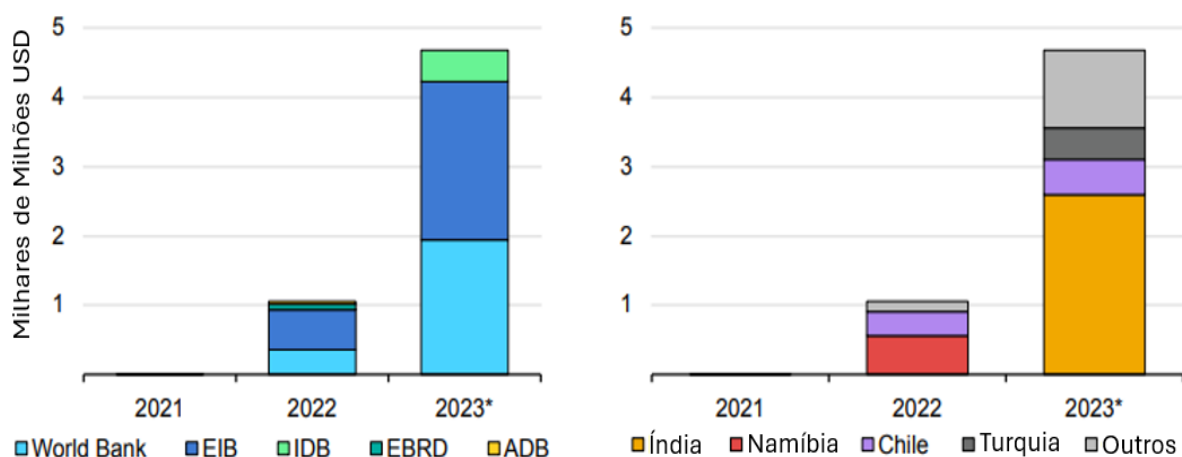


Figura 3.1.2 Compromissos financeiros de MDB's em hidrogénio, por banco e por país, 2021-2023 (adaptado de International Energy Agency, 2023).

Apesar do elevado investimento que tem vindo a ser feito nos últimos anos, verifica-se que ao contrário dos combustíveis fósseis, o hidrogénio necessita de ser extraído através de processos produtivos. Atualmente cerca de 95% desses processos produtivos recorrem ao uso de combustíveis fósseis (Muhammed *et al.*, 2023).

Para tornar os processos produtivos de hidrogénio puro mais limpos, existe um enorme investimento por parte de várias entidades no desenvolvimento de tecnologias e infraestruturas de produção de hidrogénio verde, o qual deriva de fontes renováveis sem emissões poluentes, é o caso do *Climate Investment Fund* (CIF) que fundou o *Industry Transition Programme* (primeiro programa de financiamento para a transformação industrial em países em desenvolvimento), no qual está planeado um investimento de USD\$1.6bn em hidrogénio verde liderado pelo Banco Europeu de Reconstrução e Desenvolvimento (*European Bank for Reconstruction & Development*, EBRD) e o Banco Mundial (United Nations, 2022).

Pode-se observar na Figura 3.1.3 a quantidade de acordos executados entre os diferentes governos desde agosto de 2022 sobre o hidrogénio, o que comprova a preocupação global que existe com as alterações climáticas e a ambição que os governos manifestam na transição energética.

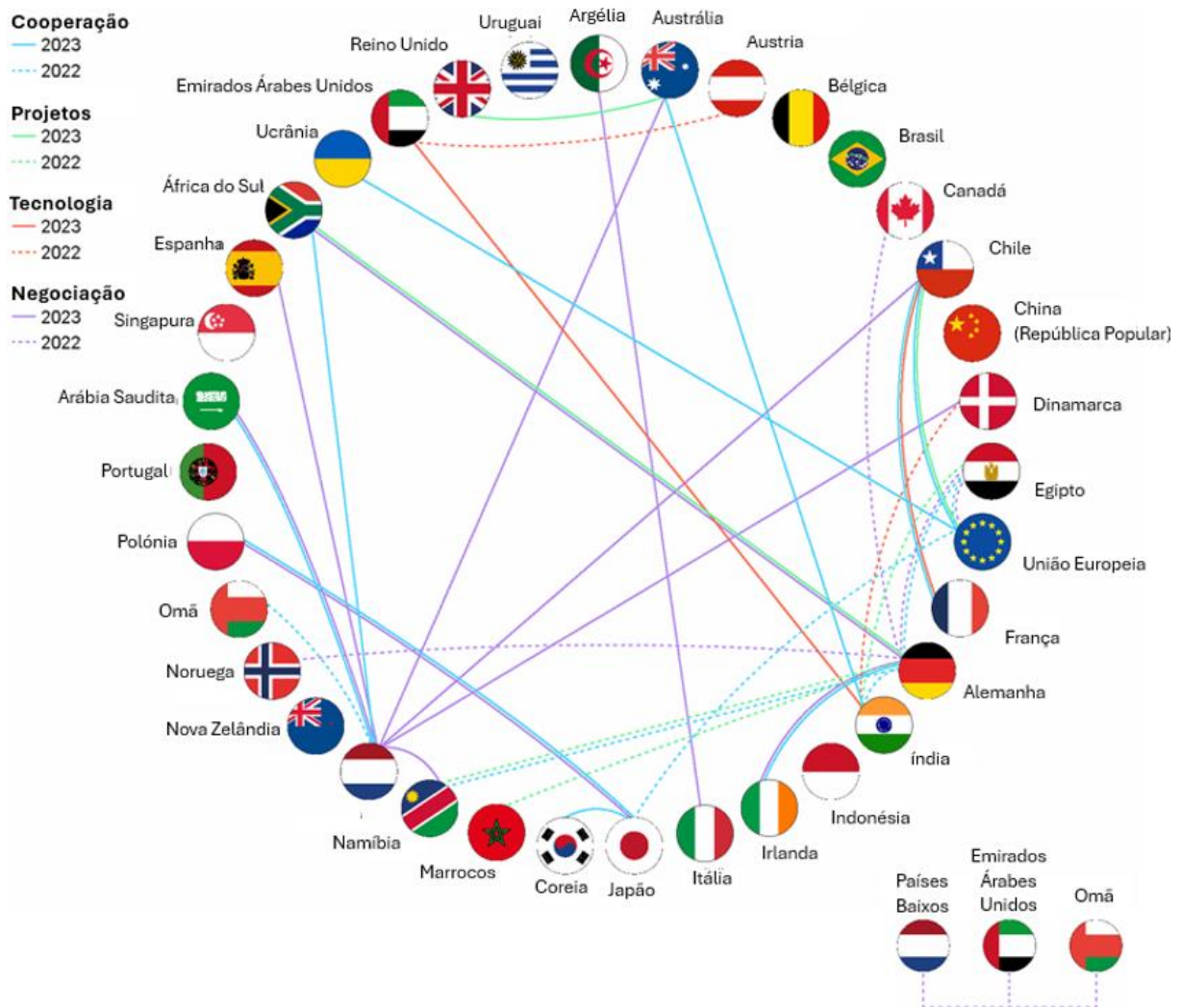


Figura 3.1.3 Acordos de cooperação entre governos sobre hidrogénio a partir de agosto de 2022 (adaptado de International Energy Agency, 2023).

Outro investimento nesta tecnologia é o acordo entre as dez maiores organizações de transporte marítimo que em conjunto com os principais produtores atuais de hidrogénio verde se comprometeram a produzir 5 milhões de toneladas de hidrogénio verde até 2030 para fornecer o equivalente a 5% do combustível usado no comércio marítimo anual, com zero emissões de carbono. Esse é o valor exigido ao setor marítimo mundial para se cumprir com os objetivos de descarbonização global limitando o aquecimento global em 1.5°C ou menos (United Nations, 2022).

O hidrogénio possui inúmeras aplicações, desde a capacidade de ser usado como combustível para automóveis, aquecimento de edifícios, energia para as indústrias e é de fácil transporte via gasodutos e de fácil compressão e armazenamento. Pode também ser convertido novamente em eletricidade através de células de combustível fornecendo assim uma fonte de energia elétrica limpa (Hassan *et al.*, 2023).

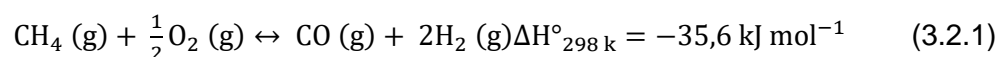
3.2 Métodos de Produção de Hidrogénio

Existem diversos métodos que permitem a extração de hidrogénio puro, para facilitar uma distinção entre os diferentes métodos é utilizada genericamente a atribuição de cores aos métodos de extração existentes, isto porque ao associar um método a uma cor fornece-se uma representação visual rápida e intuitiva nos diversos âmbitos em que esteja a ser abordado o tema, sendo ainda uma forma fácil e simples de visualizar as diferentes tecnologias em contextos de comunicação, discussão e análise do tema.

Hidrogénio Preto e Castanho

Começando pelas designações “preto” ou “castanho” estas duas cores representam a matéria-prima através da qual é extraído o hidrogénio, tratando-se neste caso de carvão, sendo que a definição de “preto” ou “castanho” varia consoante o tipo de carvão utilizado. Se for usado carvão betuminoso ou “hulha”, este tipo de hidrogénio será identificado como “hidrogénio preto”, se for utilizado um carvão linhito o hidrogénio será identificado por “hidrogénio castanho” (Arcos & Santos, 2023).

Este processo de produção consiste na gaseificação do carvão onde é usado o método de *partial oxidation of methane* (POM) que consiste em introduzir o carvão dentro de um reator, submetê-lo a altas temperaturas (700-900°C) e a pressão atmosférica, onde será adicionado porções de oxigénio a um rácio de ½ relativamente ao metano introduzido de modo a queimar parcialmente o carvão (matéria com alto teor de metano), dando origem à reação química que irá gerar monóxido de carbono e hidrogénio. A reação está representada na equação 3.2.1, segundo Muhammed *et al.*, 2023.



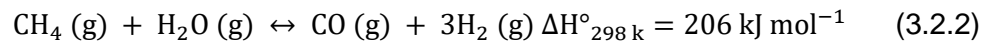
Não se trata de uma tecnologia nova, estando já bastante desenvolvida, pelo que apresenta um *technology readiness level* (TRL) de 9 (nível máximo), e é sem dúvida a tecnologia mais poluente no que diz respeito à produção de hidrogénio (as emissões de dióxido de carbono deste processo podem variar entre 18-25kg_{CO₂eq}/kg_{H₂}). Dada a sua maturidade tecnológica e reduzido custo da matéria-prima, é considerado um dos processos de produção de hidrogénio barato, rondando 1,3-2,5 USD/kg_{H₂} (Incer-Valverde *et al.*, 2023).

Hidrogénio Cinzento

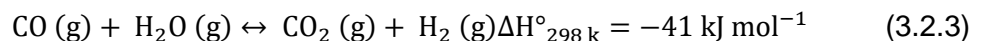
Existem vários processos de produção de hidrogénio que podem ser englobados no designado “hidrogénio cinzento” tais como o *steam methane reforming* (SMR) e o *autothermal*

reforming (ATR). O método SMR é o mais utilizado dada a sua relação custo-eficiência, contribuindo atualmente para 80% da procura mundial de hidrogénio (Arcos & Santos, 2023).

O método SMR usa gás natural (mistura variável de gases com predominância do metano, acima de 70%) juntamente com vapor de água para provocar uma reação catalítica endotérmica a pressão variável de 14-20bar e a uma temperatura entre 750-950°C (Muhammed *et al.*, 2023) cuja reação é representada pela equação 3.2.2 (Stenina & Yaroslavtsev, 2023).



O resultado desta reação pode ainda ser otimizado através da reação *water gas shift* (WGS), onde o monóxido de carbono gerado na reação anterior é usado numa reação exotérmica com vapor de água que irá permitir gerar mais uma molécula de hidrogénio como demonstrado na equação 3.2.3 (Stenina & Yaroslavtsev, 2023), porém como consequência gera também uma molécula de dióxido de carbono, contribuindo para o aumento das emissões de gases de efeito de estufa.



Depois de ocorridas ambas as reações, é retido o hidrogénio e os restantes gases são absorvidos por um *pressure swing adsorption* (PSA) onde poderão ser novamente utilizados nas reações anteriores. Apesar de ser um método já bem desenvolvido, apresentando uma TRL de 9 e ao mesmo tempo barato (0,7-2,3 USD/kg_{H2}), emite quantidades significativas de gases de efeito de estufa (7,5-13kg_{CO2eq}/kg_{H2}) pelo que não constitui um método limpo de produção de hidrogénio (Incer-Valverd *et al.*, 2023).

Hidrogénio Azul

É possível evitar a elevada emissão de gases poluentes armazenando o dióxido de carbono gerado através da sua utilização noutras atividades em ambos os processos produtivos mencionados anteriormente. Deste modo, quando se procede a este armazenamento, a cor atribuída ao hidrogénio passa a ser “azul” em vez de “preto”, “castanho” ou “cinzento”. Os sistemas usados para o armazenamento de dióxido de carbono são designados por *carbon capture, utilization, and storage system* (CCUS) e permitem que o processo seja não na totalidade, mas em grande parte, carbono-neutro mediante o tipo de CCUS utilizado (Incer-Valverde *et al.*, 2023), sendo adequado para assegurar a transição energética e redução da pegada ecológica gerada pelas empresas que produzem atualmente energia através de combustíveis fósseis.

Dado que os sistemas de retenção de carbono ainda são uma tecnologia em desenvolvimento, o nível de TRL é inferior aos métodos produtivos associados ao hidrogénio

“preto”, “castanho” e “cinzento” apresentando assim o nível 8. Através do respetivo desenvolvimento dos CCUS, será possível reduzir as emissões carbónicas que atualmente variam entre 1-2kg_{CO₂} eq/kg_{H₂} e os custos de produção que variam entre 0,99-1,83 USD/kg_{H₂} no caso dos processos usados na produção de hidrogénio “azul” através de gás natural e 1,6-2,05 USD/kg_{H₂} no caso de hidrogénio “azul” produzido através de carvão (Arcos & Santos, 2023).

Hidrogénio Turquesa

Através da pirólise do metano, reação representada na equação 3.2.4 (de Abreu *et al.*, 2023) é possível produzir hidrogénio no estado gasoso e carbono no estado sólido (grafite). Existem três métodos principais para a materialização desta reação, que são a decomposição térmica, decomposição catalítica e através de plasma (processo Kvaerner), sendo esta última a mais usada (Dash *et al.*, 2023).



Apesar de existirem três métodos possíveis para a execução da reação e todos estarem em fases de desenvolvimento tecnológico diferentes, pelo que é um método produtivo cuja TRL foi estabelecida no nível intermédio 6. Ao nível de poluentes, é uma tecnologia que pode emitir entre 1,9-4,8kg_{CO₂} eq/kg_{H₂} e relativamente aos custos de produção, é mais dispendioso que produzir hidrogénio azul, rondando os 1,6-3,4 USD/kg_{H₂} (Incer-Valverde *et al.*, 2023).

Hidrogénio Branco

Ao longo das camadas da crosta terrestre existem reservatórios de hidrogénio no estado gasoso. Trata-se de um tipo de hidrogénio que não requer nenhum processo produtivo, sendo necessário apenas recorrer à sua extração. Nestes reservatórios para além de hidrogénio, encontram-se elevadas concentrações de metano no estado gasoso, pelo que, a sua extração passa pela libertação indesejada de gases de efeito de estufa em quantidade elevada comparativamente aos restantes processos de produção mencionados (Chew *et al.*, 2023).

Hidrogénio Laranja

Utilizando-se um processo de eletrólise da água (maturidade evolutiva elevada apresentando uma TRL de 9) o hidrogénio produzido é designado de “laranja”. Neste tipo de processo produtivo a fonte energética utilizada é a energia elétrica fornecida pela rede energética do país, pelo que, mediante as principais fontes de obtenção e produção de energia do país, o hidrogénio poderá ser considerado mais ou menos poluente. No caso de países cuja rede energética é fornecida essencialmente por fontes limpas (como é o caso da Islândia e da Alemanha) as emissões de gases de efeito de estufa deste tipo de hidrogénio são muito

reduzidas, enquanto no caso de países onde a rede energética é alimentada essencialmente por fontes, cuja eletricidade é produzida através de combustíveis fósseis (como é o caso da China), a quantidade de emissões de gases de efeito de estufa é muito elevada. Concretamente sobre o processo produtivo do hidrogénio, a eletrólise de água não gera qualquer tipo de emissões de gases de efeito de estufa (Incer-Valverde *et al.*, 2023).

Ao nível de custos de produção, estes são bastante variáveis de acordo com o país em que é produzido devido ao valor de venda da energia elétrica da rede, considerou-se um custo médio de 3,35-3,6 USD/kg_{H₂} tendo por base a taxa industrial média dos Estados Unidos da América (Incer-Valverde *et al.*, 2023).

Hidrogénio Roxo, Cor-de-Rosa e Vermelho

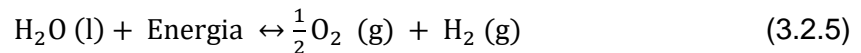
Estas três designações têm em comum o facto de recorrerem à energia originária de fusão nuclear, sendo que o que varia são os tipos de energia e os métodos através dos quais usam essa mesma energia. No processo produtivo do hidrogénio “roxo”, usa-se este tipo de energia juntamente com calor para executar o processo de eletrólise e separação termoquímica da água, no processo produtivo do hidrogénio “cor-de-rosa” usa-se eletricidade produzida com recurso a energia nuclear para fazer a eletrólise da água e no processo de produção do hidrogénio “vermelho” utiliza-se a energia térmica dos reatores nucleares para executar o processo catalítico da separação da água (Arcos & Santos, 2023).

Tratam-se de aplicações recentes para o tipo de tecnologia em causa, pelo que ainda é necessário aprofundar o seu desenvolvimento, o que coloca este tipo processos produtivos no nível 3 de TRL. Relativamente a custos, trata-se de um processo produtivo cujo valor do produto final é mais caro comparativamente com os restantes processos produtivos de hidrogénio (2,18-2,92 USD/kg_{H₂}), mas é um processo limpo, sem quaisquer emissões de gases de efeito de estufa (Arcos & Santos, 2023). Mediante o método usado e a capacidade do país a nível de financiamento e receitas das suas centrais nucleares, o preço de venda pode variar bastante, rondando os 2,2-2,6 USD/kg_{H₂} em países onde estes tipos de centrais já estejam consolidadas e os 3,8-7 USD/kg_{H₂} em países economicamente menos desenvolvidos (Incer-Valverde *et al.*, 2023).

Hidrogénio Verde

Este processo produtivo é atualmente o mais limpo, pois a energia utilizada deriva de fontes de energia renováveis cujo impacto ambiental é significativamente mais reduzido que as restantes fontes energéticas, sendo as mais usadas para este fim a energia eólica e solar. Existem vários métodos produtivos com recurso a energia renovável. Porém, o mais acessível

comercialmente é a eletrólise de água no estado líquido cuja reação química pode ser analisada na equação 3.2.5 (Benghanem *et al.*, 2023).



Este processo não gera quaisquer emissões de gases de efeito de estufa, porém, dado ser uma tecnologia em desenvolvimento e contabilizando o custo de produção da energia utilizada recorrendo a energias renováveis, os custos produtivos do hidrogénio tornam-se consideravelmente mais elevados que os restantes métodos de produção, situando o valor do custo de produção deste hidrogénio entre 1,9-8,4 USD/kg_{H₂} (Incer-Valverde *et al.*, 2023).

Os dois constituintes fulcrais num processo de produção de hidrogénio verde são o método de produção (baseado na fonte de energia renovável utilizada) e o tipo de eletrolisador utilizado sendo que mediante a seleção destes dois parâmetros o sistema irá apresentar diferentes resultados produtivos e financeiros que poderão desta forma condicionar ou viabilizar o projeto/investimento.

Dos diversos tipos de eletrolisadores de água existentes, muitos ainda se encontram em fase de desenvolvimento apresentando diversas oportunidades de melhoria. Os aspetos a aperfeiçoar estão relacionados com custos (€/kW) elevados, baixa eficiência, vida útil reduzida ou pureza de hidrogénio reduzida. Em seguida são apresentados os principais eletrolisadores de água utilizados atualmente, sendo posteriormente resumidas as principais características necessárias para a produção de hidrogénio puro na Tabela 3.2.1.

Proton Exchange Membrane (PEM)

O eletrolisador PEM é constituído por elétrodos de materiais nobres (metais com elevada resistência à corrosão e oxidação como platina, irídio e rutênio) e um eletrólito sólido. As condições em que deve ser utilizado são pressão entre 15-30bar e temperatura entre 50-90°C. Apesar do seu elevado custo e baixa durabilidade, apresenta um resultado muito positivo sendo que a pureza do hidrogénio obtido é de 99,999% (Benghanem *et al.*, 2023). Apresenta uma eficiência entre 50-83%, uma vida útil de cerca de 30 000 horas e um custo estimado de 750€/kW (Guo *et al.*, 2024).

Alkaline Water Electrolyser (AWE)

Trata-se do eletrolisador mais usado pela maioria das empresas dada a sua vida útil (60 000 horas) e baixos custos. O eletrólito é uma solução aquosa com concentrações entre 20-30% de KOH (hidróxido de potássio) ou NaOH (hidróxido de sódio) e deve ser utilizado a temperaturas entre 60-80°C e uma pressão de 30 bar. A reação de oxidação ocorre no ânodo e a de redução ocorre no cátodo. O hidrogénio produzido apresenta uma pureza bastante

elevada, mas inferior ao PEM (99,95-99,99%). Relativamente à sua eficiência esta varia entre 50-78% e o custo aproximado é de 600€/kW (Guo *et al.*, 2024).

Alkaline Anion Exchange Membrane (AEM)

Este eletrolisador é uma nova tecnologia que conjuga o PEM com o AWE, isto porque apresenta uma concentração mais baixa da solução alcalina e tem presente uma membrana sólida como eletrólito. Usando temperaturas mais baixas (40-60°C) mas a uma pressão mais elevada (35bar) que o AWE, permite que se evite a criação de substâncias salinas derivadas da reação com o eletrólito. Porém apresenta um grau de pureza e uma eficiência inferior, 99,9% e 57-59% respetivamente (Benghanem *et al.*, 2023). Apresenta uma eficiência mais baixa que os restantes eletrolisadores (57-59%), uma vida útil que pode variar entre as 50 000 e as 80 000 horas e um custo estimado de 800€/kW dada a combinação dos materiais utilizados (Guo *et al.*, 2024).

Solid Oxide Electrolyser (SOE)

O SOE funciona à pressão atmosférica, mas a temperaturas muito elevadas (700-850°C), necessitando de menos energia elétrica para executar a eletrólise, apresentando uma eficiência elevada (cerca de 89%). Produz hidrogénio com 99,9% de pureza através da reação catódica e oxigénio através da reação anódica que ocorre no eletrólito sólido. Permite custos de produção consideravelmente mais baixos que os restantes eletrolisadores (200€/kW) mas trata-se de uma tecnologia ainda em fase de desenvolvimento laboratorial, com melhorias ainda a implementar na estabilidade dos elétrodos, vedação do sistema e tempo de vida útil que comparativamente com os restantes eletrolisadores é bastante inferior, cerca de 20 000 horas (Guo *et al.*, 2024).

Na Tabela 3.2.1 verificam-se as diferentes características dos tipos de eletrolisadores mencionados anteriormente, sendo que o eletrolisador selecionado pela empresa deve ser o que mais se justifica perante as necessidades da mesma e a respetiva capacidade de investimento no projeto.

Tabela 3.2.1 Características dos diferentes tipos de eletrolisadores de água.

Eletrolisador	PEM	AWE	AEM	SOE
Temperatura (°C)	50-90	60-80	40-60	700-850
Pressão (bar)	15-30	30	35	1

Pureza H₂ (%)	99,999	99,95- 99,99	99,9	99,9
Eficiência (%)	50-83	50-78	57-59	89
Vida útil (horas)	30000	60000	50000- 80000	20000
Custo (€/kW)	750	600	800	200

Através da utilização dos tipos de eletrolisadores mencionados anteriormente, existem diversos métodos de produção de hidrogénio “verde” consoante o tipo de fonte energética utilizada (energia nuclear, eólica, solar, térmica, biomassa, entre outras), porém dado que o âmbito da presente dissertação está limitado à análise do hidrogénio produzido por energia solar e eólica, apenas serão analisados os métodos de produção associados a estes dois tipos de energia renovável, sendo que existem métodos que devido às suas reduzidas taxas de produção ou eficiência, não serão abordadas, como é o caso da bio-fotólise e da termólise (decomposição térmica).

PV-Electrolysis (PVE) System

Num sistema fotovoltaico, são utilizadas células fotovoltaicas que através da estimulação dos fótons emitidos pela luz solar, gera uma força eletromotriz no material semicondutor da célula (geralmente silício) libertando eletrões que geram uma corrente elétrica (Tang *et al.*, 2023). Esta corrente é então conduzida para o destino desejado (eficiência na ordem dos 20%) seja para fornecimento da rede, armazenamento em bateria, ou diretamente para uso da energia por parte de um aparelho elétrico, que no caso de um sistema PVE, o aparelho elétrico recetor é um eletrolisador, o qual irá permitir converter a água em hidrogénio e oxigénio separadamente através da corrente elétrica gerada pelos painéis fotovoltaicos.

Existem vários tipos de sistemas que se podem construir em função do objetivo pretendido com o hidrogénio produzido podendo-se armazenar o hidrogénio, enviar para a pipeline, converter em energia elétrica através de células de combustível que forneçam a rede ou o próprio sistema mediante o tipo de clientes a que se pretende fornecer esta matéria. Porém, o sistema apresentará mais ou menos eficiência mediante diversos fatores influenciáveis como o tipo de material utilizado nos painéis solares. De forma a otimizar a produtividade do sistema, existem infraestruturas que utilizam diversos eletrolisadores ligados em série de modo a reduzir custos energéticos comparativamente com a utilização de sistemas de produção com eletrolisadores isolados ou ligados em paralelo.

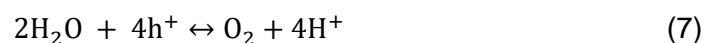
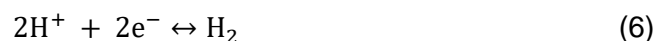
Segundo Benghanem *et al.* (2023) sistemas PVE são sistemas com uma produção média de 3,7-4,2 g_{H₂}/h/m², cuja eficiência e custo pode variar entre 11,55-21% e 34-12,5USD/kg_{H₂}, respetivamente dado o tipo de sistema utilizado pois só o facto de se usar painéis solares bifaciais ou monofaciais já provoca uma variação dos valores quantitativos monetários e de quantidade de hidrogénio produzida pelo sistema.

Hybrid Photovoltaic/Thermal (PV/T) Eletrolysis System

Dada a baixa eficiência obtida atualmente através de painéis fotovoltaicos, existem painéis híbridos que conciliam a produção de energia elétrica gerada pelos painéis fotovoltaicos com a energia térmica gerada por termossifões (aparelhos que permitem absorver e usar o calor emancipado pelo sol para aquecer um fluido através das suas correntes de convecção naturais), aumentando consideravelmente a performance dos painéis para valores significativamente superiores. Nestes sistemas, o eletrolisador recebe energia elétrica para efetuar a eletrólise ao mesmo tempo que a água (que já se encontra a uma temperatura elevada) facilita o processo de produção de hidrogénio aumentando a temperatura do sistema, sendo necessário recorrer a um menor consumo de energia elétrica (Salari *et al.*, 2022).

Fotocatálise

Num sistema fotocatalítico, a reação química de decomposição das moléculas de água é causada primeiramente pela absorção de fótons emancipados pela irradiação solar por parte de um material fotoativo (semicondutor) que irá acelerar a reação gerando eletrões e espaços carregados com energia igual ou superior ao material semicondutor (excitados). Por sua vez, estes elementos migram entre os elétrodos do material até à superfície do mesmo recombinando-se com o meio envolvente (H₂O) provocando as reações químicas de redução dos eletrões (H⁺ em H₂) e de oxidação dos buracos (H₂O em O₂) como se podem verificar nas equações 6 e 7. Pela Figura 3.2.1 é possível ver de forma visual o funcionamento deste mecanismo de separação fotocatalítica de água. Salienta-se que este processo apresenta ainda níveis de eficiência muito baixos mediante o que seria expectável para viabilizar a sua implementação e aplicação industrial. (R. Li, 2017).



