

MESTRADO
ECONOMIA E GESTÃO DO AMBIENTE

O contributo potencial do hidrogénio verde para a descarbonização da indústria do vidro em Portugal

Laura Vieira Louro

M

2023

O contributo potencial do hidrogénio verde para a descarbonização da indústria do vidro em Portugal

Laura Vieira Louro

Dissertação
Mestrado em Economia e Gestão do Ambiente

Orientado por
Susana Maria Almeida da Silva

2023

Resumo

O crescimento populacional e as atividades humanas têm aumentado a procura de bens e serviços e consequentemente produção e consumo, o que tem vindo a aumentar também as necessidades energéticas mundiais. As principais fontes de energia utilizadas são de natureza não renovável, sendo responsáveis pela maior quota de emissão de gases com efeito de estufa. O aumento da procura energética aliado ao consumo de energia fóssil compromete o desenvolvimento sustentável, uma vez que priva as gerações futuras dos recursos indispensáveis à sua sobrevivência. Como tal, torna-se crucial encontrar alternativas de energia renovável que reduzam as emissões, mas que ao mesmo tempo satisfaçam a procura energética.

Sendo a indústria o que mais contribui para a emissão de gases causadores do efeito de estufa, é necessário e urgente arranjar alternativas para os setores industriais que têm mais dificuldade na descarbonização, como é o caso das cerâmicas, metalúrgica e vidro. O hidrogénio, o elemento mais abundante do universo é um dos vetores energéticos mais promissores desta transição energética.

Nesta investigação é demonstrado que os preços atuais de hidrogénio verde não são competitivos com os do gás natural, apesar dos esforços do governo em apoios, políticas e taxas de carbono aplicadas atualmente. A eletricidade é um fator preponderante na produção do hidrogénio, uma vez que é o custo que mais influencia a viabilidade económica e competitividade de projetos neste setor.

A utilização do hidrogénio como substituto do gás natural na indústria do vidro de embalagem em Portugal tem potencial económico, contudo, a viabilidade técnica ainda tem questões em aberto que carecem de investigação futura.

Índice

1. Introdução	1
1.1. Contexto	1
1.2. Questão de Investigação	5
2. Revisão de Literatura	7
2.1. Produção de Hidrogénio	7
2.2. Indústria em Portugal e panorama energético.....	14
2.2.1. Produção e preços	14
2.2.2. Políticas Ambientais e Taxas do carbono	21
2.2.3. Regulação para o Hidrogénio Verde.....	23
2.3. Indústria do Vidro	24
3. Metodologia	27
3.1. Modelo	27
3.1.1. Aspetos Económicos.....	27
3.1. Pressupostos	29
3.1.1. Valores Financeiros	29
3.1.2. Aspetos técnicos dos gases	30
3.1.3. Vidro de embalagem.....	31
3.2. Análise de sensibilidade	32
4. Resultados e discussão	34
4.1. Análise por cenários.....	34

4.1.1. Cenários sem produção de Hidrogénio	34
4.1.2. Cenários com produção de Hidrogénio.....	35
4.1. Análise de sensibilidade	38
4.1.1. Cenários sem produção de hidrogénio	38
4.1.2. Cenários com produção de hidrogénio	40
5. Conclusão.....	44
5.1. Conclusões Gerais	44
5.2. Limitações da investigação e Investigação Futura	46
6. Bibliografia	48

Índice de Figuras

Figura 1 - Consumo total de energia primária em 2019 no Mundo.....	2
Figura 2 - Consumo total de energia primária em 2019 em Portugal.....	2
Figura 3 - Evolução do Consumo de energia na indústria vidreira por fonte de energia final, em toneladas equivalentes a petróleo	4
Figura 4 - Produção Eólica por Região (GWh)	11
Figura 5 - Dependência das Importações de energia em Portugal e UE27.....	15
Figura 6 - Preços Médios Ponderados de Gás Natural na Indústria excluindo impostos e taxas, na União Europeia (Euros/GJ).....	17
Figura 7 - Evolução dos Preços Médios Ponderados de Gás Natural na Indústria, excluindo IVA e outros impostos recuperáveis, em Portugal (Euros/GJ)	18
Figura 8 - Preço do Gás Natural no Mercado Ibérico em 2022 (EUR/MWh).....	18
Figura 9 - Preço do Hidrogénio com zero emissões de carbono na Europa, em 2023, em Euros	20
Figura 10 - Custo (€) por tonelada de dióxido de carbono produzido na Europa e Reino Unido	21
Figura 11 - Fluxograma do Processo Produtivo do vidro de embalagem.....	31
Figura 12 - Custos Totais incorridos anualmente discriminados pelos Cenários 1 e 2, em euros.....	34
Figura 13 - Custos incorridos com CAPEX, discriminados por cenário, em euros	35
Figura 14 – Valor Atual Líquido dos Cenários 3 e 4, com e sem venda de oxigénio, em euros.....	37
Figura 15 – Taxa Interna de Retorno dos Cenários 3 e 4, com e sem venda de Oxigénio, e com e sem poupança nas emissões de CO ₂ , em percentagem	38

Figura 16 - Influência da variação do preço grossista do hidrogénio39

Figura 17 - Influência da variação do preço por tonelada de carbono emitida.....39

