



Modelação de centrais de produção de hidrogénio verde com recurso a programação python

FRANCISCO MIGUEL EIRA MACHADO

Junho de 2023

MODELAÇÃO DE CENTRAIS DE PRODUÇÃO DE HIDROGÉNIO VERDE COM RECURSO A PROGRAMAÇÃO PYTHON

Francisco Miguel Eira Machado

2023

Instituto Superior de Engenharia do Porto

Departamento de Engenharia Mecânica

isen

P.PORTO

MODELAÇÃO DE CENTRAIS DE PRODUÇÃO DE HIDROGÉNIO VERDE COM RECURSO A PROGRAMAÇÃO PYTHON

Francisco Miguel Eira Machado

1171410

Dissertação apresentada ao Instituto Superior de Engenharia do Porto para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica, realizada sob a orientação da Doutora Isabel Sarmento e coorientação do Doutor Lucas Marcon.

2023

Instituto Superior de Engenharia do Porto

Departamento de Engenharia Mecânica

isen

P.PORTO

AGRADECIMENTOS

À Professora Isabel Sarmiento agradeço a amabilidade com que aceitou a coordenação desta tese.

Aos colaboradores com quem contactei no INEGI, em especial ao Dr. Lucas Marcon, agradeço o apoio prestado durante todo o tempo deste projeto.

À minha família agradeço o suporte prestado durante toda a minha vida, à Marta o carinho, o interesse e a motivação dada e ao meu irmão João agradeço a ajuda constante, a paciência e todos conselhos valiosos durante este processo.

página propositadamente em branco

RESUMO

Os projetos de centrais de produção de hidrogénio verde apresentam grandes desafios nos mais variados setores, como a nível político, económico e, principalmente, de engenharia. O facto destas centrais terem que utilizar apenas fontes de energia renovável - que, conceptualmente, representam intermitência no fornecimento de energia elétrica - e do desenvolvimento tecnológico ter que acompanhar as capacidades inéditas a nível de produção de hidrogénio demonstra complexidades que têm que ser cuidadosamente analisadas em estudos de viabilidade. Assim, a integração de todos sistemas necessários à produção de H₂ verde é um desafio a ser superado. O presente trabalho teve o objetivo principal de desenvolver um modelo numérico para estudar o projeto e operação de centrais de produção de hidrogénio verde, garantindo a possibilidade de, eficientemente, alterar a configuração de diversos *inputs* e criar cenários de análise. Estes servirão como elementos críticos para a tomada de decisão por parte dos promotores. Como exemplo da aplicação da ferramenta foi desenhada uma central de produção de hidrogénio verde com um sistema de eletrólise do tipo PEM cuja capacidade de eletrólise foi fixada em 100 MW, com recurso a energia de uma central fotovoltaica (300 MW), complementada ou não, com energia elétrica proveniente da rede. Para além disso, fazem parte da simulação o sistema de compressão, os sistemas de armazenamento de H₂ com pressões e capacidades distintas, além de dois *off-takers* específicos, um deles associado à rede de distribuição de gás natural (P2G) e outro à mobilidade de veículos pesados (P2M). A ferramenta permitiu observar a produção de hidrogénio para um espaço temporal de 20 anos. Adicionalmente, procedeu-se à determinação do potencial calor residual produzido pelo sistema de eletrólise, com o intuito de aumentar a eficiência energética, valorizando ao máximo os subprodutos gerados. Quanto à operação, foi possível determinar quando deveria ocorrer a troca de membranas condutoras de prótons, o nível de enchimento dos sistemas de armazenamento de hidrogénio ao longo do tempo e, a partir de indicadores económicos relativos aos investimentos iniciais e à operação da central (CAPEX e OPEX), foi estimado o custo de produção normalizado do hidrogénio produzido - LCOH₂ - para as simulações realizadas. Para o caso estudado validou-se o impacto significativo do preço da energia elétrica no custo final do hidrogénio produzido. De modo geral, é possível concluir que a ferramenta desenvolvida e testada poderá contribuir de maneira ativa para análises de viabilidade, de forma expedita, apresentando a grande vantagem de garantir flexibilidade para alterar as configurações que se desejem estudar. Por fim, refere-se ainda que o modelo base gerado poderá ser expandido e integrado com outros módulos, garantindo-se assim uma análise cada vez mais completa e que se aproxime da realidade.

PALAVRAS-CHAVE

Numerical simulation; Electrolyzer; PEM; Renewable energy; LCOH.

página propositadamente em branco

ABSTRACT

Projects for green hydrogen production plants represent major challenges in various sectors, such as political, economic and, above all, engineering. The fact that these plants have to use only renewable energy sources - which conceptually represent intermittency in electricity supply - and that technological development has to accompany the unprecedented capabilities in hydrogen production demonstrates complexities that have to be carefully analysed in feasibility studies. Thus, the integration of all systems required for the production of green H_2 is a challenge to be overcome. The present work had the main objective of developing a numerical model to study the design and operation of green hydrogen production plants, ensuring the possibility to efficiently change the configuration of several inputs and create analysis scenarios. These will serve as critical elements for decision making by developers. As an example of the tool's application, a green hydrogen production plant was designed with a PEM type electrolysis system whose capacity was set at 100 MW, using energy from a photovoltaic plant (300 MW), complemented or not, with electrical energy from the grid. Furthermore, the compression system, the H_2 storage systems with different pressures and capacities, as well as two specific off-takers, one of them associated with the natural gas distribution network (P2G) and the other with the mobility of heavy vehicles (P2M), are part of the simulation. The tool allowed for the observation of hydrogen production for a time span of 20 years. Additionally, the residual heat produced by the electrolysis system was determined, in order to increase the energy efficiency, valuing the generated by-products to the maximum. As regards operation, it was possible to determine when proton exchange membranes should occur, the filling level of hydrogen storage systems over time and, from economic indicators relating to initial investment and plant operation (CAPEX and OPEX), the levelized production cost of the hydrogen produced - $LCOH_2$ - was estimated for the simulations performed. For the studied case, the significant impact of the electric energy price on the final cost of the produced hydrogen was validated. In general, it is possible to conclude that the developed and tested tool can contribute actively to feasibility analyses in an expedite way, presenting the great advantage of guaranteeing flexibility to change the configurations to be studied. Finally, it is also mentioned that the generated base model can be expanded and integrated with other modules, guaranteeing a more complete and closer to reality analysis.

KEYWORDS

Hydrogen; Heat Recovery; Decarbonization; Renewable Energy.

página propositadamente em branco

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABELAS	XI
LISTAS DE SIGLAS E SÍMBOLOS	XIII
1. INTRODUÇÃO	15
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	16
2.1. Hidrogénio.....	16
2.1.1. Propriedades físico-químicas do hidrogénio.....	16
2.1.2. Produção de hidrogénio.....	18
2.1.3. Políticas para o hidrogénio verde	19
2.2. Central de hidrogénio.....	21
2.3. Eletrolisador	24
2.3.1. Tipos de eletrólise	24
2.3.2. Funcionamento de eletrolisadores PEM.....	26
2.4. Compressão.....	30
2.4.1. Tipos de compressores	30
2.4.2. Processo de compressão.....	31
2.4.3. Rácio de compressão	32
2.4.4. Análise de temperatura	33
2.5. Recuperação de calor	34
2.5.1. Recuperação de calor no eletrolisador	34
2.5.2. Rácio de recuperação de calor.....	35
3. MÉTODOS E APLICAÇÃO	37
3.1. Desenvolvimento da ferramenta	37
3.1.1. Procura de hidrogénio	38
3.1.2. Tanques de armazenamento de hidrogénio	39
3.1.3. Compressor de hidrogénio.....	40
3.1.4. Eletrolisador.....	40
3.1.5. Eletricidade da rede	42
3.1.6. Eletricidade com fonte fotovoltaica.....	42
3.2. Fatores económicos	42
3.2.1. CAPEX.....	43
3.2.2. OPEX.....	45
3.3. Cenários de estudo.....	45
3.3.1. Só fotovoltaico	46
3.3.2. Fotovoltaico com energia da rede	46
4. Resultados e Discussão	47
4.1. Abastecimento da central apenas com fotovoltaico.....	47

4.1.1. Produção de energia pela central fotovoltaica	47
4.1.2. Eficiência do eletrolisador.....	49
4.1.3. Calor gerado pelo eletrolisador	50
4.1.4. Análise económica	50
4.2. Abastecimento da central com fotovoltaico e rede elétrica.....	51
4.2.1. Produção de energia pela central fotovoltaica vs energia fornecida à central	51
4.2.2. Fornecimento de energia pela rede de distribuição de eletricidade.....	53
4.2.3. Eficiência do eletrolisador.....	55
4.2.4. Calor gerado pelo eletrolisador	55
4.2.5. Análise económica	56
5. Conclusão.....	57
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	58
Apêndice A	62
ANEXO A.....	63

página propositadamente em branco

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Esquema simplificado do funcionamento de uma central.....	21
<i>Figura 2 - Processos de produção de hidrogénio.....</i>	<i>22</i>
Figura 3 - Necessidade de pressão dependendo do destino (Retirado de [22]).....	23
Figura 4 – Eletrolisador alcalino (Retirado de [28])	24
Figura 5 – Eletrolisador PEM (Retirado de [28]).....	25
Figura 6 - Diagrama do funcionamento de um eletrolisador.....	26
Figura 7 - Tipos de compressores (Adaptado de [22])	31
Figura 8 - Representação do processo de fabrico de uma placa bipolar (Retirado de [40]).....	34
Figura 9 - Inputs e outputs do eletrolisador (Retirado de [44])	35
Figura 10 - Esquema central de hidrogénio em estudo	37
Figura 11 - Dados de consumo de gás natural diários REN – 3/5/2023.....	39
Figura 12 - Eficiência do eletrolisador dependente do fator de carga.....	41
Figura 13 - Produção solar vs produção solar transferida para a central (2/1/2023).....	48
Figura 14 - Produção solar vs produção solar transferida para a central (1/7/2025).....	48
Figura 15 - Produção solar vs energia transferida para a central durante um mês.....	49
Figura 16 - Eficiência do eletrolisador ao longo dos 20 anos de operação.....	49
Figura 17 - Calor residual gerado pelo eletrolisador ao longo do mês de janeiro de 2023.....	50
Figura 18 - Produção solar vs produção solar transferida para a central (2/1/2023).....	52
Figura 19 - Produção solar vs produção solar transferida para a central (1/7/2025).....	52
Figura 20 - Produção solar vs energia transferida para a central durante um mês.....	53
Figura 21 - Energia transferida para a central proveniente da rede de distribuição de eletricidade (1/7/2025)	53
Figura 22 – Energia transferida para a central proveniente da rede de distribuição de eletricidade durante um mês.....	54
Figura 23 - Complementaridade de abastecimento de energia via central fotovoltaica e rede de eletricidade	54
Figura 24 - Evolução da eficiência do eletrolisador ao longo do tempo de operação.....	55

página propositadamente em branco

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Propriedades hidrogénio	16
Tabela 2 - Propriedades de vetores energéticos.....	18
Tabela 3 - Cores do hidrogénio	18
Tabela 4 - Quantificação das metas presentes na EN-H2	20
Tabela 5 - Requisitos de pressão.....	23
Tabela 6 – Características principais do processo de eletrólise do tipo PEM (Adaptado de [32]) ..	26
Tabela 7 - Dados recuperação de calor - eletrolisadores.....	36
Tabela 8 - Custos padrão para eletrolisadores.....	43
Tabela 9 - Custos padrão para sistemas de compressão	43
Tabela 10 - Custos padrão para sistemas de armazenamento de hidrogénio.....	44
Tabela 11 - Custos padrão usados na ferramenta	44
Tabela 12 – Características principais modelo painel fotovoltaico às condições standard	45
Tabela 13 - Características módulos	47
Tabela 14 - Resultados principais.....	50
Tabela 15 - Resultados principais.....	56

página propositadamente em branco

LISTAS DE SIGLAS E SÍMBOLOS

Lista de Siglas

ALK	Alcalino
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
EN-H2	Estratégia Nacional para o Hidrogénio
ISEP	Instituto Superior de Engenharia do Porto
OPEX	Custos operacionais
P.Porto	Instituto Politécnico do Porto
PEM	<i>Polymer electrolyte membrane</i>
PNEC	Plano Nacional de Energia e Clima 2030
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
SOEC	Eletrolisador de Óxido Sólido

Lista de Símbolos

a	Atividade química	-
C_p	Calor específico a pressão constante	$J/kg \cdot K$
C_v	Calor específico a volume constante	$J/kg \cdot K$
F	Constante de Faraday	C/mol
h	Entalpia específica	J/kg
i	Densidade de corrente	A/cm^2
k	Coeficiente de expansão adiabática	-
m	massa	kg
P	Pressão	Pa
PCI	Poder calorífico inferior	J/kg
PCS	Poder calorífico superior	J/kg
R	Constante dos gases perfeitos	$J/K \cdot mol$
ρ	Massa volúmica	Kg/m^3
T	temperatura	$^{\circ}C$
V	Volume	m^3
Z	Fator de compressibilidade	-

página propositadamente em branco

1. INTRODUÇÃO

Atualmente considera-se que o aquecimento global é uma realidade e como tal tem que ser combatido de forma a garantir qualidade de vida às gerações futuras. Desta forma, a promoção de ações que resultem na descarbonização dos mais variados setores tem aumentado significativamente nos últimos anos. Um dos principais métodos de descarbonização considerados está relacionado com a transição energética, de combustíveis fósseis para energias renováveis, sejam estas provenientes de energia solar, eólica, hídrica ou mesmo de gases renováveis, sendo um deles o hidrogénio.

A produção de hidrogénio verde (por eletrólise) tem aparecido, tanto a nível nacional como internacional, como uma provável solução de para garantir às indústrias que não conseguem eletrificar os seus processos industriais ou mesmo como outra possível solução de produção de energia considerada renovável.

No entanto, dado o alto investimento que a construção de centrais de produção de hidrogénio verde representa, existem várias fases preliminares de projeto que têm o objetivo de assessorar a decisão de investimento com previsões de cenários técnico-financeiros.

Assim, optou-se por desenvolver uma ferramenta de simulação dado ter sido identificada a ausência de estudos e modelos que permitissem, do modo mais realista possível, simular o funcionamento de uma central de produção de hidrogénio verde durante o seu tempo de vida útil e, a partir dos resultados, realizar uma análise base económica do mesmo.

No presente documento, em primeiro lugar, será feita a revisão bibliográfica de temas acerca dos quais foi feita pesquisa para ser possível desenvolver o projeto. Em segundo lugar, passar-se-á à apresentação da metodologia adotada para a conceção do modelo, pressupostos tomados e por fim, apresentação dos casos de estudo. Seguidamente, serão apresentados os resultados obtidos, seguidos da sua análise detalhada e, por fim, passar-se-á à exposição das conclusões retiradas através dos resultados.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O hidrogénio é o elemento químico mais abundante do universo e está presente nos mais variados materiais, fluidos, etc. Dadas as suas características energéticas e a versatilidade apresentada em termos de produção, armazenamento e capacidade de se apresentar como matéria prima para uma panóplia de outros vetores energéticos, os seus processos de produção têm sido cada vez mais estudados. Face à crescente preocupação com as alterações climáticas, o uso deste gás como vetor energético, com o objetivo da descarbonização dos mais variados setores também tem surgido como uma das soluções mais viáveis. Desta maneira, a pressão política e económica para que se invista em hidrogénio verde tem vindo a aumentar exponencialmente.

Uma central de produção hidrogénio verde, ainda que opere com energia renovável, deve ter valorizados todos os produtos resultantes da sua operação, de forma a, por um lado, garantir que o processo é o mais renovável possível e, por outro, aproveitar todos os produtos gerados reconvertendo-os em possíveis ganhos financeiros. O calor é um dos principais produtos secundários de uma central de produção de hidrogénio que, sendo uma forma degradada de energia, importa perceber se há um modo de o minimizar e, sempre que possível proceder ao seu reaproveitamento. Importa, assim, estudar o princípio do funcionamento de uma central de produção de hidrogénio verde, conhecer os seus principais componentes, identificar e quantificar os fluxos energéticos, bem como, balizar potenciais utilizadores do calor excedentário.

2.1. Hidrogénio

O hidrogénio poderá ter um papel preponderante na descarbonização e combate às alterações climáticas. Desta forma, é necessário entender quais as características deste gás e, assim determinar vantagens, desvantagens, oportunidades e possíveis riscos do seu emprego como vetor energético.

2.1.1. Propriedades físico-químicas do hidrogénio

O hidrogénio é o menor elemento da tabela periódica com apenas um protão e um eletrão. Deste modo, apresenta massa volúmica, a condições STM (0 °C e 1 atm), reduzida. Desta forma, ao analisar o seu potencial energético é possível perceber que apresenta valores elevados para base mássica, mas baixos para base volúmica.

Tabela 1 - Propriedades hidrogénio

Propriedade		Unidades
Massa volúmica	0,0899	kg/m ³ [0 °C e 1 atm]
Massa molar	2,016	kg/kmol [H ₂]
C _p	14,34	kJ/kgK
C _v	10,12	kJ/kgK
C _p /C _v	1,42	-
PCI	33,33	kWh/kg

PCS	39,41	kWh/kg
Índice de Wobbe inferior	11,361	kWh/Nm ³
Índice de Wobbe superior	13,428	kWh/Nm ³

Com o objetivo de se poderem relacionar as várias características de uma substância em equilíbrio, foram criadas equações de estado, sendo uma delas a equação dos gases perfeitos. Esta relaciona a pressão e volume com a temperatura e quantidade de uma dada substância.

$$PV = nRT$$

Equação 1

No entanto, os gases, na realidade, não se comportam como um gás perfeito. Assim, dependendo das condições de pressão e temperatura, o comportamento de um determinado gás irá desviar-se do de um gás perfeito. Desta forma, foi desenvolvido um fator que compensasse este desvio, sendo ele o fator de compressibilidade (Z). Como seria de esperar, quanto mais afastado das condições PTM, maior será o desvio entre o gás perfeito e o real, resultando no aumento de Z.

A equação dos gases perfeitos passa então a ser escrita da seguinte forma:

$$PV = nZRT$$

Equação 2

Apresenta-se, de seguida, um gráfico que demonstra as variações deste coeficiente para o caso do hidrogénio.

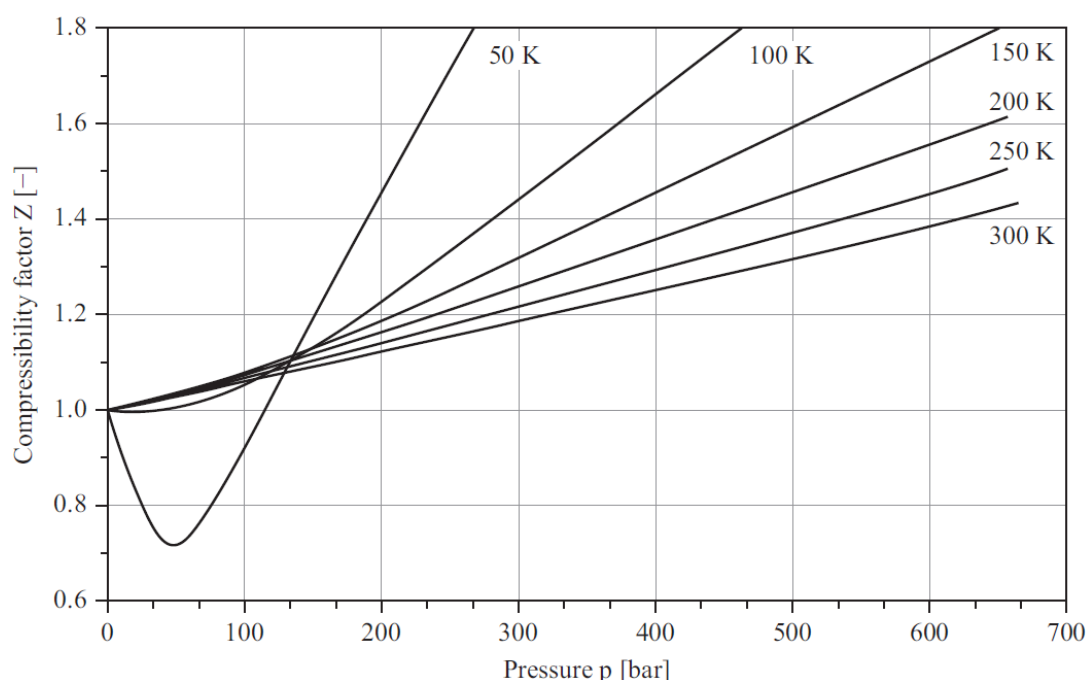


Gráfico 1 - Índice de compressibilidade do hidrogénio (Retirado de [1])

De referir ainda que, dado que é a base de cálculo, para um gás perfeito Z é sempre igual a 1.