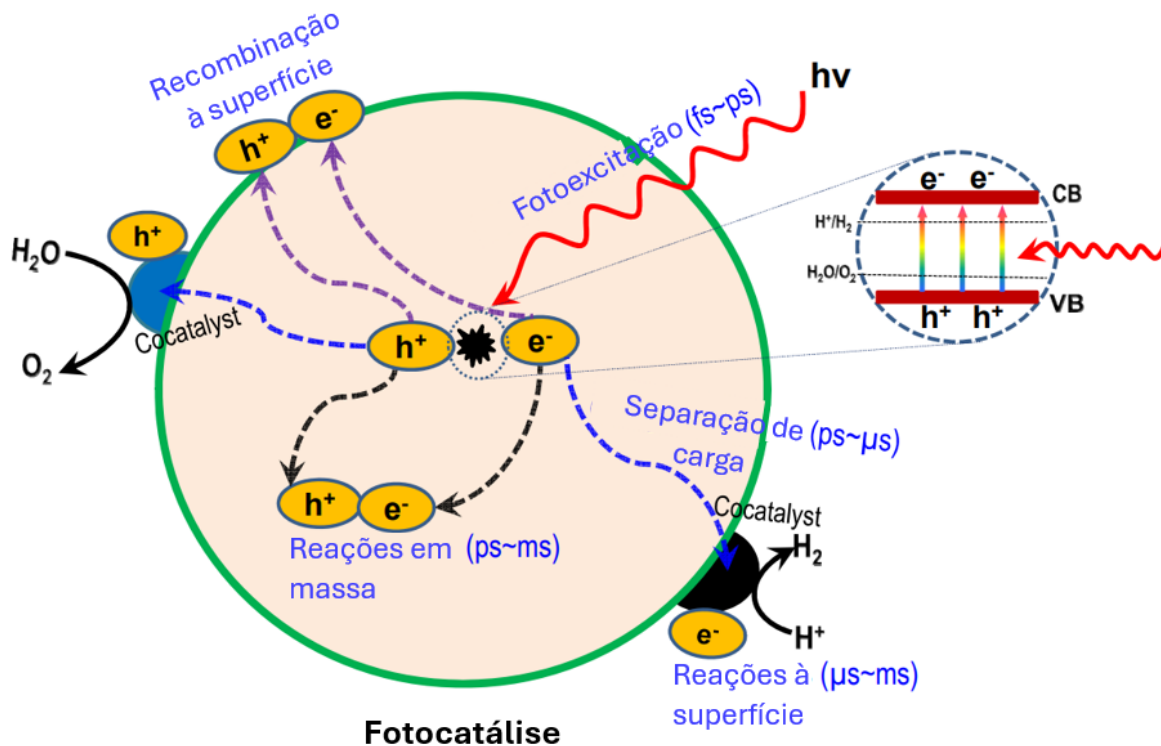


Figura 3.2.1 Mecanismo de separação fotocatalítica de água num fotocatalisador semicondutor (adaptado de R. Li, 2017)

Sistema de Eletrólise Eólica

A produção de energia através de um sistema eólico requer a existência de turbinas, no qual o movimento rotacional gera energia elétrica quando ligado a um gerador eletromagnético. Existem dois tipos principais de turbina eólica disponíveis no mercado, um em que o eixo do rotor se encontra no sentido vertical, permitindo que as hélices capturem vento de qualquer direção, e outro cujo eixo do rotor se encontra no sentido horizontal permitindo que as hélices captem a força máxima do vento em qualquer direção mediante o movimento rotacional da torre, apresentando uma eficiência superior ao primeiro tipo de turbina mencionado. Existem ainda outros fatores com considerável impacto na quantidade de energia gerada pelas turbinas, sendo estes o tamanho e design aerodinâmico das hélices, assim como o tipo de infraestruturas e logística associadas à zona onde se procederá a instalação do sistema, *onshore* (em terra) ou *offshore* (alto mar).

Num sistema de eletrólise eólica, as turbinas eólicas estão ligadas a um conversor de corrente (CA-CC) que posteriormente está ligado a um eletrolisador de água. Da mesma forma que acontece em sistemas de produção de hidrogénio por PV ou PV/T, é possível armazenar o oxigénio e hidrogénio gerado, enviar para o gasoduto ou converter em energia elétrica através de células de combustível que forneçam a rede (neste caso é necessário usar um retificador de corrente CC-CA) (Benghanem *et al.*, 2023).

Sistema Termoquímico

Segundo X. Li *et al.*, 2022, um TWSC (*thermochemical water splitting cycle*) pode ser classificado em dois, três, quatro ou mais ciclos de acordo com os materiais utilizados e o respetivo número de reações necessárias em cada ciclo, sendo que a temperatura das diferentes reações ocorrem entre os 500 e 1 900°C, pelo que se trata de um sistema com ciclos de temperatura muito elevados. Para atingir tais temperaturas, usando energia solar, é necessário usar um SCS (*solar collection system*) que pode consistir em vários tipos de sistema como *linear Fresnel reflector* (LFR), torre solar, coletores e concentradores solares parabólicos. De modo a conseguir armazenar a energia térmica gerada pelos sistemas apresentados usando-a quando não existe luz solar, deve-se usar reservatórios com materiais de alta capacidade térmica como sais fundidos (nitratos, carbonatos, fluoretos e cloretos). Como se pode constatar na Figura 3.2.2, em função dos materiais utilizados nos ciclos termoquímicos de reações a alta e baixa temperatura, diferentes quantidades de hidrogénio e oxigénio são obtidas e posteriormente aproveitadas. No entanto, a eficiência energética destes sistemas encontra-se entre os 15-30% sendo que atualmente os ciclos mais estudados são os de cloreto de cobre (Cu-Cl) e enxofre-iodo (S-I) dado apresentarem as melhores taxas de eficiência e capacidade produtiva kg_{H₂}/h (X. Li *et al.*, 2022).

Família de Enxofre		Aquecimento necessário (°C)	#
3 ciclos	$\text{SO}_2(\text{g}) + \text{I}_2(\text{l}) + 2\text{H}_2\text{O}(\text{l}) \rightarrow 2\text{HI}(\text{l}) + \text{H}_2\text{SO}_4(\text{l})$ $\text{H}_2\text{SO}_4(\text{g}) \rightarrow \text{SO}_2(\text{g}) + \text{H}_2\text{O}(\text{g}) + 1/2\text{O}_2(\text{g})$ $2\text{HI}(\text{g}) \rightarrow \text{H}_2(\text{g}) + \text{I}_2(\text{g})$	-	80
S-I		+	850
		+	450
2 ciclos	$\text{SO}_2(\text{g}) + 2\text{H}_2\text{O}(\text{g}) \rightarrow \text{H}_2(\text{g}) + \text{H}_2\text{SO}_4(\text{aq})$ $\text{H}_2\text{SO}_4(\text{g}) \rightarrow \text{SO}_2(\text{g}) + \text{H}_2\text{O}(\text{g}) + 1/2\text{O}_2(\text{g})$	/	100
HyS		+	900
Família de Cloro			
4 ciclos	$2\text{CuCl}_2(\text{s}) + \text{H}_2\text{O}(\text{g}) \rightarrow \text{CuO} \cdot \text{CuCl}_2(\text{s}) + 2\text{HCl}(\text{g})$ $\text{CuO} \cdot \text{CuCl}_2(\text{s}) \rightarrow 2\text{CuCl}(\text{l}) + 1/2\text{O}_2(\text{g})$ $\text{CuCl}_2(\text{aq}) \rightarrow \text{CuCl}_2(\text{s})$ $2\text{CuCl}(\text{aq}) + 2\text{HCl}(\text{aq}) \rightarrow 2\text{CuCl}_2(\text{aq}) + \text{H}_2(\text{g})$	+	400
Cu-Cl		+	500
		/	100
		/	25
4 ciclos	$2\text{VCl}_3(\text{s}) + 2\text{HCl}(\text{aq}) \rightarrow 2\text{VCl}_2(\text{s}) + \text{H}_2(\text{g})$ $4\text{VCl}_3(\text{s}) \rightarrow 2\text{VCl}_2(\text{g}) + 2\text{VCl}_4(\text{s})$ $2\text{VCl}_4(\text{l}) \rightarrow 2\text{VCl}_3(\text{s}) + \text{Cl}_2(\text{g})$ $\text{H}_2\text{O}(\text{g}) + \text{Cl}_2(\text{g}) \rightarrow 2\text{HCl}(\text{g}) + 1/2\text{O}_2(\text{g})$	-	25
V-Cl		+	750
		+	200
		+	850
4 ciclos	$3\text{FeCl}_2(\text{s}) + 4\text{H}_2\text{O}(\text{g}) \rightarrow \text{Fe}_3\text{O}_4(\text{s}) + 6\text{HCl}(\text{g}) + \text{H}_2(\text{g})$ $\text{Fe}_3\text{O}_4(\text{s}) + 8\text{HCl}(\text{g}) \rightarrow \text{FeCl}_2(\text{s}) + 2\text{FeCl}_3(\text{s}) + 4\text{H}_2\text{O}(\text{g})$ $2\text{FeCl}_3(\text{s}) \rightarrow 2\text{FeCl}_2(\text{s}) + \text{Cl}_2(\text{g})$ $\text{Cl}_2(\text{g}) + \text{H}_2\text{O}(\text{g}) \rightarrow 2\text{HCl}(\text{g}) + 1/2\text{O}_2(\text{g})$	+	450
Fe-Cl		-	100
		-	300
		+	800
3 ciclos	$\text{MgCl}_2(\text{s}) + \text{H}_2\text{O}(\text{g}) \rightarrow \text{MgO}(\text{s}) + 2\text{HCl}(\text{g})$ $\text{MgO}(\text{s}) + \text{Cl}_2(\text{g}) \rightarrow \text{MgCl}_2(\text{s}) + 1/2\text{O}_2(\text{g})$ $2\text{HCl}(\text{g}) \rightarrow \text{H}_2(\text{g}) + \text{Cl}_2(\text{g})$	+	450
Mg-Cl		-	400
		/	70
Família de óxidos metálicos			
2 ciclos	$\text{Zn}(\text{s}) + \text{H}_2\text{O}(\text{g}) \rightarrow \text{ZnO}(\text{s}) + \text{H}_2(\text{g})$ $\text{ZnO}(\text{s}) \rightarrow \text{Zn}(\text{g}) + 1/2\text{O}_2(\text{g})$	-	1100
Zn/ ZnO		+	2600
2 ciclos	$3\text{FeO}(\text{s}) + \text{H}_2\text{O}(\text{g}) \rightarrow \text{Fe}_3\text{O}_4(\text{s}) + \text{H}_2(\text{g})$ $\text{Fe}_3\text{O}_4(\text{s}) \rightarrow 3\text{FeO}(\text{s}) + 1/2\text{O}_2(\text{g})$	-	400
FeO/ Fe ₃ O ₄		+	2200
2 ciclos	$\text{Ce}_2\text{O}_3(\text{s}) + \text{H}_2\text{O}(\text{g}) \rightarrow 2\text{CeO}_2(\text{s}) + \text{H}_2(\text{g})$ $2\text{CeO}_2(\text{s}) \rightarrow \text{Ce}_2\text{O}_3(\text{s}) + 1/2\text{O}_2(\text{g})$	-	250
CeO ₂ / Ce ₂ O ₃		+	1600

■ ≤ 200°C
■ 200-500°C
■ 500-1000°C
■ ≥ 1000°C
- Exotérmica
+ Endotérmica
⚡ Necessita de eletricidade

Figura 3.2.2 Equações químicas e propriedades endotérmicas e exotérmicas dos principais TWSC (adaptado de X. Li *et al.*, 2022).

É de salientar que este método produtivo, apesar de utilizar fontes renováveis como fonte energética, não pode ser totalmente considerada uma tecnologia verde devido à baixa, mas não nula emissão de gases de efeito de estufa diretos e indiretos (mediante a família de materiais utilizados).

Sistema Híbrido Solar-Eólico

Existem sistemas que combinam ainda dois tipos de fonte energética diferente como é o caso dos sistemas híbridos solar-eólico, os quais permitem não só uma eficiência elevada do sistema, como no caso de haver energia em excesso, esta poderá servir vários propósitos como aquecer água que é fornecida ao eletrolisador (Nasser & Hassan, 2024a), podendo ser também armazenada em baterias e podendo ainda ser distribuída diretamente para a rede. Para poder realizar-se todas estas ações, é necessário a instalação de um inversor bidirecional pois os diferentes aparelhos/canais de distribuição usam tipos de corrente diferentes (Su *et al.*, 2024), bem como um ou mais controladores de distribuição que permitirão regular a energia fornecida a cada equipamento do sistema. É assim uma alternativa útil que permite otimizar sistemas de produção de hidrogénio que só sejam alimentados por energia elétrica gerada a partir de uma fonte renovável.

A Figura 3.2.3 representa uma hipótese otimizada de um diagrama da infraestrutura de um sistema híbrido solar-eólico tendo por base diversos sistemas analisados. Porém, deverá ser devidamente analisado, desenvolvido e testado antes de ser aplicado na prática. O sistema proposto considera duas fontes renováveis de energia elétrica (turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos) que fornecem eletricidade à infraestrutura, a qual é coordenada por um controlador que define para onde é mais aconselhado fornecer a energia elétrica recebida. Esta energia pode ser fornecida diretamente ao eletrolisador sendo este o principal objetivo do sistema (produção de hidrogénio verde) ou caso não haja necessidade de produzir em determinado momento (ou porque o mercado não está a solicitar ou por alguma manutenção ou problema que tenha de ser resolvido no eletrolisador, nos reservatórios ou na rede de distribuição), pode ser fornecida a uma bateria que armazena a energia para posterior uso no caso de ser necessária energia no sistema e não estar disponível pelas fontes renováveis nesse preciso momento. A energia elétrica, quando em excesso, pode ainda ser usada para o aquecimento da água que será utilizada pelo eletrolisador reduzindo assim os custos e o tempo necessário ao processo de eletrólise. Após o armazenamento do hidrogénio produzido este pode ser introduzido diretamente na rede nacional de gás natural ou passar por uma célula de combustível para ser novamente convertido em energia elétrica e fornecer a rede elétrica quando necessário.

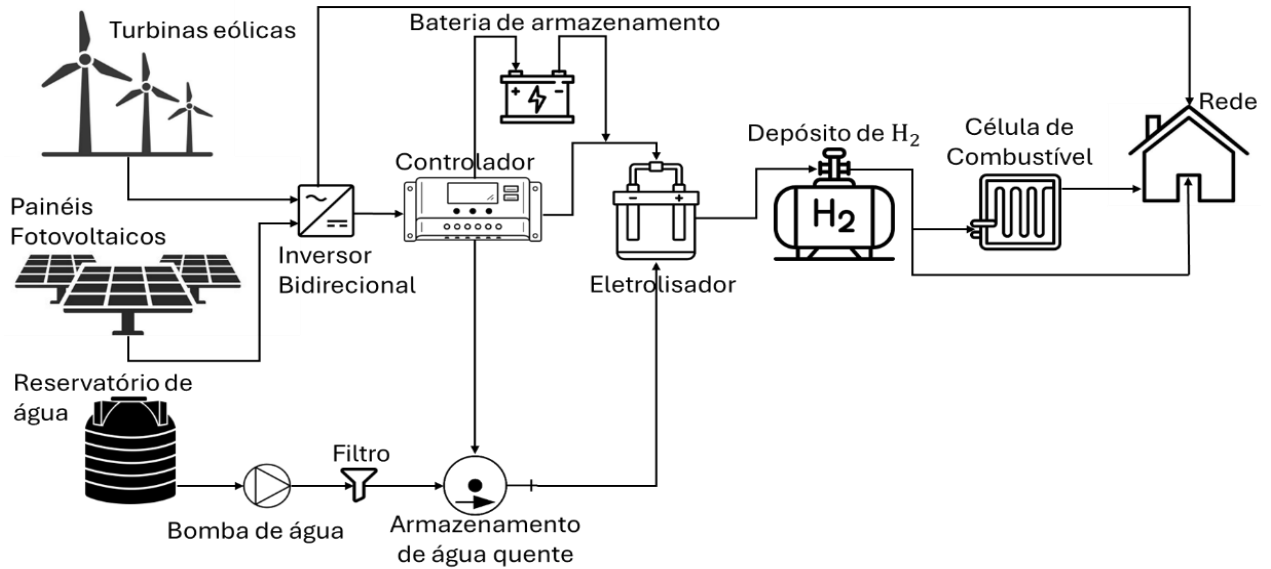


Figura 3.2.3 Diagrama esquemático de um sistema solar-eólico de produção de hidrogênio

Outros tipos de hidrogênio

Existem outras tecnologias a serem desenvolvidas atualmente no âmbito da produção de hidrogênio. Uma delas, é o auto intitulado pela empresa norte americana Cemvita “hidrogênio dourado”, que utiliza hidrocarbonetos residuais (derivados de água, nutrientes, entre outros resíduos) que são posteriormente fermentados por micróbios desenvolvidos pela empresa, os quais durante o processo de fermentação libertam hidrogênio e outros compostos químicos desejados para posterior utilização. O esquema encontra-se representado na Figura 3.2.4 (Cemvita, 2023).

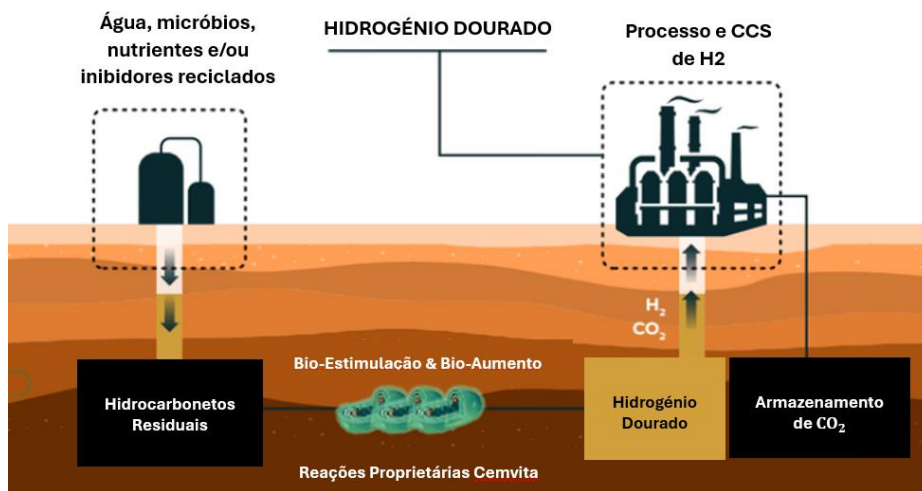


Figura 3.2.4 Produção de hidrogênio dourado (adaptado de Cemvita, 2023).

3.3 Armazenamento

O segundo elemento crucial de um sistema de produção de hidrogénio, após o subsistema produtivo é o subsistema de armazenamento desta matéria-prima, existindo diversos métodos de armazenamento. Salienta-se que alguns apresentam já várias décadas de desenvolvimento e aperfeiçoamento tecnológico, enquanto outros são métodos recentes ainda em desenvolvimento e em fase de prototipagem.

Um dos métodos que têm vindo a ser mais estudados é o armazenamento subterrâneo em estruturas naturais (formações geológicas que permitem o armazenamento de determinadas matérias-primas) e artificiais como minas abandonadas e cavernas salinas dada a dimensão destas estruturas que permitem assim armazenar hidrogénio em grande escala. Por outro lado, o armazenamento à superfície através de reservatórios com hidrogénio puro ou hidrogénio absorvido em diferentes matérias-primas, possibilita um armazenamento a uma escala inferior mas com maior facilidade de transporte e menores custos energéticos na sua utilização.

Armazenamento Subterrâneo

O armazenamento subterrâneo de matéria em forma gasosa é o meio de armazenamento em grande escala mais barato e disponível para o armazenamento de hidrogénio puro permitindo o seu armazenamento a alta pressão durante meses. O facto de o hidrogénio ficar armazenado no subsolo reduz o risco de combustão, melhora a integração no planeamento urbanístico e aumenta a proteção contra ameaças exteriores (Muhammed *et al.*, 2023).

Estruturas Naturais:

Aquíferos

Um aquífero trata-se de uma formação rochosa porosa e permeável que contém água no estado líquido. Ao redor de um aquífero, existem camadas geológicas impermeáveis (geralmente formações rochosas de cloreto de sódio, argila e sulfatos de cálcio) que permitem a retenção de fluídos e gases dentro do aquífero (Muhammed *et al.*, 2023).

Para ser armazenado nestas formações rochosas o hidrogénio deve ser injetado no estado gasoso a pressão variável mediante a pressão existente no aquífero de modo a não comprometer a infraestrutura geológica. Durante os períodos de armazenamento, decorrem variações de pressão que induzem a dissipação do hidrogénio pelas formações rochosas envolventes sendo que a taxa média de hidrogénio recuperável é de 78% (Jafari Raad *et al.*, 2022).

Segundo Jafari Raad *et al.* (2022) a variação do fluxo e pressão necessária na injeção do hidrogénio neste tipo de formação rochosa encarece o custo associado aos sistemas de compressão utilizados. Em contrapartida os custos de tratamento do gás são consideravelmente inferiores comparativamente às restantes estruturas naturais, dado o seu reduzido nível de contaminação durante o armazenamento. O custo de armazenamento neste tipo de estruturas pode variar de acordo com os fatores anteriormente mencionados, mas situa-se numa média de 1,29\$US/kg_{H₂}.

Reservatórios de petróleo e gás natural esgotados

Reservatórios de petróleo e gás natural já explorados apresentam um elevado benefício para o armazenamento de hidrogénio não só por serem formações rochosas existentes na natureza sem necessidade de criação da estrutura de forma artificial, mas também porque já se encontra instalada toda a infraestrutura utilizada pela indústria petroquímica que explorou as matérias-primas do reservatório (Wallace *et al.*, 2021).

Durante a injeção e dispersão do hidrogénio no reservatório, ocorre a entrada deste gás nos poros ainda com petróleo remanescentes forçando a saída e dispersão do petróleo para as extremidades do reservatório como se pode verificar na Figura 3.3.1.

espaços porosos e caminhos permeáveis (preenchidos com água/gás após a produção de petróleo)



Figura 3.3.1 Esquema da entrada de hidrogénio nos poros e respetiva saída do petróleo (adaptado de Wallace *et al.*, 2021).

De acordo com Wallace *et al.* (2021) este tipo de armazenamento natural é o mais economicamente viável para armazenar hidrogénio no estado gasoso, com um custo médio de armazenamento de 1,23\$US/kg_{H₂}. Porém é necessário ter em atenção um problema crítico

que pode despoletar conforme as condições térmicas da estrutura, o qual induz a redução da qualidade e quantidade de hidrogénio extraído. Isto deve-se ao facto da existência de bactérias redutoras de sulfatos, que consomem e contaminam o hidrogénio injetado produzindo metano (processo de degradação anaeróbica designado por metanogênese).

Estruturas Artificiais:

Cavernas salinas

Segundo a International Energy Agency (2023) este tipo de estruturas geológicas têm vindo a ser utilizada para armazenamento de hidrogénio no Teeside desde 1972, e na costa do Golfo do Texas desde 1983.

Dada a alta solubilidade das rochas presentes nestas estruturas é possível criar cavernas injetando água doce de forma controlada e removendo a água salgada diluída em excesso. Posteriormente torna-se possível injetar hidrogénio comprimido no estado gasoso removendo a salmoura presente na caverna. Dada a impermeabilidade das paredes da caverna, as perdas de hidrogénio por dissipação são inferiores a 1% (Muhammed *et al.*, 2023).

Apesar das boas propriedades mecânicas e reduzidos riscos destas infraestruturas, o processo de investigação, mineração e injeção cíclica de salmoura ou hidrogénio perante a necessidade de armazenamento ou fornecimento da rede, torna-se crítico devido aos elevados custos associados quer às infraestruturas de investigação e armazenamento (reservatório da solução de água saturada de sal), quer aos mecanismos necessários à injeção do hidrogénio nestes locais. Deste modo, o custo de armazenamento nestas infraestruturas é superior ao custo de armazenamento em infraestruturas naturais, situando-se em 1,61\$US/kg_{H₂} (Navaid *et al.*, 2023).

Cavernas rochosas revestidas

Designadas por LRC (*Lined Rock Cavern*), cuja representação concetual se encontra na Figura 3.3.2, tratam-se de construções que permitem suportar um número elevado de ciclos de armazenamento de gases a elevadas pressões (15-30MPa) sem qualquer risco de segurança nem contaminação do gás armazenado. Isto deve-se ao facto do seu revestimento consistir numa camada primária de aço que isola o gás no interior do reservatório seguida de uma camada de betão que é responsável por transferir a pressão do reservatório para a rocha em redor, aliviando as tensões geradas. Por fim, um sistema de drenagem permite a circulação de água acumulada ao redor da caverna e em caso de fuga liberta o gás contido no interior da mesma (Patanwar *et al.*, 2024).

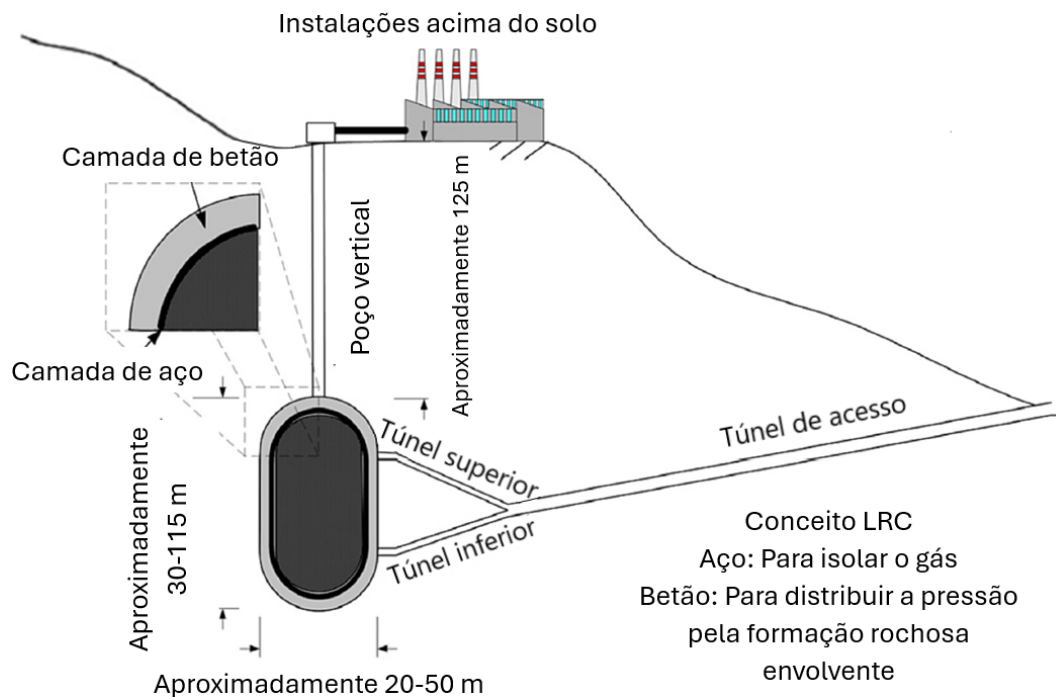


Figura 3.3.2 Diagrama conceptual de uma caverna rochosa revestida (adaptado de Muhammed *et al.*, 2023).

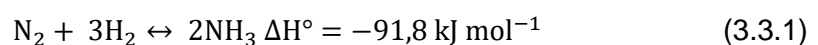
Apesar das suas vantagens apresenta um valor de custo de armazenamento elevado ($2,77\text{\$/kg}_{\text{H}_2}$) devido ao complexo design e respetiva construção e manutenção (Jafari Raad *et al.*, 2022).

Armazenamento à Superfície

Armazenamento em Materiais

De modo a armazenar e transportar hidrogénio de forma mais eficiente, existem diversos métodos que permitem a sua ligação química com outros elementos de modo a formar compostos químicos com propriedades benéficas (por exemplo maior taxa de compressibilidade) que permitem o armazenamento de uma maior percentagem de hidrogénio por unidade de volume e com recurso a menores quantidades de energia elétrica.

O caso da amónia é o exemplo mais avançado desta prática de armazenamento e transporte. A sua produção consiste na aplicação do processo Haber-Bosch, o qual consiste em unir os átomos de hidrogénio com os átomos de nitrogénio, cuja reação se encontra representada na equação 3.3.1, através do aumento de temperatura ($350\text{-}500^\circ\text{C}$) e pressão ($150\text{-}300\text{bar}$) na presença de um catalisador à base de ferro (Nowicki *et al.*, 2023).

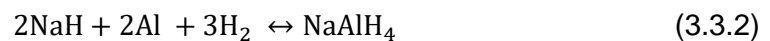


Desta forma é possível armazenar cerca de 17 vezes mais hidrogénio por metro cúbico do que se fosse armazenado hidrogénio puro no estado líquido, com recurso a menos energia para proceder à liquefação da amónia dado que esta torna-se líquida aos -33°C em vez de

-253°C como no caso do hidrogénio puro. Outro aspeto importante no uso de amónia para armazenamento e transporte de hidrogénio, é o facto deste produto já ter uma rede de distribuição ao nível internacional bem desenvolvida não apresentando custos significativos de alterações nas infraestruturas atuais para a entrega, transporte e recolha desta matéria (International Energy Agency, 2019).