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Importações de Gás Natural - Portugal, 22 em , em 10 ³ Nm ³	16
Tabela 2 - Sistema de bandas de consumo anual de gás natural em Portugal e respetivos preços excluindo IVA e outros impostos recuperáveis em 2021, em euros	16
Tabela 3 - Sistema de bandas de consumo anual de eletricidade em Portugal e respetivos preços excluindo IVA e outros impostos recuperáveis em 2021, em euros	19
Tabela 4 - Preços Médios Ponderados de Energia Elétrica no Setor Indústria, Em Portugal, excluindo IVA e outros impostos recuperáveis, banda IF (Euros/kWh)	19
Tabela 5 - Evolução das emissões do setor da indústria em Portugal (Mt CO ₂ eq)	22
Tabela 6 - Propriedades dos combustíveis	30
Tabela 7 - Custo médios incorridos e proveitos médios obtidos da produção de vidro de embalagem com base nos Relatórios e Contas 2017-2021 da BA Vidros e Vidrala ...	32
Tabela 8 - Comparação dos Custos Totais dos Cenários 1 e 2 relativamente à situação de 100% gás natural	34
Tabela 9 – Custos operacionais incorridos anualmente discriminados pelos Cenários, em euros	36
Tabela 10 – Período de Retorno do Investimento nos Cenários 3 e 4, em anos	37
Tabela 11 - Sensibilidade do LCOH (em euros), VAL (em euros), PR (em anos), e TIR ao custo do eletrolisador	40
Tabela 12 - Sensibilidade do LCOH (em euros), VAL (em euros), PR (em anos), e TIR ao preço da eletricidade	41
Tabela 13 - Sensibilidade do LCOH (em euros), VAL (em euros), PR (em anos), e TIR à eficiência do eletrolisador	42
Tabela 14 - Sensibilidade do LCOH (em euros), VAL (em euros), PR (em anos), e TIR ao preço do carbono	42

Tabela 15 - Sensibilidade do LCOH (em euros), VAL (em euros), PR (em anos), e TIR aos apoios financeiros ao investimento.....	43
--	----

1. Introdução

1.1. Contexto

A expansão da população e das atividades humanas tem vindo a criar necessidades acrescidas de produção e consumo, e consequentemente a procura e consumo energético têm aumentado ao longo dos últimos anos. Contudo, se este alargamento das atividades for feito de forma desmedida, o desenvolvimento sustentável fica comprometido, e as gerações futuras não irão ter os recursos necessários para a sua sobrevivência (Brundtland, 1987).

A energia requerida pela atividade humana tem sido obtida principalmente através da queima de combustíveis fósseis, que por sua vez é o que mais contribui para a emissão de gases com efeito de estufa. Estas emissões causam desequilíbrios no planeta, levando a que o calor que chega à atmosfera seja retido, ao invés de ser devolvido ao espaço. O aumento da temperatura global significa que as catástrofes naturais se tornam mais frequentes, o nível médio dos oceanos aumenta, as estações do ano sofrem alterações, entre outras consequências (Holechek et al., 2022). Com a deterioração do estado do planeta, é urgente arranjar alternativas que contribuam para a descarbonização das sociedades. Por este motivo, evidencia-se a importância da introdução das novas fontes de energia renováveis, e fazer com que estas tenham capacidade de satisfazer todas as necessidades energéticas no planeta.

Sendo a energia a força que mais impulsiona o crescimento económico, é também a que mais contribui para o desenvolvimento das sociedades. Aliado a este facto, vêm as consequências ambientais, que a certo ponto se tornam um impedimento do próprio crescimento económico (Dai et al., 2022). O resultado da grande predominância da utilização de combustíveis fósseis para obter energia, é um *trade-off* entre o crescimento económico e a preservação do estado do meio ambiente na medida em que um tem de ser sacrificado para que o outro prevaleça. A forma de combater esta contradição é a resposta a um grande desafio que a humanidade enfrenta: o equilíbrio entre o consumo de energia e o crescimento económico.

A solução para que a economia cresça sem que haja impedimentos consequentes da utilização de energias fósseis pode passar pela utilização de energias mais limpas,

melhorar a eficiência energética, e ainda a implementação de políticas ambientais como imposição de taxas sobre o carbono ou limitações às emissões de gases com efeito de estufa.

Segundo a Agência Internacional de Energia, em 2019, cerca de 81% da energia em consumo primário a nível mundial foi proveniente de fontes fósseis, como o petróleo, carvão, e gás natural (International Energy Agency (IEA) 2020), tal como referido na Figura 1. Como consta na Figura 2, em Portugal, no mesmo ano, segundo a DGEG, as fontes de energia fósseis representaram 71% do abastecimento energético em consumo primário (DGEG, 2021).

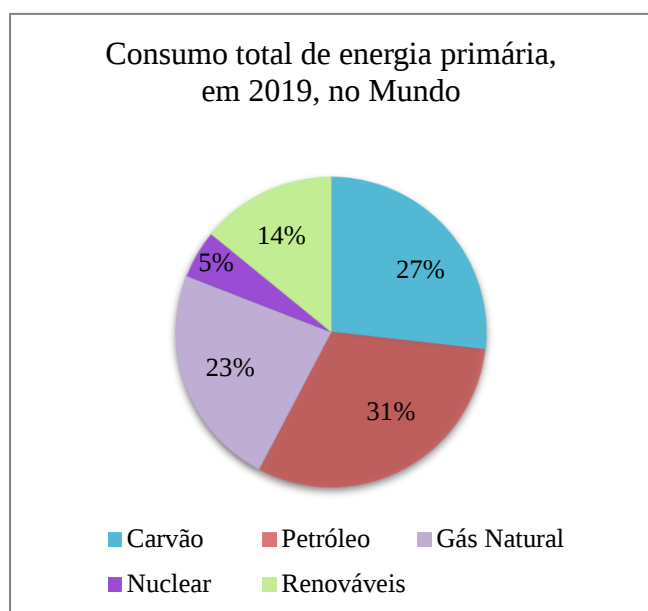


Figura 1 - Consumo total de energia primária em 2019 no Mundo (International Energy Agency (IEA) 2020).