Assim, é perceptível que o emprego deste fator tenha um papel bastante importante no desenvolvimento de processos com hidrogénio dadas as altas pressões de armazenamento, já que pode representar altos desvios de comportamento quando comparado com gás ideal.

Ao se equiparar com outros vetores energéticos atualmente em uso, é perceptível que, adotando a base mássica, o hidrogénio apresenta potenciais energéticos bastante superiores às outras opções.

No entanto, em base volúmica o cenário inverte-se, sendo o hidrogénio a apresentar a menor energia específica.

Tabela 2 - Propriedades de vetores energéticos

Propriedade	H ₂ [1 atm]	H ₂ [700 bar]	H ₂ Líquido	Gás natural	Gasolina	Amónia	Referências
Massa volúmica [kg/m ³]	0,0899	39,3	70,8	0,717	737	1,7837	[2], [3]
PCI [MJ/kg]	119,6	119,6	119,6	46,89	43,47	18,8	
PCI [MJ/L]	0,00981 ¹	4,70	8,47	0,03442 ¹	35,66		

¹ – Dados para pressão - 1 atm

Por esta razão, depois da sua produção, é necessária a realização de algum tipo de processo que aumente a sua massa volúmica, como comprimir até várias gamas, liquefazer ou mesmo combiná-lo com outros compostos químicos de forma a se gerar vetores energéticos mais densos, como por exemplo, a amónia.

2.1.2. Produção de hidrogénio

Há várias décadas que o hidrogénio é produzido com o intuito de ser usado nas mais variadas indústrias como por exemplo, na produção de amónia e fertilizantes, refinarias, produção de metanol ou, ainda, como combustível para foguetes da NASA [4]. A título de exemplo, em 2019, a produção global de hidrogénio foi de cerca de 70 Mton. [5]

No entanto, os processos usados para a produção deste composto, como a reformação de metano, que representa 75% da produção total de hidrogénio [5], ou a queima de carvão (representa 23% da produção total de hidrogénio [5]) implicam a emissão de uma quantidade de gases de efeito de estufa elevada - só para a produção de amónia mundial a estimativa é da emissão de cerca de 500 Mton CO₂/ano, o que corresponde a cerca de 1,8% das emissões globais de dióxido de carbono mundiais [6], [7] ou a cerca de 10 vezes as emissões anuais geradas por Portugal. [8]

Assim, de forma a se perceber de um modo intuitivo qual a fonte energética de produção do hidrogénio foi-se estabelecendo um esquema de cores que o categoriza dessa forma.

Tabela 3 - Cores do hidrogénio

Cor hidrogénio	Origem de energia	Referências
Verde	Renovável	[6], [9]
Azul	Reformação de metano com captura de carbono	[6], [9]
Rosa	Energia nuclear	[6]
Cinzento	Reformação de metano sem captura de carbono	[6]

Preto		Carvão	[6]
-------	--	--------	-----

Ao se classificar o hidrogénio produzido tendo em conta apenas a origem da energia que o produz e não o nível de emissões resultantes do seu processamento, corre-se o risco de, por vezes, classificar o hidrogénio como verde dado o processo de produção ser considerado “renovável”, apesar de poder emitir gases de efeito de estufa. Já para o caso de hidrogénio azul é necessário considerar o uso final do carbono armazenado e, se este irá contribuir realmente para a descarbonização. Para além disso, o número de propostas de novas cores para origens mais específicas tem sido crescente, o que torna esta classificação cada vez mais complexa e menos prática.

2.1.3. Políticas para o hidrogénio verde

O hidrogénio verde, na sua génese, caracteriza-se por apresentar emissões de gases de efeito de estufa bastante reduzidas, quer na sua produção, quer no seu uso final. Desta forma, uma vez que cada vez mais se procura alternativas energéticas para alcançar os níveis de descarbonização desejados, a criação de estratégias de investimento público nesta área tem aumentado consideravelmente nos últimos anos.

Em 2015, segundo o acordo de Paris, os líderes mundiais acordaram uma série de objetivos para travar o aquecimento global sendo um dos principais a manutenção do aumento máximo da temperatura média mundial a 2 °C. [10]

Deste modo, a nível europeu, foi produzida uma série de mecanismos de forma a garantir que os estados membros criassem políticas públicas com o objetivo de fomentar a descarbonização com o apoio da produção de hidrogénio verde.

O principal compromisso da Comissão Europeia é o de atingir a neutralidade carbónica até 2050, conforme estabelecido no *Green Deal* - pacto criado pela mesma - onde são apresentadas 50 medidas que permitem alcançar o objetivo em causa. Estas 50 medidas abrangem as mais diversas áreas, como a redução de emissões, o investimento em investigação e inovação, a melhoria de eficiências energéticas, etc. Para isso, este apresenta um plano de financiamento (EGDIP), cujo valor ascende a 1 bilião de euros para investimento em projetos sustentáveis e de transição energética. [11]

Em paralelo foram criados outros instrumentos que visam agilizar a transição energética, como a *European Clean Hydrogen Alliance*, através da qual se fomentam os investimentos em projetos de hidrogénio verde, através da maior facilidade de comunicação entre todos os *stakeholders*, sendo que, à custa destes contactos, foi já criada uma base de dados dos projetos de hidrogénio verde europeus. [12]

A nível nacional, a 2 de julho de 2020 foi criado o Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), o “*principal instrumento de política energética e climática nacional para a próxima década rumo a um futuro neutro em carbono*” [13], onde são destacados os objetivos de descarbonizar a economia nacional, dar mais relevo à eficiência energética, promover a mobilidade e agricultura sustentáveis, entre outros. Para além disso, é referido que, para a transição do setor energético, as infraestruturas de gás natural irão permitir o consumo de gases renováveis, como o hidrogénio e o bio metano que, gradualmente, substituiriam os combustíveis fósseis.

Assim, foi criada a 14 de agosto de 2020 a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2) que “*tem como objetivo principal introduzir um elemento de incentivo e de estabilidade para o setor energético, promovendo a introdução gradual do hidrogénio verde enquanto pilar sustentável e integrado numa estratégia mais abrangente de transição para uma economia descarbonizada, enquanto oportunidade estratégica para o país*”, [14] sendo traçadas as seguintes metas a cumprir até 2030:

- a) 10 % a 15 % de injeção de hidrogénio verde nas redes de gás natural.
- b) 2 % a 5 % de hidrogénio verde no consumo de energia do setor da indústria.
- c) 1 % a 5 % de hidrogénio verde no consumo de energia do transporte rodoviário.
- d) 3 % a 5 % de hidrogénio verde no consumo de energia do transporte marítimo doméstico.
- e) 1,5 % a 2 % de hidrogénio verde no consumo final de energia.
- f) 2 GW a 2,5 GW de capacidade instalada em eletrolisadores.
- g) Criação de 50 a 100 postos de abastecimento de hidrogénio.

As metas estabelecidas, tanto para a rede de gás como para os consumos energéticos em diferentes setores, podem ser quantificáveis em massa de hidrogénio equivalente. Com esse objetivo, foram consultados os documentos realizados pelo DGEG que descrevem o balanço energético e o consumo de gás natural no mercado interno em 2021, resumidos no *Balanço Energético Nacional 2021*. [15]

Tabela 4 - Quantificação das metas presentes na EN-H2

Meta	Quantidade de hidrogénio resultante anual [kton]
10 % a 15 % de injeção de hidrogénio verde nas redes de gás natural.	73
2 % a 5 % de hidrogénio verde no consumo de energia do setor da indústria.	56
1 % a 5 % de hidrogénio verde no consumo de energia do transporte rodoviário.	55
3 % a 5 % de hidrogénio verde no consumo de energia do transporte marítimo doméstico.	1
1,5 % a 2 % de hidrogénio verde no consumo final de energia.	85

É importante referir que no caso específico da rede de gás natural, a percentagem estabelecida de 10 a 15 % de hidrogénio na mistura de gás tem em conta base volúmica e não energética. Dadas as características físicas dos dois gases isto reduz significativamente a proporção hidrogénio/gás natural do ponto de vista energético, resultando na redução do potencial de descarbonização. De facto, caso esta relação fosse baseada em base energética seriam necessárias 264 kton de H₂, cerca de 3,6 vezes mais que na realidade.

Para além disso, a partir das metas estabelecidas para a capacidade de produção de H_2 , entende-se que, tendo em conta o PCS e que um eletrolisador apresenta, em média uma eficiência de 65%, será expectável produzir-se até 650.000 toneladas de hidrogénio verde, anualmente. Desta forma, dada a superioridade da produção quando comparada com as metas de consumo interno, é perceptível que há um grande interesse na exportação deste gás.

Um dos instrumentos criados em 2022, o REPowerEU, programa englobado no *Green Deal*, pretende que, com um pacote de financiamentos extra, se reduza rapidamente a dependência de combustíveis fósseis, nomeadamente aqueles que provêm da Rússia face à atual conjuntura geopolítica, garantindo assim uma rápida transição energética e melhoria da segurança de abastecimento. Para isto, a nível europeu, ficou estabelecida a meta da produção interna de 10 Mton e importação de outras 10 Mton de hidrogénio até 2030. [16]

Concluindo, é perceptível que há uma forte pressão política e económica para se transitar, quando possível, do uso de combustíveis fósseis como o gás natural para fontes com possibilidade de se produzir de maneira renovável como o hidrogénio, já que, por um lado, se consegue aproximar dos limites impostos pelo acordo de Paris no que toca a descarbonização. Por outro lado, é possível garantir uma melhor segurança de abastecimento de energia, dado que, desta forma, os países dependem cada vez menos de nações produtoras de gás ou petróleo.

2.2. Central de hidrogénio

Para a produção de hidrogénio são necessários diversos equipamentos que, no seu conjunto, se denominam como centrais de produção de hidrogénio. Estas apresentam um funcionamento típico, sendo possível identificar os fluxos de energia, nomeadamente térmica.

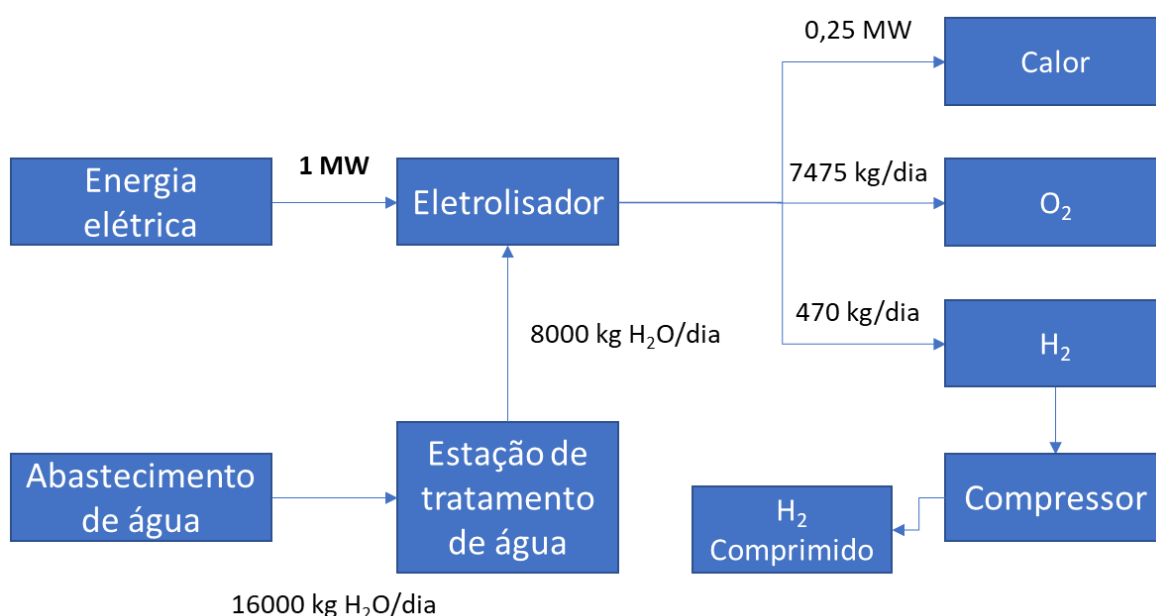


Figura 1 – Esquema simplificado do funcionamento de uma central

Do diagrama acima, e de um modo simplificado, água e energia são os produtos de entrada, resultando no hidrogénio como produto primário e oxigénio e calor como secundários.

Dado que o para o seu bom funcionamento e manutenção o eletrolisador necessita de características de água muito específicas – elevada pureza – antes da sua entrada no mesmo existe

uma estação de tratamento de água que, com recurso a diversos processos como osmose inversa, irá filtrá-la até esta cumprir os requisitos mínimos.

Conforme descrito anteriormente, existem diversos processos de produção de hidrogénio, sendo que os mais usados hoje em dia consistem na queima (reforma) de combustíveis fósseis (metano e carvão). No entanto este pode ser produzido através de processos biológicos como a foto-fermentação, químicos como a pirólise ou através da água, onde a eletrólise é o processo melhor estabelecido. Isto acontece, uma vez que para o abastecimento de eletrolisadores apenas se necessita de eletricidade, que pode ser de fonte renovável e estima-se que, com a sua massificação, o preço do hidrogénio proveniente deste processo será bastante competitivo.

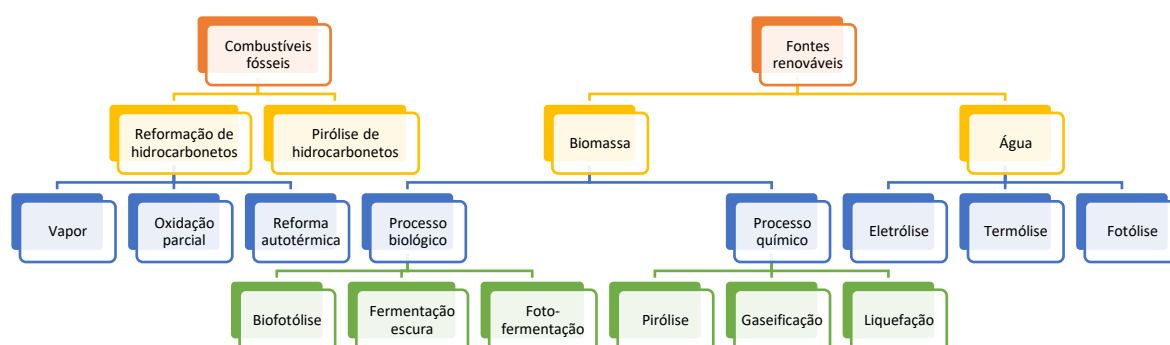


Figura 2 - Processos de produção de hidrogénio

Para o hidrogénio ser considerado verde, a energia que abastecerá o equipamento terá que ser produzida de forma renovável. Para além disso, uma vez que o eletrolisador tem que ser abastecido com corrente contínua são necessários equipamentos de regulação de corrente como retificadores. No eletrolisador a água ir-se-á dissociar tendo como produtos principais H_2 , O_2 e calor, que poderá ser reaproveitado. Também o oxigénio poderá ser armazenado e usado em situações como oxí-combustão ou abastecimento de hospitais. Dependendo do uso final do hidrogénio, antes de ser armazenado ou transportado este terá que ser comprimido onde, mais uma vez, se irá gerar calor. Todo o calor reaproveitado poderá ser usado para pré aquecer a água do processo ou distribuído para o exterior como, por exemplo, para *district heating*.

Numa central de 1 MW de potência elétrica é, assim, possível produzir 470 kg de hidrogénio diariamente, assumindo-se que a eficiência do eletrolisador se situa nos 65%. Através da razão das suas massas molares percebe-se que por cada quilograma de hidrogénio serão produzidos 16 de oxigénio. Para além disso, assumindo que toda a água que entra no eletrolisador ir-se-á transformar em hidrogénio e oxigénio, o caudal desta será igual à soma do caudal dos produtos. Por fim, assume-se que apenas metade da água que passa na estação de tratamento irá ser usada no processo.

Depois da sua produção, é necessário proceder-se à compressão do hidrogénio, ação que deve ter em conta o seu uso final, dado que diferentes tipos de transporte e/ou consumidores finais irão influenciar as condições de pressão à saída da central.

Apresenta-se, de seguida valores considerados como padrão para os níveis de pressão requeridos por três diferentes tipos de usos finais.

Tabela 5 - Requisitos de pressão

Uso final	Requisitos de pressão [bar]	Referência
Rede de gás (Alta pressão)	> 20	[17]
Abastecer veículos pesados	~ 300-500	[18], [19]
Abastecer veículos ligeiros	~ 700	[20], [21]

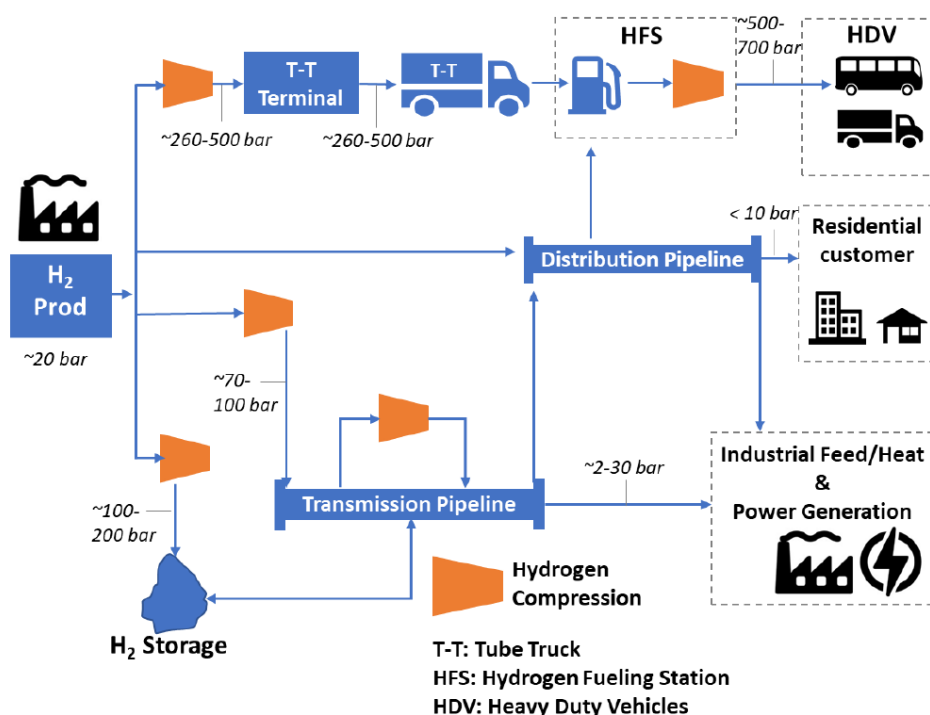


Figura 3 - Necessidade de pressão dependendo do destino (Retirado de [22])

A rede de gás natural irá requerer gás a pressões, geralmente, compreendidas entre os 2 e 30 bar. Esta diferença deve-se tipicamente ao tipo de rede de gás, isto é, se se trata de uma rede de distribuição aos consumidores ou se é uma rede de transporte.

Já no caso dos transportes, a disparidade de pressão entre pesados (300-500 bar) e ligeiros (~ 700 bar) deve-se à capacidade de armazenamento dado o tamanho dos veículos. Dado os carros ligeiros conseguirem abarcar com bastante menos volume para tanques de armazenamento, a pressão terá que ser mais alta de forma a se conseguir a quantidade energética suficiente.

2.3. Eletrolisador

O hidrogénio verde é produzido através do processo de eletrólise da água onde, conjugada com a passagem de corrente elétrica, a molécula de H₂O se dissocia em hidrogénio (H₂) e oxigénio (O₂).



A eletrólise foi descoberta em 1789 por van Troostwijk e Deiman [23] e desde então as tecnologias associadas foram evoluindo até chegar aos métodos em prática atualmente.

Tendo em conta apenas a estequiometria, do ponto de vista mássico, através de 18 kg de água é possível produzir-se 2 kg de H₂ e 16 kg de O₂.

2.3.1. Tipos de eletrólise

O eletrolisador, tal como o nome indica, é o componente onde, a partir da aplicação de corrente elétrica, acontece a eletrólise da água. Há diferentes tipos de eletrolisador que são caracterizados por diferenças no eletrólito instalado – substância que, no estado sólido ou dissolvida na água, possui iões positivos e negativos, facilitando assim a passagem de corrente. [24]

Há assim, atualmente, dois tipos de eletrolisador dominantes no mercado: Alcalino (ALK) e eletrolisador com membrana de troca de protões (PEM). De referir ainda que há um terceiro tipo ainda em fase mais inicial - eletrolisador de óxido sólido (SOEC).