Absorção (hidretos)

Segundo Klopčič *et al.* (2023) são utilizados diversos tipos de processos como a fusão por feixe de eletrões, deposição química em fase de vapor e deformação plástica para a junção de elementos que permitem a criação de um hidreto (MgH₂, NaAlH₄, LiBH₂, entre outros). Após a criação destes materiais, estes são sujeitos a variações de temperatura e pressão numa atmosfera de H₂ onde o hidrogénio em estado gasoso se dissocia à superfície do material e posteriormente difunde-se na rede cristalina do metal. É possível observar na equação 3.3.2 a reação da absorção do hidrogénio no estado gasoso por parte hidreto de sódio e alumínio em pó, a qual ocorre quando estes elementos são expostos à atmosfera de hidrogénio a 90bar e 130°C durante um período de uma hora:



Apesar de ser uma opção promissora, dado suportar um número elevado de ciclos de absorção e libertação de hidrogénio, requer ainda desenvolvimento de modo a otimizar a percentagem de retenção, que em termos de massa, situa-se num valor médio entre 5-7% do peso total do hidreto. Outro fator a ter em conta é o impacto ambiental que o incremento da exploração destes metais para o armazenamento de hidrogénio poderá vir a ter ao nível global.

Adsorção

Ao contrário da absorção, processo pelo qual o componente absorvido é dissolvido e reestruturado na rede cristalina do material absorvente, a adsorção provoca a retenção do componente somente à superfície do material que adsorve, não exercendo qualquer influência nas suas propriedades químicas e físicas. Segundo Ding & Yakobson (2011) o processo de adsorção pode ser subdividido em dois tipos, adsorção física (representado na Figura 3.3.3) e adsorção química, sendo que a primeira se dá meramente através de forças de van der Waals fracas, enquanto que a segunda ocorre por uma ligação química entre os átomos das superfícies dos dois elementos, conforme as condições a que são expostos.

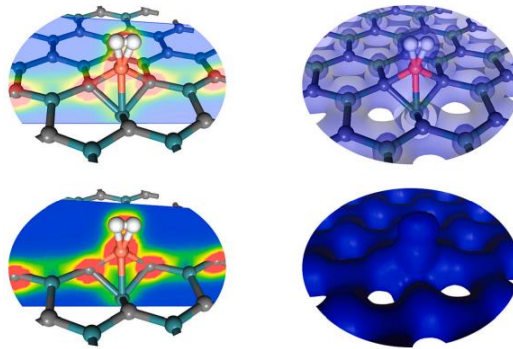


Figura 3.3.3 Visualização da adsorção física de H₂ a um composto Cu-SnC (Ding & Yakobson, 2011).

Apesar de já existirem diversos materiais otimizados para a adsorção de hidrogénio, como é o caso de compósitos de carbono, zeólitos, estruturas metalo-orgânicas (MOFs) e clatratos (hidratos gasosos), ainda não se trata de um dos métodos mais eficazes de armazenamento de hidrogénio, já que requer uma grande área superficial.

Armazenamento Físico

O uso de reservatórios, como armazenamento de gases e líquidos é a tecnologia mais desenvolvida até ao momento, dado ter-se desenvolvido ao longo de décadas de armazenamento de combustíveis fósseis e outras matérias amplamente utilizadas por todo o mundo.

De acordo com o estado físico em que se deseja armazenar o hidrogénio (gás comprimido, estado criogénico comprimido ou estado líquido) as condições de pressão e temperatura necessitam obrigatoriamente de variar de modo a se atingir a densidade pretendida (Figura 3.3.4).

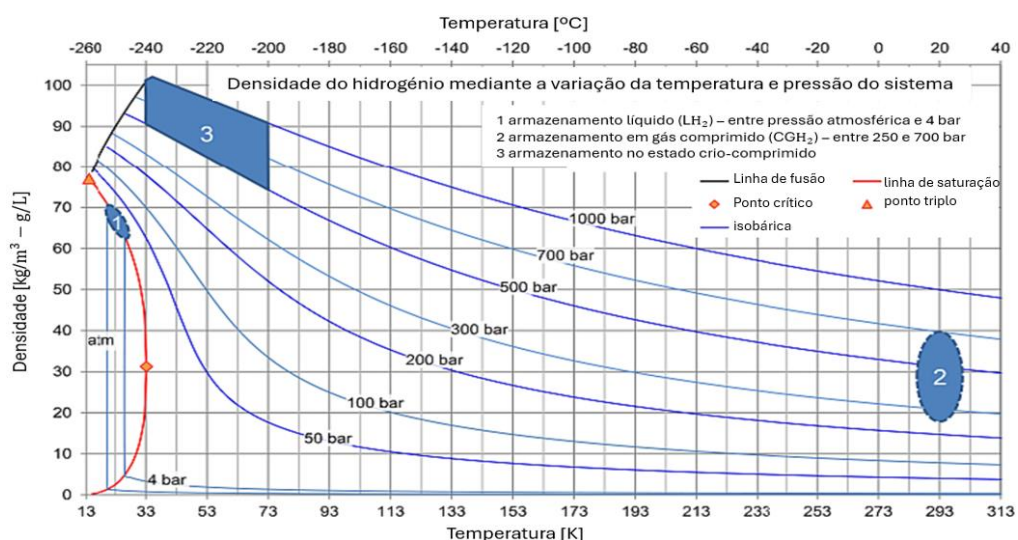


Figura 3.3.4 Densidade do hidrogénio mediante a variação da temperatura e pressão do sistema (adaptado de Muhammed *et al.*, 2023)

Estado gasoso

É de salientar que o consumo energético para armazenar fisicamente hidrogénio varia mediante o estado físico em que se pretende armazenar. No caso de armazenamento em gás comprimido as perdas energéticas associadas durante o processo de armazenamento são as mais baixas situando-se num valor médio de 10%.

Atualmente existem quatro tipos de reservatórios comercializados em larga escala para o armazenamento de hidrogénio no estado de gás comprimido estando exemplificados na Figura 3.3.5. Segundo Ahad *et al.* (2023), o reservatório do tipo I apresenta uma estrutura constituída geralmente por aço que suporta pressões máximas de 500bar, apresentando um custo consideravelmente mais baixo que os restantes tipos de reservatório. Porém, em estações de reabastecimento a alta pressão geralmente são utilizados reservatórios metálicos com camadas de fibra envolventes (tipo II) de modo a aumentar a resistência à fadiga sem grande alteração de peso. Este fator positivo é acompanhado de um aumento do custo do reservatório em 50% comparativamente com os reservatórios do tipo I (Muhammed *et al.*, 2023).

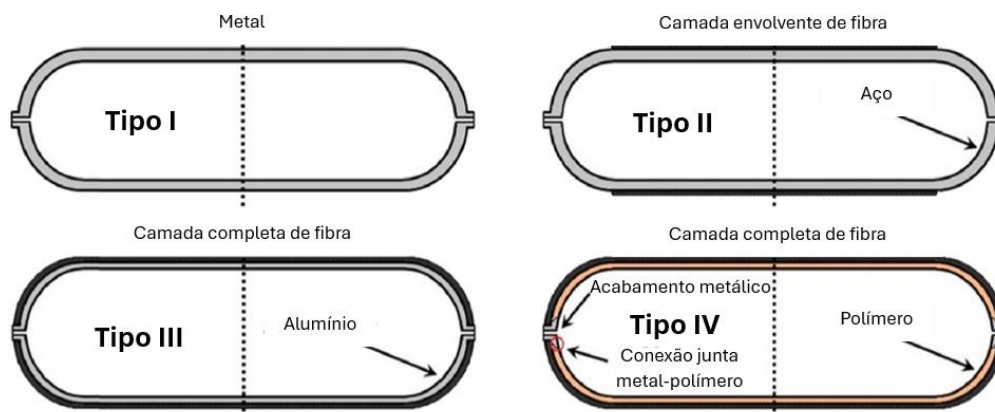


Figura 3.3.5 Tipos de reservatórios usados para armazenamento de hidrogénio (adaptado de Muhammed *et al.*, 2023).

O tipo III de reservatório, que utiliza alumínio em vez de aço e possui um revestimento composto de camadas de fibra e resina, pesa metade de um reservatório do tipo I, mas o seu custo é cerca de três vezes maior. Nesses reservatórios, o alumínio é envolvido por completo com materiais compósitos, como fibra de carbono, vidro ou kevlar, intercaladas com resina geralmente epóxi, para conferir maior leveza e resistência que o tipo II no qual a camada envolvente não cobre as extremidades do reservatório. Quer o tipo III quer o tipo IV são geralmente utilizados a nível industrial. No entanto o tipo IV destaca-se por aguentar pressões até 1 000 bar e cumprir as metas volumétricas ($0,024 \text{ kg}_{\text{H}_2}/\text{L}$) e gravimétricas (4.2wt%) estabelecidas pela US-DOE para combustíveis utilizados em veículos ligeiros ao mesmo tempo que apresenta um peso bastante leve em comparação com os restantes tipos dado ser

composto somente por uma camada de polímeros (geralmente polietileno de alta densidade) e outra camada de compósito (Muhammed *et al.*, 2023).

Estado líquido (criogénico)

Para se converter hidrogénio no estado líquido, este deve ser sujeito a um processo de liquefação onde se reduz a temperatura a -253°C , permitindo que passe do estado gasoso para o estado líquido conseguindo-se uma concentração quase duas vezes superior (Ma *et al.*, 2024).

No entanto apesar da sua vantagem relativamente ao volume de armazenamento, os gastos energéticos são consideravelmente superiores aos do armazenamento de gás comprimido (cerca de 25-30%), em consequência do processo de liquefação e de toda a estrutura (Figura 3.3.6) necessária para manter o hidrogénio no estado líquido sem que ocorra ebulição do mesmo (Muhammed *et al.*, 2023).

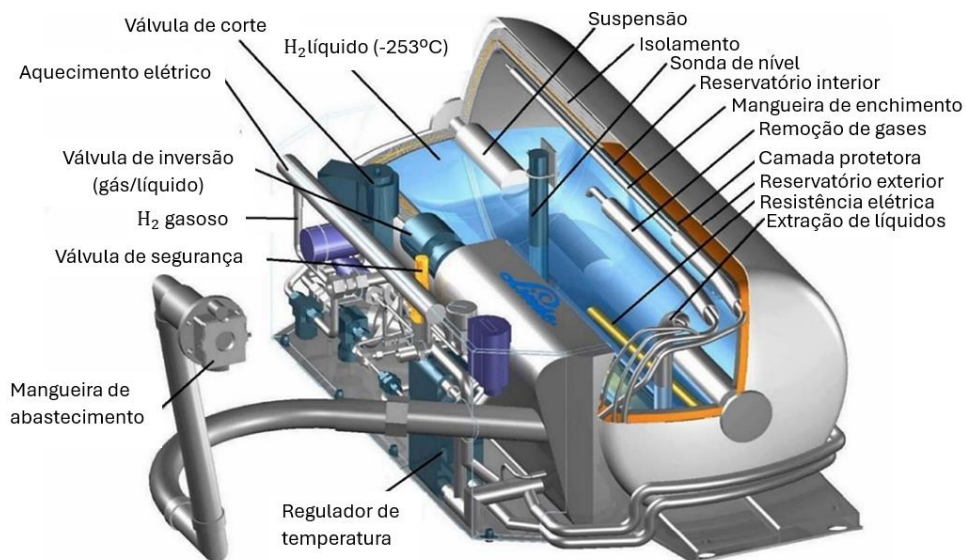


Figura 3.3.6 Esquema de um reservatório de hidrogénio no estado líquido (criogénico) (adaptado de Muhammed *et al.*, 2023).

Segundo Muhammed *et al.* (2023) a conversão, armazenamento e utilização de hidrogénio num estado crio-comprimido tem sido testada, no qual se arrefece o hidrogénio a -233°C de modo a que este não fique no estado líquido, o que permite um volume de armazenamento consideravelmente superior ao hidrogénio no estado de gás comprimido ao mesmo tempo que viabiliza o armazenamento em reservatórios do tipo III. Este tipo de estado para o hidrogénio foi inicialmente proposto pelo Laboratório Nacional Lawrence Livermore e posteriormente a BMW desenvolveu um protótipo para este tipo de armazenamento, o qual foi instalado e testado num Toyota Prius híbrido desenvolvido para funcionar com hidrogénio. Os resultados dos testes, detalhados por Muhammed *et al.* (2023), demonstraram o grande potencial dessa tecnologia.

3.4 Transporte

De forma a conduzir o hidrogénio aos locais de distribuição e/ou consumo (população e indústria), é indispensável ter uma infraestrutura logística devidamente parametrizada para o seu transporte, existindo diversos meios para assegurar esta ligação entre produtor e consumidor. Todavia, são identificadas algumas vulnerabilidades e desafios que, impulsionam a inovação no sector da energia e estudos de investigação nesse domínio do conhecimento, de maneira a alcançar maior eficiência e segurança, devido às especificidades físico-químicas do hidrogénio.

De acordo com o subcapítulo anterior os reservatórios de hidrogénio no estado líquido e em matérias como a amónia são os mais utilizados atualmente, dada a facilidade da adaptação das infraestruturas logísticas atuais. Muitos dos meios de transporte usam estes tipos de reservatórios para transportar hidrogénio em grandes quantidades quer seja por ferrovia, transporte rodoviário ou marítimo. Na Figura 3.4.1 constata-se que entre estes dois principais meios de armazenamento, hidrogénio líquido e amónia, o custo total de transporte por via marítima, quer no caso (a) de uma viagem pela rota Austrália-Roterdão, quer no caso (b) de uma viagem pela rota Austrália-Tóquio, é significativamente superior quando se trata de hidrogénio líquido, em grande parte devido ao custo de armazenamento a temperaturas negativas muito baixas.

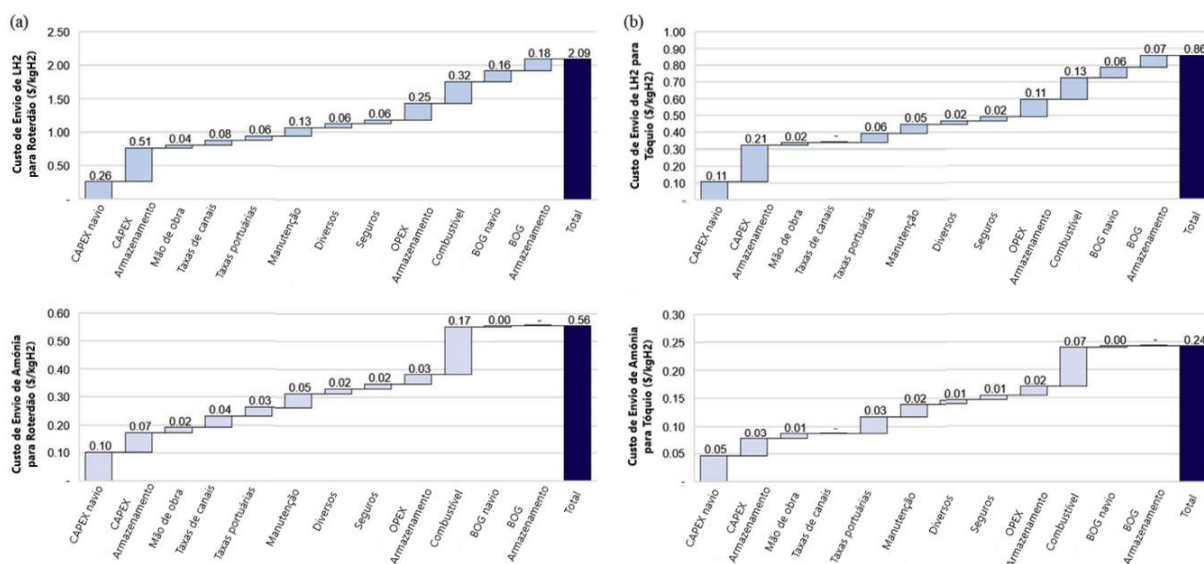


Figura 3.4.1 Custos de transporte por kg_{H2} por hidrogénio líquido e por amónia pela rota (a) Austrália-Roterdão e pela rota (b) Austrália-Tóquio (adaptado de Johnston *et al.*, 2022).

No entanto, apesar de compensar financeiramente, a amónia acarreta outro tipo de riscos que devem ser considerados, como a sua toxicidade, inflamabilidade e capacidade corrosiva. Assim, é necessário avaliar os riscos de segurança associados à transferência de

reservatórios terrestres fixos ou móveis (como o caso de veículos de transporte) para reservatórios de navios e vice-versa, como se pode constatar nas simulações feitas por Duong *et al.* (2024).

Relativamente aos meios de transporte terrestre, existem atualmente redes de transporte de outras matérias-primas que podem ser ajustadas de modo a permitir o transporte de hidrogénio reduzindo significativamente os custos resultantes da construção de novas redes de transporte de hidrogénio puro. Um tipo de rede que pode permitir o transporte de hidrogénio são as redes de pipelines que atualmente são utilizadas para o transporte de gás natural, permitindo o transporte dos dois gases em simultâneo na mesma rede.

Gasoduto

O meio mais rápido e eficiente de transportar gases em grandes quantidades até aos pontos de distribuição e/ou consumo, é através de gasodutos (redes de infraestruturas tubulares por onde a matéria-prima circula no seu interior). Segundo Erdener *et al.* (2023) o facto de já existirem redes em exploração utilizadas atualmente para o transporte de gás natural, a injeção e mistura de hidrogénio nestas redes é uma boa solução para assegurar o seu transporte com custo de investimento na infraestrutura de transporte muito reduzidos. Além de minimizar consideravelmente o investimento na construção de pipelines para o transporte de hidrogénio através da adaptação das redes existentes, contribui também para a descarbonização deste setor, uma vez que se trata de injetar uma fonte energética verde sem emissões de carbono. Desta forma identificam-se duas vantagens, quer seja como mistura de metano, quer como hidrogénio puro (sendo removido diretamente da rede através das tecnologias adequadas para a sua separação).

No entanto, existem alguns desafios que condicionam o uso deste tipo de gasodutos na distribuição de hidrogénio puro, resultantes da diferença de densidades entre o metano puro e a mistura de metano com hidrogénio (Tian & Pei, 2023). Esta mistura apresenta uma densidade inferior à densidade do metano puro, o que aumenta o fluxo de gás no caso de ocorrer uma fuga no sistema de transporte, e aumentando o risco de explosão. Outro problema observado é a queda de pressão ao longo do sistema de transporte, não só em virtude de a mistura apresentar uma menor densidade, mas também devido ao facto de mostrar um fator de compressibilidade superior. Segundo Mahajan *et al.* (2022) este problema requer a instalação de mais compressores ao longo do sistema de transporte, o que implica consumos acrescidos de energia ao longo do gasoduto, tendo sido analisado que a mistura de gás natural com respetivamente 10%, 40% e 100% de hidrogénio num gasoduto internacional, mantendo a pressão implica um incremento no consumo de energia dos compressores de 7%, 30% e 210%, respetivamente.

Outro problema crítico na injeção de hidrogénio nos gasodutos existentes passa pela absorção parcial do hidrogénio na superfície das tubagens causando fragilização da estrutura. Ao nível atômico, os átomos de hidrogénio difundem-se na liga que constitui a infraestrutura ocupando os espaços intersticiais da malha cristalina, causando fragilidade da malha à medida que ocorre variação térmica na tubagem uma vez que as ligações atômicas são enfraquecidas pela presença do hidrogénio. Esta corrosão da tubagem causada pela difusão do hidrogénio leva ao surgimento de microfissuras que vão aumentando gradualmente de tamanho durante o processo de exploração normal da estrutura até ao momento em que se dá uma falha mecânica (observe-se exemplo de uma falha mecânica causada por hidrogénio na Figura 3.4.2) que acaba por condicionar o funcionamento de todo o gasoduto (Mahajan *et al.*, 2022).

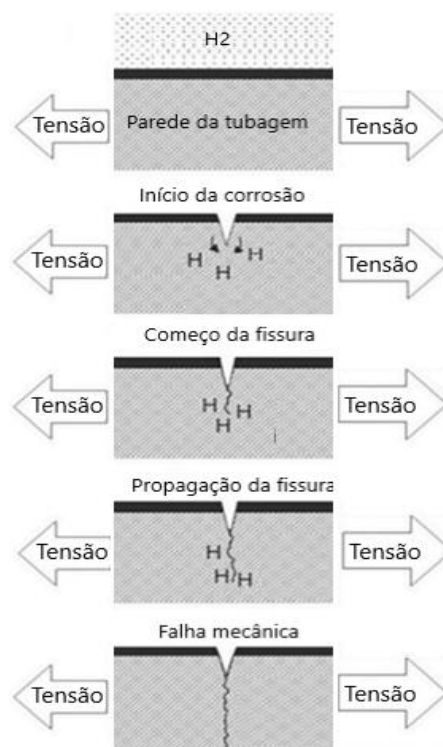


Figura 3.4.2 Falha mecânica causada pela difusão de átomos de hidrogénio na tubagem (adaptado de Sofian *et al.*, 2024).

No entanto, existem revestimentos que podem ser utilizados de modo a mitigar as consequências negativas do hidrogénio em pipelines através da redução da sua permeabilidade da matéria-prima base que constitui as respetivas tubagens. É o caso do polímero sintético PVA que com apenas uma camada de 2 milímetros de espessura ao longo da superfície da tubagem, permite uma redução da concentração de átomos de hidrogénio na estrutura cristalina da tubagem em 44% reduzindo com eficácia a velocidade de deterioração da tubagem (Lei *et al.*, 2022).

3.5 Conclusões

Atualmente existem vários métodos e tecnologias para produção de hidrogénio puro serem utilizados como fonte energética, no entanto alguns dos métodos são significativamente poluentes tendo esta indústria um impacto negativo no meio ambiente. Porém, existem outros métodos que permitem a produção da mesma matéria-prima sem quaisquer emissões poluentes.

Grande parte das tecnologias usadas encontram-se com um grau de desenvolvimento bastante elevado (TRL 9) pelo que é possível beneficiar de processos produtivos bem otimizados, com poucas perdas e grandes taxas de produção.

É possível constatar através da análise da Tabela 3.5.1 que na maioria dos casos, quanto mais poluente o método de produção, menores são os seus custos de produção. Isto acontece porque o tipo de equipamentos, matérias-primas e fontes energéticas utilizadas são já comumente utilizadas noutros processos semelhantes sem grande necessidade de adaptação a esta indústria. Por outro lado, as fontes energéticas empregues nestes métodos produtivos são em grande parte significativamente menos dispendiosas face aos métodos menos poluentes, que por sua vez utilizam fontes limpas, e cujos equipamentos estão em desenvolvimento ou ainda são recentes no mercado, exigindo custos de investimento significativamente superiores para alcanças as mesmas taxas de produção.

Tabela 3.5.1 Comparação dos tipos de hidrogénio mediante as emissões carbónicas, custo de produção e TRL.

Tipo de Hidrogénio	Emissões de CO₂ (kg_{CO2} eq/kg_{H2})	Custo de Produção (USD/kg_{H2})	TRL
preto e castanho	18-25	1,3-2,5	9
cinzento	7,5-13	0,7-2,3	9
azul	1-2	0,99-2,05	8
turquesa	1,9-4,8	1,6-3,4	6
laranja	0	3,35-3,6	9
roxo, cor-de-rosa e vermelho	0	2,2-7	3
verde	0	1,9-8,4	9

O gráfico apresentado na Figura 3.5.1 representa os valores médios da Tabela 3.5.1, aí é possível observar duas singularidades: uma no hidrogénio “laranja” e outra no hidrogénio

“verde”. Para ambos os tipos de hidrogénio, verificam-se custos de produção elevados, apesar de a correspondente tecnologia possuir uma TRL elevada (considerando o método mais utilizado, eletrólise da água). Isto acontece devido ao facto de a energia renovável necessária para assegurar o processo de eletrólise, ainda ser significativamente mais cara do que as restantes fontes energéticas.

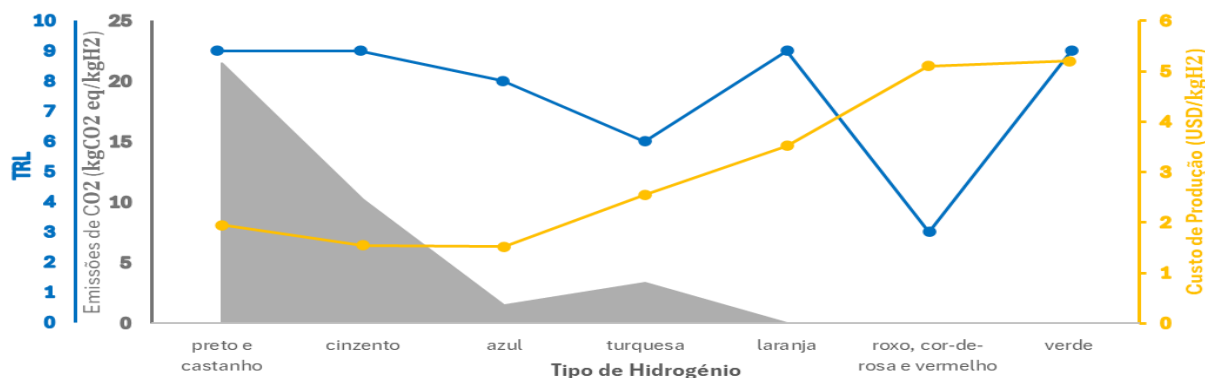


Figura 3.5.1 Comparação dos tipos de hidrogénio mediante as emissões carbónicas, custo de produção e TRL.

Os Governos em todo o mundo têm priorizado a transição energética, unindo esforços e trabalhando em políticas e investimentos em fontes renováveis para alcançar os objetivos climáticos internacionais e construir assim um futuro mais sustentável. O ano de 2050 está na agenda como meta global para a produção de energia sem qualquer tipo de emissões poluentes.

A Figura 3.5.2 reportada a 2022, ilustra a determinação de diferentes países ao nível dos métodos de produção de hidrogénio em conformidade com os seus planos nacionais para o hidrogénio, observando-se uma aposta clara em muitos países, visando o desenvolvimento e implementação dos meios necessários para a produção de hidrogénio limpo de forma a que seja possível a redução substancial dos custos de produção e, conseqüentemente, dos respetivos preços de venda de hidrogénio nas próximas décadas.

É de extrema relevância verificar que grandes potências mundiais como os Estados Unidos da América, China, Brasil e Índia continuam a apostar especialmente no desenvolvimento e implementação da indústria do hidrogénio com foco no hidrogénio verde e azul. Apesar do hidrogénio azul ainda representar uma quantidade significativa de emissões de gases de efeito de estufa, demonstra que os antigos sistemas de produção de hidrogénio (preto, castanho e cinzento) estão a ser reestruturados e melhorados de modo a que seja possível continuar a produção em escala, mas agora com menores impactos ambientais através da incorporação dos CCUS.

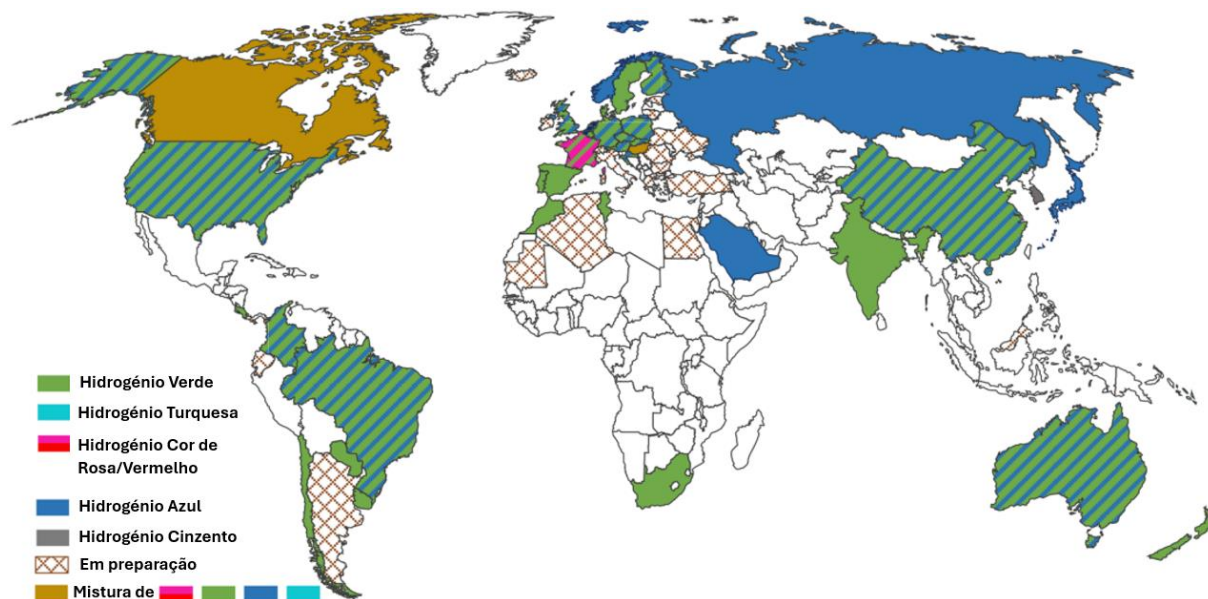


Figura 3.5.2 Principais tipos de produção de hidrogénio mediante o Plano Nacional de Hidrogénio de cada país em 2022 (adaptado de Incer-Valverde *et al.*, 2023).