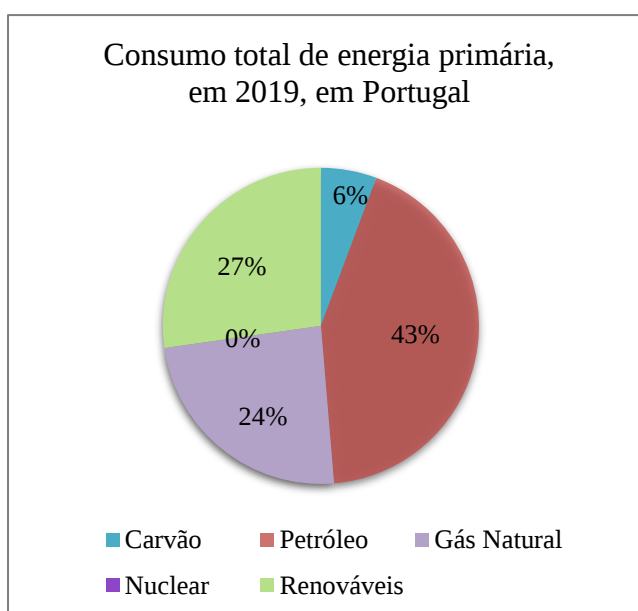


Figura 2 - Consumo total de energia primária em 2019 em Portugal (DGEG, 2021).

A transição energética é um dos maiores temas da atualidade, e as entidades públicas e privadas estão a estabelecer metas cada vez mais ambiciosas no sentido de atingir a neutralidade carbónica. Iniciativas como o *Green Deal*, o Roteiro para a Neutralidade Carbónica, ou o Plano Nacional de Energia e Clima têm estabelecido condições para que haja um maior compromisso por parte de todos os intervenientes na alteração do sistema. A procura de alternativas que reduzam as emissões de carbono tem sido intensiva nos últimos anos, e a expectativa é que se intensifique num futuro próximo, especialmente impulsionada pela crise energética que estamos a viver.

Na impossibilidade de uma transformação imediata do sistema energético para energias renováveis, é necessário arranjar alternativas que não só sejam economicamente viáveis, mas que tenham capacidade de preencher as lacunas que as atuais tecnologias de energias renováveis têm, como é o caso da intermitência. Por isto, o hidrogénio pode ser visto como uma oportunidade e considerado uma fonte de energia de transição: por ter menos emissões carbónicas (no caso de ser verde, tem zero emissões), e se houver possibilidade de o produzir, poderá estar acessível através da rede de distribuição, ainda que não abranja 100% do território.

O hidrogénio é uma fonte energética versátil uma vez que pode ser obtido através de vários processos, e também tem uma grande variedade de possíveis aplicações. Relativamente à produção, não existe um consenso na escala de cores (método utilizado para categorizar o hidrogénio com base no tipo de processo do qual ele provém), mas a maioria das escalas refere o hidrogénio castanho ou preto, cinzento, azul e verde, tendo o primeiro o maior nível de emissões de carbono, e o último o menor.

Agarwal (2022) explorou as aplicações que o hidrogénio pode ter, que incluem o setor dos transportes, da energia, indústria, consumo doméstico e comercial, e ainda como matéria-prima em processos industriais. No setor dos transportes destaca-o como combustível para veículos com célula de combustível, camiões, aviões e outras utilizações; em termos energéticos, pode ser utilizado para aproveitar o excedente das fontes de energia renováveis, e com essa energia produzir hidrogénio, e também como forma de armazenar energia; na indústria pode ser utilizado como elemento-chave na descarbonização de vários setores, principalmente naqueles que a utilização do gás natural é predominante, como é o caso da indústria do aço, cerâmicas e vidro; e como matéria-prima pode ser empregado em refinarias ou na produção de fertilizantes.

A introdução de gases renováveis nas redes de distribuição de gás natural tem-se apresentado como um caminho promissor na transição energética, e já vários projetos surgiram um pouco por todo o mundo para desenvolver a ideia, quer seja com hidrogénio (National Grid 2022), ou bio metano (Enea Consulting 2017). A rede portuguesa é uma das mais recentes da Europa, quase 100% em polietileno, material que abre a possibilidade da injeção de gases renováveis, colocando o país em vantagem

em relação aos países cujas redes necessitam de intervenções para acomodar outro tipo de gases.

A indústria vidreira tem um consumo significativo de energia, representando cerca de 5,4% do total da energia consumida pela Indústria Transformadora, sendo que, considerando apenas o consumo de gás natural, este representou 17% do consumo total de gás natural por parte de toda a Indústria Transformadora. Na Figura 3 consta a evolução do consumo energético na Indústria do vidro entre 2000 e 2021. O consumo em termos absolutos não sofreu flutuações significativas no período observado. Contudo, verificou-se uma tendência significativa denotada a partir de 2009, com uma transição quase total de fontes energéticas derivadas do petróleo para maioritariamente gás natural e também eletricidade (DGEG, 2022).