Os eletrolisadores alcalinos neste momento são os mais bem estabelecidos no mercado. Estes operam a temperaturas abaixo dos 100 °C e à pressão atmosférica. Os elétrodos do mesmo são geralmente constituídos por níquel ou uma liga de níquel [25] e encontram-se submersos numa solução alcalina que ronda os 20% - 30% de hidróxido de potássio (KOH). De referir ainda que, de forma a não haver contaminação de nenhum dos elétrodos, há um diafragma que os separa, permitindo a passagem de iões OH⁻ e evitando a mistura entre oxigénio e hidrogénio gerados. [26]

Apresentam-se abaixo as equações que descrevem as reações no ânodo e no cátodo do eletrolisador. [27]

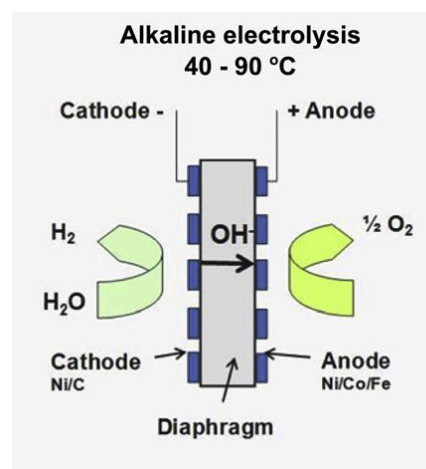
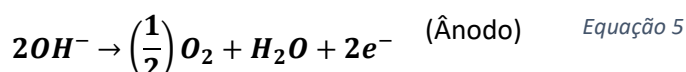
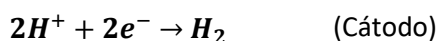


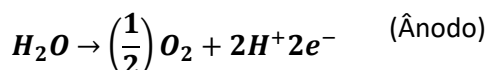
Figura 4 – Eletrolisador alcalino (Retirado de [28])

Já os eletrolisadores do tipo PEM possuem uma membrana polimérica que separa o ânodo e o cátodo, contruída em Nafion® (nome comercial), material que permite atingir densidades de corrente - acima dos 2 A/cm². Esta membrana permite que a pressão de funcionamento do eletrolisador atinja os 100 bar sem haver contaminação dos elétrodos [26]. No entanto, para esta pressão de funcionamento ser possível seria necessária uma membrana muito espessa, o que iria reduzir assim a sua condutibilidade. Consultando-se catálogos de vários fabricantes é perceptível que usualmente, no mercado, a pressão de saída do hidrogénio se situa nos 30 bar [29]–[31]. Também neste caso, as temperaturas de funcionamento estão abaixo dos 100 °C. [26], [28]

Mais uma vez, apresentam-se abaixo as equações que caracterizam o funcionamento de um eletrolisador PEM. [27]



Equação 6



Equação 7

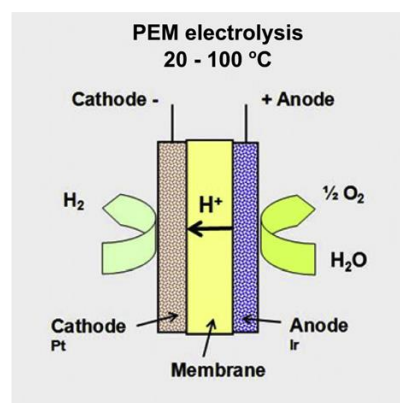


Figura 5 – Eletrolisador PEM (Retirado de [28])

Tendo conhecimento das diferenças entre os dois processos de eletrólise é, então, possível passar a compará-los.

Equação 8 - Vantagens e desvantagens de cada tipo de eletrolisador (Adaptado de [28])

Tipo de eletrolisador	Alcalino	PEM
Vantagens	Tecnologia bem estabelecida no mercado	Altas densidades de corrente
	Não necessita de catalisadores nobres	Boa eficiência de alta tensão
	Estabilidade a longo prazo	Alta faixa de carga de funcionamento
	Baixo custo	Rápida resposta do sistema
	Já existem na escala dos MW	Design mais compacto
	Custo-benefício	Alta pureza do gás gerado
		Operação dinâmica
Desvantagens	Baixas densidades de corrente	Alto custo dos componentes
	Possibilidade de mistura dos gases gerados	Ambiente ácido corrosivo
	Baixa faixa de carga de funcionamento	Possibilidade de menor durabilidade

Baixa capacidade de operação dinâmica	Comercialização*
Baixa pressão de funcionamento	Ainda não existem em escalas de MW*
Eletrólito líquido corrosivo	

*De referir que o artigo referenciado é de 2013, no entanto já existem fornecedores de eletrolisadores que apresentam modelos na escala dos MW, fazendo com que a comercialização já não seja complicada.

2.3.2. Funcionamento de eletrolisadores PEM

Conforme constatado, para o processo de eletrólise ser possível apenas é necessário a existência de dois elétrodos e de um eletrólito que promova a passagem de corrente, cujo estado físico no caso de um eletrolisador PEM é sólido. Apresenta-se assim, de seguida, um esquema que representa de maneira gráfica o caminho percorrido pelo hidrogénio no eletrolisador, os inputs necessários e respetivos outputs.

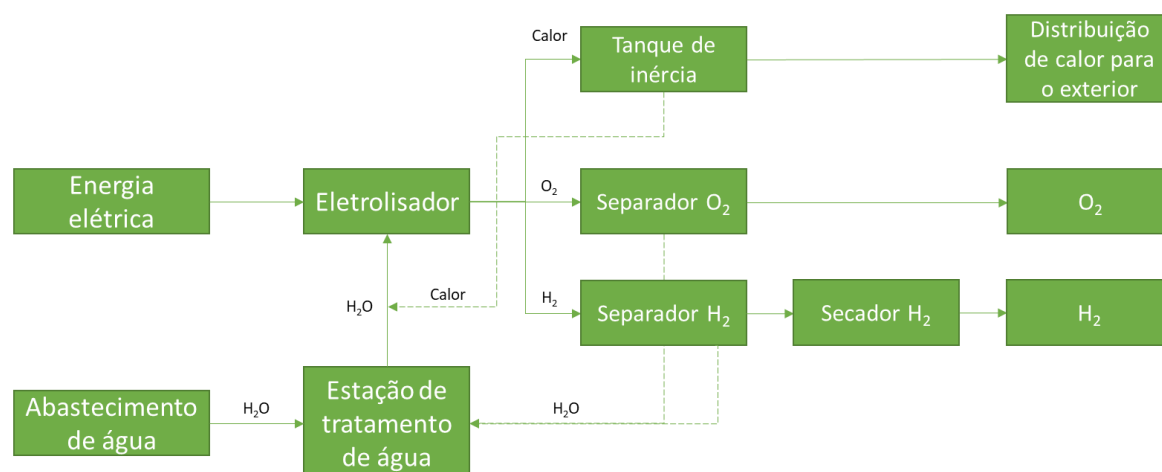


Figura 6 - Diagrama do funcionamento de um eletrolisador

Como se sabe qual o tipo de eletrolisador a ser empregue é possível saber as características principais do seu funcionamento, conforme apresentado.

Tabela 6 – Características principais do processo de eletrólise do tipo PEM (Adaptado de [32])

Característica	
Temperatura de trabalho [°C]	50-90
Pressão de trabalho [bar]	15-30
Voltagem da célula [V]	1,8-2,2
Densidade de corrente [A/cm ²]	0,6-2,0
Eficiência elétrica [%]	67-82
Capacidade H ₂ [Nm ³ /h]	<40

Tempo de vida da stack [h]	<20 000
Tempo de vida do sistema [anos]	10-20
Tempo de arranque [minutos]	<20
Consumo de energia do sistema [kWh/Nm³]	>4,5-7,5
Consumo de energia do sistema [kWh/kg]	~ 50

É importante referir consoante o seu tempo de funcionamento o as membranas do eletrolisador, que funcionam como eletrólito, vão perdendo condutibilidade, o que ir-se-á traduzir em perda de eficiência elétrica do sistema.

Apesar da seguinte análise não estar presente nos cálculos efetuados pelo modelo criado – este apenas tem em consideração as entradas, saídas, eficiência e envelhecimento do sistema de eletrólise, considera-se importante apresentar as equações que determinam o funcionamento do eletrolisador, dado ter sido uma pesquisa fundamental para a perceção da viabilidade de uma representação mais simplificada.

Tendo noção de como modelar o funcionamento eletroquímico do eletrolisador é possível saber qual a voltagem e amperagem a aplicar necessárias e, a partir daí retirar-se a potência de funcionamento e ter conhecimento dos produtos gerados, sendo um deles o calor.

W.J. Tiktak [33], baseando-se no trabalho desenvolvido por Pierre Olivier et al. [34], propôs que esta modelação pudesse ser em regime estacionário, dado que o funcionamento termoquímico do eletrolisador é bastante mais rápido que o efeito térmico. Assim, considerou-se que não havia a necessidade de tratar o sistema com um modelo dinâmico. Apresenta-se, então, de seguida as várias equações que descrevem o funcionamento do sistema.

Para a dissociação das moléculas de H₂O é necessário que se forneça eletricidade às células de eletrólise. A equação seguinte representa as várias componentes a ter em consideração no cálculo da mesma.

$$E_{célula} = E_{vca} + E_{ativ,an} + E_{ativ,cat} + E_{ohm} + E_{dif} \quad [V] \quad \text{Equação 9}$$

Passando à análise de todas as parcelas:

A tensão de circuito aberto (potencial reversível) - E_{vca} - corresponde ao mínimo potencial possível a aplicar aos dois eletrodos. Assim, abaixo deste valor nada iria acontecer ao sistema dado que a energia não era suficiente para a dissociação do H₂O. Este parâmetro, às condições standard (298 K e 1 atm) - E_{rev} - apresenta um valor de 1,229 V, no entanto varia consoante as condições termodinâmicas, sendo esse desvio representado pela segunda parcela da equação de Nernst.

$$E_{vca} = E_{rev} + \frac{RT}{2F} \times \ln \left(\frac{P_{H_2} \times \sqrt{P_{H_2}}}{a_{H_2O}} \right) \quad [V] \quad \text{Equação 10}$$

$$E_{rev} = \frac{\Delta G_f}{2F} \quad [V] \quad \text{Equação 11}$$

Para o cálculo do potencial reversível em condições standard é necessário ter em consideração a constante de Faraday (F) - igual a 96 485 C/mol - e a atividade química (a), coeficiente que compara o desvio das interações entre moléculas de uma mistura de gás não ideal quando comparada com

um gás ideal equivalente. Para além disso, tem-se em conta a energia livre de Gibbs (ΔG_f) – às condições standard $\Delta G_f^0 = 237,22$ kJ/mol.

Presentes na segunda e terceira parcelas da equação do potencial elétrico da célula, $E_{ativ,an}$ e $E_{ativ,cat}$ correspondem ao sobre potencial gerado pela a energia de ativação necessária dos dois elétrodos. Este está relacionado com limitações das reações de evolução do hidrogénio e do oxigénio no ânodo e no cátodo – HER e OER. A partir da equação de Butler-Volmer calcula-se então o seu sobre potencial.

$$i = i_0 \left[\exp\left(\frac{\alpha z F E_{ativ}}{RT}\right) - \exp\left(-\frac{(1-\alpha) z F E_{ativ}}{RT}\right) \right] \quad [A/cm^2] \quad \text{Equação 12}$$

Onde i representa a corrente da reação eletroquímica, i_0 a densidade de corrente de troca, α o coeficiente de transferência (entre 0 e 1) e z o número de eletrões transferido em cada uma das reações.

As reações vão ser diferentes nos dois elétrodos. Assim, através da equação de Tafel calcula-se o sobre potencial de ativação (E_{ativ}) tanto no cátodo como no ânodo.

$$E_{ativ,cat,an} = \frac{RT}{\alpha_f F} \ln\left(\frac{i}{i_{0,an,cat}}\right) \quad [V] \quad \text{Equação 13}$$

Sendo α_f o coeficiente de transferência e i_0 a densidade de corrente de troca nos elétrodos.

Por fim, tem que ser tido em consideração o sobre potencial requerido devido às resistências elétricas (resistência óhmica). Assim, há que ter em conta a resistência causada pela membrana, calculada pela seguinte equação.

$$\sigma_{Mem} = (0,005139\lambda - 0,0326) \exp\left[1268\left(\frac{1}{303} - \frac{1}{T_{célula}}\right)\right] \quad [S/cm] \quad \text{Equação 14}$$

Aqui, o coeficiente λ representa a quantidade de água presente na membrana.

A partir destas equações é então possível passar a traçar as curvas de polarização do eletrolisador e perceber a relação entre voltagem e densidade de corrente no eletrolisador.

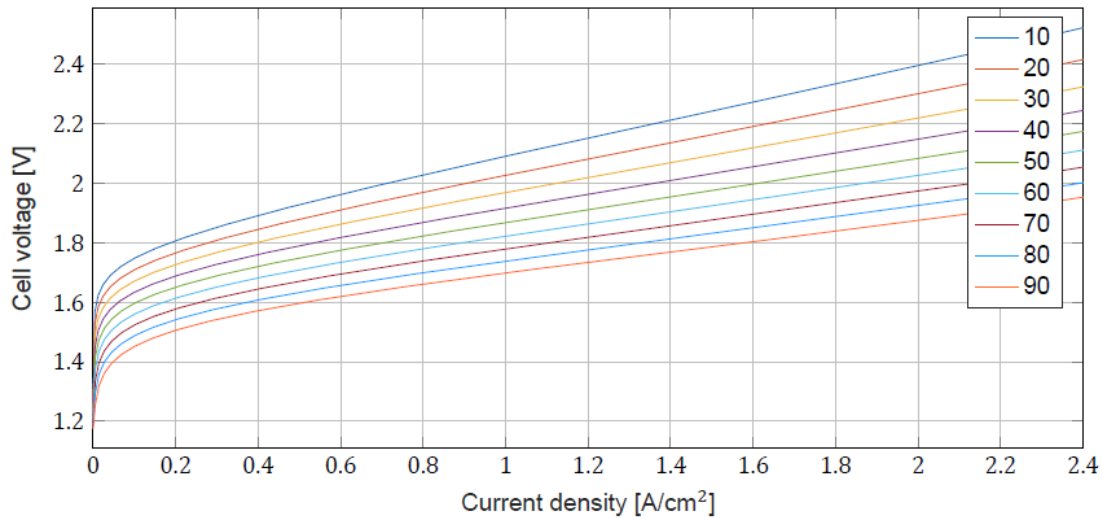


Gráfico 2 - Curvas de polarização (Retirado de [33])

Dada a relação proporcional entre a corrente aplicada ao eletrolisador e a velocidade da reação de eletrólise (output de hidrogénio) – conforme apresentado abaixo – as curvas de polarização de um eletrolisador permitem uma visualização gráfica do funcionamento do mesmo.

Para a quantificação dos caudais de produto e as suas características é necessário aplicar a lei de Faraday e o balanço termodinâmico do sistema. Deste modo, para a perceção da quantidade dos produtos no ânodo e no cátodo basta considerar a intensidade de corrente aplicada ao sistema (I), a constante de Faraday (F) e o rendimento de Faraday (η_F), que para eletrolisadores PEM é estimado 99%. [33]

$$\dot{n}_{H_2,cat} = \frac{I}{2F} \times \eta_F \quad [mol/s] \quad \text{Equação 15}$$

$$\dot{n}_{O_2,cat} = \frac{I}{4F} \times (1 - \eta_F) \quad [mol/s] \quad \text{Equação 16}$$

$$\dot{n}_{H_2,an} = \frac{I}{2F} \times (1 - \eta_F) \quad [mol/s] \quad \text{Equação 17}$$

$$\dot{n}_{O_2,an} = \frac{I}{4F} \times \eta_F \quad [mol/s] \quad \text{Equação 18}$$

$$\dot{n}_{H_2O,an} = \frac{P_{sat}(T)}{P_{an} - P_{sat}(T)} \times (\dot{n}_{H_2,an} + \dot{n}_{O_2,an}) \quad [mol/s] \quad \text{Equação 19}$$

$$\dot{n}_{H_2O,cat} = \frac{P_{sat}(T)}{P_{cat} - P_{sat}(T)} \times (\dot{n}_{H_2,cat} + \dot{n}_{O_2,cat}) \quad [mol/s] \quad \text{Equação 20}$$

Por outro lado, uma vez que, tanto no ânodo como no cátodo irá estar presente vapor saturado é fundamental perceber o caudal de água que ali escoar. Este dado é facilmente adquirido através das condições de pressão e temperatura do sistema. Analisando a equação é ainda perceptível que é favorável a operação do ânodo e do cátodo a altas pressões, já que promove a existência de um menor caudal de água como produto da reação.

Tendo o conhecimento dos caudais dos produtos gerados é então possível passar ao cálculo do calor gerado pelo processo de eletrólise (Q).

$$Q = W - \frac{dE}{dt} - \sum (\dot{m}_i h_i)_{sai} + \sum (\dot{m}_i h_i)_{entra} \quad [W] \quad \text{Equação 21}$$

Aqui, W corresponde ao trabalho realizado pelo sistema - ($U \times I \times n^\circ$ de células), dE/dt à variação da energia do sistema no tempo, sendo que em regime estacionário será igual a zero, e os somatórios representam a potência contida em cada reagente e produto do sistema.

Finalmente, uma vez que o funcionamento do sistema exatamente à mesma temperatura é algo que não irá acontecer na realidade, é necessário ter em consideração a variação da temperatura do próprio eletrolisador ao longo do tempo, recorrendo ao método da capacitância global.

Para isso, em primeiro lugar, tem que se ter conhecimento da capacidade térmica global do sistema.

$$C_{p,tot} = \sum C_{p,i} \times V_i \times \rho_i \quad [J/K] \quad \text{Equação 22}$$

Desta forma, ao acrescentar esta última parcela à equação termodinâmica, é possível representar a inércia térmica do sistema, partindo do princípio que todos os componentes irão apresentar mudanças de temperatura como um só. De referir ainda que, conforme é possível observar na

equação abaixo, apenas são contabilizados os reagentes e produtos à entrada e saída do eletrolisador, respetivamente. Assim, caso haja conhecimento da energia contida no oxigénio e hidrogénio que se encontram dentro da stack, estas parcelas deverão ser acrescentadas.

$$C_{p,tot} \times \frac{dT}{dt} = W - Q - \sum (\dot{m}_i h_i)_{sai} + \sum (\dot{m}_i h_i)_{entra} \quad [W] \quad \text{Equação 23}$$

O termo Q corresponde às perdas de calor do sistema, sendo estas divididas em perdas para o exterior e perdas para o circuito de refrigeração – calor reaproveitado. Deste modo, é necessário garantir um bom isolamento térmico do sistema garantindo que o mínimo de calor é emanado para o exterior e, consequentemente, reaproveitado.

Conforme constatado, há diferenças entre o potencial de energia teórico necessário à eletrolise (potencial reversível) e o real, já que as irreversibilidades do processo causam a existência de um sobre potencial elétrico. Como consequência deste sobre potencial há a geração de calor.

Tendo em conta as equações apresentadas anteriormente e os vários processos que estas representam é então possível perceber as várias origens da geração de calor de forma a, se possível, mitigá-las ou aproveitá-las da melhor maneira.

O calor, apesar de reversível, gerado pelas reações químicas, a resistência óhmica – principal responsável pela geração de calor e relacionada maioritariamente com a resistência elétrica da membrana ou de outro eletrólito noutras tecnologias de eletrólise e as irreversibilidades das reações eletroquímicas são os fatores a ter em consideração quando se analisa a geração de calor numa stack.

2.4. Compressão

Depois de produzido através de eletrólise, o hidrogénio verde passará então a ser armazenado e transportado até ao seu consumidor intermediário ou final. No entanto, uma vez que possui uma baixa massa volúmica – 0,0899 kg/m³ (condições PTM – 0 °C e 1 atm) [2] e, consequentemente, baixa energia específica de base volúmica – 0,01079 MJ/l [35] quando comparado com outros vetores, é necessário desenvolver métodos que consigam melhorar estas propriedades.

Atualmente, existem vários métodos como a compressão do hidrogénio gasoso, liquefação, adsorção em superfícies, armazenamento em hidretos metálicos ou ainda armazenamento químico em compostos como amónia ou metanol. [36]

O processo melhor estabelecido dentro dos apresentados anteriormente é o armazenamento de hidrogénio gasoso em cilindros a alta pressão, o que representa uma necessidade de estudo acerca de como se deve comprimir o gás e que impacto irá ter na central e na recuperação de calor.