O segundo aspeto a ter em conta posteriormente à produção do hidrogénio puro, é o seu armazenamento, sendo necessário conseguir armazená-lo quer em grandes quantidades quer em pequenas porções de modo a conseguir transportá-lo para os locais de distribuição e/ou consumo. Relativamente ao armazenamento em larga escala, o armazenamento subterrâneo é o mais adequado dada a magnitude do volume de armazenagem disponível a custos significativamente mais reduzidos.

Para a seleção do tipo de armazenamento subterrâneo devem ser consideradas as infraestruturas humanas atuais pré-existent, assim como as infraestruturas naturais geológicas da zona de exploração.

Por outro lado, é necessário armazenar o hidrogénio em pequena/média escala, de modo a transportá-lo até aos consumidores, pelo que se procede ao armazenamento à superfície através de diversos métodos, sejam eles reservatórios de hidrogénio puro (armazenamento físico) ou através de outras matérias-primas com hidrogénio absorvido (armazenamento em materiais).

Dado já existirem canais logísticos bem definidos e otimizados para o transporte de matérias-primas como a amónia, estes tipos de produtos acabam por se tornar formas de armazenamento de eleição devido não só às suas características físico-químicas, mas também face aos reduzidos custos de transporte.

No entanto acarretam alguns riscos de perigo para a infraestrutura e para as pessoas em redor, pelo que outras soluções, como o transporte direto de hidrogénio líquido têm vindo a ser desenvolvidas apesar de terem custos consideravelmente mais elevados.

Capítulo 4

Caso de estudo (Portugal)

4.1 Introdução

Segundo Observatório Da Energia *et al.*, (2024), nas últimas duas décadas Portugal tem reduzido a sua dependência energética (Tabela 4.4.1), aproximando-se do objetivo estabelecido pelo Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030, ou seja, reduzir a dependência energética para 65% em 2030 (PNEC 2030).

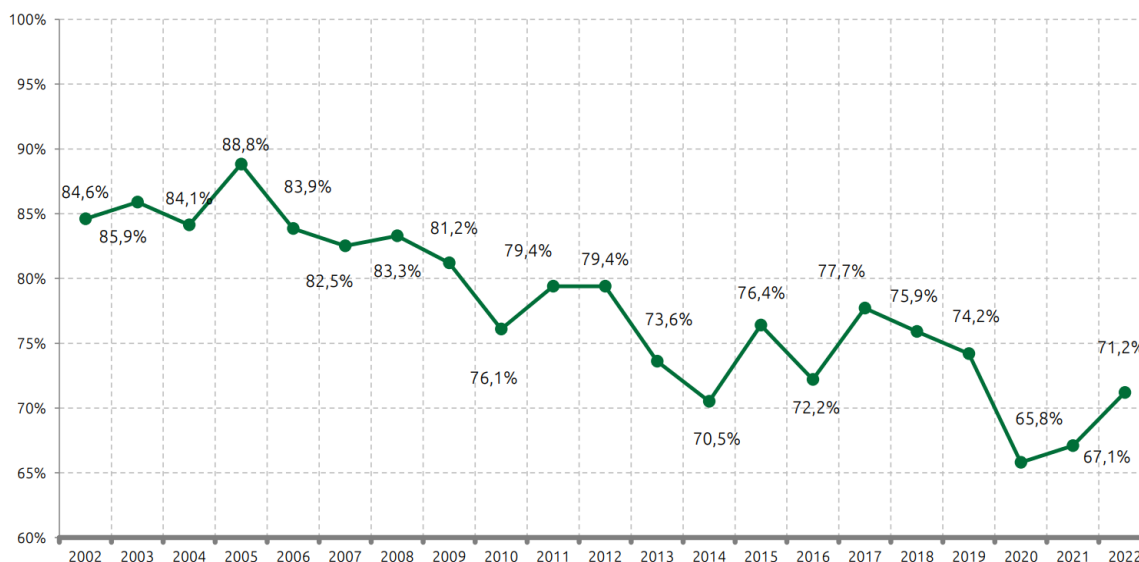


Figura 4.1.1 Evolução da dependência energética de Portugal, 2002-2022 (Observatório Da Energia *et al.*, 2024).

Em 2022 a dependência energética situou-se em 71,2% devido à recuperação económica pós pandemia que teve como consequência o aumento do consumo de energia no país comparativamente a 2021. Este valor é ainda elevado relativamente à média da UE-27, onde Portugal se encontra no 12º lugar, com a maior dependência energética, 8,8 pontos percentuais (p.p.) acima da média da União Europeia (Figura 4.1.2).

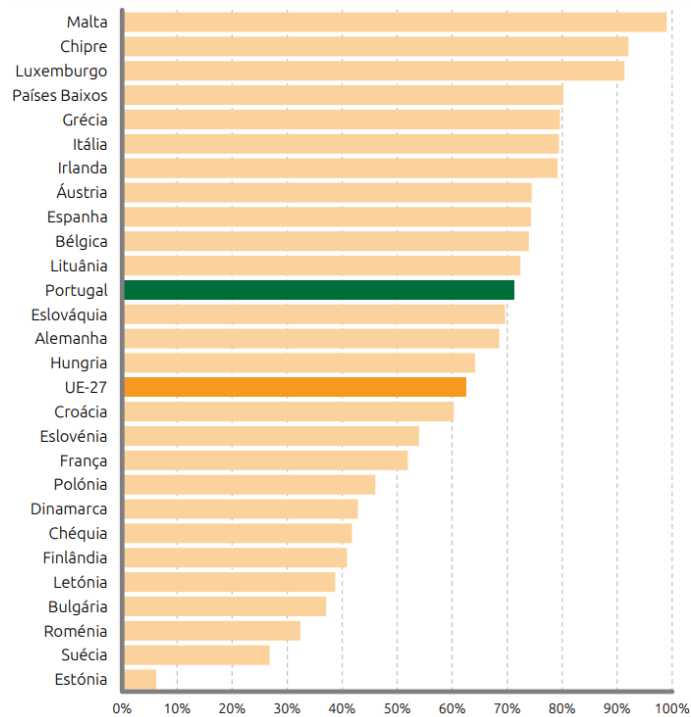


Figura 4.1.2 Dependência energética EU (Observatório Da Energia *et al.*, 2024).

Relativamente às emissões de gases com efeito de estufa (GEE), Portugal tem feito um progresso bastante positivo nas últimas décadas, sendo que em 2022 ocupava o terceiro lugar na UE relativamente aos países com menor taxa de emissões de dióxido de carbono equivalente por habitante ($\text{CO}_2\text{e}/\text{habitante}$). Relativamente aos valores médios dos GEE na UE, Portugal demonstrou também um trabalho bastante positivo, com uma taxa percentual de emissões quase 30% abaixo do valor médio dos países pertencentes à UE.

Na Figura 4.1.3 observa-se o decréscimo das emissões de dióxido de carbono equivalente por habitante ao longo das últimas duas décadas na UE (de cerca de $8 \text{ tCO}_2\text{e}/\text{habitante}$ para $6,5 \text{ tCO}_2\text{e}/\text{habitante}$).

A Europa ambiciona tornar-se o primeiro continente com impacto neutro no clima até 2050, pelo que têm vindo a ser desenvolvidos pacotes de medidas, como o Pacote Energia Clima 2030 e Pacote Energia Limpa para todos os Europeus, com o objetivo de cumprir o Acordo de Paris, enquanto permite às empresas uma transição energética ecológica, mas também economicamente sustentável. Embora a crise climática represente uma ameaça existencial, é fundamental investir em medidas de adaptação e mitigação que permitam reduzir as emissões de gases de efeito de estufa e aumentar a resiliência das comunidades, sem comprometer a estabilidade da economia global.

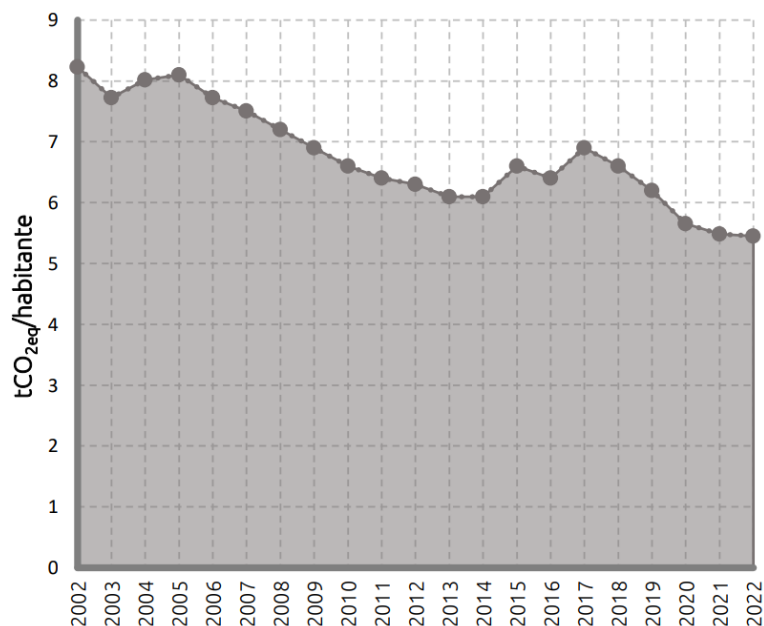


Figura 4.1.3 Evolução das emissões de CO₂ per capita (Observatório Da Energia *et al.*, 2024).

Para a redução das emissões carbónicas no país, foi aprovado em 2020 o PNEC onde se estabeleceram objetivos energéticos e climatéricos a cumprir entre o período de 2021 e 2030, sendo os cinco objetivos principais a descarbonização dos diversos setores e indústrias, eficiência energética, segurança de abastecimento, mercado interno da energia e investigação, inovação e competitividade.

Neste instrumento político (PNEC) estabeleceram-se metas para o uso de fontes de energia renovável (FER), no qual 80% destas fontes renováveis deverão suportar a energia produzida no país, 20% do consumo final de energia nos transportes e 47% do consumo final bruto de energia (CFBE).

No Decreto-Lei nº.84/2022 (de 9 de dezembro) foram definidos objetivos mais ambiciosos face à recuperação da economia. A primeira aprovação do PNEC foi no ano de 2020, período em que o país atravessava uma crise pandémica no qual grande parte das indústrias estava inoperacional ou a funcionar em serviços mínimos. Os novos objetivos passam pelo aumento da percentagem de FER para 29% no consumo final de energia nos transportes e 49% no CFBE.

A Figura 4.1.4 representa a comparação de Portugal com os restantes países da UE, em 2021 (Observatório Da Energia *et al.*, 2024) relativamente à: a) maior taxa de energia derivada de FER no CFBE (34,7%), sexto lugar; e b) maior percentagem de eletricidade produzida no país através de FER (61%), quarto lugar.

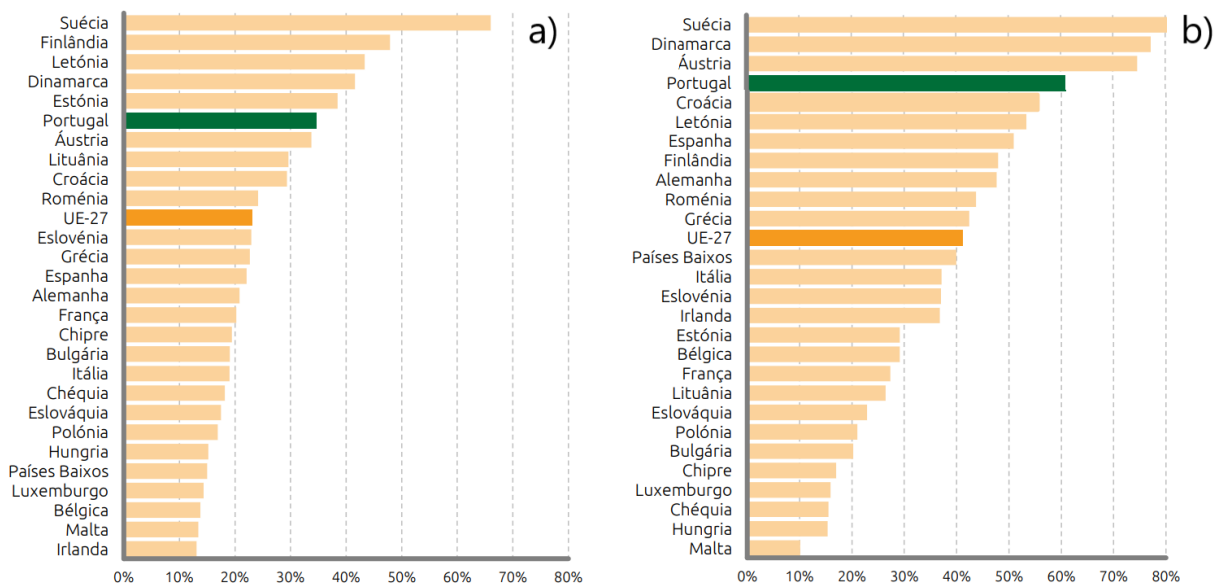


Figura 4.1.4 a) Quota de energia proveniente das FER no CFBE; b) Quota de produção de eletricidade proveniente de FER (Observatório Da Energia *et al.*, 2024).

Outra análise que comprova a redução do uso de combustíveis fósseis em Portugal nas últimas duas décadas são os gráficos apresentados na Figura 4.1.5 publicados no relatório Energia Em Números edição 2024 (Observatório Da Energia *et al.*, 2024), o qual resultou do trabalho colaborativo desenvolvido pelo Observatório da Energia, pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), pela Direção de Serviços de Planeamento Energético e Estatística (DSPEE) e pela Agência para a Energia, Direção de Formação, Informação e Educação (ADENE). Neste documento é confirmado que a Taxa de Crescimento Média Anual (TCMA) do consumo total de energia primária tem sido de -1,1% nos últimos vinte anos. Apesar de se verificar que a principal fonte de energia continua a ser o petróleo (42%), o seu consumo caiu 32,6% nos últimos vinte anos enquanto no mesmo período os consumos de FER e gás natural mais que duplicaram (aumento de 17,8%).

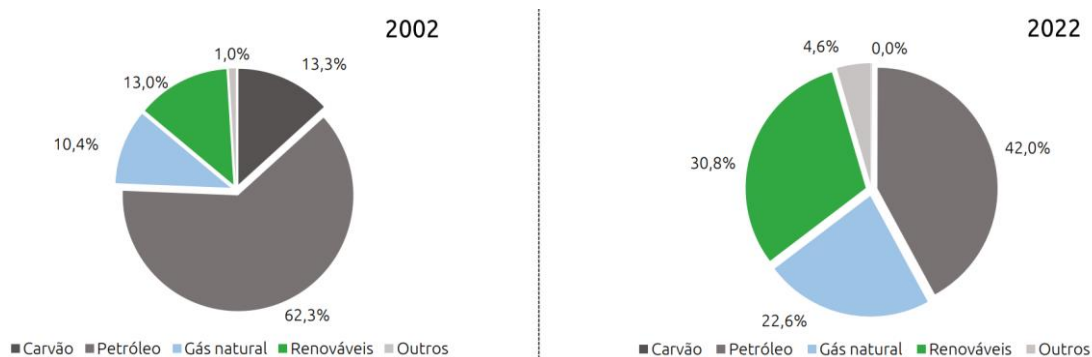


Figura 4.1.5 Consumo total de energia primária em 2002 e 2022 (Observatório Da Energia *et al.*, 2024).

Os resultados atrás mencionados resultam da instalação de um número significativo de centrais de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis, sendo que no intervalo temporal entre 2012 e 2023, a potência instalada de centrais de produção de eletricidade com base em FER subiu 69,5% e a produção de eletricidade a partir de fontes de energia não renovável reduziu-se em 36,3%.

Mantendo o cenário traçado e considerando que em 2021 se deixou de produzir energia elétrica através das centrais termoelétricas a carvão que o país possuía, Pego e Sines, em consequência da estratégia definida pela *Powering Past Coal Alliance* (PPCA), à qual Portugal aderiu em 2016, perspetiva-se atingir em 2030 a fasquia de 90% da eletricidade produzida em Portugal através de FER, com especial incidência na energia solar (39%) e eólica (36%) segundo o PNEC conforme ilustrado na Figura 4.1.6 (DGEG *et al.*, 2023).

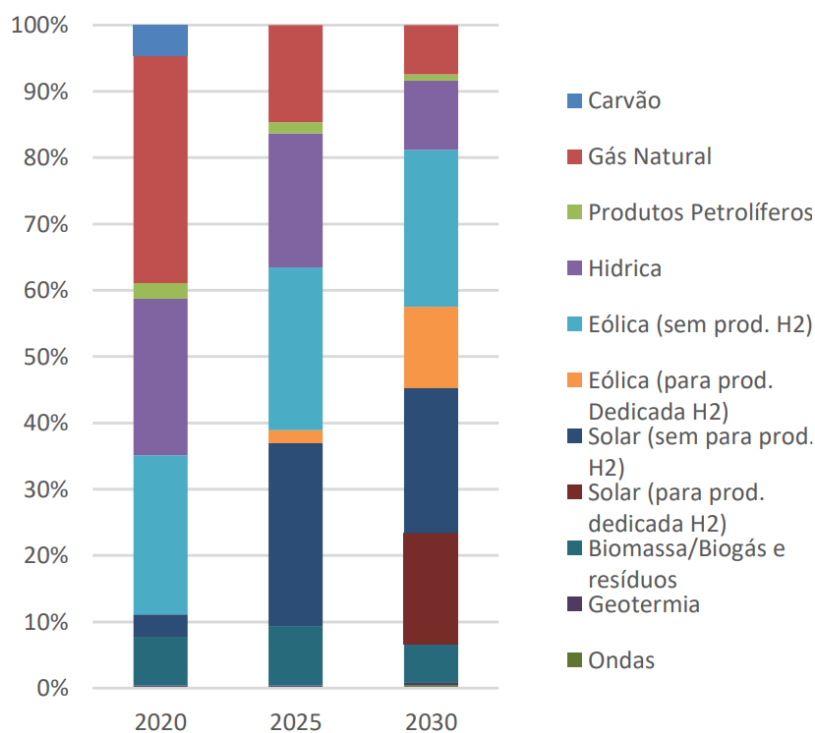


Figura 4.1.6 Estimativa de capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia em Portugal no horizonte 2030 (DGEG *et al.*, 2023).

Relativamente à implementação do hidrogénio na economia nacional, foi desenvolvida a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), a qual se apresenta atualmente na fase II (2024-2030) na qual se presume estar a decorrer a consolidação e *roll-out* dos projetos de hidrogénio a nível nacional, procedente à fase I (2020-2023) onde foi feita a criação do enquadramento regulamentar e primeiros projetos. Haverá ainda uma terceira fase, fase III (2030-2050), no âmbito da qual irá ocorrer o desenvolvimento do mercado nacional de hidrogénio, de modo a se atingirem as metas estabelecidas em conciliação com o Roteiro

para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050) submetido à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (CQNUMC) como plano estratégico português para a redução das emissões de GEE a longo prazo (até 2050).

Segundo o Ministério do Ambiente e da Ação Climática *et al.*, (2020) foram estabelecidas as seguintes metas a cumprir até 2030:

1. 10 a 15% de injeção de hidrogénio verde na rede de gás natural;
2. 2 a 5% de hidrogénio verde no consumo de energia no setor industrial;
3. 1 a 5% de hidrogénio verde no consumo de energia no transporte rodoviário;
4. 3 a 5% de hidrogénio verde no consumo de energia no transporte marítimo doméstico;
5. 5% de hidrogénio no consumo final de energia (dos quais 1,5-2% hidrogénio verde);
6. 2 a 2,5 GW de capacidade instalada de eletrolisadores;
7. 50-100 postos de abastecimento de hidrogénio.

Para alcançar as metas mencionadas anteriormente, serão investidos 7 a 9 mil milhões de euros em novos projetos (nos setores da indústria, transportes, energia e I&D), 400 a 450 milhões de euros em apoio ao investimento através de fundos europeus (PT2020 e PT2030) e 500 a 550 milhões de euros em apoio à produção (Ministério do Ambiente e da Ação Climática *et al.*, 2020).

Atingidas as metas, prevê-se reduções em importações de gás natural e amoníaco na ordem dos 380 a 740 milhões de euros e 180 milhões de euros respetivamente, reduzindo anualmente as emissões de CO₂ m 6 a 8 milhões de toneladas e ainda se perspectiva a criação de 8 500 a 12 000 novos empregos (Ministério do Ambiente e da Ação Climática *et al.*, 2020). Atualmente, existem vários projetos em desenvolvimento que permitirão a instalação de uma central de ciclo combinado com capacidade de cerca de 20MW na Central Termoelétrica da Tapada do Outeiro, a Central Termoelétrica do Ribatejo que contará com um eletrolisador com capacidade instalada de 1MW e 12MW de capacidade de armazenamento e ainda a Central Termoelétrica de Sines cujas instalações se encontram em fase de adaptação para a inserção de vários projetos de energias renováveis, com especial incidência na produção de hidrogénio verde (Ministério do Ambiente e da Ação Climática *et al.*, 2020).

Na Figura 4.1.7 é representada a cadeia de valor do hidrogénio verde na Central Termoelétrica de Sines, a qual tem três vias de escoamento: distribuição por via criogénica através de camiões-cisterna para os pontos de consumo; injeção direta na rede de gás natural nacional; exportação via marítima para os Países Baixos, tornando-se um dos principais *hubs* de hidrogénio verde na Europa. Contará ainda com a construção de um laboratório colaborativo de modo a desenvolver e otimizar toda a cadeia de valor criada.

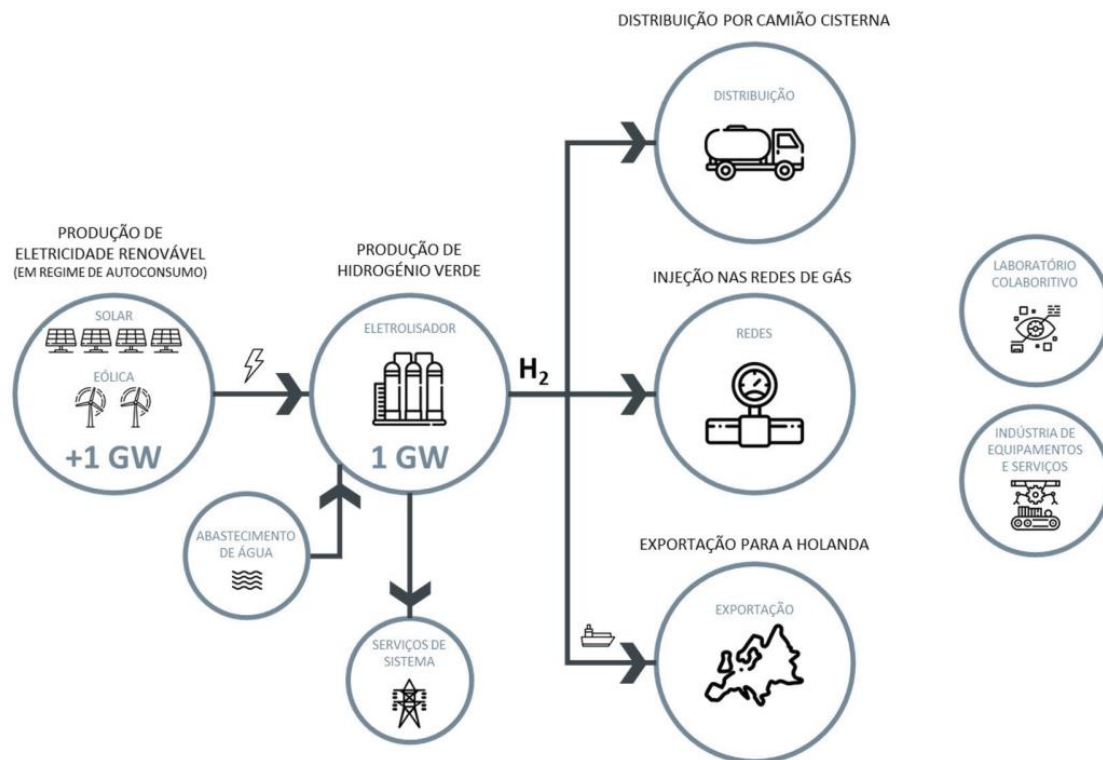


Figura 4.1.7 Composição do projeto de produção de hidrogénio verde à escala industrial em Sines (Ministério do Ambiente e da Ação Climática *et al.*, 2020).

Existem ainda outros projetos de elevada relevância para a contribuição da implementação do hidrogénio como fonte económica em Portugal como é o caso do “Portuguese Hydrogen Backbone”, corredor de hidrogénio com 242 quilómetros, dimensionado pela REN-Gasodutos que irá ligar Portugal a Espanha fazendo circular por entre os dois países cerca de 750 mil toneladas de hidrogénio por ano (Environment and Climate Action Minister, 2023).

Na EN-H2 são analisados três cenários de produção de hidrogénio nacional considerando a probabilidade de interesse por parte das empresas em desenvolver projetos ligados à produção de hidrogénio em Portugal, encontrando-se estes três cenários representados na Figura 4.1.8, perspetivando-se a capacidade instalada para produção em 2030. No cenário “EN-H2 BASE” é considerada a potência total esperada (2 200MW), no cenário “EN-H2 BAIXO” é considerada uma produção 10% inferior (2 000MW) e no cenário “EN-H2 ALTO” é considerada uma produção 15% superior à prevista (2 500MW). Estes três cenários são analisados nos seguintes subcapítulos de modo a apurar a viabilidade dos mesmos e se existe alguma necessidade de reajuste dos valores definidos nestes cenários face ao investimento necessário, ao tempo de construção necessário e/ou aos valores de venda do hidrogénio ao cliente final.

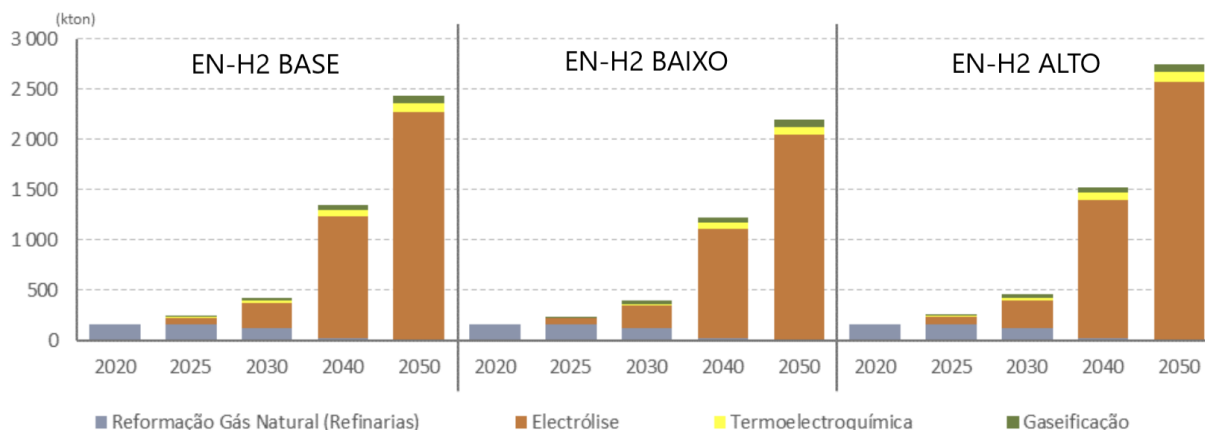


Figura 4.1.8 Produção de hidrogénio 2020-2050 para os diferentes cenários (Ministério do Ambiente e da Ação Climática *et al.*, 2020).

Como se tem vindo a comprovar nos anos mais recentes, Portugal apresenta capacidade para se tornar um país chave na produção e distribuição de hidrogénio e amónia verde pela Europa, o que se evidencia pelo aumento de incentivos fiscais europeus e nacionais na aposta de hidrogénio (com especial incidência para o hidrogénio verde), bem como o crescente interesse das empresas em desenvolver projetos que permitam promover a sustentabilidade energética do país. Estas iniciativas contribuem para a criação de uma economia de escala, um país mais “verde”, impulsionando o desenvolvimento tecnológico e aumento da mão de obra qualificada e especializada nesta fonte energética.

4.2 Previsão da Energia Solar e Eólica disponível para produção de hidrogénio verde em 2030

Segundo a Análise Deloitte feita pela Deloitte Consultores, S.A., publicada pela Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN) em 2030 haverá uma capacidade de eletricidade produzida por energia eólica direcionada para a produção de hidrogénio entre 12 000MW e 12 020MW e uma capacidade de eletricidade produzida por energia solar direcionada para a produção de hidrogénio entre 10 870MW e 16 600MW, totalizando uma capacidade total entre 22870MW e 28620MW de energia eólica e solar para a produção de hidrogénio verde (Deloitte *et al.*, 2021). Em termos percentuais significa que cerca de 41,99 a 52,47% da energia fornecida para a produção de hidrogénio verde derivará de fontes eólicas e 47,53 a 58,01% da energia derivará de fontes solares. Existem ainda outras fontes de energia renovável cuja eletricidade também será direcionada para a produção de hidrogénio verde em Portugal e cujos valores podem ser consultados na mencionada análise, como são o caso da energia hídrica, bioenergia e energia geotérmica.