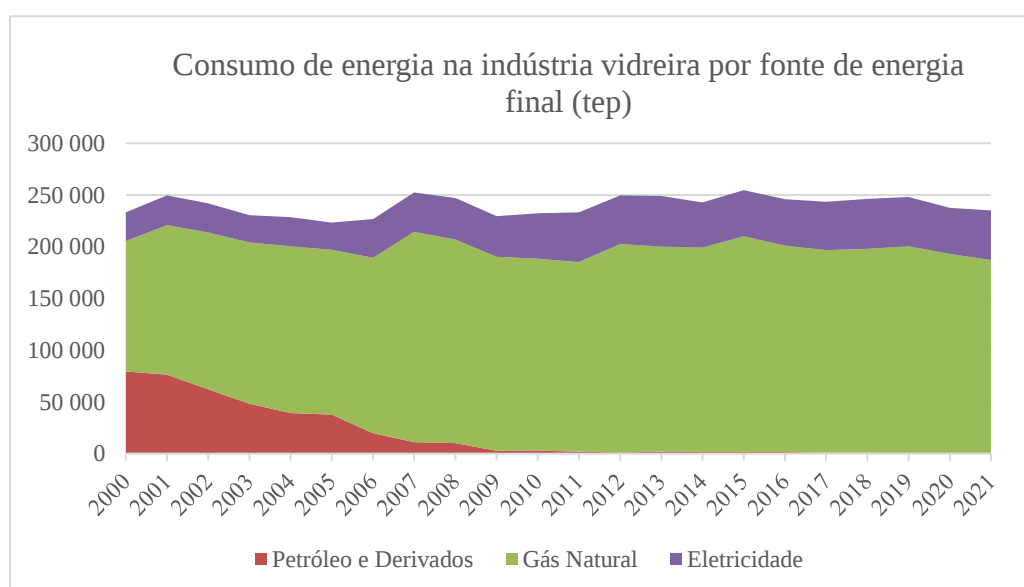


Figura 3 - Evolução do Consumo de energia na indústria vidreira por fonte de energia final, em toneladas equivalentes a petróleo (DGEG, 2022).

Esta dissertação está organizada em cinco seções principais. A primeira inclui esta introdução, que estabelece o contexto e a questão de investigação. A segunda seção é a Revisão de Literatura e refere dois subtemas: a produção de hidrogénio, que abrange os métodos de produção, distribuição, transporte e armazenamento; e o panorama energético e indústria em Portugal. Na terceira seção é definida a metodologia, que detalha o modelo desenvolvido para esta investigação, e inclui aspetos económicos, aspetos técnicos dos gases, e também aspetos específicos da indústria do vidro de embalagem. A quarta seção apresenta os resultados e discussão das análises de cenários

e de sensibilidade, considerando cenários com e sem produção de hidrogénio. Por último, a seção cinco na qual são apresentadas as conclusões e limitações deste estudo, e também sugestões para investigação futura.

1.2. Questão de Investigação

O hidrogénio apresentado como potencial substituto do gás natural pode permitir uma transição energética menos turbulenta, especialmente considerando que ao utilizar hidrogénio as alterações dos processos produtivos na indústria do vidro serão menos invasivas. Sendo verde, o hidrogénio pode ser uma fonte de energia renovável capaz de alavancar uma economia com menor nível de emissões de gases com efeito de estufa, e ainda possibilitar benefícios ambientais e económicos na indústria vidreira.

Nesta investigação, a abordagem passa pela criação de um caso de estudo em que uma empresa da indústria vidreira decide passar a consumir hidrogénio verde, substituindo o consumo de gás natural no processo dos fornos de fusão.

Para concretizar a análise, o plano de trabalhos proposto é o seguinte:

1. Levantamento das tecnologias de produção de hidrogénio verde disponíveis, reconhecendo as suas características (nomeadamente custos, eficiência e tipos de tecnologia utilizados)
2. Analisar a dependência energética no setor industrial português, em particular a dependência de gás natural, e a importância de incluir o hidrogénio no cabaz de consumo industrial em Portugal.
3. Elaborar uma estimativa do custo do hidrogénio, com diferentes cenários, complementando com os custos de investimento e preços do carbono.

Os cenários apresentados são representativos de dois níveis de consumo, considerando a origem do hidrogénio utilizado na produção.

O primeiro cenário pretende avaliar o desempenho de um consumo de hidrogénio de 12% misturado com gás natural na restante proporção. Este nível de consumo pressupõe que os custos incorridos são exclusivamente com a compra de hidrogénio, uma vez que a rede de distribuição e os aparelhos de queima devem ter capacidade de acolher a mistura de gases com até 20% de hidrogénio. Por prudência,

considerou-se um cenário base com uma mistura de gases mais conservadora e realista. De forma a observar vários contextos, propõe-se uma análise com três vertentes respeitantes ao preço do hidrogénio: pessimista, central e otimista.

O segundo cenário pressupõe um consumo de 100% de hidrogénio, sendo que este é comprado e distribuído através do sistema nacional de gás.