2.4.1. Tipos de compressores

De forma a garantir a compressão de um gás existem vários tipos de tecnologias de compressão, sendo os compressores mecânicos os mais estabelecidos. Contudo, devido às características do hidrogénio os mais usados para este fim são os alternativos de diafragma, dada a capacidade de garantir elevada pureza do gás e também permitir altos rácios de compressão resultando na necessidade de menos estágios, mantendo caudais bastante elevados. [22]

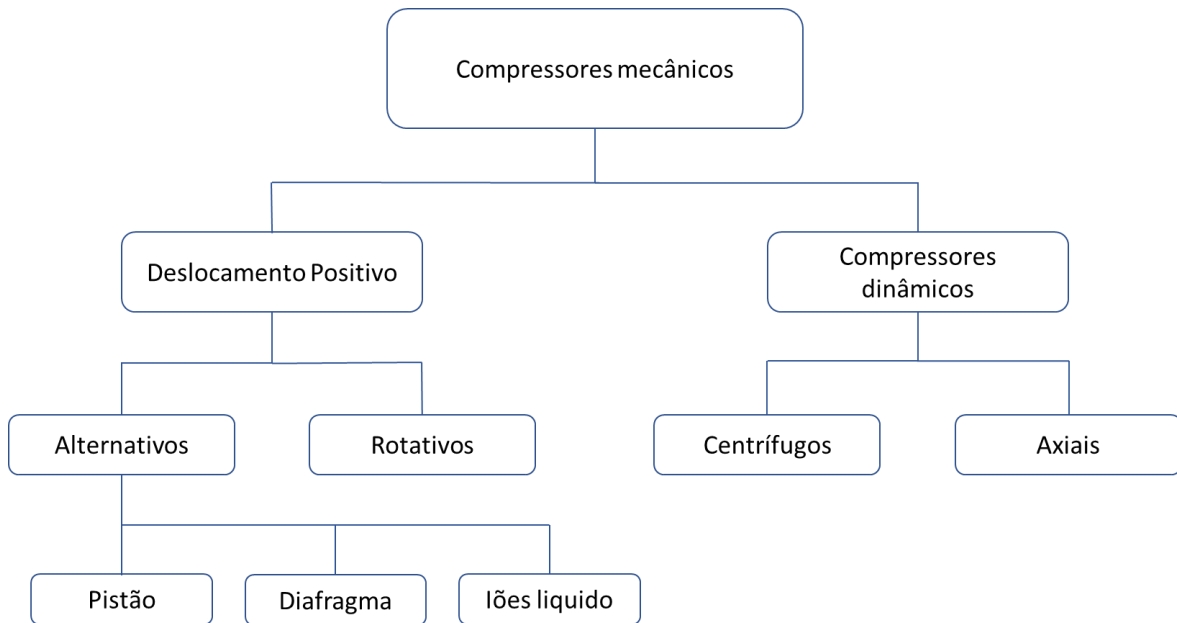


Figura 7 - Tipos de compressores (Adaptado de [22])

2.4.2. Processo de compressão

De forma a se ter noção do nível de calor gerado, é necessário fazer uma análise termodinâmica do da compressão.

Existem três processos de compressão que permitem caracterizar o funcionamento do equipamento dependendo do desejado. São eles compressão isotérmica, isentrópica e politrópica. [37]

A **compressão isotérmica**, tal como o nome indica, é um processo no qual a temperatura é constante. Para isto ser possível, é necessário que todo o calor gerado pela compressão seja retirado através de trocas de calor com o exterior, não aumentando a temperatura. Assim mantém-se o volume específico em valores mínimos, reduzindo o trabalho de compressão.

Já a **compressão isentrópica** caracteriza-se pela inexistência de perdas de calor e outros tipos de perdas como por atrito. Assim, apesar de a temperatura do gás aumentar, consegue-se diminuir o trabalho do compressor.

Por fim, a **compressão politrópica** resulta numa aproximação do processo adiabático (entalpia do sistema constante) à realidade através de fatores determinados experimentalmente para casos específicos. [37], [38]

Segundo *Termodinâmica* [38] os trabalhos de compressão dos vários tipos de compressão são calculados a partir de:

Isentrópico ($PV^k = \text{constante}$ e $k = c_p/c_v$):

$$w_{comp} = \frac{kRT_1}{k-1} \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{k-1/k} - 1 \right] \quad \text{Equação 24}$$

Politrópico ($PV^n = \text{constante}$):

$$w_{comp} = \frac{nRT_1}{n-1} \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{n-1/n} - 1 \right] \quad \text{Equação 25}$$

Isotérmico ($PV = \text{constante}$):

$$w_{comp} = RT \ln \left(\frac{P_2}{P_1} \right) \quad \text{Equação 26}$$

Onde k corresponde à razão de calores específicos, n é o coeficiente politrópico e R a constante dos gases perfeitos. Desta forma obtém-se a energia de compressão em Joule.

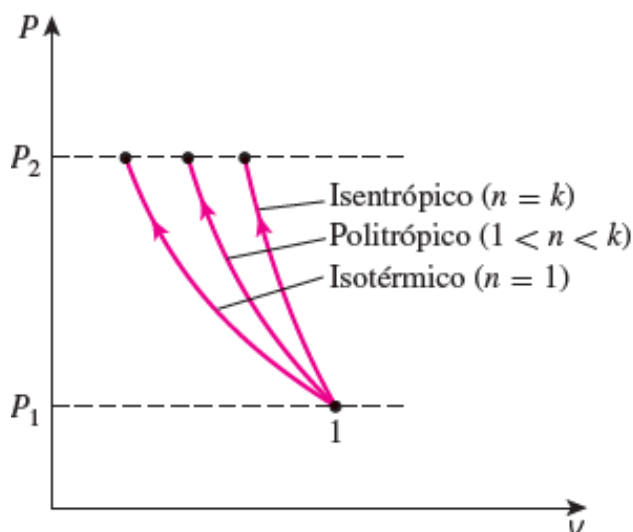


Gráfico 3 - Processos de compressão (Retirado de [38])

A partir do gráfico acima é possível perceber que idealmente seria sempre empregue a compressão a temperatura constante, dado que, dentro das possibilidades é o processo que menos energia consome.

Para além disso, a compressão politrópica, caracteriza-se por ser constante para a multiplicação da pressão com o volume elevado a um expoente denominado “ n ”, o qual está compreendido entre 0 e infinito. Para valores em que este n seja menor que o coeficiente isentrópico do gás, a compressão politrópica apresenta necessidade de menor energia que a isentrópica. Caso contrário, o cenário inverte-se.

Todavia, na realidade, a compressão do hidrogénio é um processo bastante rápido, considerando-se que não chega a haver tempo para trocas de calor com o exterior durante o mesmo. Deste modo, para a avaliação da potência de compressão necessária adota-se, normalmente, o modelo isentrópico como base. [22]

2.4.3. Rácio de compressão

No caso de o hidrogénio a comprimir ser destinado a veículos pesados ou ligeiros, uma vez que à saída do eletrolisador PEM se encontra a uma pressão de 20-30 bar, o aumento de pressão num só estágio iria decorrer num rácio mínimo entre pressão de saída e entrada de aproximadamente 17.

Tal situação iria implicar um consumo enorme de energia e perda de calor acentuada. Desta forma, para casos em que o rácio é maior que cinco, muitas vezes há a necessidade de aumentar o número

de estágios de compressão. Esta divisão do processo permite ainda a diminuição da energia consumida através da remoção de calor do gás entre estágios até à temperatura inicial. [37], [38]

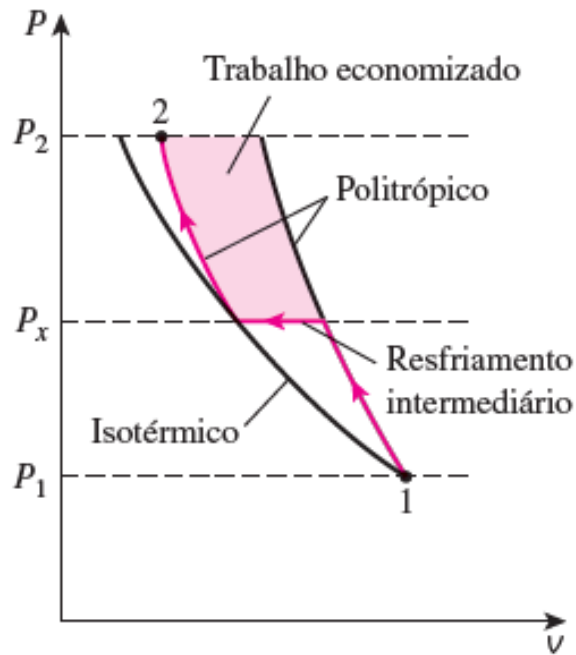


Gráfico 4 - Compressão com mais que um estágio (Retirado de [38])

Segundo *Compressor fundamentals* [37] de forma a perceber o número de estágios necessários à compressão até uma determinada pressão é apenas necessária determinar qual o rácio de compressão por estágio (R) e as pressões de entrada (P1) e de saída (P2).

$$R = \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{1/n}$$

Equação 27

2.4.4. Análise de temperatura

Por fim, tendo noção da quantidade de estágios de compressão e, assim, dos rácios de compressão, é possível passar à determinação da temperatura de saída do gás, sabendo então a qualidade do calor a recuperar. [39]

No caso de um processo de compressão isentrópica, a temperatura de saída do gás ($T_{saída}$) depende da temperatura de entrada do mesmo no compressor ($T_{entrada}$), do rácio de compressão ($P_{saída}/P_{entrada}$), do número de estágios de compressão (N), do coeficiente de expansão adiabática (k), que corresponde à divisão do calor específico a pressão constante (c_p) pelo calor específico a volume constante (c_v) – para o caso do hidrogénio este é igual a 1,41 – e, por fim, da eficiência isentrópica do processo, que varia consoante o tipo de compressor em utilização. [22]

$$T_{saída} = T_{entrada} \left[1 + \frac{\left(\frac{P_{saída}}{P_{entrada}} \right)^{\frac{(k-1)}{Nk}} - 1}{\eta_{isen}} \right]$$

Equação 28

2.5. Recuperação de calor

Conforme é perceptível pela dimensão das medidas propostas a nível internacional e nacional para que seja possível atingir a neutralidade carbónica é necessário substituir, quando possível, os combustíveis fósseis por alternativas renováveis, sendo que, em muitas situações, o hidrogénio verde vai ser uma das soluções a adotar. Deste modo é espectável que num espaço temporal relativamente curto comecem a existir centrais de produção deste vetor na escala dos MW e, eventualmente, GW. Desta forma, tendo em conta que há irreversibilidades no processo, que irão gerar calor é importante estudar e quantificar a viabilidade do aproveitamento do mesmo, uma vez que, ao se reaproveitar o calor, está-se a contribuir para a melhoria da eficiência térmica do processo e, por outro lado, a garantir que este calor irá ser utilizado noutro local, poupando energia.

2.5.1. Recuperação de calor no eletrolisador

Para se conseguir garantir que a temperatura de funcionamento do eletrolisador seja o mais constante possível e se encontre dentro dos intervalos desejados é necessário fazer a adequada refrigeração das células da stack.

Isto acontece graças à construção de espaços intercalados – denominados de placas bipolares - entre as várias células, os quais, por um lado, se encontram bem isolados de forma a não contaminar o sistema, mas por outro apresentam boa condutividade, de forma a que, ao escoar um fluido no seu interior, haja uma boa transferência de calor. [40]

Estes já são amplamente usados em tecnologias como pilhas de combustível e apresentam boas perspectivas para serem aplicados em eletrolisadores, sendo a maior desvantagem o aumento do tamanho do mesmo graças ao acréscimo destes espaços entre células. Para além disso, o seu fabrico já está bem desenvolvido conforme exemplificado na figura abaixo.

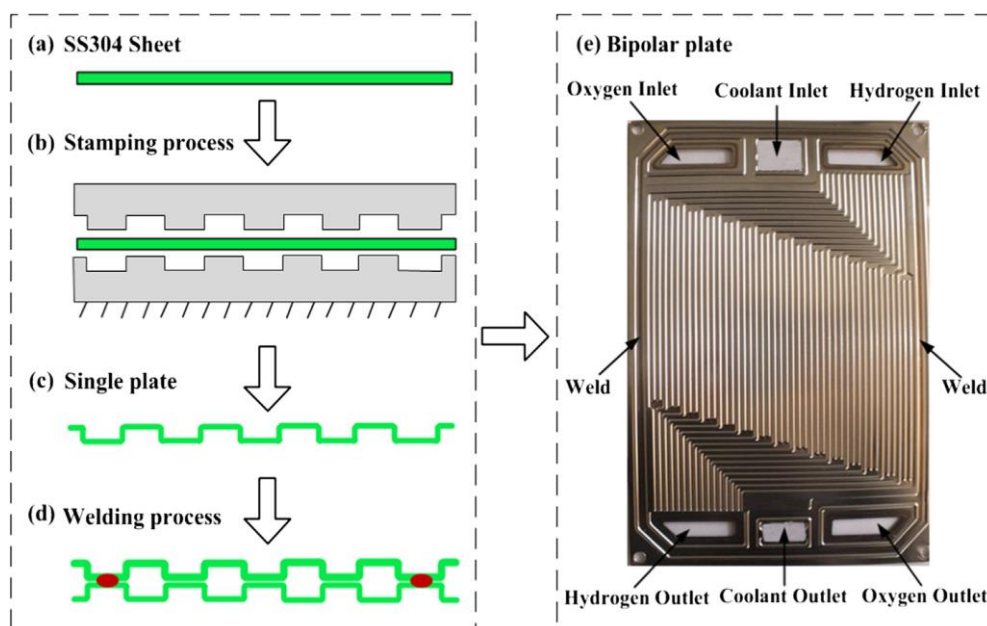


Figura 8 - Representação do processo de fabrico de uma placa bipolar (Retirado de [40])

O fluido de refrigeração, muitas vezes acaba por ser parte da água do próprio processo de eletrólise que, assim, depois de tratada é pré aquecida garantindo que esta se encontra a uma temperatura próxima da ótima.

2.5.2. Rácio de recuperação de calor

Em *“Heat Management of PEM Electrolysis”* [33] é feita a modelação em *Simulink* do funcionamento de um eletrolisador do tipo PEM com 277,5 kW de potência nominal e 74,4% de eficiência, seguido do estudo da quantidade de calor recuperado possível de se atingir e os possíveis usos do mesmo. A partir dos resultados obtidos, chegou-se à conclusão que seria possível aproveitar 0,0555 kW de calor excedente, o que resulta em cerca de 20,04% da potência nominal. Por fim, tendo em conta estes valores, foi possível chegar à conclusão que, caso todo o calor tenha um uso final, a eficiência térmica do eletrolisador passaria a ser de 98,4%.

Do mesmo modo, em *“A combined heat and green hydrogen (CHH) generator integrated with a heat network”* [41] é feita uma análise ao estudo anterior e, de seguida, uma pesquisa de forma a se perceber de que forma o aumento de potência do eletrolisador (1 MW de potência nominal, no caso) iria impactar a recuperação de calor. De notar que, neste caso a eficiência do eletrolisador foi considerada como 63%. Depois de realizadas as simulações e cálculos, percebeu-se que era possível aproveitar 312 kW, correspondendo a cerca de 31,2% da potência nominal do eletrolisador.

Já em *“Utilisation of waste heat from hydrogen production”* [42] é analisado, através de modelação em MatLab, o comportamento de um eletrolisador do tipo PEM e um do tipo alcalino, sendo que ambos apresentam potências nominais de 100 MW. O primeiro eletrolisador possui eficiência de 76,7% sendo que se consegue recuperar 23,2 MW de calor, resultando num rácio de 0,23 entre potência e calor reaproveitado.

Em *“Valorization of the waste heat given off in a system alkaline electrolyzer-photovoltaic array to improve hydrogen production performance: Case study Antofagasta, Chilean”* [43] é analisado o efeito do reaproveitamento do calor no próprio processo de produção de hidrogénio - eletrolisador alcalino, com 26 kW de potência nominal. Desta forma, é possível poupar energia no aquecimento de água até à temperatura ótima, considerada como 80 °C. Concluiu-se que, à custa deste método, a eficiência do eletrolisador melhorou em 0,33% e a produção anual de hidrogénio em 0,22%. Para além disso, caso todo o calor aproveitado tenha um uso final, a eficiência térmica do sistema aumenta em 13%.

Por fim, em *“Technology Data for Renewables Fuels”* [44], documento desenvolvido pela Agência Dinamarquesa de Energia em parceria com a Energinet, é feito um resumo gráfico acerca do balanço de energia para os vários processos de eletrólise existentes, sendo os valores seguintes para o tipo PEM.

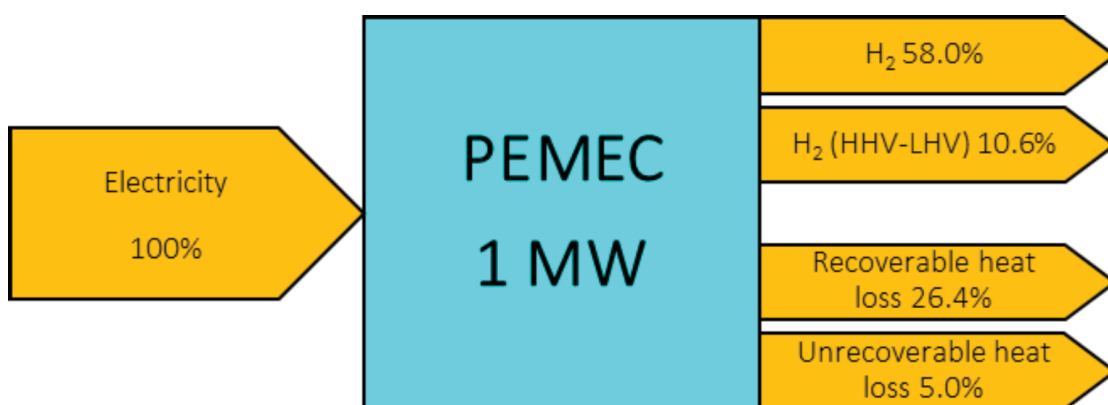


Figura 9 - Inputs e outputs do eletrolisador (Retirado de [44])

Desta forma, procedeu-se à construção de uma tabela de resumo dos dados apresentado anteriormente.

Tabela 7 - Dados recuperação de calor - eletrolisadores

Eficiência eletrolisador [%]	Potência eletrolisador [MW]	Potência recuperada [MW]	Rácio Potência/Calor	Referência
74,40	0,277	0,0555	20,04%	[33]
76,70	100	23,2	23,20%	[42]
58,00	1	0,264	26,40%	[44]
63,00	1	0,312	31,20%	[41]

Tendo em conta a bibliografia existente é possível perceber-se, quando comparado com a potência instalada de eletrolisadores numa central, qual é a proporção de potência de calor que é possível recuperar.

A título de exemplo, caso se tenha como base a potência de eletrolisadores mínima estabelecida pela *Estratégia Nacional para o Hidrogénio* [14] (2GW), chega-se à conclusão que seria possível reaproveitar entre 400 e 620 MW de calor para distribuição, que de outra forma seria desperdiçado.

3. MÉTODOS E APLICAÇÃO

Neste capítulo passar-se-á, em primeiro lugar, à descrição do funcionamento do modelo criado, dos pressupostos que o regem e possíveis limitações do mesmo, sendo que esta análise é feita tanto a nível geral como quanto a cada um dos componentes modelados. Para além disso, são enumerados os fatores económicos para que seja possível fazer uma pré estimativa da viabilidade do projeto. Por fim, apresenta-se os cenários de estudo.

3.1. Desenvolvimento da ferramenta

De forma a se poder estudar o funcionamento da totalidade de uma central de produção de hidrogénio verde tiveram que ser modelados os vários equipamentos que a constituem, conforme apresentado no capítulo de revisão bibliográfica. Para isto, e com o objetivo principal de garantir a sua aplicabilidade para possíveis estudos posteriores, optou-se pela modelação da central de produção de hidrogénio verde com recurso a programação Python.

A ferramenta foi desenvolvida com o intuito de poder representar o funcionamento da central de uma maneira modular. Para isto, cada equipamento foi modelado independentemente, sendo posteriormente identificadas as suas precedências e sequências – *layout* da central. Para além disso, para a possibilidade do funcionamento correto da ferramenta, foi necessária a criação de classes gerais, cujo principal objetivo é a definição da relação entre blocos.

Com este código foi possível criar um modelo que não apresentasse um *layout* fixo, o que permite que, sem alterações consideráveis, se consiga fazer o estudo do funcionamento de várias centrais com diferentes requisitos e equipamentos.

Representa-se, de seguida o esquema representativo do caso específico da central modelada.

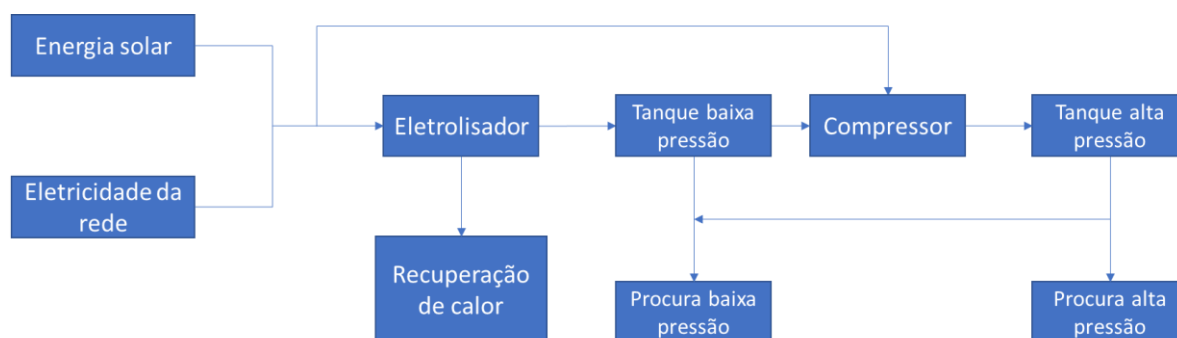


Figura 10 - Esquema central de hidrogénio em estudo

O modelo apresentado funciona de acordo com um sistema do tipo *pull*, isto é, no qual a procura condiciona o funcionamento de todos os blocos predecessores, inclusive as produções de energia.