Energia solar

Para validar os valores apresentados pela Análise Deloitte, primeiramente é preciso determinar a produção de energia elétrica produzida pelas fontes renováveis selecionadas (solar e eólica). Começando pelo cálculo da produção energética por energia solar, o tipo de sistema mais utilizado são os painéis fotovoltaicos. Existem principalmente três tipos diferentes de painéis fotovoltaicos comercializados: monocristalinos, policristalinos e de filme fino. Os painéis fotovoltaicos monocristalinos são constituídos por um só cristal de silício com poucas ou nenhuma impureza através do processo Czochralski (silício purificado introduzido num forno elétrico a arco onde é derretido e posteriormente girado e puxado para fora gradualmente de forma a solidificar-se de maneira a manter a uniformidade durante a cristalização, é posteriormente refinado, cortado em lâminas e polido). Este tipo de painéis fotovoltaicos monocristalinos geram uma eficiência e vida útil superior aos restantes tipos de painéis fotovoltaicos, no entanto apresentam um custo de produção e respetivamente de venda ao cliente final mais caro do que os restantes tipos de painéis fotovoltaicos (Sarah *et al.*, 2020).

Os painéis policristalinos por sua vez são constituídos por um conjunto de vários cristais, sendo que o tipo de cristal mais abundante na malha é composto por silício. Durante a solidificação unidirecional dos cristais, a região fronteira do molde força a recombinação dos cristais de silício aumentando a resistividade do bloco, o que irá influenciar de uma maneira negativa as células policristalinas do painel provocando assim uma menor eficiência deste tipo de painéis fotovoltaicos comparativamente aos monocristalinos (Miguel Condesso Torres *et al.*, 2009). Ao contrário dos painéis monocristalinos, estes possuem uma tolerância térmica muito superior, permitindo operar em condições de alta temperatura. Na Figura 4.2.1 é possível visualizar as diferenças na disposição da estrutura cristalina dos painéis monocristalinos (uniforme) e policristalinos (irregular).

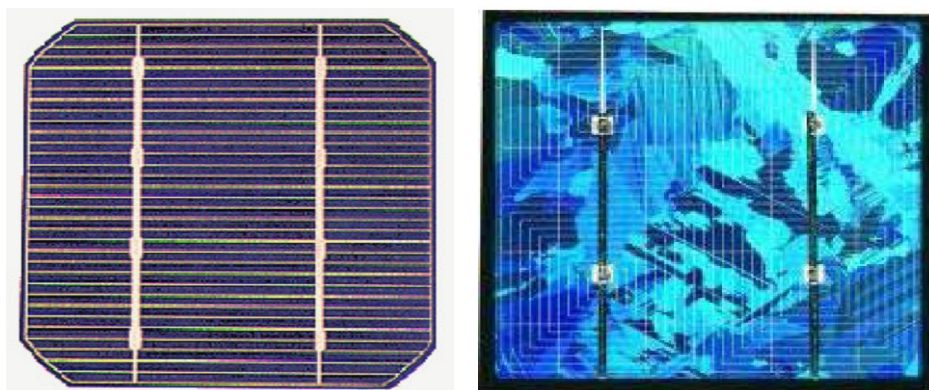


Figura 4.2.1. a) célula de silício monocristalina; b) célula de silício policristalina (Miguel Condesso Torres *et al.*, 2009)

Relativamente aos painéis fotovoltaicos de filme fino, estes painéis além de serem compostos por diversos materiais, têm na sua grande base silício amorfo (não possui uma estrutura atômica cristalina) pelo que são bastante maleáveis e ideais para instalação em geometrias irregulares ao contrário dos painéis monocristalinos e policristalinos. Segundo Sarah *et al.* (2020) apresentam uma eficiência superior em condições com baixa irradiação solar, no entanto, em condições boas de emissão solar ideais, apresenta uma eficiência inferior às dos restantes painéis solares devido ao efeito Staebler-Wronski (degradação das camadas superficiais de um material através da penetração de fótons por ação da incidência luminosa a que está sujeito).

No relatório desenvolvido com base nos resultados laboratoriais da Instituição de Sistemas de Energia Solar de Fraunhofer (ISE & PSE Projects GmbH, 2024), é possível constatar que os painéis fotovoltaicos monocristalinos apresentam a maior eficiência (24,7%), seguidos dos painéis fotovoltaicos policristalinos cuja eficiência é de 20,4%. Os painéis de filme fino são os que apresentam uma eficiência inferior, variando entre 19,2-19,5% mediante o tipo de compósitos através dos quais são feitos. Na Figura 4.2.2 é possível visualizar as respetivas eficiências a nível de células e painéis (módulos) fotovoltaicos.

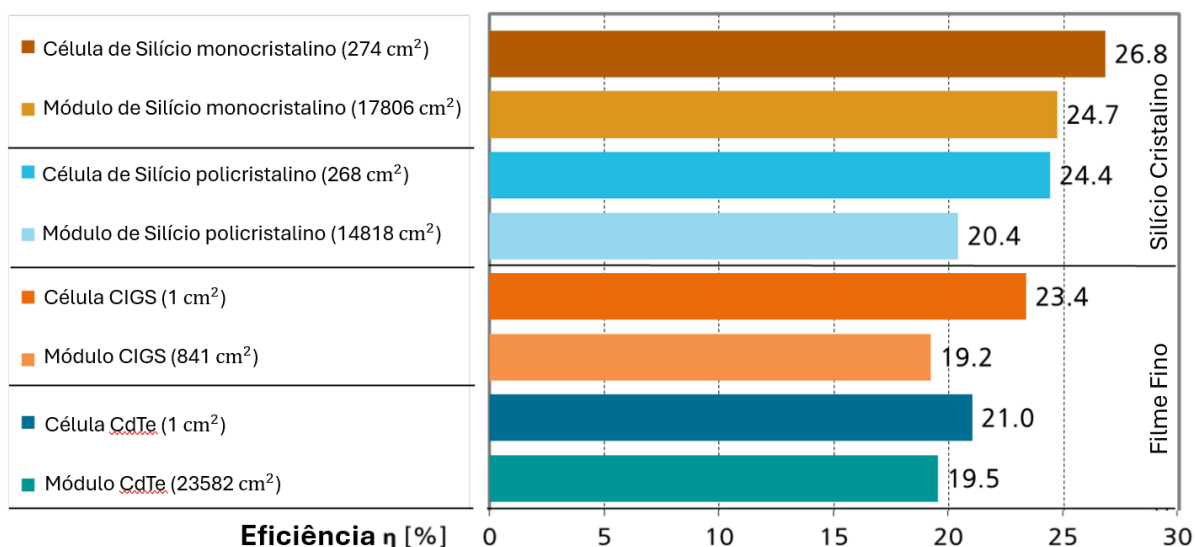


Figura 4.2.2 Melhores resultados de eficiência de célula e módulos obtidos em laboratório para os diferentes tipos de painel solar (adaptado de ISE & PSE Projects GmbH, 2024).

Relativamente aos custos totais de instalação de um sistema de painéis fotovoltaicos de nível industrial, Portugal apresentou em 2022 um custo de 933€/kWp sendo que o custo dos painéis representava 31% do valor total da instalação, os custos com os componentes de BoS hardware 23%, custos de instalação 20%, custos indiretos 20% e de inversores 6% (ISE & PSE Projects GmbH, 2024).

Face à elevada eficiência e durabilidade dos painéis fotovoltaicos monocristalinos, este é o tipo de painel fotovoltaico mais vendido para projetos industriais em Portugal apesar do seu custo inicial ser mais elevado, quando comparado com outros tipos de painéis, nomeadamente porque os benefícios a longo prazo em projetos de escala industrial justificam o investimento feito perante a maximização da produção desejada para este tipo de projetos. Relativamente à instalação, sabendo que um eletrolisador industrial tem uma necessidade energética elevada, é aconselhado usar painéis solares trifásicos ao invés de monofásicos, apesar de ser um sistema com maior complexidade e componentes mais caros. Além disso, a utilização de tensões mais elevadas otimiza a transmissão de energia e aumenta a eficiência do sistema.

Sobre o número de superfícies de captura e conversão de luz solar de um painel, podem ser definidos como monofaciais ou bifaciais sendo que os monofaciais apenas capturam luz solar direta enquanto os bifaciais podem captar luz solar de ambos os lados, seja da face voltada diretamente para o sol, como do lado oposto que capta a luz solar refletida e/ou difusa na superfície onde estão instalados os painéis. Os painéis monofaciais são os mais utilizados nas residências e empresas dada a sua simplicidade e reduzido custo inicial, porém algumas organizações já começam a investir em painéis bifaciais devido à sua eficiência que pode justificar o custo adicional em função da zona em que são instalados, como são os casos da Central Solar Fotovoltaica Ourika (em Ourique) e da Central Fotovoltaica de Lagos.

Para se selecionar o modelo de painel fotovoltaico mais eficiente em termos produtivos é necessário calcular a potência que cada painel pode gerar pelo que foi utilizada a equação 4.2.1 (Florida Solar Energy Center, 2014) de modo a determinar a produção possível com cada um dos painéis analisados.

$$P_{pv} = A_{pv} \times E_r \times \eta_{pv} \quad (4.2.1)$$

Obtendo só a área e a eficiência do painel fotovoltaico, não é possível determinar o *output* energético do painel, sendo necessário determinar ainda a irradiância solar que permite saber a quantidade de energia solar por unidade de tempo e área (geralmente Wh/m²).

Existem dois tipos de irradiância, a irradiância direta normal (DNI) que apenas considera a radiação solar direta que incide em superfícies perpendiculares aos raios solares, sem considerar radiação dispersa ou refletida, geralmente tida em conta em sistemas de concentração solar e painéis solares com tecnologia de rastreamento solar. Porém, o tipo de irradiância geralmente considerado num sistema fotovoltaico com ângulo fixo é a irradiância global horizontal (GHI), a qual inclui não só a radiação solar direta que incide em superfícies perpendiculares aos raios solares, mas como também a radiação refletida noutros objetos e solo e a radiação difusa no céu.

Segundo o World Bank Group *et al.*, (2024), o relatório da Global Solar Atlas desenvolvido por várias entidades que monitorizam a irradiância solar no planeta (Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), o Banco Mundial e a Solargis), é possível interpretar os dados específicos públicos relativamente à GHI em Portugal, chegando-se a um valor médio anual de 4,57 kWh/m²/dia (Figura 4.2.3). Os dados publicados apenas estão disponíveis até ao ano de 2018, pelo que é analisado no mencionado relatório um período temporal de 24 anos (1994 a 2018).

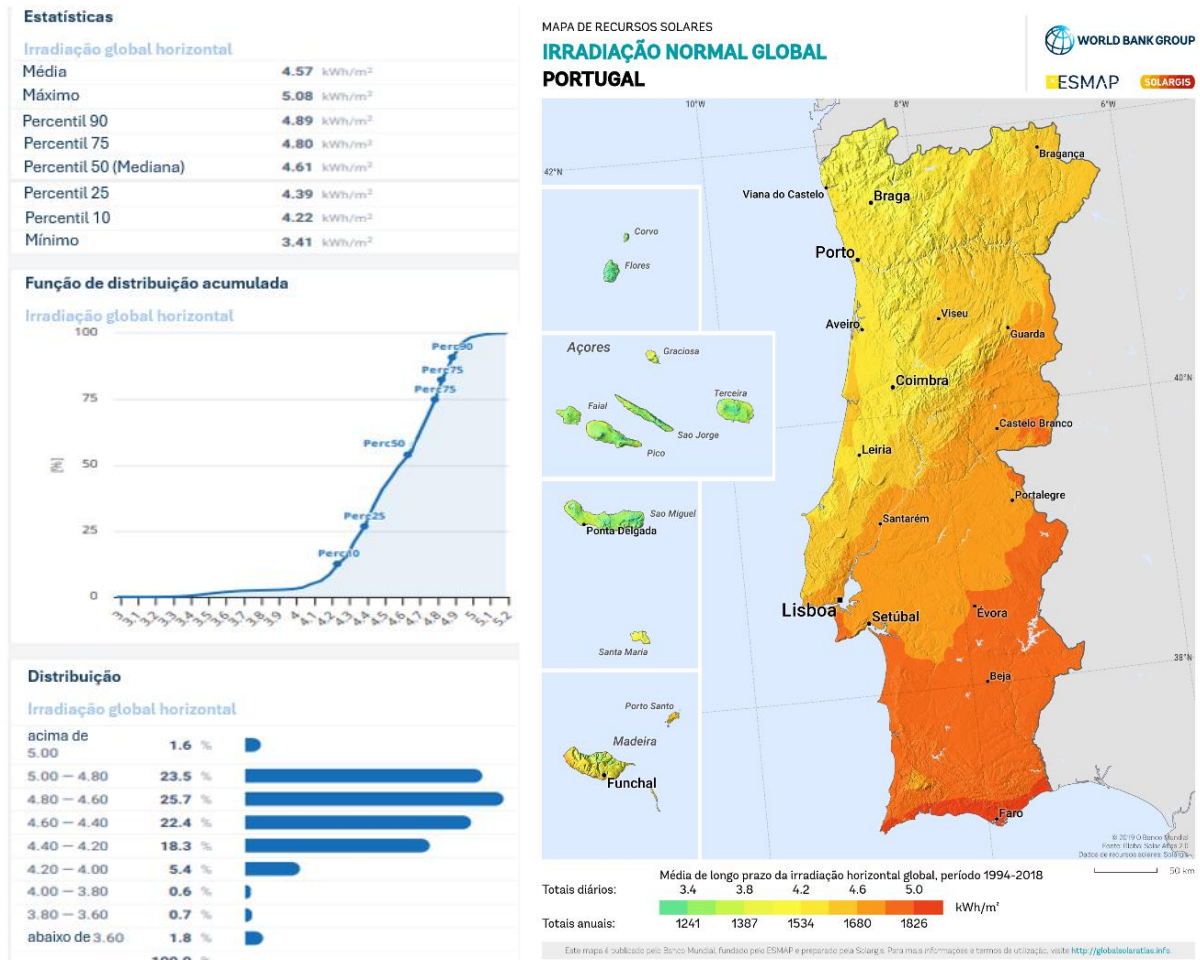


Figura 4.2.3 Irradiância global horizontal em Portugal 1994-2018 (adaptado de World Bank Group *et al.*, 2024).

Obtendo-se o valor médio anual de irradiância em Portugal procede-se à análise das principais empresas de venda de painéis fotovoltaicos em Portugal mediante o tipo de painel selecionado (painel fotovoltaico monocristalino monofacial trifásico) e os painéis atualmente utilizados nas centrais solares portuguesas. Tendo em conta a eficiência dos painéis e as exigências específicas da produção industrial, um modelo de cada fabricante é escolhido para o estudo. Posteriormente, na Tabela 4.2.1, é demonstrada a análise entre os vários painéis selecionados de modo a obter as respetivas áreas e rendimentos para que seja possível

determinar (pela equação 4.2.1) a potência obtida por cada painel, e assim determinar qual o painel atualmente comercializável mais aconselhado para o presente caso prático.

Tabela 4.2.1 Análise de mercado de Painéis Fotovoltaicos.

Marca	Modelo	Dimensões (mm)	Área (m²)	Rendimento (%)	Potência (W)
Canadian Solar	CS7L-605MS	2 172 × 1 303	2,83	21,40	277
DMEGC Solar	DM595M10T-72HSW-V	2 278 × 1 134	2,58	23,00	271
Jinko Solar	Tiger Neo 72HL4-605	2 278 × 1 134	2,58	23,42	276
LESSO Solar	580C(HPM)72(182)	2 278 × 1 134	2,58	22,45	265
LG	LG450N2W-E6	2 110 × 1 042	2,20	20,50	206
Rayzon Solar	RS550WC	2 278 × 1 133	2,58	21,32	251
Rec Solar	REC410AA	1 821 × 1 016	1,85	22,20	188
Risen	RSM144-9-555M	2 279 × 1 134	2,58	21,50	253
SunLink	SL280-24M305	1 956 × 992	1,94	15,70	139
Suntech	STP385S-B60/Wnh	1 756 × 1 039	1,82	21,10	175
Ulica Solar	UL-465M-108HVN	1 762 × 1 134	2,00	23,27	213
VEICHI	VCS-156H-600-P	2 465 × 1 134	2,80	21,46	275

Após analisar os dados da Tabela 4.2.2, selecionou-se o painel solar CS7L-605MS da Canadian Solar (distribuído pela ESTG) como o mais adequado para a aplicação em questão. Esse modelo, considerando as especificações técnicas e a irradiância solar, apresenta uma potência instantânea de 277watts. A razão desta potência ser superior às restantes marcas passa não por ser a que apresenta um maior rendimento, mas porque o rendimento que tem (21,40%), associado juntamente com o fator dimensional dos seus painéis (os maiores de entre as gamas analisadas) permite-lhes gerar uma maior potência de saída comparativamente com os painéis das restantes marcas.

Considerando que Portugal tem uma média de 4 a 6 horas de sol no inverno e 10 a 12 horas de sol no verão, consoante as diferentes zonas do país estima-se que a insolação anual em Portugal seja de 2 900 horas, pelo que, para o painel solar definido obtém-se uma potência anual de 803,3kW.

Energia eólica

Relativamente à produção energética por energia eólica, o tipo de sistemas mais utilizados são turbinas eólicas de eixo horizontal (geralmente designadas em inglês por HAWT) em parques eólicos *onshore* (ou seja, construídos em zona terrestre). A construção desses parques eólicos é impulsionada principalmente pela extensa costa portuguesa, exposta a ventos fortes e constantes do Atlântico. As regiões montanhosas com ventos elevados e os incentivos fiscais governamentais também contribuem, mas em menor medida.

Relativamente à configuração do rotor, existem turbinas cujo rotor está localizado de frente para a direção do vento (*upwind*) facilitando a passagem do vento pelas pás, uma vez que não tem a torre à frente como acontece nas turbinas cujo rotor se encontra no sentido oposto ao do vento (*downwind*) gerando turbulência no fluxo do ar que passa pelas pás devido à posição da torre, tendo assim uma menor eficiência aerodinâmica.

Contudo, as turbinas *upwind* necessitam de um sistema de orientação em torno do eixo vertical da turbina que permita manter as pás voltadas para a direção do vento, este mecanismo designado de *yaw* apresenta desgaste durante o funcionamento da turbina e necessita de manutenção regularmente, pelo que os custos de uma turbina *upwind* são superiores à de uma turbina *downwind* que não necessita deste mecanismo complexo, uma vez que a forma como estão dimensionadas permite um alinhamento passivo das pás na direção do vento.

É de salientar que apesar de ser um sistema menos complexo, turbinas *downwind* acabam por gerar maior desgaste nos restantes componentes do sistema devido à maior turbulência e vibração que sofrem pela força gerada pela forma como está posicionado o rotor e respetiva torre perante a mudança da posição do fluxo de ar (Zhou & Wan, 2015).

Segundo Adeyeye *et al.* (2021) existem turbinas de uma, duas, três pás e turbinas multi-pás sendo que o tipo de turbinas mais utilizado em termos de produção ao nível industrial são as turbinas de três pás pois são as que apresentam a melhor eficiência aerodinâmica, durabilidade e baixo peso. As turbinas de duas pás são em média mais baratas (10-12%) que as de três pás, porém são sistemas que possuem mais vibração (e conseqüentemente mais desgaste) e maior nível de ruído local. Por sua vez as turbinas com multi-pás possuem geralmente menor rotação, mas maior torque inicial, utilizado por exemplo em sistemas de bombagem de água.

Na Figura 4.2.4 verifica-se que as turbinas com três pás apresentam um coeficiente de eficiência mais elevado que as restantes pás para um rácio entre a velocidade na ponta das pás e a velocidade do vento (*tip-speed ratio*) mais baixo, ou seja, as pás não necessitam de girar tão rapidamente para obter uma eficiência tão ou mais elevada que as restantes turbinas com números de pás diferentes testadas.

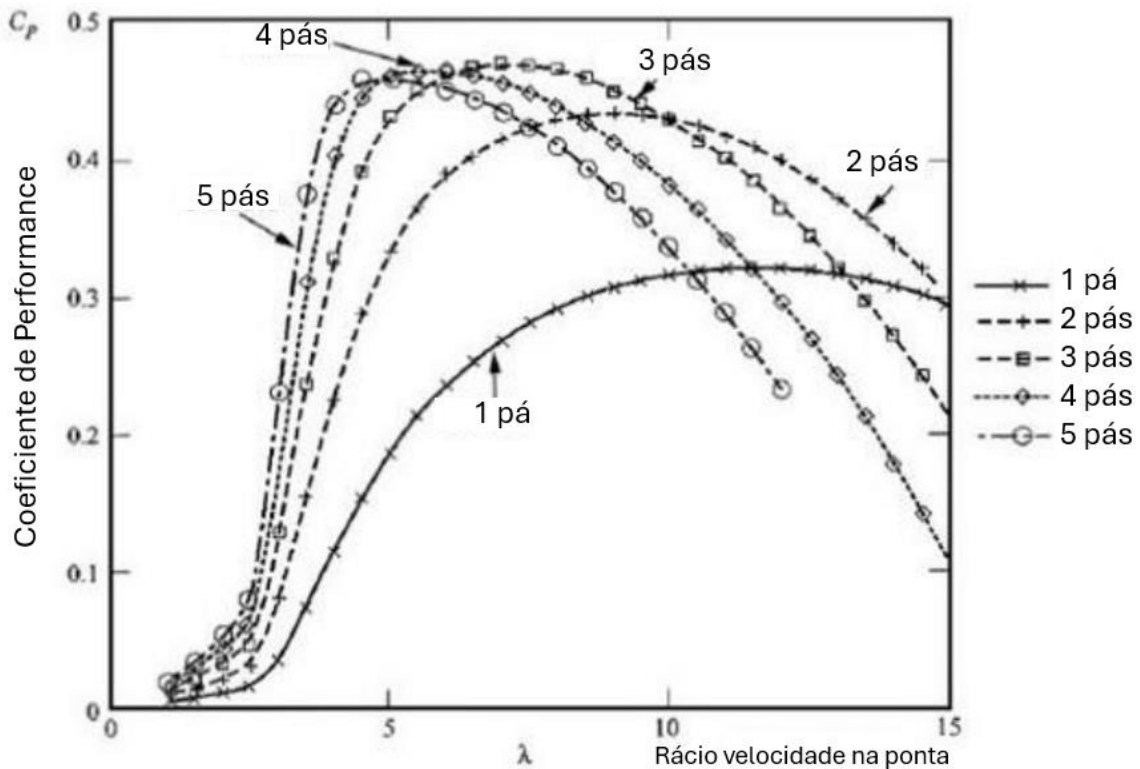


Figura 4.2.4. Comparação da performance entre turbinas com diferentes números de pás (adaptado de Adeyeye *et al.*, 2021).

Existe a possibilidade de ajustar a velocidade do rotor de modo a otimizar a impulso aerodinâmico causado pelo vento nas pás à medida que a intensidade do vento varia, o que aumenta a eficiência da turbina e reduz o desgaste nos diferentes componentes da turbina aumentando consequentemente a vida útil da mesma. Existem também turbinas mais económicas que operam a uma velocidade constante, porém com uma eficiência inferior, pois não permitem maximizar a energia gerada pelo fluxo de ar que percorre as pás, no caso de haver variações da velocidade do vento.

Para determinar a produção resultante de um sistema de turbinas eólicas é indispensável determinar os seguintes parâmetros apresentados na equação 4.2.2 (Salih *et al.*, 2012). O primeiro parâmetro a considerar é a densidade do ar (ρ), um valor definido em $1,225 \text{ kg/m}^3$, medido ao nível do mar.

$$P_{\text{turb}} = \frac{1}{2} \times \rho \times V^3 \times A_r \times C_p \quad (4.2.2)$$

De seguida é preciso determinar a velocidade média do vento ao longo do ano (V), pelo que usando o software *Global Wind Atlas* (cujos dados públicos mais recentes remontam a 2017) delimitou-se manualmente a área de Portugal Continental e em vez de se usar uma altitude de 10 metros (altura padrão para medições meteorológicas), optou-se por definir como altitude

média 100 metros acima do nível médio das águas do mar, dado que esta costuma ser a altitude de análise para avaliações de potencial eólico pois é a altura média de funcionamento das torres das turbinas eólicas atualmente instaladas em Portugal (Figura 4.2.5). Obteve-se assim um valor de velocidade média do vento em Portugal de 7,35 m/s.

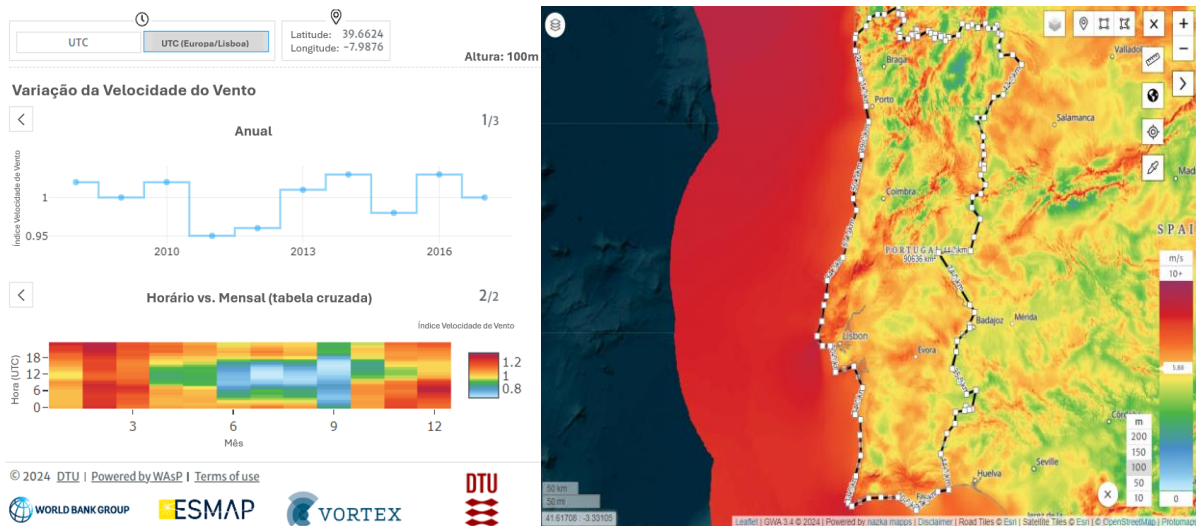


Figura 4.2.5 Velocidade média do vento em Portugal Continental, 2017 (adaptado de Global Wind Atlas, 2024).

Seguindo para o próximo parâmetro, a área do rotor (A_r), deve-se definir primeiramente as turbinas a utilizar dado que a área do seu rotor vai ter impacto direto no *output* energético do sistema. Relativamente ao coeficiente aerodinâmico de potência do rotor (C_p) geralmente não é fornecido pelo fabricante pelo que, para o determinar usar-se-á a equação 4.2.2 utilizando a potência nominal, a área do rotor das respetivas turbinas e a velocidade de vento nominal utilizada segundo as normas europeias para turbinas eólicas.

É fundamental estudar o mercado relativamente às principais empresas de venda de turbinas eólicas em Portugal mediante o tipo de turbina selecionada, considerando as características técnicas analisadas anteriormente (turbina eólica de eixo horizontal *upwind onshore* de três pás e velocidade variável) assim como analisar os modelos de turbinas atualmente utilizadas nas centrais eólicas portuguesas e quais os modelos mais recentes/eficientes à venda no mercado. É selecionada apenas uma turbina de cada um dos fabricantes selecionados, mediante a investigação da eficiência das turbinas disponibilizadas por cada um. Cada empresa apresenta diversas gamas de turbinas eólicas que procuram ir ao encontro do objetivo que o cliente pretende alcançar com o produto. Posteriormente, como se pode verificar na Tabela 4.2.2, é feita uma análise entre as várias turbinas selecionadas de modo a

obter as respetivas áreas e coeficientes aerodinâmicos para que fosse possível determinar (pela equação 4.2.2) a potência obtida por cada turbina, e assim identificar qual a turbina atualmente comercializável mais aconselhada para o presente caso prático tendo como fator seletivo a potência real obtida mediante as condições do estudo.

Tabela 4.2.2 Análise de Mercado de Turbinas Eólicas.