No terceiro cenário, o consumo de hidrogénio representa 12% do consumo de gás, sendo em regime de autoconsumo. Esta hipótese requer a introdução de um eletrolisador na instalação de consumo, que produza o hidrogénio necessário para os processos produtivos. A análise da viabilidade económica tem em conta os custos de investimento que incluem o eletrolisador, e também custos operacionais e os gastos em eletricidade.

No quarto e último cenário, assume-se um consumo de 100% de hidrogénio em regime de autoconsumo, considerando as restantes condições do cenário três.

A investigação servirá para entender se a inclusão de hidrogénio verde no cabaz de consumo do setor do vidro será viável, considerando os custos inerentes ao novo gás consumido, e respetivas poupanças em impostos sobre emissões de gases com efeito de estufa. Os resultados desta análise servirão para obter uma visão do papel potencial que o hidrogénio pode ter na transição energética da indústria do vidro.

2. Revisão de Literatura

2.1. Produção de Hidrogénio

Em 2021, a produção global de hidrogénio foi de 94 milhões de toneladas, tendo gerado um total de 900 milhões de toneladas de emissões de carbono. Isto porque cerca de 62% dessa produção foi feita a partir de gás natural sem que tenha ocorrido captura de carbono (International Energy Agency (IEA) 2022b).

O hidrogénio é o elemento mais abundante do universo, contudo não existe na sua forma pura naturalmente. A produção de hidrogénio pode acontecer por vários processos, como através de combustíveis fósseis (com ou sem captura de carbono), pode ser obtido como *by-product* em refinarias de nafta, ou com recurso a eletricidade, que alimentando um eletrolisador, produz hidrogénio. Caso a eletricidade utilizada para energizar o eletrolisador seja de origem renovável nuclear ou biomassa, o hidrogénio produzido é considerado “hidrogénio com baixas emissões” (International Energy Agency (IEA) 2022b).

Dependendo da sua origem, o hidrogénio pode ser classificado em várias cores, que também diferenciam a pegada de carbono entre as várias categorias, aqui apresentadas de forma decrescente:

Hidrogénio castanho ou preto provém da gaseificação do carvão, e está associado a um elevado nível de emissão de gases com efeito de estufa (Agarwal, 2022).

O hidrogénio cinzento resulta da reformação de gás natural. Neste processo, gás natural é misturado com vapor de água, que ao reagir com o gás natural separa o carbono do hidrogénio (Parlamento Europeu, 2020).

O hidrogénio azul é produzido através da reformação do metano, mas tem uma componente de captura e armazenagem de carbono que permite que tenha um menor nível de emissões de gases com efeito de estufa associado (DGEG, 2019).

Hidrogénio verde é obtido através da eletrólise da água, apenas nos casos em que a energia utilizada para alimentar o eletrolisador é de origem renovável (DGEG, 2019).

Os custos de produção de hidrogénio renovável ainda não são competitivos relativamente às demais fontes energéticas cuja tecnologia já se encontra num estado de maturidade avançado. Contudo, o Hydrogen Council (2021) prevê que a redução do custo do hidrogénio renovável será cerca de 60% entre 2020 e 2030. As três razões apresentadas para justificar esta antevisão são a redução dos custos de investimento, nomeadamente uma quebra significativa entre 30 a 50% dos custos dos eletrolisadores; a redução do custo da energia renovável, uma vez que é expectável que custos das energias renováveis também decresçam; e por fim é esperada uma maior eficiência por parte dos eletrolisadores, que deverão funcionar de forma mais articulada e otimizada com as fontes de energia renovável (Hydrogen Council, 2021).

Em Portugal, é expectável que a produção de hidrogénio através de eletrólise comece a ganhar importância a partir de 2025, e substitua quase integralmente a reformação de gás natural a partir de 2040 (República Portuguesa 2020b).

2.1.1. Eletrolisador

A eletrólise da água é um processo através do qual é possível obter hidrogénio, utilizando eletricidade para separar os elementos químicos da água - hidrogénio e oxigénio. Quando a eletricidade utilizada na eletrólise é de origem renovável, o hidrogénio é considerado limpo.

Segundo a Agência Internacional de Energia, em 2021, a produção de hidrogénio através da eletrólise da água representou apenas cerca de 0,1% do total da produção de hidrogénio, a nível mundial (International Energy Agency (IEA) 2022b).

Existem três tipos de eletrolisadores disponíveis atualmente, sendo eles alcalino, PEM (*Proton-Exchange Membrane*) e de células de combustível de óxido sólido. Agarwal (2022) explorou as características e estado de arte de cada um destes três tipos de eletrolisadores:

Eletrolisador Alcalino é o mais comum, por ter a tecnologia mais madura que os restantes e tem um preço mais baixo, estando na ordem dos 270 \$ por quilowatt equivalente. A sua eficiência varia entre os 52 e os 69%.

O eletrolisador PEM tem uma eficiência mais elevada, situando-se entre os 60 e os 77%, mas é mais dispendioso que o alcalino, custando cerca de 400 \$ por quilowatt equivalente. Este tipo de eletrolisador é constituído por materiais de melhor qualidade e mais duráveis.

A mais recente tecnologia é a do eletrolisador de célula de óxido sólido, que ainda se encontra num estado de desenvolvimento pouco avançado, mas com grande potencial de crescimento. O seu preço está por volta dos 2000 \$ por quilowatt equivalente e a sua eficiência cerca de 80%. A grande vantagem é que esta tecnologia pode ser utilizada recorrendo ao calor residual produzido em processos industriais, o que além de ser uma forma de aproveitar a energia calorífica excedente, serve de proteção contra as flutuações dos preços da energia.