A central tem dois *off-takers* com condições diferentes. O primeiro procura hidrogénio gasoso a uma pressão abaixo da de saída do eletrolisador (30 bar), sendo o gás destinado a distribuição na rede de gás. Já o segundo pretende obter hidrogénio para abastecimento de veículos movidos a hidrogénio, mais particularmente, veículos pesados, tendo, assim, que se comprimir o gás à gama dos 500 bar.

No entanto, dado que as procura e produção de hidrogénio podem não ser síncronas e constantes, em situações em que o tanque de alta pressão possua um stock armazenado maior que a procura

de alta pressão e o tanque de baixa pressão não consiga abastecer toda a procura de baixa pressão, o tanque de alta pressão pode compensar essa quantidade necessária. De modo semelhante, em situações nas quais a produção potencial de hidrogénio é maior que a procura, pretende-se que, para além do abastecimento dos usuários finais, os tanques de armazenamento sejam abastecidos de forma a que se consiga obter *feedstock* armazenado para alturas em que situações inversas ocorrem.

Conforme demonstrado na representação gráfica, a energia fornecida a todos os componentes é produzida por uma central fotovoltaica ou poderá ser proveniente da rede elétrica, nos casos em que a produção fotovoltaica seja insuficiente para suprir todas as necessidades.

De forma a se garantir uma ordem de fluxo no que toca à relação entre as saídas de um bloco e as entradas dos seus sucessores, os módulos da ferramenta têm em conta um sistema de prioridades segundo o qual, cada bloco abastece os seus sucessores tendo em conta os seus níveis de prioridade estabelecidos. Para além disso, é assumido que só se passa a abastecer um bloco com prioridade inferior quando as necessidades do primeiro forem totalmente satisfeitas. Assim, não se consideram viáveis situações nas quais exista a divisão das saídas de forma a abastecer parte de cada um dos blocos seguintes.

Por outro lado, é considerado que, quando em menor quantidade, tudo o que é produzido irá ser adquirido pelo bloco seguinte. Partindo do exemplo do conjunto tanque de armazenamento-procura, caso o tanque apenas possua metade da quantidade de hidrogénio necessária irá enviar essa quantidade mesmo não satisfazendo a totalidade do processo seguinte.

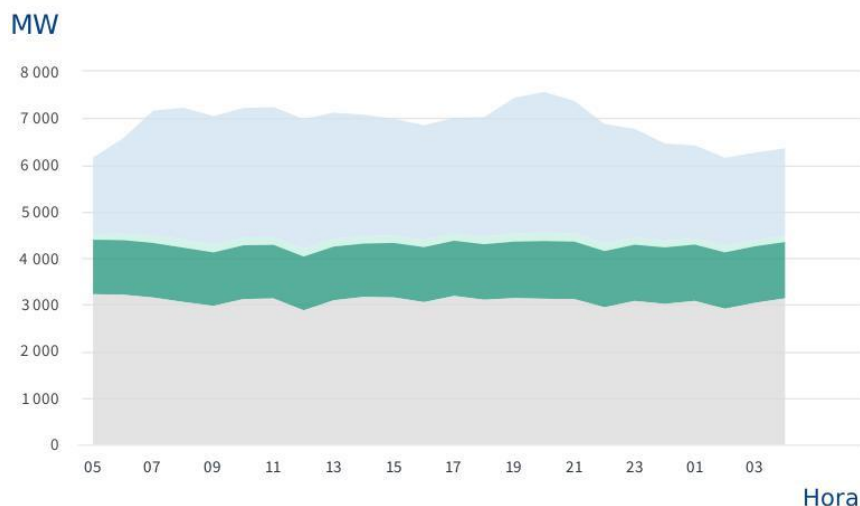
Tendo o conhecimento da representação do cômputo geral, passa-se então para a descrição mais detalhada do funcionamento e pressupostos de cada um dos blocos apresentados.

3.1.1. Procura de hidrogénio

A procura de hidrogénio foi modelada de forma a conseguir representar diferentes cenários possíveis de acontecer na realidade. Assim, a procura apresenta diferenças em dois âmbitos diferentes.

Em primeiro lugar, poderá haver variações quanto à pressão de entrega do hidrogénio produzido. Conforme apresentado anteriormente, dada a sua baixa densidade energética em base volúmica, dependendo do uso final, o gás poderá ter que ser comprimido. Deste modo, enquanto que para o usos em processos industriais ou na rede de gás (pipeline), o hidrogénio poderá ser entregue sensivelmente à pressão de saída do eletrolisador, quando se trata de situações de armazenamento ou de transporte, dada a inviabilidade técnica de serem empregues reservatórios com grandes volumes, este gás terá que ser comprimido.

Por outro lado, há diferentes possibilidades no que toca à constância do consumo. Conforme é possível observar pelos dados presentes no website da REN relativos ao dia 03/05/2023, existem picos de consumo de gás consoante a hora do dia.



Os valores representados referem-se a períodos de 1 hora, não evidenciando por isso variações de duração inferior.

Figura 11 - Dados de consumo de gás natural diários REN – 3/5/2023

Similarmente, uma estação de abastecimento de carros a hidrogénio irá apresentar picos de consumo nas horas em que houver maior tráfego rodoviário. No entanto, o cenário pode-se inverter, como em casos nos quais a produção de hidrogénio tem em vista o abastecimento de processos contínuos, como numa linha de produção que funcione 24h por dia. Neste caso particular o consumo de hidrogénio poderá ser constante.

Estas diferenças relacionadas com a procura terão que ser tidas em conta na modelação da ferramenta.

3.1.2. Tanques de armazenamento de hidrogénio

O funcionamento dos tanques de armazenamento de hidrogénio é regido pelo cálculo do nível equivalente dos mesmos, ou seja, da relação entre a quantidade de gás armazenada e a sua capacidade total. Desta forma, este valor situa-se sempre entre 0 e 1.

Por outro lado, foi criada uma variável – *targetfill* – que representa o nível a que se deseja que o tanque esteja para poder suprir abastecimentos futuros. Assim, esta variável funciona como uma procura de gás sempre que o nível do tanque se situar abaixo da mesma.

Por fim, é importante mencionar que o escoamento de hidrogénio entre o tanque de armazenamento e a procura, seja de alta ou baixa pressão, é feita apenas por gradiente de pressão. Desta forma, só se poderão abastecer as necessidades apresentadas enquanto a pressão interior do tanque de armazenamento for maior que a pressão da procura. Desta forma considerou-se que no caso do tanque de armazenamento de baixa pressão, apenas seria necessário armazenar gás à pressão de saída do eletrolisador – 30 bar. Já para o caso do tanque de armazenamento de alta pressão que irá abastecer veículos pesados movidos a hidrogénio, o gás será armazenado a cerca de 500 bar. Assim, é garantido que, para ambos os casos, há diferencial de pressão suficiente entre o gás armazenado e a respetiva procura para que se consiga armazenar quantidades consideráveis de hidrogénio prontas a ser usadas.

3.1.3. Compressor de hidrogénio

Para a modelação do compressor de hidrogénio foram tidas em conta as equações apresentadas no capítulo de revisão bibliográfica. Desta forma, a partir da pressão do gás à entrada e saída do compressor, o rácio máximo de compressão desejado e os respetivos cálculos necessários foi possível determinar o número de estágios de compressão, a temperatura de descarga, a energia de compressão e o cálculo da potência do compressor necessária.

Para a determinação de algumas características do hidrogénio dependentes das condições termodinâmicas como o fator de compressibilidade, recorreu-se à biblioteca de python - CoolProp.

O dimensionamento do compressor, ao contrário do eletrolisador - que consistia numa restrição ao sistema - foi feito de forma totalmente teórica. Deste modo, uma vez que não foi dimensionado tendo em conta as características principais de um modelo existente, este não apresenta qualquer tipo de restrição ao nível de caudal ou número de estágios de compressão. Assim, apenas depois de todos os cálculos terem sido realizados é que se passou a determinar qual a potência de compressão necessária de forma a garantir o funcionamento da central durante todo o tempo modelado. Esta abordagem deve-se sobretudo à grande quantidade de variáveis associadas ao funcionamento deste equipamento e à consequente perda de capacidade de estudo e da componente modular da ferramenta no caso de se fixar estas características a um modelo de compressor específico.

É ainda importante referir que de acordo com o documento “The Techno-Economics of Hydrogen Compression” [22], usualmente, para compressores de diafragma - em situações nas quais o rácio de compressão é maior que 3,1 - se opta pela divisão do processo de compressão em mais que um estágio. Assim, teve-se em consideração este valor, não permitindo rácios de compressão maiores que 3,1. Assumiu-se ainda que a eficiência isentrópica do processo rondaria os 60%.

3.1.4. Eletrolisador

Conforme abordado no capítulo da revisão bibliográfica o eletrolisador apresenta em média uma eficiência que ronda, sensivelmente, os 65%. No entanto, este valor não é, realmente, fixo, sendo que a eficiência varia de acordo com o fator de carga. Koponen et al. [45] desenvolveram um estudo experimental no qual, para um modelo de eletrolisador com 5,5 kW de potência nominal, procederam a uma série de ensaios com o objetivo principal de determinar o consumo específico de energia do eletrolisador para diferentes pressões de descarga, sendo elas 20, 30 e 40 bar.

Desta forma, a partir dos resultados apresentados traçou-se uma regressão linear que permitisse, descrever uma aproximação à evolução deste consumo para outros fatores de carga que não os estudados.

De referir que, apesar do eletrolisador ensaiado ter uma potência reduzida quando comparado com o da presente tese, assumiu-se que este padrão poderia ser tido como um indicativo próximo da realidade, tendo-se utilizado estes valores de eficiência dependendo do fator de carga para a modelação do eletrolisador.

Apresenta-se de seguida o gráfico da eficiência em função do fator de carga.

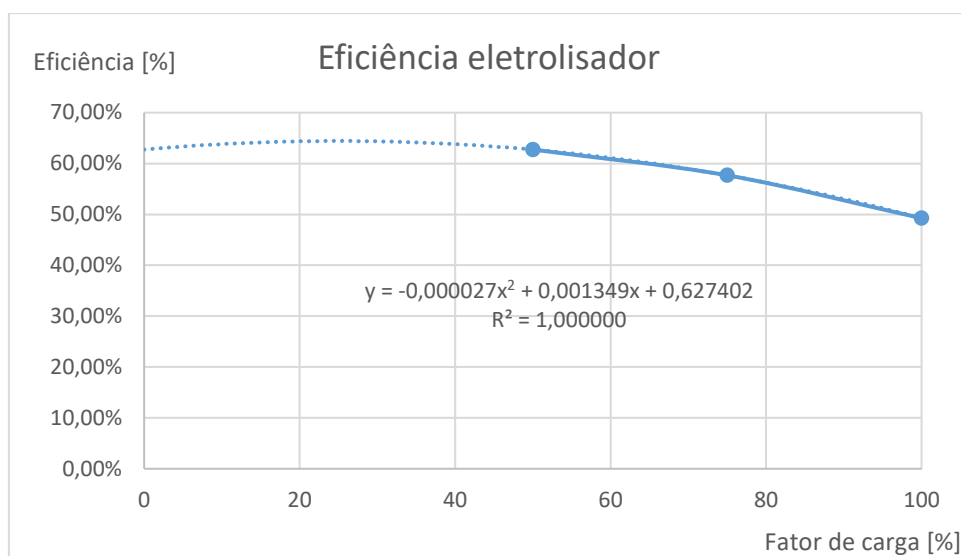


Figura 12 - Eficiência do eletrolisador dependente do fator de carga

Tendo conhecimento do comportamento do consumo energético específico e, conseqüentemente, da eficiência do eletrolisador é então possível perceber qual será o calor excedente do processo de produção. Para o cálculo do mesmo apenas se teve em consideração um coeficiente fixo, sendo este resultado da média dos valores apresentados pelas várias referências. Desta forma, considerou-se que 25,21% da potência nominal do eletrolisador se iria traduzir em calor. É importante perceber que a soma das percentagens do calor gerado e da eficiência em função da potência nominal do eletrolisador terá que ser sempre menor que 100%. De outra forma, haveria mais energia à saída do eletrolisador do que à entrada, violando a primeira lei da termodinâmica.

Para além disso, os eletrolisadores, com o decorrer de tempo de funcionamento, perdem condutividade elétrica nas membranas (envelhecimento da membrana), o que gera um aumento gradativo do sobre potencial necessário para a geração de hidrogénio, isto é, há um decréscimo da eficiência. O departamento de eficiência energética e energias renováveis do DOE (EERE), elaborou um website onde são disponibilizados valores padrão para uma série de características dos eletrolisadores, sendo esta uma delas [46]. No momento, a taxa de envelhecimento é descrita como 0,25%/1000h, ou seja, a cada 1000 horas de funcionamento, o eletrolisador perde 0,25% da sua eficiência.

É importante perceber que a taxa de envelhecimento depende de uma série de pontos diferentes, como o estilo de funcionamento do eletrolisador – contínuo ou com oscilações – podendo variar deste valor padrão. No entanto, uma vez que depende de muitos fatores, os quais não estão totalmente descritos, optou-se por assumir que este valor constante poderia representar o envelhecimento do eletrolisador.

Por fim, os eletrolisadores apresentam uma faixa de funcionamento no que toca ao fator de capacidade de produção de hidrogénio. Com isto pretende-se referir que muitos modelos não permitem a produção de hidrogénio quando funcionam abaixo de 10% da sua capacidade nominal, como é o caso dos modelos da série M, fabricados pela empresa NEL ASA. Estes tratam-se de modelos de grande dimensão com uma capacidade de produção compreendida entre cerca de 4200 kg/24h (M2000) e 10600 kg/24h (M5000). [47] Conseqüentemente, foi assumido que em circunstâncias nas quais a geração de eletricidade não correspondia a um mínimo de 10% da capacidade nominal do eletrolisador, este não seria acionado.

3.1.5. Eletricidade da rede

Existem duas formas distintas de abastecer uma central de hidrogénio.

A primeira é a produção de eletricidade através de elementos construídos pelo próprio responsável da central, ou seja, a empresa que concessiona a central de hidrogénio compra, geralmente, uma porção de terreno próxima dos eletrolisadores onde irão ser instalados painéis solares ou turbinas eólicas pagas pelo próprio.

No entanto, muitas vezes são feitos contratos, através dos quais uma entidade externa passa a ser responsável pelo fornecimento de energia, facilitando o monitoramento a quem concessiona a central de hidrogénio. Estes contratos são conhecidos como PPA (Power Purchase Agreement).

Para o caso específico do presente projeto considerou-se que a eletricidade da rede seria obtida através de um contrato de PPA, garantindo que, quando é acionada, abastece as necessidades da central de produção de hidrogénio verde de forma a que esta possa funcionar à sua capacidade nominal. Deste modo, considera-se que o preço da eletricidade fornecida é constante não dependendo do intervalo do dia em que é entregue.

Com isto, poder-se-á estudar qual o impacto que esta tem no custo final do hidrogénio, que parcela está associada à mesma no abastecimento de energia da central, numa base anual e proceder à análise do impacto da capacidade solar nestes pontos.

3.1.6. Eletricidade com fonte fotovoltaica

A central de produção de eletricidade com fonte fotovoltaica foi modelada a partir do software Polysun. Este software foi desenvolvido pela empresa Vela Solaris e apresenta funcionalidades de modelação avançadas para a conceção e otimização de sistemas solares térmicos, fotovoltaicos e geotérmicos.

Desta maneira, através da identificação do modelo de painel fotovoltaico em uso, número de painéis e da geolocalização da central foi possível obter, numa base horária, a quantidade de eletricidade gerada pela mesma.

O software tem em conta, não só, as características específicas de cada painel solar - como a sua eficiência ou o coeficiente de temperatura - como também as ineficiências relacionadas com o sistema elétrico da central, estando muitas vezes associada aos sistemas de inversão.

3.2. Fatores económicos

Para a análise económica do processo, em primeiro lugar passou-se ao cálculo do custo de produção do hidrogénio verde, tendo em conta os investimentos iniciais associados a todos os componentes da central (CAPEX) e os custos operacionais da mesma (OPEX). Tendo em conta o custo do hidrogénio verde produzido, apresentado em €/kg, é então feita a comparação do mesmo com o valor máximo estipulado na Portaria nº 15/2023. Esta portaria *“estabelece o sistema de compra centralizada de biometano e hidrogénio produzido por eletrólise a partir da água, com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável”* [48]. Nesta é estipulado o preço base (preço máximo), do leilão, a pagar pelo hidrogénio produzido em 127 €/MWh – equivalente a 5,00 €/kg de hidrogénio verde (tendo em conta o poder calorífico superior).

Assim, considera-se que, estritamente do ponto de vista económico, projetos que apresentem um custo de produção de hidrogénio inferior ao valor base são viáveis. Já os casos inversos são considerados economicamente inviáveis.

3.2.1. CAPEX

De forma a garantir uma abrangência do modelo mais completa passou-se à análise económica do projeto. Dada a sensibilidade da informação quanto a orçamentos de modelos específicos, optou-se, para esta análise, pelo uso de valores padrão dos principais componentes da central e da eletricidade necessária ao funcionamento da mesma. De notar que estes são baseados em informação presente na bibliografia apresentada. Assim, dada a rapidez da evolução deste mercado poderão estar desatualizados à data de entrega.

Refere-se ainda que, em vários casos, o valor do CAPEX tem em conta o dólar americano (\$). Nestes, passou-se a usar o câmbio entre dólar americano e euro referente ao dia 11/5/2023, sendo este 0,91€ por cada dólar.

No caso de fotovoltaico, segundo Ramasamy et al. [49] o valor modelado de mercado (MMP), para uma central com 100 MW_{dc} situa-se em €0,91/W_{dc} (\$0,99/W_{dc}), sendo este dado para centrais com escala de setor de serviços públicos. Já Vartiainen et al. [50] apresenta como valor de referência associado ao CAPEX de uma central fotovoltaica na Europa 0,46 €/W_p.

Quanto ao sistema de eletrólise existe uma dispersão considerável no que toca aos investimentos associados. Desta forma apresenta-se uma tabela que os resume.

Tabela 8 - Custos padrão para eletrolisadores

Custo padrão [€/kW]	Capacidade [MW]	Ano	Referência
1375	100	2018	[51]
900	-	2019	[52]
1000	-	2022	[53]

Da mesma forma, quanto ao sistema de compressão de hidrogénio, diferentes autores apresentam diferentes custos padrão, no entanto a dispersão entre os valores entre as várias referências bibliográficas é consideravelmente superior.

Tabela 9 - Custos padrão para sistemas de compressão

Custo padrão [€/kW]	Ano	Referência
2328	2014	[54]
2100	2016	[55]
915	2017	[56]
3000	2022	[57]

Para além disso, apresenta-se de seguida, os custos de investimento relacionados com o armazenamento de hidrogénio em tanques e as respetivas referências bibliográficas. De referir que estes valores dependem da capacidade de armazenamento do tanque em quilogramas.

Tabela 10 - Custos padrão para sistemas de armazenamento de hidrogénio

Custo padrão [€/kg]	Ano	Referência
900	2013	[58]
500	2014	[59]
1100	2014	[60]
490	2020	[61]

Dada a flutuabilidade considerável de preços em todos os casos apresentados, optou-se pelo cálculo do preço padrão (CAPEX) para o presente trabalho através da média dos valores associados a cada componente.

Por fim, é necessário ter em conta os custos associados a todos os outros componentes relacionados com a planta, que apesar de não terem um impacto tão grande no investimento inicial quanto os enumerados anteriormente, é importante serem considerados.

Apresenta-se de seguida a tabela que os resume:

Tabela 11 - Custos padrão usados na ferramenta

Equipamento	Custo-Padrão
Painéis fotovoltaicos [€/Wp]	0,69
Eletrolisador [€/kW]	1075
Compressor [€/kW]	2085
Tanque de armazenamento [€/kg]	750

Segundo o estudo “*Study on early business cases for H₂ in energy storage and more broadly power to H₂ applications*” [62] os investimentos que não são relacionados com os componentes principais da central (outros custos), seja devido à construção da central, planeamento, trabalho relacionado com legislação, pipelines, etc., dependem da capacidade de produção da mesma. Desta forma, foi estimado um valor dependente da potência nominal do eletrolisador.

$$\text{Outros custos} = 10\% \times \left(\frac{2,5}{P_{\text{projeto}}} \right) + 35\% \quad \text{Equação 29}$$

O resultado do investimento relacionados com os “outros custos” é dado em percentagem, sendo esta dependente do custo dos equipamentos principais. Desta forma, para o caso de uma central de produção de hidrogénio verde com 100 MW de capacidade, os “outros custos” seriam aproximadamente 35% do investimento realizado nos equipamentos principais.