Marca	Modelo	Diâmetro do Rotor (m)	Área do rotor (m ²)	Potência Nominal (kW)	Coeficiente Aerodinâmico de Potência (%)	Potência Real (kW)
Envision	EN 171-6.5	170,8	22 912	6 500	0,19	1 072,6
GE Vernova	GE6.0-164	164	21 124	6 030	0,34	1 750,7
Goldwind	GW 165-6.0	165	21 382	6 000	0,31	1 608
Nordex	N163/6.X	163	20 867	6 800	0,27	1 382,4
Siemens	SG7.0-170	170	22 698	7 000	0,29	1 649,4
Vestas	V172-7.2	172	23 235	7 200	0,30	1 696,5

Existem, no entanto, novos sistemas como o caso da MySE 11-233 que permitem obter uma potência nominal de 8 a 11MW (sem consideração de perdas de ineficiência no processo) com uma só turbina, porém atualmente ainda não existe capacidade em Portugal para fazer o transporte e instalação em segurança deste tipo de turbinas devido às suas grandes dimensões (o diâmetro de rotor pode oscilar entre os 216 e os 243 metros).

A partir da análise da Tabela 4.2.2, constata-se que a turbina eólica GE6.0-164, fabricada pela GE Vernova, uma das principais produtoras do setor, apresenta uma potência instantânea de 1 750,7kW, de acordo com as especificações técnicas do fornecedor e a velocidade média anual do vento. A razão desta potência ser superior às restantes marcas passa não por ser a que apresenta a maior potência nominal ou por ter as maiores pás (maior área do rotor), antes pelo contrário, dentro dos aerogeradores analisados relativamente a estes dois parâmetros encontra-se em penúltimo lugar, mas sim pelo facto de apresentar o maior coeficiente aerodinâmico de potência o que para a velocidade média de vento determinada, mediante a equação 4.2.2, gera a maior potência real obtida de entre os aerogeradores analisados.

Considerando que na maioria das zonas montanhosas portuguesas, onde estão instalados a maior parte dos parques eólicos, os aerogeradores encontram-se em operação durante cerca de 2 500 horas por ano, mediante a turbina eólica selecionada, obtém-se um valor anual de 4,376MW por turbina.

4.3 Previsão da capacidade de produção de hidrogénio para 2030

Como referido no subcapítulo 4.1, segundo o Ministério do Ambiente e da Ação Climática *et al.*, (2020) uma das metas a cumprir até 2030, partindo da Estratégia Nacional para o Hidrogénio, é a de adquirir uma capacidade instalada de eletrolisadores entre 2 e 2,5GW mediante três cenários perspetivados: “EN-H2 BASE” onde é considerada uma capacidade de 2,2GW, “EN-HE BAIXO” onde é considerada uma capacidade 10% inferior (2GW) e “EN-H2 ALTO” onde é considerada uma produção 15% superior à prevista (2,5GW).

Para esse fim é realizada uma análise dos eletrolisadores presentes no mercado atual, de forma a determinar quais as necessidades a satisfazer no plano do governo no alcance das metas estabelecidas para 2030, em Portugal, relativamente à produção de hidrogénio verde nacional.

Como demonstrado na Tabela 3.2.1, o eletrolisador alcalino é o que apresenta uma melhor relação entre as características analisadas especialmente quando comparada a sua vida útil (60000 horas) e baixos custos (600€/kW) com os restantes tipos de eletrolisadores mantendo um nível de pureza bastante elevado (99.95-99.99%) apesar do seu grau de eficiência não ser o mais elevado. Estas características fazem deste tipo de eletrolisador o mais escolhido pela maioria das empresas atualmente, deste modo, o AWE foi o tipo de eletrolisador selecionado para se prosseguir com a seguinte análise de mercado. Foram analisadas as principais empresas de venda de eletrolisadores mediante o tipo de eletrolisador selecionado e determinado qual o modelo mais eficiente à venda no mercado.

Como o objetivo do caso prático passa pela produção ao nível industrial, os produtos analisados não são do tipo eletrolisadores individuais, mas sim os módulos (conjunto de eletrolisadores) fornecidos pelos fabricantes.

Este tipo de instalação modular permite obter uma maior perceção e controlo sobre o sistema como um todo, apresenta menores custo de instalação e maior facilidade de manutenção. Na Tabela 4.3.1 a análise entre os vários módulos selecionados de modo a obter os respetivos consumos elétricos e a quantidade de hidrogénio produzido por cada módulo, o que permite determinar qual o módulo e respetivo tipo de eletrolisador atualmente comercializável mais aconselhado para o presente caso prático.

Tabela 4.3.1 Análise de Mercado de Eletrolisadores.

Marca	Modelo	Número de eletrolisadores	Consumo elétrico por eletrolisador (kWh/Nm ³)	H ₂ produzido (Nm ³ /h)
Asahi Kasei	Aqualyzer	1	4,4	2 000
Cummins	HySTAT 100-10	6	5,39	600
Green Hydrogen Systems	HyProvide X-1200	6	4,66	1 200
John Cockerill	DQ100	1	4,3	1 000
Longi	LHy-A1500	1	4,4	1 500
McPhy	McLyzer 3200	16	4,65	3 200
NEL Hydrogen	A3880	8	4,4	3 880
Sunfire	Hylink Alkaline	2	4,54	2 174
Thyssenkrupp	20 MW module	12	4,3	4 000

Mediante a análise feita, chegou-se à conclusão de que existem duas empresas cuja tecnologia desenvolvida permite obter taxas de produção (Nm³/h) significativamente mais elevadas que as restantes empresas, são estas a NEL Hydrogen com o sistema A3880 e a Thyssenkrupp com o seu 20 MW module.

Entre estas duas plantas modulares, é possível constatar que a da NEL Hydrogen, apesar de possuir um consumo elétrico por eletrolisador 0,1 kWh/Nm³ superior que a da Thyssenkrupp, necessita de 8 eletrolisadores (modelo A485) ao invés da planta da Thyssenkrupp que necessita de 12 eletrolisadores (modelo não disponibilizado para consulta), o que se traduz num consumo total se mantém nos 35,2 kWh/Nm³ no caso da planta da NEL Hydrogen enquanto que a planta da Thyssenkrupp tem um consumo total dos eletrolisadores de 51,6 kWh/Nm³.

Trata-se de um aumento significativo nos consumos dos eletrolisadores que compõem a infraestrutura (16,4 kWh/Nm³) para uma reduzida diferença final na produção de 120Nm³/h, concluindo-se assim que mediante a análise da Tabela 4.3.1, a NEL Hydrogen é a empresa que apresenta um módulo já desenvolvido, testado e pronto para produção com maiores taxas de produção ao mesmo tempo que apresenta uma maior eficiência do processo produtivo (eletrólise).

Apesar da gama de valores de produção apresentadas na Tabela 4.3.1, existem atualmente projetos já desenvolvidos e em funcionamento em escalas significativamente maiores como é o caso de multi-módulos desenvolvidos pela HydrogenPro e pela Asahi Kasei com capacidade

para gerarem potências na ordem dos 100MW, porém implementar projetos desta magnitude em Portugal ainda não é justificável face ao complexo planeamento necessário para a instalação destes multi-módulos, que requeria uma reestruturação demorada e dispendiosa das infraestruturas a montante e jusante, ou seja, quer no fornecimento de energia elétrica (desenvolvimento de parques de energias renováveis e processos de transporte logístico da energia gerada), quer na entrega no produto final (conversão em energia e entrega na rede nacional ou entrega de hidrogénio diretamente na rede de gás natural do país ou em meios de transporte para exportação).

Relativamente aos documentos técnicos disponibilizados pelo fornecedor, é possível criar a seguinte tabela:

Tabela 4.3.2 Características técnicas do modelo A3880 da NEL Hydrogen.

Especificações	A3880
Taxa de produção nominal	2 400-3 880 Nm ³ /h
Faixa dinâmica da capacidade dinâmica de produção	3,75-100%
Consumo médio de energia por eletrolisador	3,8-4,4 kWh/Nm ³
Grau de pureza	99,99-99,999%
Teor de O ₂ presente no H ₂	< 2 ppm v
H ₂ O presente no H ₂	< 2 ppm v
Pressão de entrega	1-200 bar
Pegada ecológica	~770 m ²
Temperatura ambiente	5-35° C
Consumo de água	0,9 L/Nm ³

Utilizou-se a ferramenta *Hyjack Hydrogen Tech Online* (Hyjack, 2022) que permite calcular as taxas de consumos e produção mediante a produção nominal definida para o eletrolisador. Neste caso considerou-se um fator de capacidade de 61% pois como abordado no subcapítulo 4.2, das 8 760 horas anuais, estima-se que a insolação anual em Portugal seja de 2900 horas e na maioria das zonas montanhosas portuguesas onde está instalada grande parte dos parques eólicos portugueses, as condições de vento ideais para o funcionamento das turbinas eólicas seja de aproximadamente 2 500 horas por ano, pelo que, em Portugal os eletrolisadores que forem instalados para a produção de hidrogénio verde, poderão operar cerca de 5 400 horas por ano, o que se traduz num fator de capacidade de 61%.

Os resultados obtidos (Figura 4.3.1) apresentam uma capacidade estimada de 19 239,1kW que juntamente com os consumos dos restantes componentes do sistema (transformadores

de corrente, bombas de circulação, sistemas de refrigeração, reservatórios de separação e armazenamento de oxigénio e hidrogénio e salas de controlo) perfaz um total de 20MW.

É ainda possível ter uma noção do consumo de água expectável (3 143L/h), o oxigénio extraído (2 627kg/h) e a energia convertida em calor no processo (3 348kwth) que pode ser eventualmente recuperada para otimização de outro processo como o pré-aquecimento da água que entra no sistema.

Relativamente ao consumo elétrico diário este módulo consome 461 738 kW, considerando um sistema em produção intermitente com um fator de capacidade de 61%, este valor traduz-se anualmente para cerca de 102,8GW.

Sobre a taxa de produção real máxima, considerando-se a eficiência máxima analisada para este tipo de eletrolisadores (Tabela 3.2.1) de 78%, a produção real máxima obtida será de cerca de 3 026,4 Nm³/h em vez de 3 880 Nm³/h. Considerando ainda o fator de capacidade de 61%, obtém-se um valor anual máximo efetivo de produção de hidrogénio verde de 16 342 560Nm³ que se traduz em cerca de 1468 toneladas geradas com apenas um destes sistemas de eletrólise selecionado.

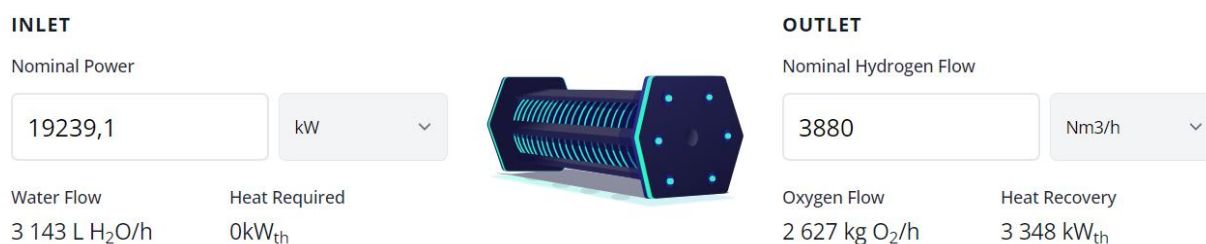


Figura 4.3.1 Taxas de consumo e produção da simulação do módulo A3880 (Hyjack, 2022)

4.4 Análise Económica

Equipamento necessário

Considerando que o módulo de eletrolisadores selecionado tem uma capacidade de 20MW, como referido no subcapítulo 4.3, e sabendo ainda a capacidade definida na Estratégia Nacional para o Hidrogénio mediante os cenários pré-estabelecidos para 2030 (apresentados no subcapítulo 4.1), é possível constatar na Tabela 4.4.1 o número total de módulos necessários para cada um dos cenários analisados e respetivamente a produção anual de hidrogénio e oxigénio prevista para o ano de 2030.

Tabela 4.4.1 Estimativa de produção para 2030.

Cenário 2030	Capacidade requerida (GW)	Número de módulos necessários	Taxa de produção real máxima de H₂ (ton/ano)	Taxa de produção real máxima de O₂ (ton/ano)
EN-H2 BAIXO	2,0	100	146 800	1 106 492
EN-H2 BASE	2,2	110	161 480	1 217 141,64
EN-H2 ALTO	2,5	125	183 500	1 383 115,5

Como mencionado no subcapítulo 4.2, segundo a Análise Deloitte (Deloitte & APREN, 2021), em termos percentuais, 41,99 a 52,47% da energia fornecida para a produção de hidrogénio verde derivará de fontes eólicas e 47,53 a 58,01% da energia derivará de fontes solares em 2030. Sabendo ainda o consumo unitário de cada módulo e o número de módulos necessários para cumprir com as metas definidas para cada um dos cenários, é possível determinar a energia necessária eólica e solar assim como o número de turbinas e painéis solares necessários tendo por base as análises de mercado efetuadas para cada um destes produtos (Tabela 4.4.2).

Tabela 4.4.2 Estimativa da energia solar e eólica necessária

Cenário 2030	Número de módulos	Energia fotovoltaica (MW)	Número de painéis fotovoltaicos	Energia eólica (MW)	Número de turbinas eólicas
EN-H2 BAIXO	100	839,8 – 1 049,4	3 788 448	950,6-1 160,2	663
EN-H2 BASE	110	923,78-1 154,34	4 167 293	1 045,66-1 275,22	729
EN-H2 ALTO	125	1 049,75-1 311,75	4 735 560	1 188,25-1 450,25	829

Fazendo uma análise económica aos valores energéticos consumidos na produção de hidrogénio verde considerando como base o valor de 48,52€/MWh, que é o valor médio por MWh vendido em Portugal desde o início do ano até ao presente momento, apresentado pela OMIE (Operador do Mercado Ibérico de Energia) na Figura 4.4.1. É assim possível determinar o custo associado ao consumo energético total necessário para o plano de produção de hidrogénio verde definido no presente caso de estudo caso a energia utilizada fosse comprada à rede em vez de fornecida pelos parques solares e eólicos dimensionados.

Como mencionado no subcapítulo 4.3, cada módulo A3880 consome anualmente 102,8GW considerando que se trata de um sistema em produção intermitente com um fator de capacidade de 61%, pelo que respetivamente para cada um dos cenários da EN-H2 o

consumo energético seria aproximadamente de 499 milhões de euros para o cenário EN-H2 BAIXO, 549 milhões de euros para o cenário EN-H2 BASE e 624 milhões de euros para o cenário EN-H2 ALTO.

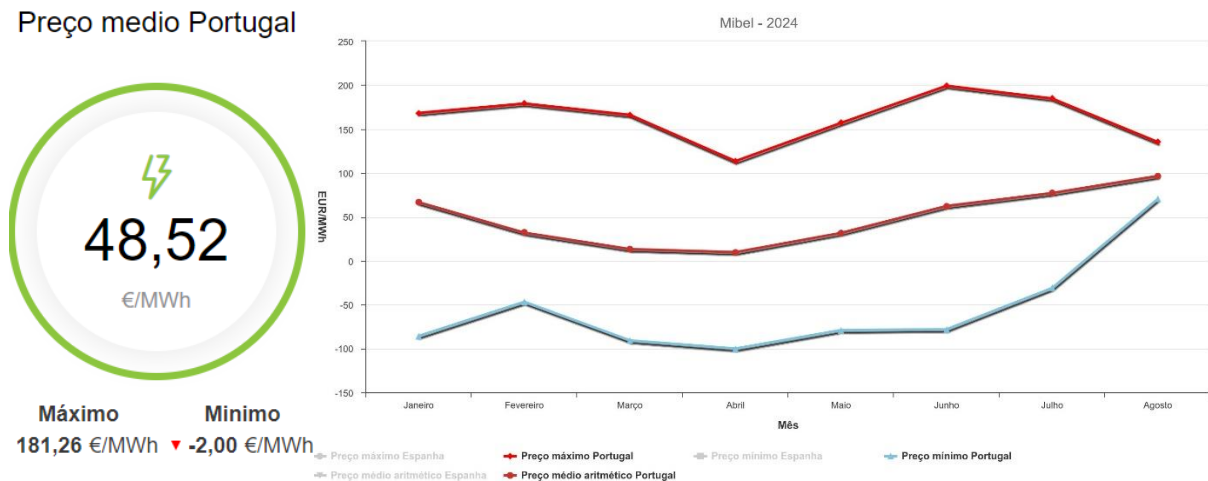


Figura 4.4.1 Preço mínimo, médio e máximo de venda do mercado intradiário contínuo em Portugal em 2024 (OMIE, 2024)

CAPEX (*Capital Expenditure*)

Apesar de não existirem os custos energéticos mencionados no parágrafo anterior, é relevante contabilizar o custo de investimento dos parques solares e eólicos necessários construir para fornecer esta mesma energia aos módulos de eletrolisadores projetados, efetuando-se a respetiva análise CAPEX. Esta análise permite determinar os gastos que a empresa tem na aquisição, manutenção e melhoria dos seus ativos a longo prazo (investimentos que vão sendo depreciados ou amortizados ao longo do tempo). No caso de estudo em questão, existem três tipos de ativos fundamentais a considerar, sendo estes os parques solares e os parques eólicos a instalar assim como os módulos de eletrolisadores a adquirir.

Relativamente aos painéis fotovoltaicos selecionados, é possível adquiri-los em lojas especializadas neste tipo de equipamentos de energias renováveis e climatização como é o caso da Klima.pt (Klima, 2024) por um valor de 127,47€ por painel. Relativamente às turbinas eólicas, não é possível obter um valor exato nem do fabricante nem de fornecedores da marca, mediante a análise de valores de venda ao público de turbinas da mesma classe, (eixo horizontal *upwind onshore* de três pás com uma potência nominal entre 6 000 e 7 000 kW) assume-se que o custo por turbina seja de 6 milhões de euros.

Quanto aos sistemas de eletrólise, o preço não foi facultado pelo fornecedor pelo que foram utilizados valores aproximados fornecidos pela ferramenta *Hyjack* (Figura 4.4.2) a qual fornece o valor estimado do módulo com base na potência nominal do mesmo e um custo

total que representa a soma de todos os equipamentos que constituem o sistema (eletrolisadores, compressores, reservatórios, tubagens, entre outros) no qual o sistema se basei em duas percentagens, um acréscimo de 70% para os restantes custos além do módulo base (estimativa mínima do custo total do sistema) e um acréscimo de 130% para os restantes custos além do módulo base (estimativa máxima do custo total do sistema).



Figura 4.4.2 Estimativa de custos do módulo A3880 (Hyjack, 2022).

Para a análise de custos de investimento, para os custos totais associados aos módulos de eletrólise considera-se um valor médio entre a estimativa mínima e máxima do custo total do sistema, ou seja, 26 416 874€. Na Tabela 4.4.3 é possível analisar para os três cenários estabelecidos, os custos totais de investimento necessários considerando o investimento nos parques eólicos e solares necessários a suportar os eletrolisadores assumindo que não seriam utilizados os recursos atualmente disponíveis de energia renovável no país.

Tabela 4.4.3 Análise dos custos de investimento.

Cenário 2030	EN-H2 BAIXO	EN-H2 BASE	EN-H2 ALTO
Número de módulos	100	110	125
Custo Total dos módulos (€)	2 641 687 400	2 905 856 140	3 302 109 250
Número de painéis fotovoltaicos	3 788 448	4 167 293	4 735 560
Custo total dos painéis fotovoltaicos (€)	482 913 466,56	531 204 838,71	603 641 833,20
Número de turbinas eólicas	663	729	729
Custo total das turbinas eólicas (€)	3 978 000 000	4 374 000 000	4 374 000 000
Custos totais de investimento (€)	7 102 600 866,56	7 811 060 978,71	8 279 751 083,20

OPEX (*Operating Expenditure*)

Além do investimento feito, é essencial ter em consideração as despesas operacionais para a operação do negócio dia a dia, pelo que deve ser executada uma análise OPEX que

considere os custos operacionais e de manutenção do sistema. Relativamente aos custos de consumíveis/matérias-primas, o principal gasto é o consumo de água. Como mencionado na Tabela 4.3.2, são consumidos 0,9L/Nm³ de água pelo que, para uma produção anual real, são consumidos 14 708 304L de água, o que equivale a 14 708,3m³ de água. Em Portugal o tarifário pago pelo fornecimento de água (T_{AA}) é composto pela soma de duas tarifas à entidade fornecedora de água, são estas a tarifa fixa (T_F) baseada no calibre do contador e a tarifa variável (T_V), baseada no consumo efetivo de metros cúbicos de água consumida. Como os valores destas tarifas variam de localidade para localidade, definiu-se como ponto de instalação dos sistemas de eletrólise a zona Sines (cujos valores estão representados na Figura 4.4.3) dada a importância que o Porto de Sines pode vir a ter na exportação do produto final obtido (hidrogénio) e a facilidade de injeção deste produto na rede natural de gás existente dado ser nessa zona que é realizada grande parte da injeção de gás natural na rede nacional.

UTILIZADORES NÃO DOMÉSTICOS (sector empresarial, serviços do estado e autarquias)			
Tarifa Variável (T_V):		Tarifa Fixa (T_F):	
Escalões (m³)	Tarifa, €/m³	Calibre Contador (mm)	Tarifa, €/dia
Escalão único	1,2731 €/m ³	1.º Nível: ≤ 20 mm	0,0565 €/dia
		2.º Nível: > 20 mm e ≤ 30 mm	0,1520 €/dia
		2.º Nível: > 30 mm e ≤ 50 mm	0,4597 €/dia
		2.º Nível: > 50 mm e ≤ 100 mm	1,6621 €/dia
		2.º Nível: > 100 mm e ≤ 300 mm	14,7464 €/dia

Figura 4.4.3 Tarifário de fornecimento de água de Sines 2024 (CMSines, 2024).

Para o tipo de tubagem industrial que o módulo A3880 utiliza, a T_F aplicada é a “2.ºNível: > 100mm e ≤ 300 mm” pelo que para a T_F considerando que o fator de capacidade do módulo é de 61% ou seja, 5400 horas anuais (225 dias), o custo anual fica em 3 317,94€, relativamente à T_V, considerando o consumo anual de 14 708,3m³ de água, obtém-se um custo de 18 725,14€, pelo que o custo total em água anual por módulo é de 22 043,08€.

Relativamente aos custos operacionais (por exemplo os salários e arrendamento de terrenos) e de manutenção (por exemplo a troca de um dos eletrolisadores) foi considerado um valor de 5% do CAPEX anualmente dado esta ser a percentagem geralmente utilizada em análises económicas feitas para infraestruturas de nível industrial (Clerici & Furfari, 2021).

Tabela 4.4.4 Análise de custos operacionais

Cenário 2030	EN-H2 BAIXO	EN-H2 BASE	EN-H2 ALTO
Custo de consumo de água (€)	2 204 308,18	2 424 739	2 755 385,22
Restantes custos operacionais/manutenção (€)	355 130 043,33	390 553 048,94	413 987 554,16
Custos Totais de Operação (€)	357 334 351,51	392 977 787,94	416 742 939,38

Rendimentos

O primeiro valor de receita a ser analisado é o *Levelized Cost Of Hydrogen* (LCOH) que indica o preço mínimo a que o hidrogénio deve ser vendido de modo a recuperar os custos totais ao longo de toda a vida útil do sistema dimensionado. Segundo Clerici e Furfari (2021) a fórmula que permite calcular este valor é dada pela equação 4.4.1, em que “n” representa a vida útil do sistema em anos, como não foi facultado pelo fornecedor assumiu-se uma vida útil de 60 000 horas como apresentado na Tabela 3.2.1 para eletrolisadores AWE, considerando que por ano os módulos estão em funcionamento 5 400 horas, então a vida útil destes módulos é de cerca de 11 anos. “ I_t ” representa o custo de investimento; “ M_t ” representa os custos de operação e manutenção; “ F_t ” representa o custo de eletricidade (considerou-se inexistente neste caso de estudo pois considera-se que os parques solares e eólicos dimensionados forneçam a energia elétrica necessária); “ E_t ” representa a produção de hidrogénio (em quilogramas) e “r” representa a taxa de desconto que reflete o ajuste do valor monetário entre os custos e receitas ao longo do tempo. Segundo a IEA deve ser considerado uma taxa de desconto de 8% considerando as inflações, impostos e outras variantes fiscais que podem ter impacto no investimento (Clerici & Furfari, 2021).

$$\text{LCOH} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (4.4.1)$$

Aplicando a fórmula anterior, obtém-se a tabela Tabela 4.4.5 onde é possível constatar que o cenário EN-H2 ALTO permite alcançar um valor LCOH mais baixo que nos restantes cenários, bem como verificar que se não for considerado o investimento nos parques solar e eólico necessários à produção de energia elétrica que alimenta os eletrolisadores, é então possível reduzir o LCOH em mais de 50%, uma vez que os custos associados ao investimento dos parques solar e eólicos representam mais de 50% do investimento total necessário. Como hipótese, para minimizar os custos é competir pelos fundos monetários europeus e governamentais, assim como focar a energia atualmente produzida em Portugal através das

duas fontes de energia renovável no projeto da implementação de hidrogénio verde em Portugal.

Tabela 4.4.5 Análise dos LCOH's.

Cenário 2030	EN-H2 BAIXO	EN-H2 BASE	EN-H2 ALTO
LCOH incluindo investimento no parque solar e eólico (€/kg)	9,211	9,209	8,591
LCOH sem investimento no parque solar e eólico (€/kg)	4,954	4,954	4,791

Considerando que este valor apenas representa o valor mínimo necessário pelo qual é necessário vender o hidrogénio de modo a liquidar os custos CAPEX e OPEX do projeto, para a empresa gerar lucro para que possa melhorar e expandir o negócio ao longo do tempo deve ser considerado um valor final de venda superior ao apresentado.

Para tal, toma-se como valor de venda do H₂ de 12€/kg, para o caso onde foi considerado o investimento do parque solar e eólico, e para o caso onde não foi considerando o investimento do parque solar e eólico um valor de 6€/kg.

Mediante os dados obtidos, é possível construir as tabelas de fluxo de caixa e respetivos diagramas de *cash-flow* que permitem uma melhor visualização e compreensão da análise financeira do projeto ao longo da vida útil do mesmo para cada cenário, considerando duas análises, uma com e outra sem investimento no parque solar e eólico.

Caso de estudo considerando investimento no parque solar e eólico:

- Cenário EN-H2 BAIXO

Segundo o fluxo de caixa presente na Tabela 4.4.6 e respetivo diagrama de cash-flow representado na Figura 4.4.4 é possível analisar que no cenário EN-H2 BAIXO as despesas iniciais antes de começar a produção de hidrogénio são aproximadamente de 7,1 mil milhões de euros, porém consegue-se obter um fluxo de caixa positivo no sexto ano de produção, sendo que o *break even point* ocorre entre o quinto e o sexto ano. Ao fim de onze anos de produção, o projeto atinge-se receitas acumuladas num valor aproximadamente de 8,3 mil milhões de euros, sendo este o cenário de entre os três que apresenta menor volume de receitas, porém é também o que necessita de menores custos de investimento.

Tabela 4.4.6 Fluxo de caixa cenário EN-H2 BAIXO considerando investimento no parque solar e eólico.

Ano	Fluxo de Caixa (€)	Fluxo de Caixa Acumulado (€)
0	-7 102 600 866,56	-7 102 600 867
1	1 404 265 648,49	-5 698 335 218,07
2	1 404 265 648,49	-4 294 069 569,58
3	1 404 265 648,49	-2 889 803 921,09
4	1 404 265 648,49	-1 485 538 272,60
5	1 404 265 648,49	-81 272 624,11
6	1 404 265 648,49	1 322 993 024,38
7	1 404 265 648,49	2 727 258 672,87
8	1 404 265 648,49	4 131 524 321,36
9	1 404 265 648,49	5 535 789 969,85
10	1 404 265 648,49	6 940 055 618,34
11	1 404 265 648,49	8 344 321 266,83

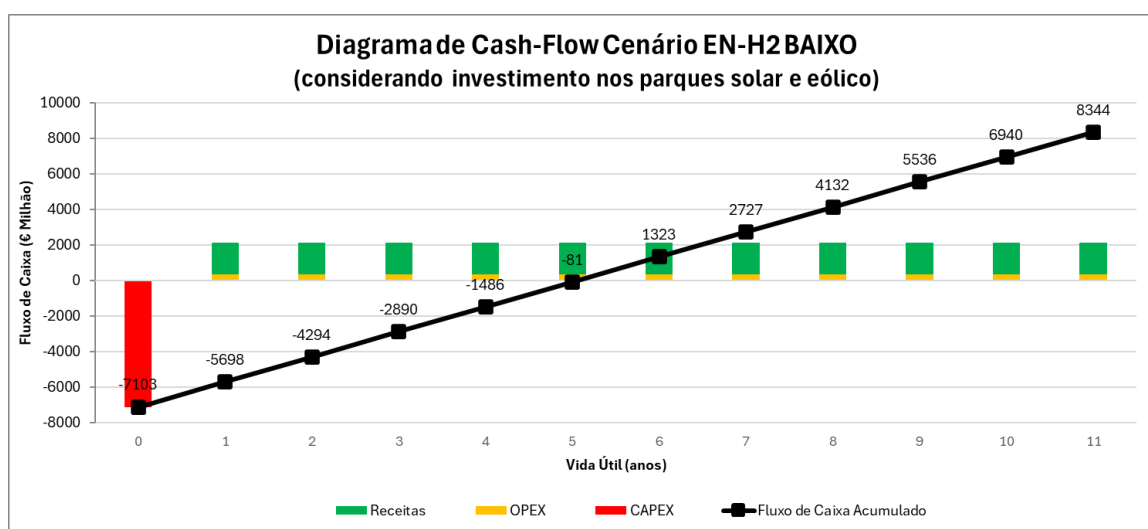


Figura 4.4.4 Diagrama de cash-flow cenário EN-H2 BAIXO considerando investimento no parque solar e eólico.