2.1.2. Produção com energia solar e eólica

As fontes de energia renováveis que dependem de fatores meteorológicos, como é o caso da energia eólica e solar por vezes produzem energia em excesso. Isto ocorre quando uma determinada unidade produtiva produz mais energia do que aquela que pode ser consumida imediatamente. Esta energia pode ser armazenada em baterias, por exemplo, mas também pode ser utilizada para alimentar eletrolisadores, e assim produzir hidrogénio renovável com zero emissões de gases com efeito de estufa. Esta utilização permite não só a utilização da energia excedente, aumentando a eficiência, como também possibilita que haja um maior balanço na rede por se estar a armazenar a energia em forma de hidrogénio, criando a oportunidade da mesma ser consumida no futuro e não imediatamente.

Dado que a produção de eletricidade renovável depende fortemente das condições climáticas e meteorológicas, é de grande importância ter a localização das unidades produtivas em consideração. Mazzeo et al. (2022) explorou a eficiência da utilização do excedente de energia produzida em unidades eólicas, solares e também hídricas (juntando as duas vertentes) de forma a minimizar a quantidade de energia excedente enviada para a rede. A investigação decorreu em diversas localizações de vários tipos climáticos pelo mundo para compreender que tipo de infraestrutura seria mais viável em cada lugar. Foi concluído que, contrariamente ao expectável, nem sempre uma instalação híbrida tem resultados ótimos, devido às limitações climáticas

existentes nas localidades. No caso de Portugal, comparando com uma zona temperada de Itália investigada neste estudo, Ciampino, foi concluído que um sistema híbrido é o que mais prosperidade tem na utilização do superavit de energia renovável na produção de hidrogénio verde.

Um estudo de Liu et al. (2020) elaborado com base no mercado chinês, no qual foi analisado um projeto de larga escala de produção de hidrogénio verde utilizando o superavit de eletricidade gerada por via solar e eólica concluiu que esta tecnologia aliada à mistura de gases pode não só diminuir as emissões de carbono como aumentar as receitas das estações eólicas e solares.

Karayel et al. (2022) concluiu que utilizando a energia solar excedente após abastecer as necessidades energéticas das cidades turcas para produzir hidrogénio através de eletrolisadores de vários tipos é possível produzir cerca de 1.25 milhares de toneladas de hidrogénio por ano. Este estudo serviu para entender em que cidades turcas é mais vantajoso utilizar o excesso de energia solar para produção de hidrogénio e que tipo de eletrolisador será mais eficiente.

Wang et al. (2022) realizou um estudo no qual analisou a performance de uma instalação eólica na China, através de uma avaliação do ciclo de vida, foram identificados quais os benefícios económicos e ambientais da utilização de energia eólica para alimentar um eletrolisador. Os benefícios económicos são medidos pelas receitas obtidas com a venda de eletricidade e hidrogénio. Os benefícios ambientais foram monetizados para que o impacto da redução das emissões de gases com efeito de estufa fossem quantificados. Este estudo concluiu que a instalação de unidades produtivas de hidrogénio junto de equipamentos produtores de energia renovável resolve o problema da intermitência como também reduz significativamente as emissões de carbono. Outra ilação encontrada pela análise de sensibilidade foi que os benefícios económicos são mais sensíveis ao preço de venda do hidrogénio enquanto os benefícios ambientais são mais sensíveis ao preço de carbono aplicado.

Em 2021, cerca de 26% da energia elétrica produzida em Portugal foi de origem eólica (Pordata, 2022), tendo uma capacidade instalada de 5 643 mW (DGEG, 2022b). De acordo com a Figura 4, as regiões onde foi produzida mais energia eólica entre 2013

e 2022 foram Norte e Centro, representando cerca de 88% da produção total de energia eólica em 2022.

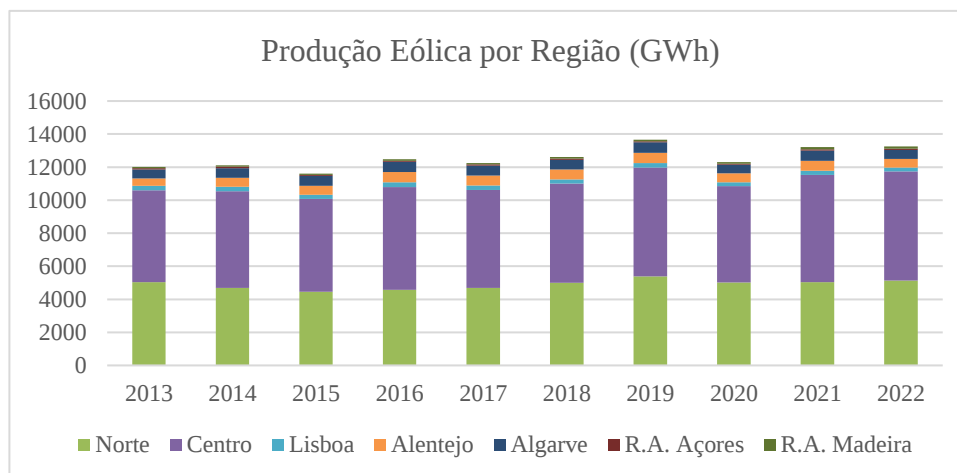


Figura 4 - Produção Eólica por Região (GWh) (DGEG, 2022a).