3.2.2. OPEX

Os custos operacionais (OPEX) de uma central de produção de hidrogénio verde podem estar relacionados com uma série de fatores. A componente mais preponderante está ligada aos custos da energia que abastece os equipamentos, no entanto existem, ainda, os custos relacionados com a água abastecida, possíveis manutenções à central, mão de obra, entre outros.

Destes pontos, o que irá ter maior impacto no custo de produção do hidrogénio verde será a energia proveniente da rede que irá abastecer os equipamentos da central. Este poderá variar significativamente, dependendo dos valores acordados num contrato de PPA com uma terceira entidade. No entanto, de acordo com os preços apresentados pela empresa *LevelTen Energy*, no primeiro trimestre de 2023, os contratos de PPA para energia fotovoltaica e eólica situavam-se nos 88,88 €/MWh (0,089 €/kWh), tendo este valor sido usado como referência para o custo da eletricidade vinda da rede. [63], [64]

Por outro lado, de acordo com estudos consultados, os custos associados à operação e manutenção da central correspondem a 4% dos investimentos iniciais. [65], [66]

3.3. Cenários de estudo

A central de produção de hidrogénio verde em estudo localiza-se no conselho de Sines, pertencente ao distrito de Setúbal, na zona litoral da região alentejana. É no porto de Sines que se localiza o terminal de gás natural líquido (GNL), que compreende as instalações portuárias de receção, descarga e recarga de navios metaneiros provenientes de todo o mundo, estando instalados três tanques de armazenamento de GNL com capacidade de 390 000 m³. Desta forma, trata-se de um dos principais pontos de abastecimento de gás natural do país.

Considera-se que a central não apresenta quaisquer restrições ao nível de área disponível. Desta forma, a central fotovoltaica não possui limite quanto ao número de painéis fotovoltaicos. Para todos os cenários de estudo foi considerado o mesmo modelo de painel solar, sendo ele - JA Solar JAM 72S30-545/MR/1500V. Apresenta-se abaixo as características principais do mesmo.

Tabela 12 – Características principais modelo painel fotovoltaico às condições standard

Potência máxima [W _p]	545
Eficiência [%]	21,1
Área [m ²]	2,584
Voltagem - potência máxima [V]	41,8
Amperagem - potência máxima [A]	13,04

Por outro lado, o sistema de eletrólise foi fixo em 100 MW de capacidade nominal. Apesar de este valor ser bastante elevado quando comparado com centrais que se encontram em funcionamento no momento – maior central a funcionar em solo europeu possui 20 MW de capacidade nominal do sistema de eletrólise e situa-se em *Puertollano* [67] – existem já, em Portugal, vários projetos em fase de estudo de viabilidade com capacidades semelhantes.

3.3.1. Só fotovoltaico

Em primeiro lugar, pretende-se estudar o funcionamento de uma central que dependa apenas de abastecimento de eletricidade interno, isto é, que todo o abastecimento elétrico seja feito por uma central fotovoltaica associada. Deste modo, considera-se que não é possível o estabelecimento de contratos PPA e, conseqüentemente, não existe eletricidade proveniente da rede. Com isto, é expectável que durante os horários em que não exista luz solar o eletrolisador não produza hidrogénio e, dependendo da estação do ano, nos picos horários de luz solar, a energia fotovoltaica seja superior às necessidades do eletrolisador, não podendo ser usada no processo produtivo.

Assim foi considerado que a central de produção e hidrogénio verde seria abastecida por um parque fotovoltaico com uma capacidade de 300 MW. De forma a garantir que em horas nas quais houvesse produção de energia fotovoltaica o eletrolisador funcionaria perto da sua potência nominal fixou-se a potência do mesmo em 100 MW. Já quanto ao armazenamento, considerou-se importante garantir que pelo menos o equivalente a três dias de produção seria obrigatório como capacidade armazenada. Assim o tanque de armazenamento de hidrogénio a baixa pressão apresenta uma capacidade máxima de 55 000 kg, com uma pressão de cerca de 30 bar e o tanque de armazenamento de hidrogénio a alta pressão tem capacidade máxima de 27 000 kg de hidrogénio que se encontrará a um máximo de cerca de 500 bar.

Por fim, considerou-se que a procura de hidrogénio de baixa pressão seria constante e de 750 kg/h. Já a de alta pressão seria também constante e de 375 kg/h.

3.3.2. Fotovoltaico com energia da rede

Dada a dificuldade de fornecer, de forma regular, hidrogénio verde, tendo em conta que a central é apenas abastecida com eletricidade proveniente de painéis fotovoltaicos, pretende-se estudar qual o impacto da ligação à rede de distribuição de eletricidade para o funcionamento da mesma. Apesar de com esta mudança se garantir uma melhor constância de produção de hidrogénio verde é também expectável que isto tenha um impacto significativo a nível económico, uma vez que a eletricidade abastecida pela rede terá de ser paga.

Tal como no caso de estudo anterior, foi considerado que a central de produção e hidrogénio verde seria abastecida por um parque fotovoltaico com uma capacidade de 300 MW, mas, desta vez, seria também abastecida pela rede de distribuição de eletricidade. De forma a garantir que em horas nas quais houvesse produção de energia fotovoltaica o eletrolisador funcionaria perto da sua potência nominal fixou-se a potência do mesmo em 100 MW. Da mesma forma, quanto ao armazenamento, considerou-se importante garantir que pelo menos o equivalente a três dias de produção seria obrigatório como capacidade armazenada. De forma análoga, o tanque de armazenamento de hidrogénio a baixa pressão apresenta uma capacidade máxima de 55 000 kg, com uma pressão de cerca de 30 bar e o tanque de armazenamento de hidrogénio a alta pressão tem capacidade máxima de 27 000 kg de hidrogénio que se encontrará a um máximo de cerca de 500 bar.

Por fim, considerou-se que a procura de hidrogénio de baixa pressão seria constante e de 750 kg/h. Já a de alta pressão seria também constante e de 375 kg/h.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Consoante os dados apresentados nos capítulos anteriores, passou-se à simulação dos casos de estudo apresentados. Apresenta-se, de seguida, os resultados obtidos, bem como uma análise detalhada dos mesmos.

Conforme referido no capítulo anterior, no caso de estudo em que a central de produção de hidrogénio verde é abastecida estritamente por uma central de produção de energia fotovoltaica os módulos modelados têm as seguintes características:

Tabela 13 - Características módulos

Central fotovoltaica [MW]	300
Eletrolisador [MW]	100
Tanque de baixa pressão [kg]	55 000
Tanque de alta pressão [kg]	27 000

4.1. Abastecimento da central apenas com fotovoltaico

Para o caso específico em que a planta é abastecida por painéis fotovoltaicos apresenta-se, de seguida, os resultados da simulação referentes aos vários equipamentos, assim como os valores finais relativos à análise económica.

4.1.1. Produção de energia pela central fotovoltaica

Uma vez que a central de produção de hidrogénio verde (HPP) será abastecida apenas por uma central fotovoltaica, sem recurso a qualquer tipo de baterias ou à rede de distribuição de eletricidade era expectável que a produção de hidrogénio verde fosse intermitente, isto é, em horas nas quais houvesse luz solar haveria a energia necessária para o funcionamento do eletrolisador, no entanto, em horas nas quais não existisse luz solar o sistema encontrar-se-ia desligado.

De acordo com os gráficos abaixo, é possível observar a produção bruta de energia proveniente da central fotovoltaica (linha verde) e, na linha laranja, dessa energia total a parte que é transferida para a HPP. De facto, estas nem sempre se encontram adjacentes, o que se deve às limitações da HPP. Em primeiro lugar, o eletrolisador possui um caudal de produção de hidrogénio máximo e, por outro lado, uma vez que a procura condiciona todo o funcionamento da central, nunca haverá produção de hidrogénio acima da soma das procuras e dos tanques para o seu total enchimento.

Assim, percebe-se a grande importância de adquirir um sistema de baterias que consiga absorver a energia excedentária produzida pelo central fotovoltaica, de forma a que, em horas nas quais não exista irradiação se possa fornecer essa energia absorvida à central.

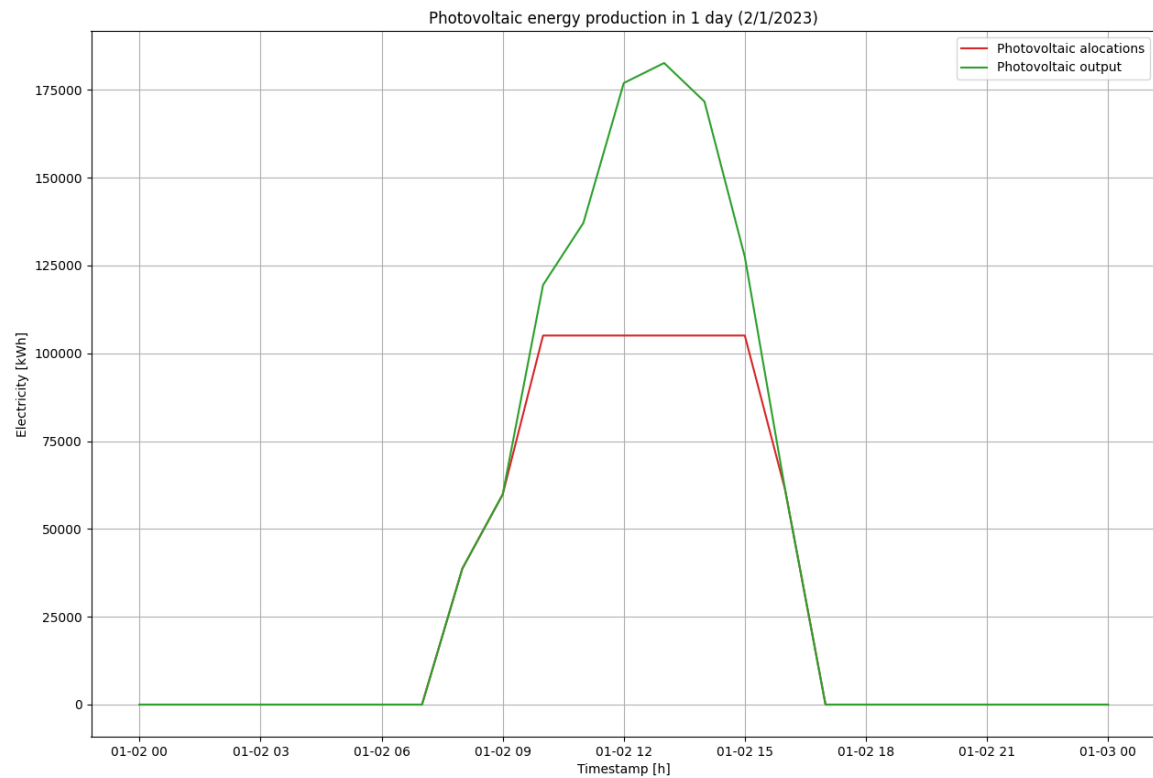


Figura 13 - Produção solar vs produção solar transferida para a central (2/1/2023)

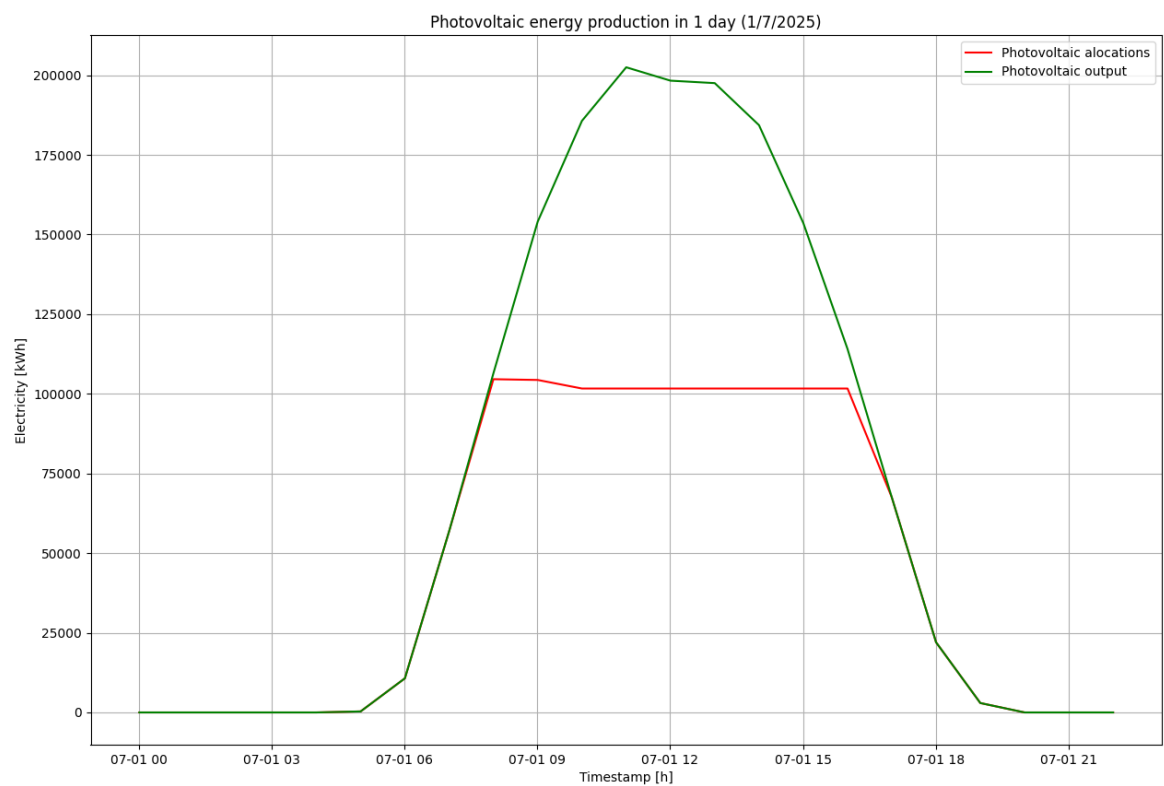


Figura 14 - Produção solar vs produção solar transferida para a central (1/7/2025)

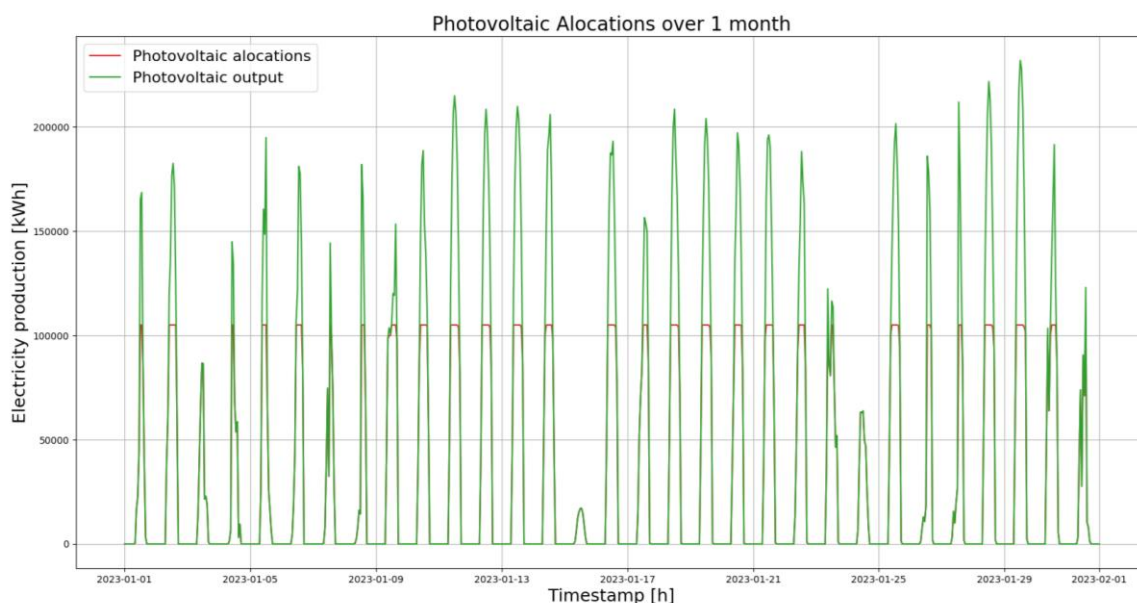


Figura 15 - Produção solar vs energia transferida para a central durante um mês

O gráfico acima é em tudo semelhante aos dois anteriores, no entanto, pretende-se demonstrar a flutuação da produção solar ao longo de um mês e o impacto que este ponto tem na produção de hidrogénio verde.

4.1.2. Eficiência do eletrolisador

Conforme expectável, a eficiência do eletrolisador, ao longo dos 20 anos foi decrescendo de forma relativamente constante – a aparente maior grossura das linhas decrescentes deve-se a pequenas oscilações dos valores da eficiência graças a diferentes níveis de produção de hidrogénio pelo eletrolisador. Para além disso, ao fim de 10 anos de funcionamento a eficiência volta ao seu valor inicial dado que existe a substituição das membranas, voltando a condutividade das mesmas a ser a original.

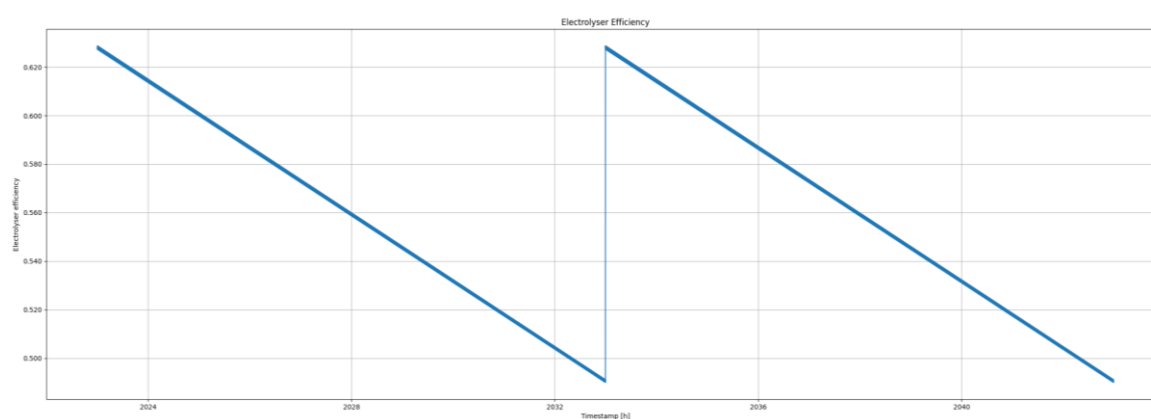


Figura 16 - Eficiência do eletrolisador ao longo dos 20 anos de operação

No entanto, é importante voltar a referir que no presente modelo a eficiência do eletrolisador não é influenciada pelo tipo de funcionamento do mesmo (mais oscilatório ou constante tendo em conta o fator de carga). Deste modo, dado ao longo de 10 anos haver uma perda de mais de 10% na eficiência e o consequente impacto técnico-económico que este isto desempenha no funcionamento de uma central, será importante o investimento em investigação relacionada com o tema, de forma a se conseguir prever melhor a evolução da mesma.

4.1.3. Calor gerado pelo eletrolisador

O calor gerado pelo eletrolisador é influenciado diretamente pela carga do mesmo, ou seja, pela energia que o equipamento consome. Assim, através dos dados referentes a 1 mês de operação demonstra-se a alta variabilidade do funcionamento do eletrolisador ao longo de um mês, consequentemente, a variabilidade do calor gerado.

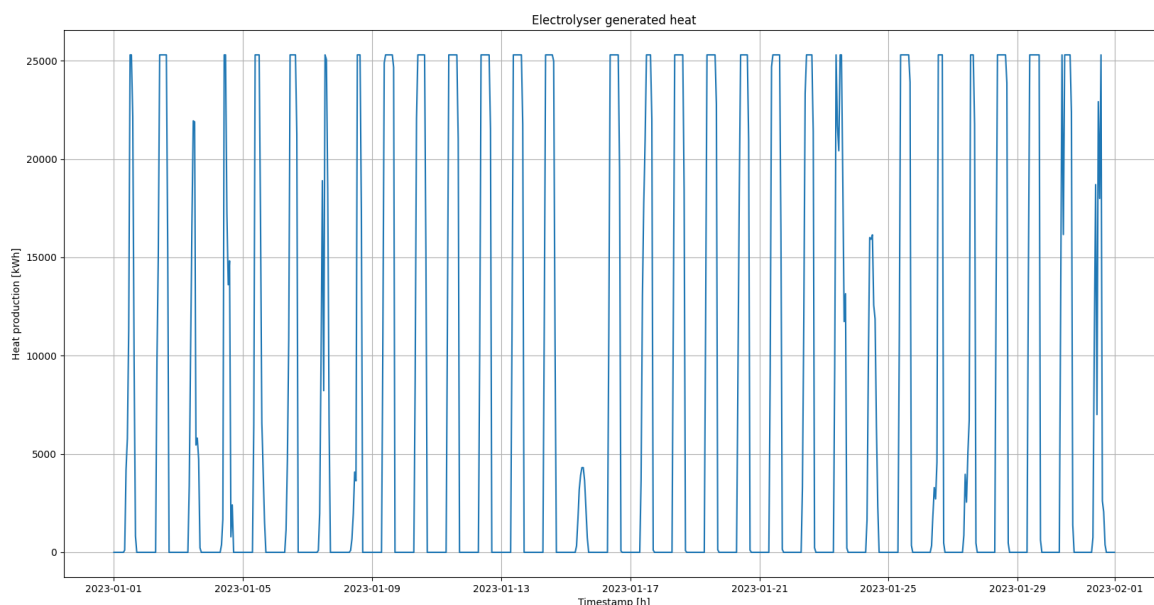


Figura 17 - Calor residual gerado pelo eletrolisador ao longo do mês de janeiro de 2023

Ao longo dos 20 anos conseguiu-se gerar cerca de 2 991 000 000 kWh de calor residual que, poderia ser redistribuído através de redes de calor, seja para *district heating* ou processos industriais próximos e que, de outra forma seriam desperdiçados.