- Cenário EN-H2 BASE

Segundo o fluxo de caixa presente na Tabela 4.4.7 e respetivo diagrama de cash-flow representado na Figura 4.4.5 é possível analisar que no cenário EN-H2 BASE as despesas iniciais antes de começar a produção de hidrogénio são aproximadamente de 7,8 mil milhões

de euros, porém consegue-se obter um fluxo de caixa positivo no sexto ano de produção, sendo que o *break even point* ocorre entre o quinto e o sexto ano. Ao fim de onze anos de produção, o projeto atinge-se receitas acumuladas num valor aproximadamente de 9,2 mil milhões de euros. Este cenário apresenta assim um maior volume de receitas, porém necessita de um investimento superior para a mesma linha temporal estimada para o projeto.

Tabela 4.4.7 Fluxo de caixa cenário EN-H2 BASE considerando investimento no parque solar e eólico.

Ano	Fluxo de Caixa (€)	Fluxo de Caixa Acumulado (€)
0	-7 811 060 978,71	-7 811 060 979
1	1 544 782 212,06	-6 266 278 766,65
2	1 544 782 212,06	-4 721 496 554,59
3	1 544 782 212,06	-3 176 714 342,53
4	1 544 782 212,06	-1 631 932 130,47
5	1 544 782 212,06	-87 149 918,41
6	1 544 782 212,06	1 457 632 293,65
7	1 544 782 212,06	3 002 414 505,71
8	1 544 782 212,06	4 547 196 717,77
9	1 544 782 212,06	6 091 978 929,83
10	1 544 782 212,06	7 636 761 141,89
11	1 544 782 212,06	9 181 543 353,95

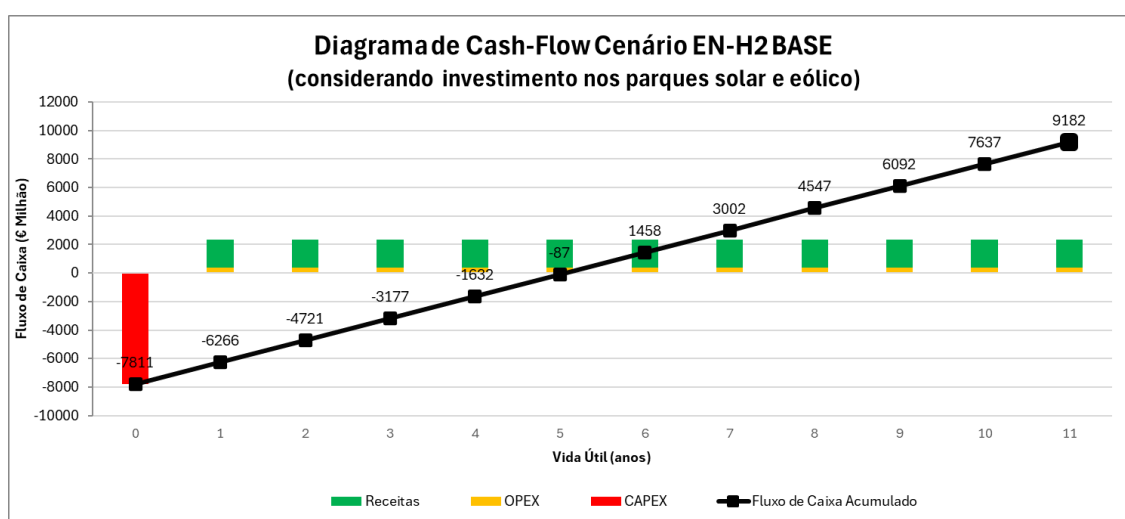


Figura 4.4.5 Diagrama de cash-flow cenário EN-H2 BASE considerando investimento no parque solar e eólico.

- Cenário EN-H2 ALTO

Segundo o fluxo de caixa presente na Tabela 4.4.8 e respetivo diagrama de cash-flow representado na Figura 4.4.6 é possível analisar que no cenário EN-H2 ALTO as despesas iniciais antes de começar a produção de hidrogénio são aproximadamente de 8,3 mil milhões de euros, porém consegue-se obter um fluxo de caixa positivo mais cedo que nos restantes cenários (no quinto ano de produção), sendo que o *break even point* ocorre entre o quarto e o quinto ano. Ao fim de onze anos de produção, o projeto atinge-se receitas acumuladas num valor aproximadamente de 11,3 mil milhões de euros, sendo este o cenário de entre os três que apresenta maior volume de receitas, porém é também o que necessita de mais custos de investimento. Face aos custos calculados e ao valor de venda estipulado para cada um dos cenários analisados considerando o investimento no parque solar e eólico, o cenário EN-H2 ALTO é o que apresenta ser mais vantajoso sendo que todos os custos de investimento, apesar do valor ser superior ao dos restantes cenários, são recuperados num período mais curto e é ainda possível obter um valor final de fluxo de caixa significativamente superior. É possível constatar que face ao cenário EN-H2 BAIXO, o cenário EN-H2 ALTO tem uma diferença de investimento de aproximadamente 1,2 mil milhões de euros e no caso do cenário EN-H2 BASE a diferença é de 470 milhões de euros. Sendo que a diferença do fluxo de caixa acumulado no fim do projeto comparativamente com o cenário EN-H2 BAIXO é de 3 mil milhões de euros e de 2,2 mil milhões comparativamente com o cenário EN-H2 BASE.

Tabela 4.4.8 Fluxo de caixa cenário EN-H2 ALTO considerando investimento no parque solar e eólico.

Ano	Fluxo de Caixa (€)	Fluxo de Caixa Acumulado (€)
0	-8 279 751 083,20	-8 279 751 083
1	1 785 257 060,62	-6 494 494 022,58
2	1 785 257 060,62	-4 709 236 961,96
3	1 785 257 060,62	-2 923 979 901,34
4	1 785 257 060,62	-1 138 722 840,72
5	1 785 257 060,62	646 534 219,90
6	1 785 257 060,62	2 431 791 280,52
7	1 785 257 060,62	4 217 048 341,14
8	1 785 257 060,62	6 002 305 401,76
9	1 785 257 060,62	7 787 562 462,38
10	1 785 257 060,62	9 572 819 523,00
11	1 785 257 060,62	11 358 076 583,62

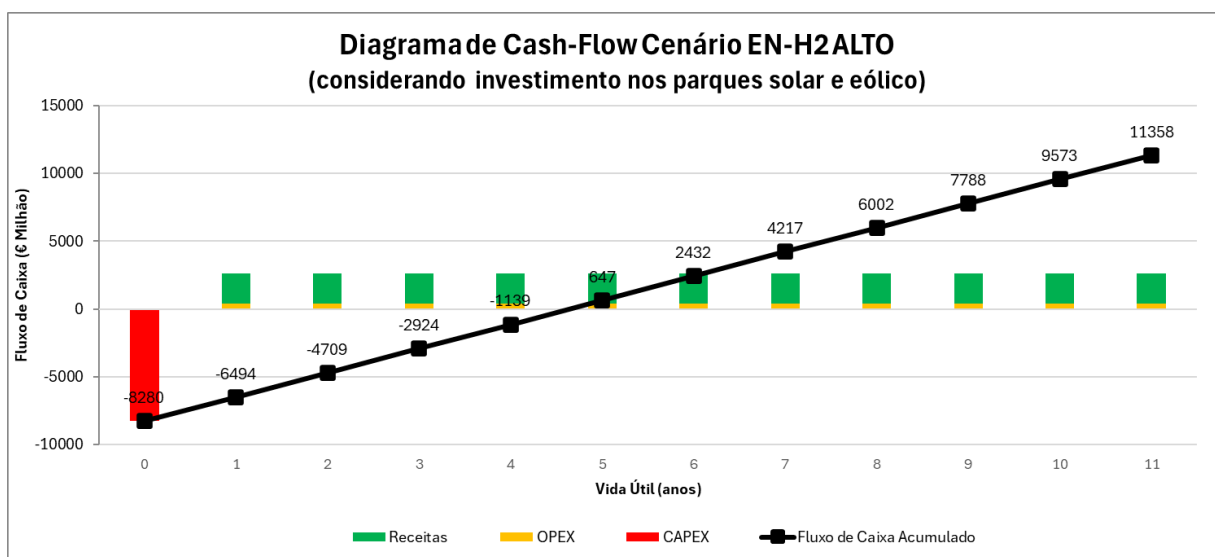


Figura 4.4.6 Diagrama de cash-flow cenário EN-H2 ALTO considerando investimento no parque solar e eólico.

Caso de estudo não considerando investimento no parque solar e eólico:

- Cenário EN-H2 BAIXO

Segundo o fluxo de caixa presente na Tabela 4.4.9 e respetivo diagrama de cash-flow representado na Figura 4.4.7 é possível analisar que no cenário EN-H2 BAIXO as despesas iniciais antes de começar a produção de hidrogénio são aproximadamente de 2,6 mil milhões de euros, porém consegue-se obter um fluxo de caixa positivo no sexto ano de produção, sendo que o *break even point* ocorre entre o quinto e o sexto ano.

Ao fim de onze anos de produção, o projeto atinge-se receitas acumuladas num valor aproximadamente de 3,1 mil milhões de euros, sendo este o cenário de entre os três que apresenta menor volume de receitas, porém é também o que necessita de menores custos de investimento. Trata-se do cenário com menor volume de investimento de entre todos os cenários analisados tendo como aspeto positivo a capacidade de minimizar o risco do projeto permitindo também assim aumentar a margem de segurança da empresa para o caso de erros inesperados e deslizos quer em termos de orçamentação quer em termos de cumprimento de prazos, considerando que o valor monetário disponível pela empresa para o projeto seria o mesmo para os três cenários.

Tabela 4.4.9 Fluxo de caixa cenário EN-H2 BAIXO não considerando investimento no parque solar e eólico.

Ano	Fluxo de Caixa (€)	Fluxo de Caixa Acumulado (€)
0	-2 641 687 400,00	-2 641 687 400,00
1	523 465 648,49	-2 118 221 751,51
2	523 465 648,49	-1 594 756 103,02
3	523 465 648,49	-1 071 290 454,53
4	523 465 648,49	-547 824 806,04
5	523 465 648,49	-24 359 157,55
6	523 465 648,49	499 106 490,94
7	523 465 648,49	1 022 572 139,43
8	523 465 648,49	1 546 037 787,92
9	523 465 648,49	2 069 503 436,41
10	523 465 648,49	2 592 969 084,90
11	523 465 648,49	3 116 434 733,39

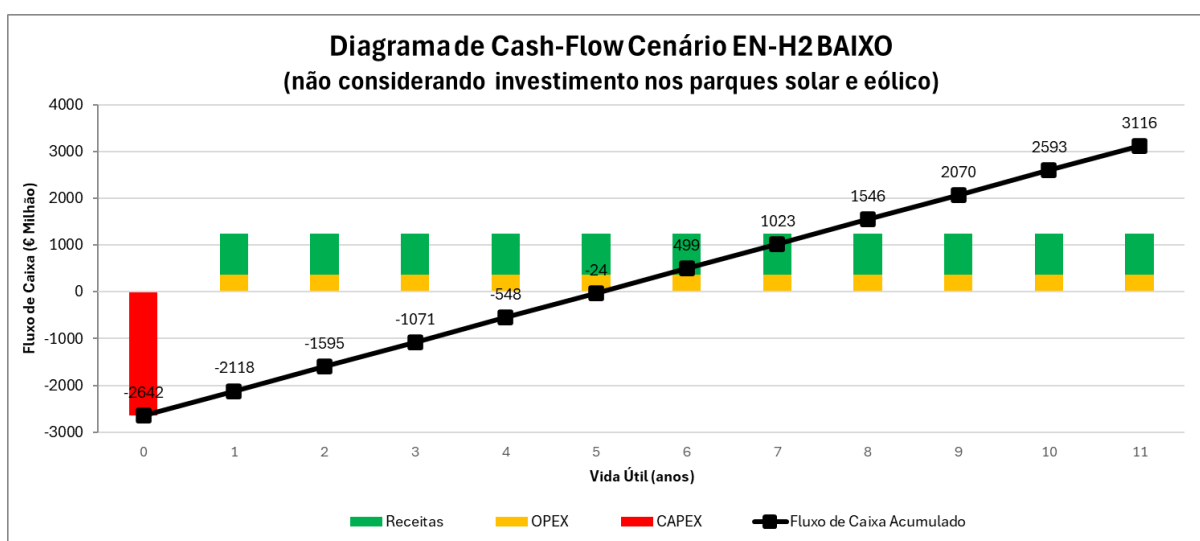


Figura 4.4.7 Diagrama de cash-flow cenário EN-H2 BAIXO não considerando investimento no parque solar e eólico.

- Cenário EN-H2 BASE

Segundo o fluxo de caixa presente na Tabela 4.4.9 e respetivo diagrama de cash-flow representado na Figura 4.4.8 é possível analisar que no cenário EN-H2 BASE as despesas iniciais antes de começar a produção de hidrogénio são aproximadamente de 2,9 mil milhões de euros, porém consegue-se obter um fluxo de caixa positivo no sexto ano de

produção, sendo que o *break even point* ocorre entre o quinto e o sexto ano. Ao fim de onze anos de produção, o projeto atinge-se receitas acumuladas num valor aproximadamente de 3,4 mil milhões de euros. Este cenário apresenta assim um maior volume de receitas, porém necessita de um investimento superior para a mesma linha temporal estimada para o projeto.

Tabela 4.4.10 Fluxo de caixa cenário EN-H2 BASE não considerando investimento no parque solar e eólico.

Ano	Fluxo de Caixa (€)	Fluxo de Caixa Acumulado (€)
0	-2 905 856 140,00	-2 905 856 140
1	575 902 212,06	-2 329 953 927,94
2	575 902 212,06	-1 754 051 715,88
3	575 902 212,06	-1 178 149 503,82
4	575 902 212,06	-602 247 291,76
5	575 902 212,06	-26 345 079,70
6	575 902 212,06	549 557 132,36
7	575 902 212,06	1 125 459 344,42
8	575 902 212,06	1 701 361 556,48
9	575 902 212,06	2 277 263 768,54
10	575 902 212,06	2 853 165 980,60
11	575 902 212,06	3 429 068 192,66

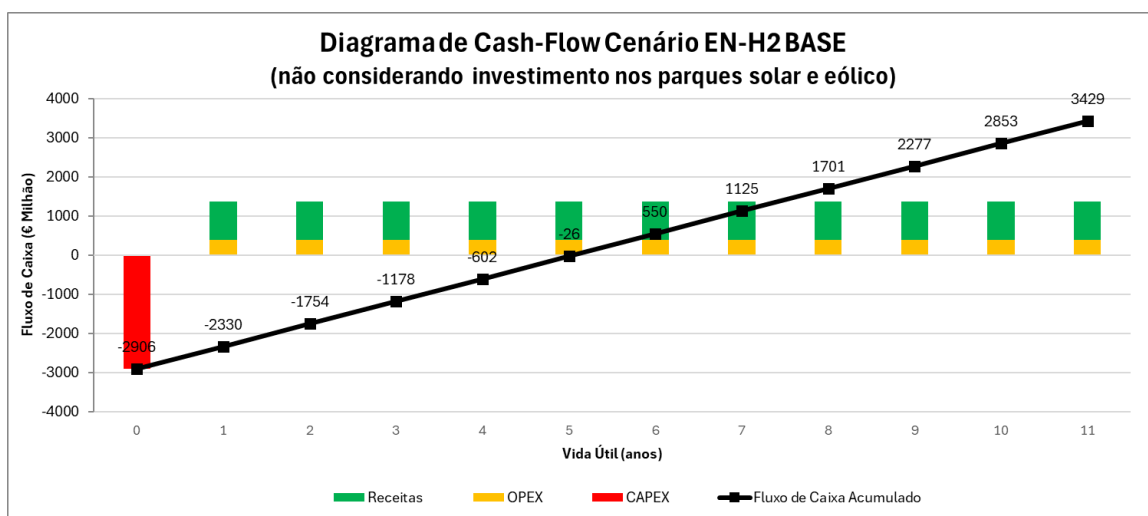


Figura 4.4.8 Diagrama de cash-flow cenário EN-H2 BASE não considerando investimento no parque solar e eólico.

- Cenário EN-H2 ALTO

Segundo o fluxo de caixa presente na e respetivo diagrama de cash-flow representado na Figura 4.4.6 é possível analisar que no cenário EN-H2 ALTO as despesas iniciais são aproximadamente de 3,3 mil milhões de euros, porém consegue-se obter um fluxo de caixa positivo mais cedo que nos restantes cenários (no quinto ano de produção). Ao fim de onze anos de produção, o projeto atinge receitas acumuladas de cerca de 4,2 mil milhões de euros.

Tabela 4.4.11 Fluxo de caixa cenário EN-H2 ALTO não considerando investimento no parque solar e eólico.

Ano	Fluxo de Caixa (€)	Fluxo de Caixa Acumulado (€)
0	-3 302 109 250,00	-3 302 109 250
1	684 257 060,62	-2 617 852 189,38
2	684 257 060,62	-1 933 595 128,76
3	684 257 060,62	-1 249 338 068,14
4	684 257 060,62	-56 5081 007,52
5	684 257 060,62	119 176 053,10
6	684 257 060,62	803 433 113,72
7	684 257 060,62	1 487 690 174,34
8	684 257 060,62	2 171 947 234,96
9	684 257 060,62	2 856 204 295,58
10	684 257 060,62	3 540 461 356,20
11	684 257 060,62	4 224 718 416,82

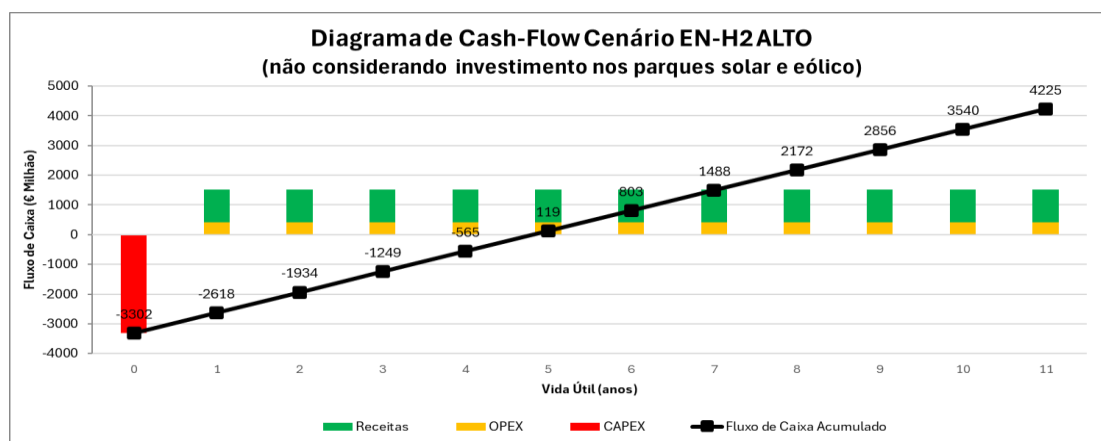


Figura 4.4.9 Diagrama de cash-flow cenário EN-H2 ALTO não considerando investimento no parque solar e eólico.

Indicadores Financeiros

Para analisar a viabilidade do caso de estudo, devem ser tidos em conta os principais indicadores financeiros utilizados numa análise de investimento de um projeto permitindo determinar se o projeto é viável e se apresenta rentabilidade suficiente perante o investimento necessário. Os cinco principais indicadores são o valor atual líquido (VAL), taxa interna de retorno (TIR), índice de rentabilidade (IR), o prazo de retorno de investimento (PRI) e o retorno sobre o investimento (ROI).

Valor Atual Líquido (VAL)

O valor atual líquido permite converter para o momento do começo do projeto todos os fluxos positivos e negativos. O projeto deve ser realizado se o valor obtido pela equação 4.4.2 for positivo, no caso de ser negativo, o projeto deve ser rejeitado (A. Abreu, 2022). Sendo que “F” representa o fluxo de caixa anual, “n” representa a vida útil do sistema em anos e “i” a taxa de atualização.

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{F}{(1+i)^t} \quad (4.4.2)$$

Analisando os valores obtidos (Tabela 4.4.12) é possível afirmar que o projeto é viável em qualquer dos cenários analisados pois apresenta em todos um VAL positivo.

Tabela 4.4.12 Análise dos VAL's.

Cenário 2030	EN-H2 BAIXO	EN-H2 BASE	EN-H2 ALTO
VAL incluindo investimento no parque solar e eólico (€)	2 922 401 407,14	3 217 084 020,01	4 465 135 264,41
VAL sem investimento no parque solar e eólico (€)	1 095 315 155,01	1 205 489 168,16	1 582 777 449,24

Índice de Rentabilidade (IR)

O índice de rentabilidade permite determinar o valor obtido por cada unidade monetária investida, para tal é calculado através da divisão entre o fluxo de caixa e o investimento efetuado (equação 4.4.3). Se for superior a 1, então por cada unidade monetária que foi investida, obtém-se lucro sobre a mesma, se for igual a 1 liquida-se o investimento, mas não se obtém lucro. Se for inferior a 1 então o projeto não gera receitas suficiente para cobrir o investimento feito. Deste modo, se $IR > 1$ o projeto é aceite, se $IR < 1$ o projeto é rejeitado (A. Abreu, 2022).

$$IR = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{F}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t}} \quad (4.4.3)$$

Como se pode constatar pela Tabela 4.4.13, em qualquer dos cenários o projeto seria aceite dada a alta rentabilidade apresentada ($IR > 2$), mediante os valores definidos para preço de venda em cada cenário.

Tabela 4.4.13 Análise dos IR's.

Cenário 2030	EN-H2 BAIXO	EN-H2 BASE	EN-H2 ALTO
IR incluindo investimento no parque solar e eólico	2,17	2,18	2,37
IR sem investimento no parque solar e eólico	2,18	2,18	2,28

Taxa Interna de Retorno (TIR)

A taxa interna de retorno permite igualar os custos de investimento aos retornos obtidos em cada ano (equação 4.4.4), permitindo determinar se o projeto é ou não atrativo. Se a TIR for superior à taxa de atualização então o projeto é atrativo, se for inferior o investimento não é considerado atrativo perante o retorno esperado (A. Abreu, 2022).

$$\sum_{t=0}^n \frac{F}{(1+i)^t} = 0 \quad (4.4.4)$$

Analisando a Tabela 4.4.14 e considerando que a taxa de atualização utilizada é de 8%, então o projeto deve ser realizado dado que em todos os cenários o valor do TIR é superior a 8%.

Tabela 4.4.14 Análise dos TIR's.

Cenário 2030	EN-H2 BAIXO	EN-H2 BASE	EN-H2 ALTO
TIR incluindo investimento no parque solar e eólico (%)	15,85	15,86	18,10
TIR sem investimento no parque solar e eólico (%)	15,91	15,91	17,06

Retorno Sobre o Investimento (ROI)

O retorno sobre o investimento é a métrica que permite determinar qual é a percentagem de lucro gerado no fim da vida útil do equipamento mediante o investimento inicial do mesmo

segundo a *Corporate Finance Institute* (Vipond, 2024). A equação 4.4.5 representa a forma como este indicador deve ser calculado.

$$ROI = \frac{F_{t\text{acum}} - I_0}{I_0} \times 100 \quad (4.4.5)$$

Mediante os valores calculados e apresentados na Tabela 4.4.15, o investimento é lucrativo dado que o ROI de todos os cenários apresenta valor positivo.

Tabela 4.4.15 Análise dos ROI's.

Cenário 2030	EN-H2 BAIXO	EN-H2 BASE	EN-H2 ALTO
ROI incluindo investimento no parque solar e eólico (%)	17,48	17,55	37,18
ROI sem investimento no parque solar e eólico (%)	17,97	18,01	27,94

Prazo de Retorno de Investimento (PRI)

O prazo de retorno de investimento indica o tempo necessário para recuperar o investimento inicial perante os fluxos de caixa anuais registados e pode ser calculado pela equação 4.4.6 (Gaspar, 2022).

$$PRI = \frac{I_0}{F} \quad (4.4.6)$$

Pela análise da Tabela 4.4.16 é possível concluir que nos cenários EN-H2 BAIXO e EN-H2 BASE o investimento só poderá recuperar pouco depois de cinco anos de funcionamento, enquanto que no cenário EN-H2 o investimento inicial é recuperado antes dos cinco anos de funcionamento. Em todos os cenários constata-se que há uma recuperação total do investimento antes de metade da vida útil dos equipamentos, o que permite concluir que o projeto é extremamente viável face à recuperação do investimento e seguinte obtenção de lucros.

Tabela 4.4.16 Análise dos PRI's.

Cenário 2030	EN-H2 BAIXO	EN-H2 BASE	EN-H2 ALTO
PRI incluindo investimento no parque solar e eólico (anos)	5,06	5,06	4,64
PRI sem investimento no parque solar e eólico (anos)	5,05	5,05	4,83

4.5 Conclusões

A dependência energética de Portugal tem oscilado nos últimos anos. A pandemia de 2020 provocou uma queda acentuada, mas a recuperação económica dos anos seguintes resultou num aumento. Embora o país invista em medidas para reduzir essa dependência, a meta de 65% para 2030 (DGEG *et al.*, 2023) ainda não foi alcançada. Para chegar a este objetivo, nas últimas duas décadas Portugal tem criado legislações e objetivos impostos tanto às empresas como aos consumidores finais que visam aumentar a produtividade energética do país reduzindo em simultâneo as suas emissões GEE.

O resultado das leis e incentivos criados levaram a que em 2022 Portugal estivesse já em terceiro lugar na UE relativamente aos países com menor taxa de emissões de dióxido de carbono equivalente por habitante ($\text{CO}_2\text{e/habitante}$) e com uma taxa de emissão de GEE cerca de 30% abaixo do valor médio dos países pertencentes à EU. O consumo de petróleo diminuiu 32,6% em duas décadas e a instalação de centrais de produção de eletricidade com base em FER subiu 69,5% (Observatório Da Energia *et al.*, 2024). No entanto, sendo o objetivo do país atingir em 2030 a fasquia de 90% da eletricidade produzida em Portugal através de FER, foram tomadas medidas como a implementação da EN-H2 em 2020 no âmbito da qual irá ocorrer o desenvolvimento do mercado nacional de hidrogénio.

Nesta estratégia foram definidas as metas mencionadas no subcapítulo 4.1 para as quais está previsto um investimento total entre os 7 a 9 mil milhões de euros, o que vai de encontro aos custos de investimento analisados no subcapítulo 4.4 onde se calculou um valor de custo total de investimento entre os 7 102 600 866,56€ e 8 279 751 083,2€ (Tabela 4.4.3). Existem ainda projetos internacionais que contribuem fortemente para as metas estabelecidas como é o caso do projeto “Portuguese Hydrogen Backbone” que se trata de um corredor de hidrogénio com 242 quilómetros, dimensionado pela REN-Gasodutos, que pretende ligar Portugal a Espanha, fazendo circular por entre os dois países cerca de 750 mil toneladas de hidrogénio por ano (Ministério do Ambiente e da Ação Climática *et al.*, 2020).

A EN-H2 estabelece três cenários de produção de hidrogénio nacional de modo a corresponder com as metas estabelecidas para 2030, perspetivando uma capacidade instalada para produção para esse ano mediante cada cenário: cenário “EN-H2 BASE” onde considerou uma potência total esperada (2 200MW), cenário “EN-HE BAIXO” onde considerou uma produção 10% inferior (2 000MW) e o cenário “EN-H2 ALTO” onde considerou uma produção 15% superior à prevista (2 500MW). Para apurar a viabilidade de cada um destes cenários mediante os objetivos traçados pelo governo, três análises de mercado são

avaliadas, uma para cada tipo de equipamento necessário à instalação e funcionamento dos sistemas de produção de hidrogénio verde.

Segundo a Análise Deloitte a quantidade de energia elétrica que é necessária fornecer aos sistemas de produção de hidrogénio em termos percentuais é de 41,99 a 52,47% (derivado de fontes eólicas) e 47,53 a 58,01%, (derivado de fontes solares) (Deloitte & APREN, 2021). Mediante estes valores, a primeira avaliação a ter em conta é determinar quais os equipamentos mais adequados ao caso de estudo desenvolvido e a quantidade de energia real máxima que é possível obter com os mesmos.