2.1.3. Distribuição, Transporte e Armazenamento

A utilização do hidrogénio através da mistura com gás natural promete ser um ponto de partida na jornada da transição energética na vertente dos gases energéticos. Esta via torna-se interessante pelas características das redes de distribuição bem como compatibilidade dos gases. O hidrogénio tem a vantagem de poder ser produzido de forma descentralizada, que especialmente numa fase inicial em que a procura é menor, é uma forma de ganhar mais relevância no mercado (International Energy Agency (IEA) 2022b). No entanto, numa fase posterior é expectável que existam centrais produtoras de hidrogénio com dimensões superiores, para fazer face à procura crescente e para usufruir das economias de escala associadas à construção de instalações de produção de maior porte (Internacional Renewable Energy Agency, 2020). Apesar das vantagens, uma produção mais centralizada e em maior escala requer uma infraestrutura de transporte e distribuição, para que o hidrogénio chegue ao local de utilização. Na presente dissertação, o foco está na produção descentralizada, junto à instalação de consumo, contudo, reconhecendo a importância desta vertente, será feita também uma revisão dos métodos de armazenamento, transporte e distribuição.

No futuro, e à semelhança do gás natural, o hidrogénio necessitará de um sistema composto por várias componentes para que após produzido, possa ser transportado, distribuído e armazenado. Essas componentes incluem gasodutos,

compressores, camiões, equipamentos de liquefação e compressão, tanques de armazenamento e instalações de armazenamento subterrâneo (International Energy Agency (IEA) 2022b).

Transporte e distribuição

A mistura de gases de gás natural e hidrogénio terá um papel promissor na transição energética, não obstante, Mahajan et al. (2022) encontraram evidência de que um sistema que acolha a mistura gasosa tem mais preocupações de segurança (pois é mais propenso a fugas e pressão excessiva na rede), e também será necessário incorrer em maiores custos de manutenção devido à corrosão causada pelo processo de produção de hidrogénio.

Witek et al. (2022), numa análise técnica da distribuição da mistura de hidrogénio e gás natural refere que o poder calorífico do gás natural é aproximadamente três vezes superior ao do hidrogénio, pelo que para entregar a mesma quantidade de energia ao consumidor, é necessário transportar mais gás em volume. Isto significa que os riscos de fuga são maiores, uma vez que transportar mais volume de gás implica que a pressão dentro da rede de distribuição é maior. Esta pressão incremental no transporte da mistura de gases relativamente ao gás natural puro pode aumentar os custos operacionais.

Na Roménia, foi elaborado um estudo por Neacsu et al. (2022) com o objetivo de simular e analisar os consumos energéticos anuais com a experimentação de várias percentagens de hidrogénio injetadas na rede de distribuição num dos maiores operadores romenos. Para esta investigação foi considerado que 95% da produção de hidrogénio na União Europeia seria feita através da queima de gás natural, pelo que não é verde. Contudo, foi concluído que uma mistura de gás natural com uma percentagem de 10% de hidrogénio diminui as emissões carbónicas no consumo final em 5%, e para uma redução de 30% nas emissões, a mistura deve conter 50% de hidrogénio. Outro ponto evidenciado pelos autores é o facto de o poder calorífico da mistura gasosa não ser tão elevado quanto o do gás natural puro, pelo que é necessário mais fluxo de gás na rede de distribuição. Além disto, foi ainda considerado que os custos atuais para a injeção de hidrogénio na rede de distribuição de gás natural são bastante elevados, mas os custos operacionais a longo prazo são significativamente menores.

Witek et al. (2022) refere que o limite da proporção de hidrogénio para gás natural a transportar via rede de distribuição depende do material e equipamento de compressão utilizada na própria rede. No caso de Portugal, considerando que temos uma das redes mais modernas da europa, quase 100% constituída em polietileno, a mistura de 20% de hidrogénio para 80% de gás natural é exequível e segura.

O transporte de hidrogénio pode ser feito na forma liquefeita, contudo este processo é dispendioso e intensivo energeticamente. Uma das maiores vantagens da utilização do hidrogénio são as infraestruturas de gás natural já existentes, no entanto, existem alguns desafios de ordem técnica (como é o caso da temperatura que é necessária para passar hidrogénio para o estado liquefeito em comparação ao gás natural) que não permitem a expansão global e imediata da rede de distribuição e transporte de hidrogénio (Ratnakar et al., 2021).

Na forma comprimida, o hidrogénio pode ser transportado via terrestre ou marítima. No que diz respeito ao transporte terrestre, os custos são elevados devido ao custo de investimento dos camiões, infraestruturas de compressão, e também têm elevada sensibilidade à distância, uma vez que com o aumento dos quilómetros a transportar, os custos com combustível aumentam (Lahnaoui et al., 2019).

Armazenamento

O armazenamento do hidrogénio pode ser feito em tanques de compressão, de forma líquida ou pela vertente química (através de metanol ou amónia). O hidrogénio comprimido pode ser armazenado em tanques de gás que têm custos relativamente menores às restantes formas de armazenamento, especialmente se não for comprimido até pressões muito elevadas, mas têm capacidade limitada (Tzimas et al., 2003).