4.1.4. Análise económica

Consoante os resultados apresentados para o presente caso de estudo foram obtidos os seguintes resultados.

Tabela 14 - Resultados principais

Tempo de operação	20	Anos
Potência de compressão necessária	1 800	kW
Energia consumida	6 476 139 742	kWh
CAPEX	379 954 207	€
OPEX	58 198 168	€
Custo de produção do hidrogénio	3,52	€/kg

Partindo do princípio que o preço de venda do hidrogénio produzido corresponde ao valor máximo apresentado pela Portaria nº 15/2023, sendo este 5,00 €/kg H₂, é possível afirmar que o custo de

produção de hidrogénio seria significativamente inferior ao custo de produção garantindo, ao longo de 20 anos uma receita de cerca 286 457 483€.

Apesar do custo de produção do hidrogénio verde se encontrar abaixo do custo “*standard*” de venda, é importante referir que, dado a produção de eletricidade por parte da central fotovoltaica ser intermitente, existem quase 80 000 horas nas quais as necessidades dos clientes finais não são supridas. Desta forma, na realidade, este caso de estudo torna-se inviável.

4.2. Abastecimento da central com fotovoltaico e rede elétrica

Para o caso específico em que a planta é abastecida tanto por painéis fotovoltaicos como pela rede de distribuição de eletricidade apresenta-se, de seguida, os resultados da simulação referentes aos vários equipamentos, assim como os valores finais relativos à análise económica.

4.2.1. Produção de energia pela central fotovoltaica vs energia fornecida à central

Tal como no caso de estudo anterior, a partir dos gráficos abaixo, é possível observar a produção bruta de energia proveniente da central fotovoltaica (linha verde) e, na linha laranja, dessa energia total a parte que é transferida para a HPP. De facto, estas nem sempre se encontram adjacentes, o que se deve às limitações da HPP. Em primeiro lugar, o eletrolisador possui um caudal de produção de hidrogénio máximo e, por outro lado, uma vez que a procura condiciona todo o funcionamento da central, nunca haverá produção de hidrogénio acima da soma das procuras e dos tanques para o seu total enchimento.

Assim, percebe-se a grande importância de adquirir um sistema de baterias que consiga absorver a energia excedentária produzida pelo central fotovoltaica, de forma a que, em horas nas quais não exista irradiação se possa fornecer essa energia absorvida à central.

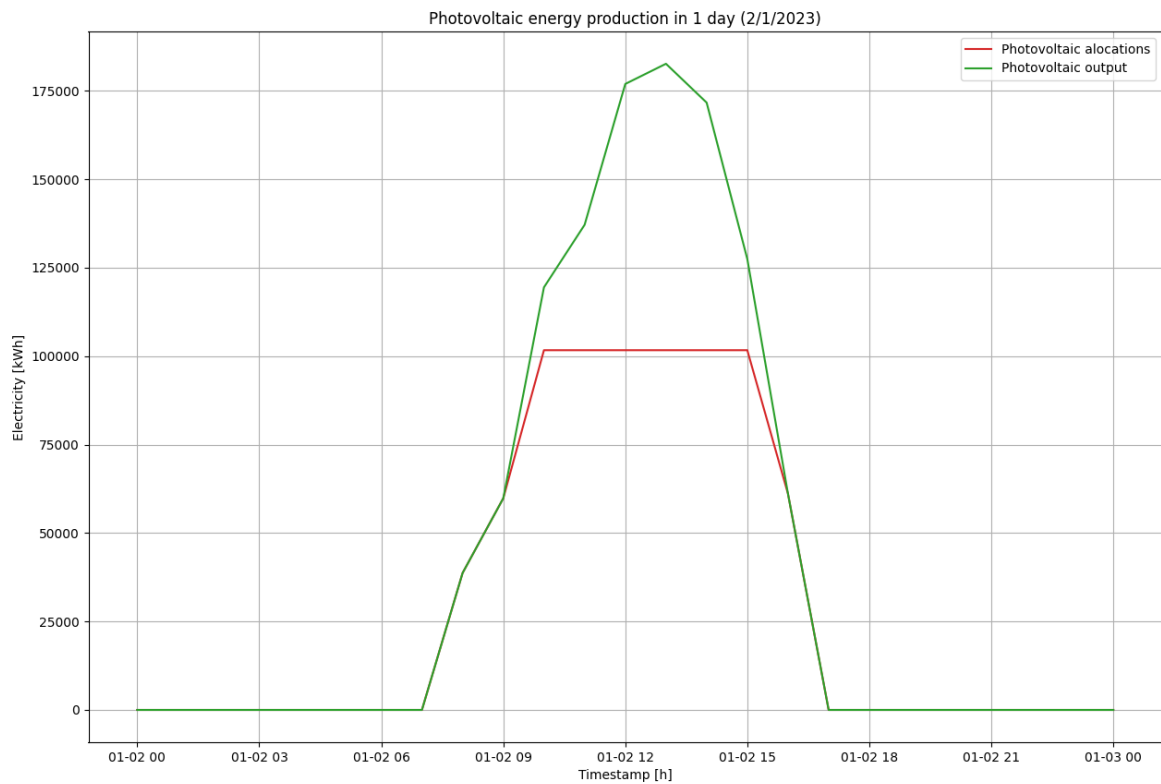


Figura 18 - Produção solar vs produção solar transferida para a central (2/1/2023)

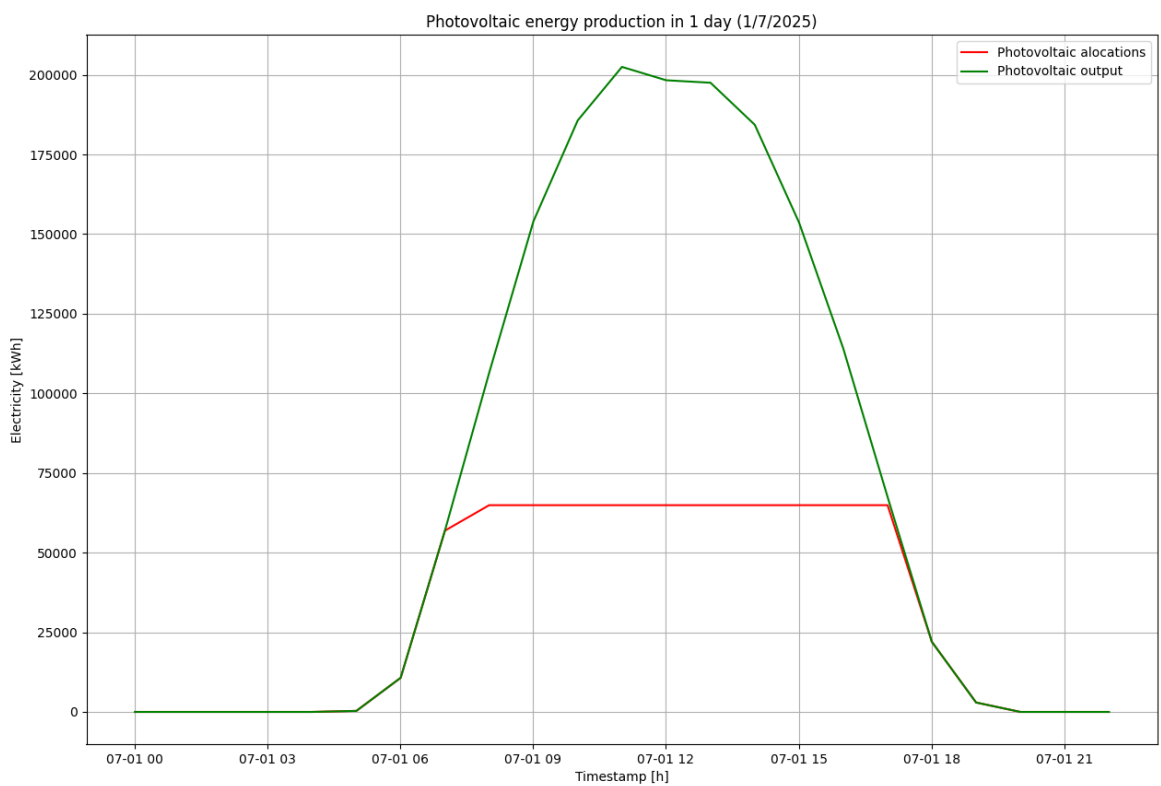


Figura 19 - Produção solar vs produção solar transferida para a central (1/7/2025)

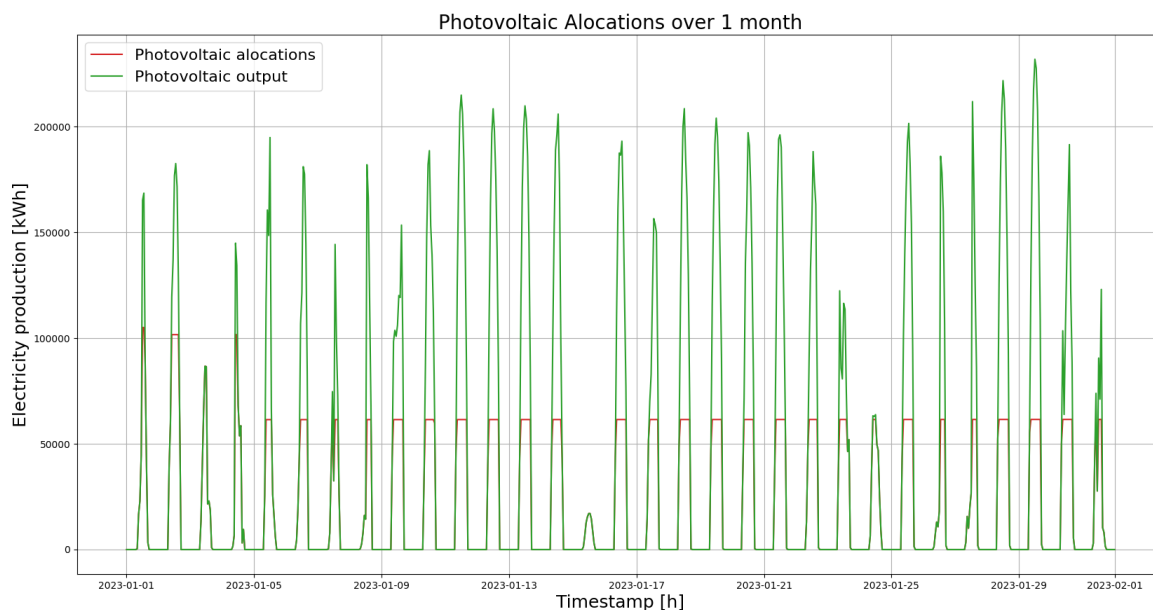


Figura 20 - Produção solar vs energia transferida para a central durante um mês

4.2.2. Fornecimento de energia pela rede de distribuição de eletricidade

O abastecimento de energia da rede foi modelado de forma a apenas ser possível em situações nas quais a energia produzida pela central fotovoltaica não seja suficiente para abastecer todas as necessidades da central. Desta forma, conforme apresentado abaixo, a energia proveniente da rede irá abastecer totalmente a HPP em horas cuja irradiação seja nula ou não consiga suprir todas as necessidades da central.

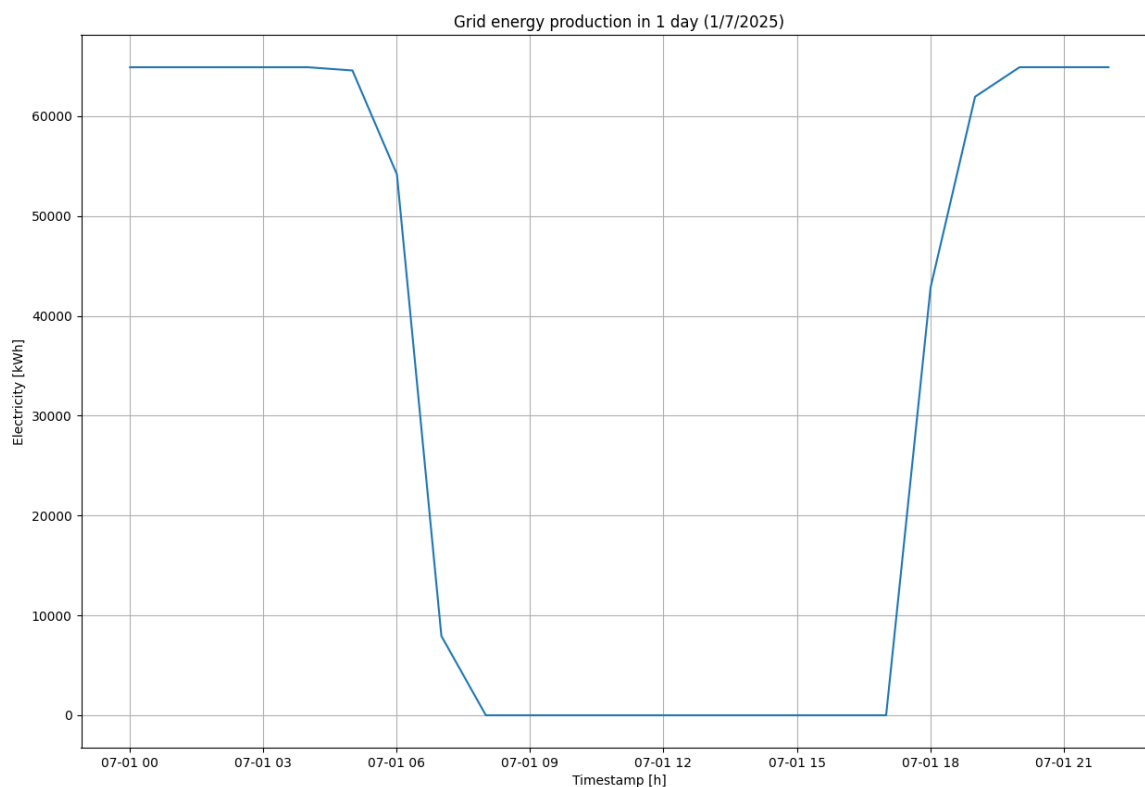


Figura 21 - Energia transferida para a central proveniente da rede de distribuição de eletricidade (1/7/2025)

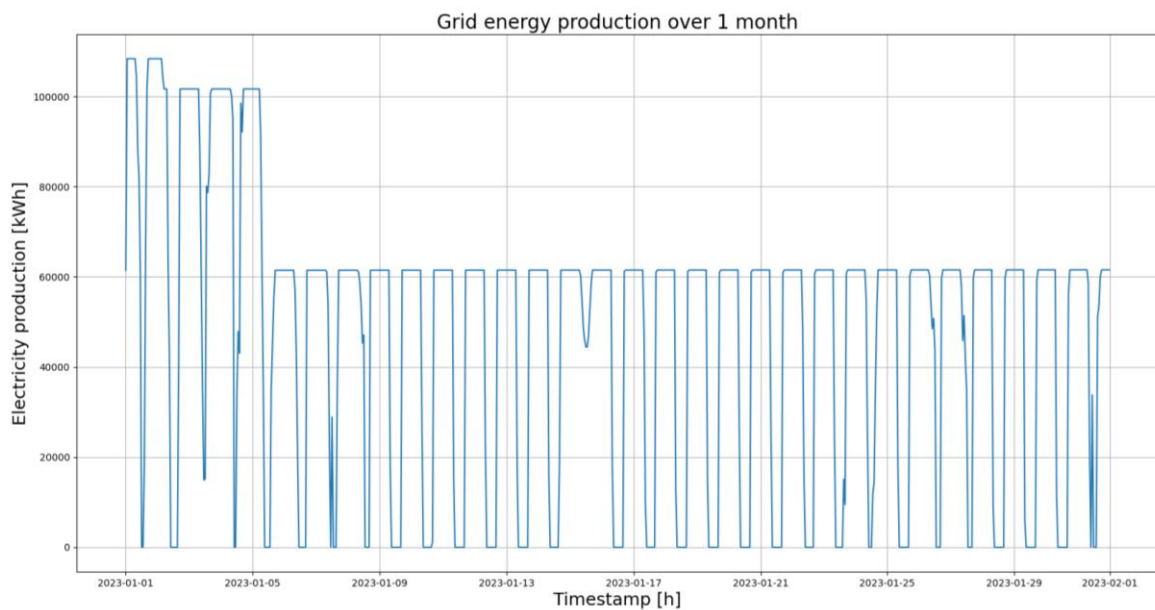


Figura 22 – Energia transferida para a central proveniente da rede de distribuição de eletricidade durante um mês

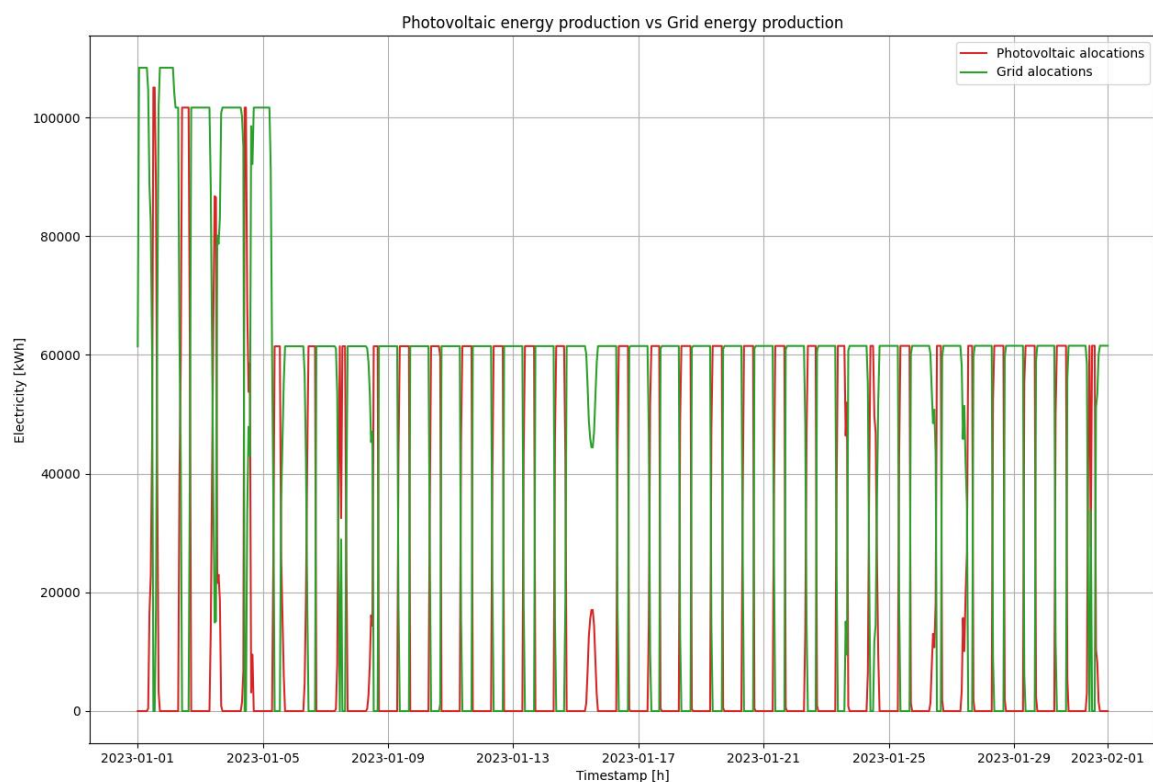


Figura 23 - Complementaridade de abastecimento de energia via central fotovoltaica e rede de eletricidade

A partir da figura acima verifica-se que, dado que a HPP possui sempre a energia necessária para todas as suas necessidades e a procura é sempre constante, as alocações de energia à central serão também constantes. Desta forma, a eletricidade proveniente da rede irá sempre complementar a produção fotovoltaica de forma a se abastecer a central à máxima carga possível.