Os parâmetros essenciais para a seleção dos equipamentos são analisados num primeiro momento. A análise baseia-se em dados como a irradiância solar e a velocidade do vento em Portugal continental, que são fundamentais para os cálculos. Não se considerou instalação de nenhum equipamento do projeto nos arquipélagos da Madeira e Açores devido à elevada instabilidade climática destas regiões assim como os elevados custos e processos logísticos que teriam de ser contabilizados no caso de estudo podendo inclusive apresentar valores que colocassem em risco a viabilidade do projeto.

Depois de analisadas as características e modelos de equipamentos mais aconselhados mediante as condições existentes e os objetivos estabelecidos, foram feitas as respetivas análises de mercado onde se teve em conta os equipamentos atualmente mais utilizados nas respetivas centrais elétricas portuguesas e as principais empresas de venda de cada um destes equipamentos no país. É sempre considerado o sentido crítico dos equipamentos analisados, pois existem empresas que atualmente já dispõem de equipamentos desenvolvidos, testados e em uso por parte de outros países com capacidades de produção consideravelmente mais elevadas que as analisadas, porém não é viável a instalação destes equipamentos em Portugal. Tal justifica-se, entre outros fatores, pela logística e segurança do transporte e instalação, bem como pela reestruturação necessária à rede elétrica e à revisão da legislação em vigor no país, implicando sérios desafios monetários e temporais.

Os equipamentos selecionados são o painel fotovoltaico CS7L-605MS da empresa Canadian Solar com uma potência anual real em Portugal de 803,3kW, a turbina eólica GE6.0-164 da empresa GE Vernova com uma potência anual real em Portugal de 4,376 MW e o módulo de eletrolisadores A3880 da empresa NEL Hydrogen com uma potência anual real de 1468 toneladas de hidrogénio.

Mediante os três cenários definidos e as características dos equipamentos eleitos são definidas as quantidades de cada equipamento necessárias para a implementação e alcance das metas estabelecidas em 2030, assim como os respetivos custos de aquisição (Tabela 4.4.3) sendo ainda possível analisar que para o cenário com maior investimento aplicado em equipamentos solares e eólicos (EN-H2 ALTO), o valor de investimento é de 603 641 833,20€ para os painéis solares e 4 374 000 000€ para as turbinas eólicas o que perfaz um total de 4 977 641 833,20€.

Como mencionado no subcapítulo 4.4, sem este investimento, o custo energético anual é de 624 000 000€, pelo que se considera benéfico o investimento, pois o sistema de eletrólise tem uma vida útil estimada de cerca de 11 anos o que representara um consumo energético total de 6 864 000 000€, ou seja, um gasto 1 886 358 166,80€ maior que o investimento necessário para se obter a mesma energia através do parque solar e eólico criado. No entanto, a instalação e manutenção destes parques renováveis e a reestruturação da rede elétrica atual necessária é uma análise que carece de ponderação face à compra direta da energia elétrica dado os encargos e tempo necessário até ao início da sua produção.

Relativamente ao CAPEX calculado, constatou-se que mais de 60% do investimento total feito está associado às fontes de energia renovável (solar e eólica) necessárias sendo por isso analisados dois casos de estudo para a análise económica efetuada, um em que se considerou este investimento e outro em que não se considerou este investimento, assumindo-se assim que seria utilizada a capacidade atual existente em Portugal juntamente com fundos europeus (PT2020 e PT2030) e apoios governamentais através de financiamento direto e incentivos fiscais para o uso da energia elétrica disponível no país com foco na EN-H2.

Para determinar o valor ideal de venda por quilograma de hidrogénio verde produzido, é calculado em primeiro lugar o valor mínimo necessário pelo qual é necessário vender o hidrogénio de modo a liquidar os custos do projeto (CAPEX e OPEX) através da equação 4.4.1, e assim se obtém um valor entre 8,591 e 9,211€/kg para o LCOH que contabiliza o investimento no parque solar e eólico, e um valor entre 4,791 e 4,954€/kg para o LCOH que não contabiliza o investimento no parque solar e eólico.

Mediante os valores de LCOH obtidos, considera-se aceitável mediante o mercado atual e a recuperação do investimento pretendida, uma margem de lucro bruta de aproximadamente 23 a 28% (12€/kg) mediante os cenários analisados para o caso de estudo onde é considerado o investimento no parque solar e eólico e aproximadamente 17 a 20% (6€/kg) mediante os cenários analisados para o caso de estudo onde não é considerado o investimento no parque solar e eólico.

Considerando os valores definidos, foi possível construir as respetivas tabelas de fluxo de caixa e diagramas de cash-flow para cada caso de estudo e cada cenário analisado. Na Figura 4.5.1 é possível constatar que em ambos os casos de estudo, o cenário EN-H2 ALTO permite não só uma liquidação total dos custos CAPEX e OPEX assim como já apresenta lucros efetivos mais cedo que os restantes cenários (entre o quarto e quinto ano de funcionamento enquanto que nos cenários EN-H2 BAIXO e EN-H2 BASE a recuperação dá-se entre o quinto e o sexto ano).



Figura 4.5.1 Diagramas de Cash-Flow dos cenários a) considerando o investimento nos parques solar e eólico b) sem investimento nos parques solar e eólico.

Sobre os indicadores financeiros que permitem analisar a viabilidade do projeto (Tabela 4.5.1) é possível afirmar que nos dois casos de estudo definidos, nos três cenários analisados o projeto apresenta rentabilidade e viabilidade suficiente para ser aprovado. Face aos custos calculados e ao valor de venda estipulado para cada caso de estudo e respetivos cenários, o projeto que se apresenta ser o mais vantajoso é o caso de estudo que considera o investimento no parque solar e eólico no cenário EN-H2 ALTO. Por outro lado, o projeto que revela ser o menos vantajoso face aos custos calculados e ao valor de venda estipulado é o caso de estudo que considera o investimento no parque solar e eólico no cenário EN-H2 BAIXO, sendo que apesar de apresentar um VAL consideravelmente superior do que em qualquer um dos cenários do caso de estudo onde não é considerado o investimento no parque solar e eólico, acaba por apresentar um PRI ligeiramente superior e valores inferiores em todos os outros indicadores financeiros avaliados (IR, TIR e ROI).

Tabela 4.5.1 Análise dos indicadores financeiros.

Caso de estudo	Incluindo investimento no parque solar e eólico			Não incluindo investimento no parque solar e eólico		
	EN-H2 BAIXO	EN-H2 BASE	EN-H2 ALTO	EN-H2 BAIXO	EN-H2 BASE	EN-H2 ALTO
Cenário 2030						
VAL (€ Milhões)	2 922,4	3 217,1	4 465,1	1 095,3	1 205,5	1 582,8

IR	2,17	2,18	2,37	2,18	2,18	2,28
TIR (%)	15,85	15,86	18,10	15,91	15,91	17,06
ROI (%)	17,48	17,55	37,18	17,97	18,01	27,94
PRI (anos)	5,06	5,06	4,64	5,05	5,05	4,83

Deve ser tido em conta que a construção e implementação dos parques solar e eólico acrescentam um tempo total investido significativamente mais elevado pelo que idealmente deve ser feita uma análise também quanto ao tempo total requerido até todo o projeto estar finalizado e pronto a iniciar a produção de modo a ter-se a capacidade desejada para o ano estipulado (2030).

Outro fator a ter em conta é que o hidrogénio não é a única matéria-prima que é possível obter e comercializar através destes sistemas. O oxigénio gerado no processo de eletrólise da água também pode ser armazenado e vendido à indústria como oxigénio industrial e dado o volume de produção desta matéria-prima apresentado na Tabela 4.4.1, seria possível não só recuperar o investimento feito muito mais rapidamente como obter lucros maiores. A redução significativa dos custos de produção do hidrogénio pode facilitar a sua inserção no mercado português, tornando-o numa opção energética mais competitiva.

Capítulo 5

Conclusões

Grande parte das tecnologias utilizadas hoje para a produção de hidrogénio puro como fonte de energia, seja elétrica ou de combustão, gera elevadas emissões de gases poluentes. Por isso, tem havido um investimento significativo para minimizar o impacto ambiental destes gases no planeta. Por conseguinte, o desenvolvimento de tecnologias para a produção de hidrogénio verde tem ganho destaque em grandes potências mundiais, acompanhado pelo crescimento da legislação, incentivos fiscais e o aumento do número de empresas a apostar neste método produtivo.

Com base nas várias pesquisas e análises detalhadas, utilizando os critérios de seleção definidos, foi possível identificar os artigos mais relevantes para o estado da arte aprofundado no presente documento. Os artigos selecionados abordam de forma completa e pormenorizada os diferentes fatores que condicionam um sistema de produção de hidrogénio puro, assim como a respetiva *supply chain* necessária para suportar essa infraestrutura e distribuir o produto no mercado correspondente.

A pesquisa feita revela que, em geral, os métodos de produção mais poluentes têm custos de produção mais baixos. Isto ocorre porque o tipo de equipamentos, matérias-primas e fontes de energia utilizadas são já amplamente utilizadas noutros processos semelhantes, sem grandes adaptações para esta indústria. Por outro lado, as fontes de energia empregues nestes métodos produtivos são consideravelmente mais baratas em comparação com os métodos menos poluentes, que por sua vez utilizam fontes limpas. Estes últimos exigem ainda equipamentos em desenvolvimento ou recentes no mercado, resultando em custos de investimento muito superiores para alcançar as mesmas taxas de produção.

Um segundo aspeto importante após a produção do hidrogénio puro, é o seu armazenamento. É necessário conseguir armazená-lo em grandes e pequenas quantidades para possibilitar o transporte até aos locais de distribuição e/ou consumo. Relativamente ao armazenamento em larga escala, o armazenamento subterrâneo é o mais adequado, devido à sua magnitude do volume de armazenagem disponível e custos reduzidos. Em contrapartida, para o transporte até aos consumidores, o armazenamento em pequena/média escala é necessário. Dado já existirem canais logísticos bem definidos e otimizados para o transporte de matérias-primas como a amónia, estes tipos de produtos acabam por se tornar formas de armazenamento e transporte de eleição devido não só às suas características físico-químicas, mas também face

aos reduzidos custos associados comparativamente com as restantes formas de armazenamento e transporte analisadas.

A implementação desta indústria numa economia estabelecida exige um longo período de adaptação, construção de infraestruturas, criação de legislação e outros fatores que requerem coordenação entre instituições nacionais e internacionais. A análise não deve focar-se apenas no investimento dos sistemas produtivos, mas também abranger toda a estrutura impactada como o fornecimento de energia em larga escala, áreas de armazenamento, redes logísticas e criação de infraestruturas para a comercialização do produto final.

É apresentado um caso de estudo, com base em duas análises que envolvem três cenários distintos, para explorar a viabilidade de implementar um sistema de produção de hidrogénio verde em larga escala Portugal, alinhando com as metas internacionais para 2030. A análise conclui que, apesar do tempo limitado, a implementação desta indústria em Portugal é viável. Contudo, o estudo deve ser acompanhado por análises adicionais sobre os restantes pontos estruturais necessários para a implementação deste mercado mencionados no parágrafo anterior, o que poderá constituir uma linha de investigação futura.

Com o objetivo de atingir a fasquia de 90% da eletricidade proveniente de fontes renováveis em 2030, Portugal implementou a EN-H2 em 2020 cujo âmbito é o desenvolvimento do mercado nacional de hidrogénio. Esta estratégia prevê um investimento entre os 7 a 9 mil milhões de euros, alinhando-se com os custos estimados no subcapítulo 4.4, que aponta para um valor entre os 7 102 600 866,56€ e 8 279 751 083,2€.

Para avaliar a viabilidade dos cenários estabelecidos na EN-H2, mediante os objetivos traçados pelo governo, três análises de mercado são avaliadas, uma para cada tipo de equipamento necessário à instalação e funcionamento dos sistemas de produção de hidrogénio verde. Mediante os três cenários definidos e as características dos equipamentos eleitos são definidas as quantidades de cada equipamento necessárias para a implementação e alcance das metas estabelecidas em 2030, assim como os respetivos custos de aquisição sendo ainda possível analisar que para o cenário com maior investimento energia solar e eólica (EN-H2 ALTO), o custo total é de cerca de 603 641 833,20€ para os painéis solares e 4 374 000 000€ para as turbinas eólicas o que perfaz um total de 4 977 641 833,20€. Sem este investimento, o custo energético anual seria de 624 000 000€, pelo que se considera benéfico o investimento, pois o sistema de eletrólise tem uma vida útil estimada de cerca de 11 anos o que representara um consumo energético total de 6 864 000 000€, ou seja, um gasto 1 886 358 166,80€ maior que o investimento necessário para se obter a mesma energia através do parque solar e eólico criado. No entanto, a instalação e manutenção destes parques renováveis e a reestruturação da rede elétrica atual necessária é uma análise que carece de ponderação face à compra direta da energia elétrica dado os encargos e tempo necessário até ao início da sua produção, justificando trabalho de investigação futuro.

No que diz respeito ao CAPEX calculado, verificou-se que mais de 60% do investimento total está associado às fontes de energia renovável (solar e eólica) necessárias. Assim, dois casos de estudo foram considerados: um que inclui este investimento feito e outro que assume o uso da capacidade energética existente no país, com apoio de fundos europeus (PT2020 e PT2030) e incentivos fiscais para o uso da energia elétrica disponível no país com foco na EN-H2. Para calcular o preço de venda ideal por quilograma de hidrogénio verde produzido, foi calculado um valor mínimo necessário pelo qual é necessário vender o hidrogénio de modo a liquidar os custos do projeto (CAPEX e OPEX), obtendo-se um valor entre 8,591 e 9,211€/kg para o LCOH que contabiliza o investimento no parque solar e eólico, e entre 4,791 e 4,954€/kg para o LCOH que não contabiliza esse investimento. Mediante os valores de LCOH obtidos, considerando os valores de mercado e a recuperação do investimento, uma margem de lucro bruta de aproximadamente 23 a 28% (12€/kg) foi considerada aceitável nos cenários onde é considerado o investimento no parque solar e eólico, e entre 17 e 20% (6€/kg) nos cenários onde não é considerado o investimento no parque solar e eólico.

Os indicadores financeiros analisados confirmam que o projeto apresenta rentabilidade e viabilidade suficiente para ser aprovado em ambos os casos de estudo. Face aos custos calculados e ao valor de venda estipulado para cada caso de estudo e respetivos cenários, o projeto que se apresenta como o mais vantajoso é o caso de estudo que considera o investimento no parque solar e eólico no cenário EN-H2 ALTO. Por outro lado, o projeto que revela ser o menos vantajoso face aos custos calculados e ao valor de venda estipulado é o caso de estudo que considera o investimento no parque solar e eólico no cenário EN-H2 BAIXO, sendo que apesar de apresentar um VAL consideravelmente superior do que em qualquer um dos cenários do caso de estudo onde não é considerado o investimento no parque solar e eólico, acaba por apresentar um PRI ligeiramente superior e valores inferiores em todos os outros indicadores financeiros avaliados (IR, TIR e ROI).

Deve-se considerar que a construção e implementação dos parques renováveis exige um tempo de investimento significativamente maior, o que justifica uma análise sobre o tempo necessário até que todo o projeto esteja concluído e operacional em 2030. Outro fator a ter em conta é que o hidrogénio não é o único subproduto da eletrólise da água. O oxigénio produzido pode ser comercializado como oxigénio industrial, permitindo uma recuperação mais rápida do investimento e obtenção de lucros maiores, análise que se considera pertinente em futuros trabalhos de investigação. A redução dos custos de produção do hidrogénio pode facilitar a sua inserção e competitividade no mercado português.

A implementação de sistemas de produção de hidrogénio verde é viável à escala nacional e eventualmente global, desde que haja uma cooperação eficaz entre as diferentes potências mundiais. Além de contribuir para a transição energética, pode resultar em disrupções tecnológicas em diversos mercados, impulsionando o progresso humano.

Referências bibliográficas

- Abreu, A. (2022). *Manutenção Magra / Lean Maintenance*. Manutenção Produtiva Total e Gestão Lean (7). Instituto Superior de Engenharia de Lisboa. Disponível em: https://2223moodle.isel.pt/pluginfile.php/1181102/mod_resource/content/1/CAP_7_TPM.pdf
- Adeyeye, K. A., Ijumba, N., & Colton, J. (2021). The Effect of the Number of Blades on the Efficiency of A Wind Turbine. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 801(1). Disponível em: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/801/1/012020>
- Ahad, M. T., Bhuiyan, M. M. H., Sakib, A. N., Becerril Corral, A., & Siddique, Z. (2023). An Overview of Challenges for the Future of Hydrogen. *Materials*, 16(20). Disponível em: <https://doi.org/10.3390/ma16206680>
- Aravindan, M., Madhan Kumar, V., V.S., H., Narahari, T. N., PARun Kumar, P., Madhesh, K., Praveen Kumar, G., & Rajendran, P. (2023). Fuelling the future: A review of non-renewable hydrogen production and storage techniques. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 188. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113791>
- Arcos, J. M. M., & Santos, D. M. F. (2023). The Hydrogen Color Spectrum: Techno-Economic Analysis of the Available Technologies for Hydrogen Production. *Gases*, 3(1), 25–46. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/gases3010002>
- Benghanem, M., Mellit, A., Almohamadi, H., Haddad, S., Chettibi, N., Alanazi, A. M., Dasalla, D., & Alzahrani, A. (2023). Hydrogen Production Methods Based on Solar and Wind Energy: A Review. *Energies*, 16(2). Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en16020757>
- Chew, Y. E., Cheng, X. H., Loy, A. C. M., How, B. S., & Andiappan, V. (2023). Beyond the Colours of Hydrogen: Opportunities for Process Systems Engineering in Hydrogen Economy. *Process Integration and Optimization for Sustainability*, 7(4), 941–950. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s41660-023-00324-z>
- CMSines, *Tarifário de Fornecimento de Água* (2024). Disponível em: https://www.sines.pt/cmsines/uploads/document/file/11773/tarifarios_de_fornecimento_de_agua_saneamento_e_residuos_urbanos_2024.pdf
- Clerici, A., & Furfari, S. (2021, July 16). The present and future green hydrogen production cost. *Science, Climat et Énergie*. Disponível em: <https://www.science-climat-energie.be/2021/07/16/the-present-and-future-green-hydrogen-production-cost/>

- Dash, S. K., Chakraborty, S., & Elangovan, D. (2023). A Brief Review of Hydrogen Production Methods and Their Challenges. *Energies*, 16(3). Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en16031141>
- de Abreu, V. H. S., Pereira, V. G. F., Proença, L. F. C., Toniolo, F. S., & Santos, A. S. (2023). A Systematic Study on Techno-Economic Evaluation of Hydrogen Production. *Energies*, 16(18), 6542. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en16186542>
- Deloitte, & APREN. (2021). *Impacto da eletricidade de origem renovável*. Disponível em: <https://www.apren.pt/contents/documents/estudo-apren-impacto-da-eletricidade-de-origem-renovavel.pdf>
- DGEG, Ministério do Ambiente e da Ação Climática, APA, & LNEG. (2023). *PLANO NACIONAL ENERGIA E CLIMA 2021-2030 (PNEC 2030)*. Disponível em: https://www.dgeg.gov.pt/media/vedhi5t1/pnec-pt_template-final-vers%C3%A3o-final_30_06_2023.pdf
- Ding, F., & Yakobson, B. I. (2011). Challenges in hydrogen adsorptions: From physisorption to chemisorption. In *Frontiers of Physics*, 6(2), 142–150. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s11467-011-0171-6>
- Duong, P. A., Kim, H. J., Ryu, B. R., & Kang, H. (2024). A Quantitative Risk Analysis during Truck-to-Ship Ammonia Bunkering. *Sustainability (Switzerland)*, 16(5). Disponível em: <https://doi.org/10.3390/su16052204>
- Environment and Climate Action Minister. (2023, Novembro 30). *Portuguese Green Energy Corridor Projects have a European seal of Common Interest*. Disponível em: <https://www.portugal.gov.pt/en/gc23/communication/news-item?i=portuguese-green-energy-corridor-projects-have-a-european-seal-of-common-interest>
- Erdener, B. C., Sergi, B., Guerra, O. J., Lazaro Chueca, A., Pambour, K., Brancucci, C., & Hodge, B. M. (2023). A review of technical and regulatory limits for hydrogen blending in natural gas pipelines. In *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(14), 5595–5617. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.10.254>
- Florida Solar Energy Center. (2014). *Understanding Solar Energy*. Universidade Central da Flórida. Disponível em: <https://www.fsec.ucf.edu/en/education/k-12/curricula/use/index.htm>
- Gaspar, T. (2022, December 28). *Conheça o prazo de Retorno do Investimento da sua empresa*. Disponível em: <https://gyramais.com.br/blog/prazo-de-retorno-do-investimento/>
- Global Wind Atlas. (2024). *Portugal*. Disponível em: <https://globalwindatlas.info/en/area/Portugal>

- Guo, X., Zhu, H., & Zhang, S. (2024). Overview of electrolyser and hydrogen production power supply from industrial perspective. *International Journal of Hydrogen Energy*, 49, 1048–1059. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.10.325>
- Hassan, Q., Sameen, A. Z., Salman, H. M., & Jaszczur, M. (2023). A Roadmap with Strategic Policy toward Green Hydrogen Production: The Case of Iraq. *Sustainability*, 15(6). Disponível em: <https://doi.org/10.3390/su15065258>
- Hyjack. (2022). *Electrolyser - Hyjack: Hydrogen Online*. Disponível em: <https://hyjack.tech/components/electrolyser>
- Incer-Valverde, J., Korayem, A., Tsatsaronis, G., & Morosuk, T. (2023). “Colors” of hydrogen: Definitions and carbon intensity. *Energy Conversion and Management*, 291. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117294>
- International Energy Agency. (2019). *The Future of Hydrogen*. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf
- International Energy Agency. (2023). *Global Hydrogen Review 2023*. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>
- IRAP. (2022). Advocacy Memo on Climate Displacement. *Nature Climate Change*, 10(10), 904–912. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41558-020-0898-6>
- ISE, & PSE Projects GmbH. (2024). *Photovoltaics Report*. Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>
- Jafari Raad, S. M., Leonenko, Y., & Hassanzadeh, H. (2022). Hydrogen storage in saline aquifers: Opportunities and challenges. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 168. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112846>
- Johnston, C., Ali Khan, M. H., Amal, R., Daiyan, R., & MacGill, I. (2022). Shipping the sunshine: An open-source model for costing renewable hydrogen transport from Australia. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(47), 20362–20377. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.04.156>
- Klopčič, N., Grimmer, I., Winkler, F., Sartory, M., & Trattner, A. (2023). A review on metal hydride materials for hydrogen storage. In *Journal of Energy Storage*, 72. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.108456>
- Lei, Y., Hosseini, E., Liu, L., Scholes, C. A., & Kentish, S. E. (2022). Internal polymeric coating materials for preventing pipeline hydrogen embrittlement and a theoretical model of hydrogen diffusion through coated steel. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(73), 31409–31419. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.07.034>

- Li, R. (2017). Latest progress in hydrogen production from solar water splitting via photocatalysis, photoelectrochemical, and photovoltaic-photoelectrochemical solutions. In *Cuihua Xuebao/Chinese Journal of Catalysis*, 38(1), 5–12. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S1872-2067\(16\)62552-4](https://doi.org/10.1016/S1872-2067(16)62552-4)
- Li, X., Sun, X., Song, Q., Yang, Z., Wang, H., & Duan, Y. (2022). A critical review on integrated system design of solar thermochemical water-splitting cycle for hydrogen production. In *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(79), 33619–33642. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.07.249>
- Ma, N., Zhao, W., Wang, W., Li, X., & Zhou, H. (2024). Large scale of green hydrogen storage: Opportunities and challenges. In *International Journal of Hydrogen Energy*, 50, 379–396. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.09.021>
- Mahajan, D., Tan, K., Venkatesh, T., Kileti, P., & Clayton, C. R. (2022). Hydrogen Blending in Gas Pipeline Networks—A Review. *Energies*, 15(10). Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en15103582>
- Miguel Condesso Torres, D., Presidente, J., Pedro de Figueiredo Vieira Carvalheira Orientador, D., & Adélio Manuel Rodrigues Gaspar, D. (2009). *Sistemas Fotovoltaicos Desenvolvimento de uma ferramenta de apoio ao projectista e de um manual de instalação Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica*. Universidade de Coimbra. Disponível em: <https://estudogeral.uc.pt/handle/10316/20420>
- Ministério do Ambiente e da Ação Climática, DGEG, APA, & LNEG. (2020). *Diário da República, 1.ª série, N.º158, Resolução do Conselho de Ministros n.º63/2020*. Disponível em: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/resolucao-conselho-ministros/63-2020-140346286>
- Muhammed, N. S., Gbadamosi, A. O., Epelle, E. I., Abdurashed, A. A., Haq, B., Patil, S., Al-Shehri, D., & Kamal, M. S. (2023). Hydrogen production, transportation, utilization, and storage: Recent advances towards sustainable energy. In *Journal of Energy Storage*, 73. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.109207>
- Nasser, M., & Hassan, H. (2024). Egyptian green hydrogen Atlas based on available wind/solar energies: Power, hydrogen production, cost, and CO2 mitigation maps. *International Journal of Hydrogen Energy*, 50, 487–501. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.09.127>
- Navaid, H. Bin, Emadi, H., & Watson, M. (2023). A comprehensive literature review on the challenges associated with underground hydrogen storage. In *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(28), 10603–10635. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.11.225>
- Nowicki, D. A., Agnew, G. D., & Irvine, J. T. S. (2023). Green ammonia production via the integration of a solid oxide electrolyser and a Haber-Bosch loop with a series of solid

- electrolyte oxygen pumps. *Energy Conversion and Management*, 280. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.116816>
- Observatório Da Energia, DGEG, DSPEE, & ADENE. (2024). *Energia em Números* (2024th ed.). Disponível em: <https://www.dgeg.gov.pt/pt/destaques/energia-em-numeros-edicao-2024/>
- OMIE. (2024, August 9). *SPOT hoje*. Disponível em: <https://www.omie.es/pt/spot-hoy>
- Patanwar, Y. K., Kim, H. M., Deb, D., & Gujjala, Y. K. (2024). Underground storage of hydrogen in lined rock caverns: An overview of key components and hydrogen embrittlement challenges. *International Journal of Hydrogen Energy*, 50, 116–133. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.08.342>
- Salari, A., Hakkaki-Fard, A., & Jalalidil, A. (2022). Hydrogen production performance of a photovoltaic thermal system coupled with a proton exchange membrane electrolysis cell. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(7), 4472–4488. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.11.100>
- Salih, S. M., Taha, M. Q., & Alawsaj, M. K. (2012). Performance analysis of wind turbine systems under different parameters effect. *International Journal of Energy and Environment*, 3(6).
- Sarah, K. E., Roland, U., & Okafor, E. N. C. (2020). *A Review of Solar Photovoltaic Technologies*. www.ijert.org
- Sofian, M., Haq, M. B., Al Shehri, D., Rahman, M. M., & Muhammed, N. S. (2024). A review on hydrogen blending in gas network: Insight into safety, corrosion, embrittlement, coatings and liners, and bibliometric analysis. In *International Journal of Hydrogen Energy*, 60, 867–889. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.02.166>
- Stenina, I., & Yaroslavtsev, A. (2023). Modern Technologies of Hydrogen Production. In *Processes*, 11(1). <https://doi.org/10.3390/pr11010056>
- Su, W., Li, Q., Zheng, W., Han, Y., Yu, Z., Bai, Z., & Han, Y. (2024). Enhancing wind-solar hybrid hydrogen production through multi-state electrolyzer management and complementary energy optimization. *Energy Reports*, 11, 1774–1786. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2024.01.031>
- Tang, J., Ni, H., Peng, R.-L., Wang, N., & Zuo, L. (2023). A review on energy conversion using hybrid photovoltaic and thermoelectric systems. *Journal of Power Sources*, 562.
- Tian, X., & Pei, J. (2023). Study progress on the pipeline transportation safety of hydrogen-blended natural gas. In *Heliyon*, 9(11). <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e21454>

- United Nations. (2022). *Summary of Global Climate Action at COP 27*. Disponible em: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/GCA_COP27_Summary_of_Global_Climate_Action_at_COP_27_1711.pdf
- United Nations. (2023). *Summary of Global Climate Action at COP 28*. Disponible em: <https://unfccc.int/documents/636485>
- Vipond, T. (2024). *ROI Formula (Return on Investment)*. <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/accounting/return-on-investment-roi-formula/>
- Wallace, R. L., Cai, Z., Zhang, H., Zhang, K., & Guo, C. (2021). Utility-scale subsurface hydrogen storage: UK perspectives and technology. In *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(49) 25137–25159. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.05.034>
- World Bank Group, ESMAP, & Solargis. (2024). *PVOUT-AREA ANALYSIS Statistics Cumulative distribution function Distribution*. <https://globalsolaratlas.info/download/portugal>
- Zhou, H., & Wan, D. (2015). Numerical investigations on the aerodynamic performance of wind turbine: Downwind versus upwind configuration. *Journal of Marine Science and Application*, 14(1), 61–68. <https://doi.org/10.1007/s11804-015-1295-9>