4.2.3. Eficiência do eletrolisador

Tal como no caso de estudo anterior, a eficiência do eletrolisador foi decrescendo de forma relativamente constante ao longo dos 20 anos de operação. No entanto, ao fim de 10 anos de funcionamento esta volta ao seu valor inicial dado que existe a substituição das membranas, voltando a condutividade das mesmas a ser a original.

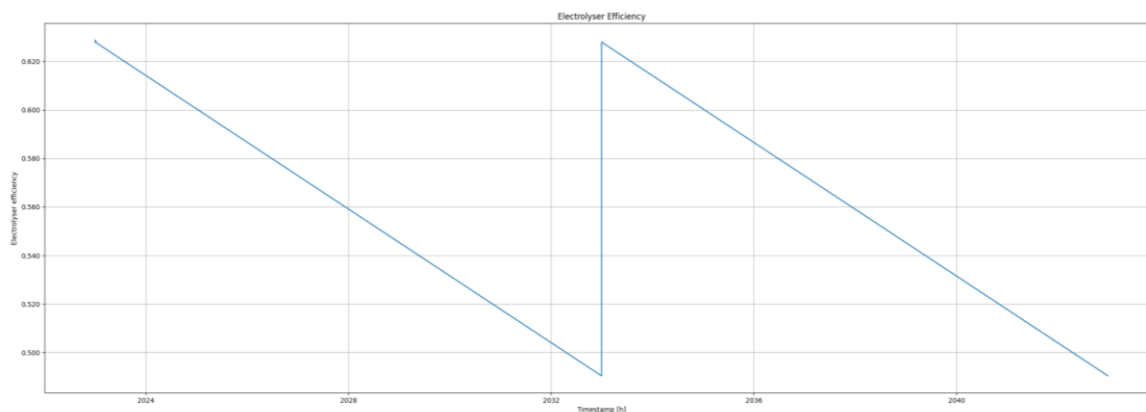
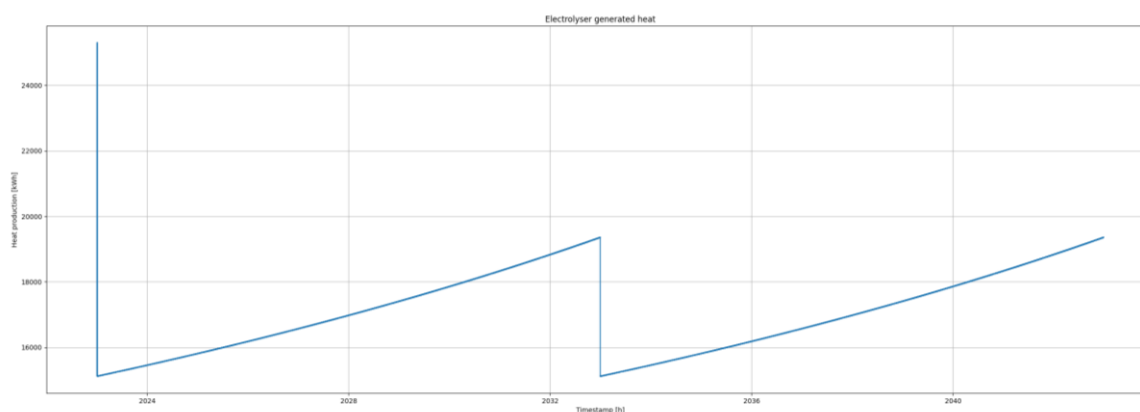


Figura 24 - Evolução da eficiência do eletrolisador ao longo do tempo de operação

4.2.4. Calor gerado pelo eletrolisador

Dado que o eletrolisador, durante todo o seu tempo de operação, obtém a energia necessária para suprir as necessidades das procura – eletricidade proveniente da central fotovoltaica ou da rede de distribuição de eletricidade, e dado que o calor gerado pelo mesmo depende do seu fator de carga, este apresentará um comportamento constante durante a operação do eletrolisador, correspondendo a cerca de 25% da sua potência nominal.



Desta forma, ao longo dos 20 anos de operação foram gerados cerca de 2 991 078 851 de kWh, que poderiam ser distribuídos por clientes presentes nas redondezas da central de produção de hidrogénio verde.

4.2.5. Análise económica

Consoante os resultados apresentados para o presente caso de estudo foram obtidos os seguintes resultados.

Tabela 15 - Resultados principais

Tempo de operação	20	Anos
Potência de compressão necessária	1900	kW
Energia consumida	12 113 738 699	kWh
CAPEX	379 954 321	€
OPEX	717 908 405	€
Custo de produção do hidrogénio	5,57	€/kg

Partindo do princípio que o preço de venda do hidrogénio produzido corresponde ao valor máximo apresentado pela Portaria nº 15/2023, sendo este 5,00 €/kg H₂, constata-se que o custo de produção de hidrogénio seria superior ao preço de venda, o que, ao longo de 20 anos de operação resulta num prejuízo de cerca de 122 009 061 €. No entanto, é necessário ter em conta três principais tópicos. Em primeiro lugar, o preço da eletricidade da rede tem um impacto fundamental nos custos de operação que, por sua vez, são o maior influenciador do custo final de produção de hidrogénio. Com isto pretende-se referir que, caso os promotores de um projeto conseguissem contratos de fornecimento de eletricidade cujo preço por kWh fosse inferior ao pressuposto o projeto poderia gerar lucro.

Por outro lado, não se encontra no âmbito deste projeto contabilizar a energia vendida à rede e o lucro gerado à sua custa nem a inclusão de sistemas de baterias que armazenem a energia excedentária produzida de forma renovável. No entanto, a venda de energia excedentária poderia gerar fundos suficientes para contrabalançar o prejuízo atual e a construção de sistemas de baterias iria evitar um consumo de eletricidade proveniente da rede tão elevado, garantindo um decréscimo do OPEX.

Em terceiro lugar, é importante mencionar que se considera que todo o hidrogénio será vendido a 5 €/kg, o que não acontecerá na realidade. O hidrogénio fornecido a consumidores finais que o procuram a pressões mais elevadas – 300 bar neste caso – representaria um preço de venda superior a 5€/kg dado o gasto de energia que o sistema de compressão representa. Desta forma, é imprescindível garantir-se um estudo o mais abrangente e completo possível de forma a não se retirarem ilações acerca dos resultados que, eventualmente, poderão ser erróneas.

Por fim, ao contrário do primeiro caso de estudo, todas as necessidades apresentadas pelos consumidores virtuais foram supridas.

5. CONCLUSÃO

Os resultados obtidos demonstram o impacto que os custos relacionados com a operação da central de produção de hidrogénio verde têm no custo final do produto (€/kg). De facto, é perceptível que o custo da eletricidade comprada à rede terá uma grande influência nos custos finais de produção de hidrogénio. No entanto, é também sabido que caso a central de produção de hidrogénio verde dependa apenas da produção de energia por parte de uma central fotovoltaica não irá conseguir as necessidades dos clientes finais de modo constante.

Para isto, é aconselhável que se faça uma otimização da complementaridade entre a produção de energia com fontes renováveis e o consumo energético da central de produção de hidrogénio verde, de modo a que se evite uma dependência excessiva de contratos PPA. Para além disso, a instalação de sistemas de baterias poderá ser uma ótima solução para o armazenamento de energia excedentária produzida por centrais fotovoltaicas durante o dia e assim, reutilizá-lo durante horas cuja produção solar seja nula.

Considera-se ainda importante referir possíveis novos passos que permitam refinar o método de processamento do modelo, permitindo atingir resultados mais próximos do que acontecerá na realidade.

Em primeiro lugar, dado o impacto económico do tópico, será importante, assim que houver dados concretos acerca do assunto, fazer com que o modelo consiga representar o envelhecimento da membrana (elétrodo) do eletrolisador para diferentes condições de operação. Isto é, que se consiga perceber de que forma um tipo de operação oscilatória, em que a carga do eletrolisador é variável consoante a hora do dia irá impactar este fator.

Por outro lado, será interessante a integração de novos módulos que representem o funcionamento de outros equipamentos presentes numa central de produção de hidrogénio verde como baterias, sistema de tratamento de água ou centrais de produção de energia eólica, conseguindo, desta forma, aumentar as capacidades de simulação da ferramenta.

Por fim, será relevante uma abordagem mais completa à recuperação de calor no eletrolisador. Dada a falta de dados concretos foi apenas considerado um coeficiente fixo relativo à carga do eletrolisador, no entanto haverá variações consideráveis geradas pelo envelhecimento do equipamento ou mesmo pelo funcionamento oscilatório do eletrolisador.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. S. Makridis, "Hydrogen storage and compression," in *Methane and Hydrogen for Energy Storage*, 2016.
- [2] Engineering ToolBox, "Gases - Densities," 2003. https://www.engineeringtoolbox.com/gas-density-d_158.html (accessed Nov. 02, 2022).
- [3] D. Bessarabov and P. Millet, *PEM Water Electrolysis*, vol. Volume 2. Elsevier, 2018.
- [4] Energy Information Administration, "Hydrogen explained," 2022. <https://www.eia.gov/energyexplained/hydrogen/use-of-hydrogen.php> (accessed Nov. 03, 2022).
- [5] IEA, "The Future of Hydrogen," 2019.
- [6] P. Northall, W. Eadson, and H. Jones, "The UK hydrogen economy: a review of global, national and regional policy," Apr. 2022. doi: 10.7190/cresr.2022.1169638300.
- [7] *Ammonia : zero-carbon fertiliser, fuel and energy store*.
- [8] "Inventário Nacional de Emissões 2022."
- [9] F. Dawood, M. Anda, and G. M. Shafiullah, "Hydrogen production for energy: An overview," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 7. Elsevier Ltd, pp. 3847–3869, Feb. 07, 2020. doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.12.059.
- [10] UNFCCC, "PARIS AGREEMENT," 2015.
- [11] Comissão Europeia, "The European Green Deal Investment Plan and Just Transition Mechanism explained," 2020.
- [12] Comissão Europeia, "European Clean Hydrogen Alliance." https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/industrial-alliances/european-clean-hydrogen-alliance_en (accessed Nov. 15, 2022).
- [13] "Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020," *Diário da República n.º 133/2020, Série I*. pp. 2–158, 2020. Accessed: Nov. 16, 2022. [Online]. Available: <https://dre.pt/dre/detalhe/resolucao-conselho-ministros/53-2020-137618093>
- [14] "Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020," *Diário da República n.º 158/2020, Série I*. pp. 7–88, 2020. Accessed: Nov. 16, 2022. [Online]. Available: https://dre.pt/dre/detalhe/resolucao-conselho-ministros/63-2020-140346286?_ts=1665964800034
- [15] DGEG, "Balanço Energético Nacional 2021," 2022.
- [16] Comissão europeia, "Plano REPowerEU," 2022.
- [17] "Decreto-Lei n.º 62/2020," *Diário da República n.º 168/2020, Série I*. pp. 8–160, 2020. Accessed: Nov. 16, 2022. [Online]. Available: <https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/62-2020-141377978>
- [18] R. Caponi, A. Monforti Ferrario, L. del Zotto, and E. Bocci, "Hydrogen refueling stations and fuel cell buses four year operational analysis under real-world conditions," *Int J Hydrogen Energy*, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.10.093.
- [19] R. Caponi, A. M. Ferrario, E. Bocci, S. Bødker, and L. del Zotto, "Single-tank storage versus multi-tank cascade system in hydrogen refueling stations for fuel cell buses," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 64, pp. 27633–27645, Jul. 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.06.100.
- [20] J. Zheng, X. Liu, P. Xu, P. Liu, Y. Zhao, and J. Yang, "Development of high pressure gaseous hydrogen storage technologies," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 37, no. 1, pp. 1048–1057, Jan. 2012, doi: 10.1016/j.ijhydene.2011.02.125.
- [21] G. Amica, P. Arneodo Larochette, and F. C. Gennari, "Light metal hydride-based hydrogen storage system: Economic assessment in Argentina," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 38, pp. 18789–18801, Jul. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.05.036.
- [22] T. O. Khan, M. A. Young, C. B. Mackinnon, and C. B. Layzell, "The Techno-Economics of Hydrogen Compression," *TRANSITION ACCELERATOR TECHNICAL BRIEFS*, vol. 1, pp. 1–36, 2021, [Online]. Available: www.transitionaccelerator.ca

- [23] S. Trasatti, "Water electrolysis: who first?," 1999. [Online]. Available: www.elsevier.nl/locate/jelechem
- [24] S. Shiva Kumar and V. Himabindu, "Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review," *Materials Science for Energy Technologies*, vol. 2, no. 3. KeAi Communications Co., pp. 442–454, Dec. 01, 2019. doi: 10.1016/j.mset.2019.03.002.
- [25] D. Bessarabov and P. Millet, *PEM Water Electrolysis*, vol. Volume 1. Elsevier, 2018. doi: 10.1016/b978-0-12-811145-1.00011-3.
- [26] L. Zhang, H. Zhao, D. P. Wilkinson, X. Sun, and J. Zhang, *Electrochemical Water Electrolysis: Fundamentals and Technologies*.
- [27] A. Buttler and H. Spliethoff, "Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82. Elsevier Ltd, pp. 2440–2454, Feb. 01, 2018. doi: 10.1016/j.rser.2017.09.003.
- [28] M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel, and D. Stolten, "A comprehensive review on PEM water electrolysis," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 12. pp. 4901–4934, Apr. 22, 2013. doi: 10.1016/j.ijhydene.2013.01.151.
- [29] Nel ASA, "The World's Most Efficient and Reliable Electrolyser." 2021.
- [30] Cummins, "HYDROGEN: THE NEXT GENERATION." 2021.
- [31] McPhy, "Unlimited Hydrogen." 2022.
- [32] F. S. le Coultre, "Utilisation of Heat Released During the Production of Green Hydrogen Using Alkaline Electrolysis," 2022. [Online]. Available: <http://repository.tudelft.nl/>.
- [33] W. J. Tiktak, "Heat Management of PEM Electrolysis," 2019.
- [34] P. Olivier, C. Bourasseau, and P. B. Bouamama, "Low-temperature electrolysis system modelling: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 78. Elsevier Ltd, pp. 280–300, 2017. doi: 10.1016/j.rser.2017.03.099.
- [35] G. Sdanghi, G. Maranzana, A. Celzard, and V. Fierro, "Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 102. Elsevier Ltd, pp. 150–170, Mar. 01, 2019. doi: 10.1016/j.rser.2018.11.028.
- [36] A. Züttel, "Hydrogen storage methods," *Naturwissenschaften*, vol. 91, no. 4. pp. 157–172, Apr. 2004. doi: 10.1007/s00114-004-0516-x.
- [37] M. Stewart, "Compressor fundamentals," in *Surface Production Operations*, Elsevier, 2019, pp. 457–525. doi: 10.1016/b978-0-12-809895-0.00007-7.
- [38] Y. A. Çengel and M. A. Boles, *Termodinâmica*. 2013.
- [39] G. Chehade and I. Dincer, "Progress in green ammonia production as potential carbon-free fuel," *Fuel*, vol. 299. Elsevier Ltd, Sep. 01, 2021. doi: 10.1016/j.fuel.2021.120845.
- [40] D. Qiu, P. Yi, L. Peng, and X. Lai, "Study on shape error effect of metallic bipolar plate on the GDL contact pressure distribution in proton exchange membrane fuel cell," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 16, pp. 6762–6772, May 2013, doi: 10.1016/j.ijhydene.2013.03.105.
- [41] D. Burrin, S. Roy, A. P. Roskilly, and A. Smallbone, "A combined heat and green hydrogen (CHH) generator integrated with a heat network," *Energy Convers Manag*, vol. 246, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2021.114686.
- [42] F. J. Jonsson and A. Miljanovic, "Utilization of waste heat from hydrogen production," 2022.
- [43] D. Contreras Bilbao, "Valorization of the waste heat given off in a system alkaline electrolyzer-photovoltaic array to improve hydrogen production performance: Case study Antofagasta, Chile," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 61, pp. 31108–31121, Sep. 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.07.016.
- [44] Danish Energy Agency and Energinet, "Technology Data for Renewable Fuels," 2022. [Online]. Available: <http://www.ens.dk/teknologikatalog>
- [45] J. Koponen, A. Kosonen, K. Huoman, J. Ahola, T. Ahonen, and V. Ruuskanen, "Specific energy consumption of PEM water electrolyzers in atmospheric and pressurised

- conditions,” in *2016 18th European Conference on Power Electronics and Applications, EPE 2016 ECCE Europe*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Oct. 2016. doi: 10.1109/EPE.2016.7695576.
- [46] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, “Technical Targets for Proton Exchange Membrane Electrolysis.” <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/technical-targets-proton-exchange-membrane-electrolysis> (accessed Apr. 24, 2023).
- [47] NEL ASA, “PEM Electrolyser - M Series.” <https://nelhydrogen.com/product/m-series-3/> (accessed Apr. 24, 2023).
- [48] “Portaria n.º 15/2023,” *Diário da República n.º 3/2023, Série I de 2023-01-04, páginas 34 - 36*.
- [49] V. Ramasamy *et al.*, “U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks, With Minimum Sustainable Price Analysis: Q1 2022,” 2022. [Online]. Available: www.nrel.gov/publications.
- [50] E. Vartiainen, G. Masson, C. Breyer, D. Moser, and E. Román Medina, “Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 28, no. 6, pp. 439–453, Jun. 2020, doi: 10.1002/pip.3189.
- [51] K. Mongird, V. Viswanathan, J. Alam, C. Vartanian, V. Sprenkle, and R. Baxter, “2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment,” 2020.
- [52] “IEA G20 Hydrogen report: Assumptions.”
- [53] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, “Technical Targets for Proton Exchange Membrane Electrolysis.” <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/technical-targets-proton-exchange-membrane-electrolysis> (accessed Apr. 24, 2023).
- [54] J. André, S. Auray, D. De Wolf, M. M. Memmah, and A. Simonnet, “Time development of new hydrogen transmission pipeline networks for France,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 39, no. 20, pp. 10323–10337, Jul. 2014, doi: 10.1016/j.ijhydene.2014.04.190.
- [55] D. Ferrero, M. Gamba, A. Lanzini, and M. Santarelli, “Power-to-Gas Hydrogen: Techno-economic Assessment of Processes towards a Multi-purpose Energy Carrier,” in *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, Nov. 2016, pp. 50–57. doi: 10.1016/j.egypro.2016.11.007.
- [56] X. Xu, B. Xu, J. Dong, and X. Liu, “Near-term analysis of a roll-out strategy to introduce fuel cell vehicles and hydrogen stations in Shenzhen China,” *Appl Energy*, vol. 196, pp. 229–237, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.11.048.
- [57] R. Caponi, E. Bocci, and L. Del Zotto, “Techno-Economic Model for Scaling Up of Hydrogen Refueling Stations,” *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 20, Oct. 2022, doi: 10.3390/en15207518.
- [58] L. Grond, P. Schulze, and J. Holstein, “Systems Analyses Power to Gas,” Groningen, 2013.
- [59] S. Carr, G. C. Premier, A. J. Guwy, R. M. Dinsdale, and J. Maddy, “Hydrogen storage and demand to increase wind power onto electricity distribution networks,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 39, no. 19, pp. 10195–10207, Jun. 2014, doi: 10.1016/j.ijhydene.2014.04.145.
- [60] S. P. Katikaneni, F. Al-Muhaish, A. Harale, and T. V. Pham, “On-site hydrogen production from transportation fuels: An overview and techno-economic assessment,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 39, no. 9, pp. 4331–4350, Mar. 2014, doi: 10.1016/j.ijhydene.2013.12.172.
- [61] J. Gorre, F. Ruoss, H. Karjunen, J. Schaffert, and T. Tynjälä, “Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for Power-to-Gas plants in dynamic operation,” *Appl Energy*, vol. 257, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113967.
- [62] Tractebel Engineering and Hincio, “STUDY ON EARLY BUSINESS CASES FOR H2 IN ENERGY STORAGE AND MORE BROADLY POWER TO H2 APPLICATIONS,” 2017.
- [63] F. Jones, “European solar PPA prices drop for first time in two years,” 2023. <https://www.power-technology.com/news/european-solar-ppa-price-drop/> (accessed May 17, 2023).
- [64] Renews Ltd, “European PPA prices ‘rise 35% in last six months,’” 2023, Accessed: May 17, 2023. [Online]. Available: <https://renews.biz/85140/european-ppa-prices-rise-35-in-last-six-months/>

- [65] KPMG, “How to evaluate the cost of the green hydrogen business case? Assessing green hydrogen production costs,” 2022.
- [66] Deloitte, “Fueling the future of mobility: hydrogen electrolyzers,” 2021.
- [67] Iberdrola, “Usina hidrogénio verde Puertollano - Iberdrola.”
<https://www.iberdrola.com/quem-somos/nossa-atividade/hidrogenio-verde/usina-hidrogenio-verde-puertollano> (accessed May 23, 2023).

APÊNDICE A

ANEXO A