Existe ainda outra opção, o armazenamento em cavernas de sal, que atualmente é a tecnologia que permite ter menores custos para armazenamento em larga escala, com a vantagem de ser adaptável e expansível. Este tipo de armazenamento é ideal para o hidrogénio (comparativamente a armazenamento de hidrogénio com ar comprimido) uma vez que o hidrogénio tem uma densidade energética superior (Mahdi et al., 2022).

No contexto português, a REN desenvolveu um projeto, o “*H2RENGrid – Enabler for decarbonization*” cujo âmbito é a adaptação da Rede Nacional de

Transporte de gás e o armazenamento subterrâneo do Carriço para a introdução de misturas de gases com hidrogénio. Este projeto tem um valor total de 41 milhões de euros e foi candidato aos fundos do programa *Innovation Fund* da Comissão Europeia (REN, 2021).

2.2. Indústria em Portugal e panorama energético

2.2.1. Produção e preços

A dependência energética de um país é um indicador que demonstra a quantidade de energia que é preciso importar para servir as suas necessidades energéticas. Este indicador é calculado sob a Equação 1, sendo que as Importações – Exportações representam a importação líquida de energia, e a Energia Bruta Disponível representa a quantidade de energia necessária para satisfazer a procura de um país ou região (Pordata, 2023a) :

$$\text{Dependência energética} = \frac{\text{Importações} - \text{Exportações}}{\text{Energia Bruta disponível}}$$

Equação 1 - Dependência Energética

Quando este indicador é superior a 100% significa que houve lugar a armazenamento de energia. Por outro lado, quando o valor é negativo, isso implica que o país teve um maior volume de exportações do que importações. Países cuja dependência energética é elevada correm o risco de serem mais sensíveis às flutuações de preços dos mercados globais de energia.

No contexto europeu, a maioria dos países tem dependência energética do exterior, ainda que a tendência no geral tem sido constante. Em Portugal, no início da década de 2000, a dependência energética ultrapassava os 80%, facto justificado pela ausência de recursos energéticos fósseis endógenos, cujo consumo era maioritário em Portugal nesses mesmos anos. Na década de 2010 já era notório o investimento português em energias renováveis (DGEG, 2021), o que permitiu um decréscimo significativo da dependência energética do exterior , como disposto na Figura 5.

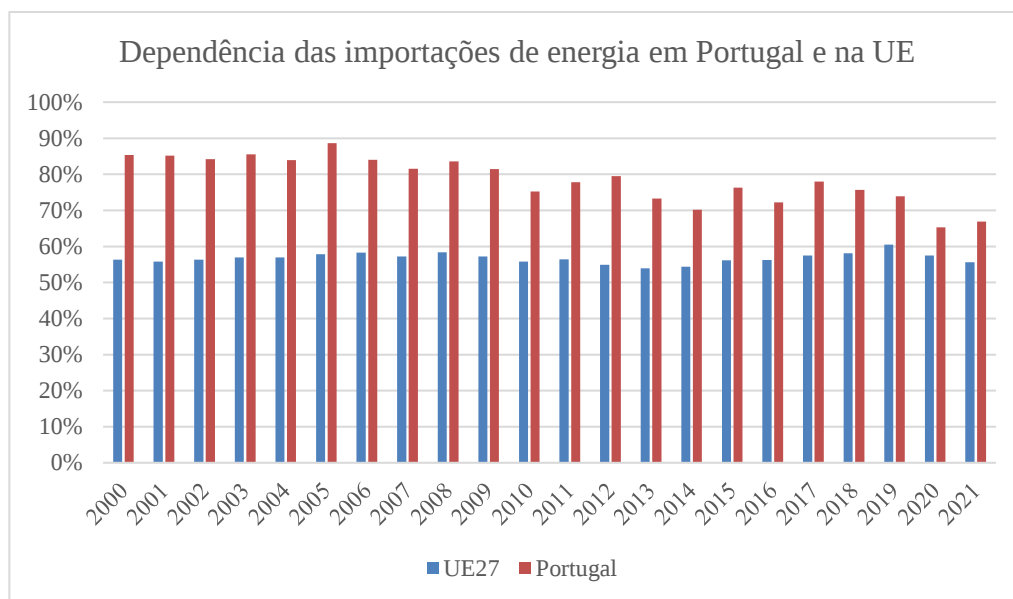


Figura 5 - Dependência das Importações de energia em Portugal e UE27 (Pordata, 2023a)

É de extrema importância avaliar a dependência energética dos países para que a segurança de abastecimento esteja estável, o que leva também a uma maior estabilidade económica. Além disso, permite que os governos tomem decisões mais eficazes na luta contra as alterações climáticas e ainda reduzir a vulnerabilidade política perante os países fornecedores. Contudo, e dado que na indústria vidreira a fonte energética protagonista atual é o gás natural, é relevante analisar a segurança do seu abastecimento.

A guerra da Ucrânia veio trazer preocupações sobre a segurança do abastecimento nacional de gás natural em Portugal e na Europa. Em fevereiro de 2022, o governo português lançou um comunicado salvaguardando que Portugal não foi nem é expectável que seja afetado pelo conflito na Ucrânia, uma vez que a Rússia não é fornecedor prioritário do mercado português, e além disso as reservas de combustível existentes são consideráveis, e servem de salvaguarda a eventuais falhas, que não estejam previstas (República Portuguesa 2022a). O total das importações de gás natural em Portugal sofreu um aumento exponencial de 169% entre 2000 e 2023. Na Tabela 1 constam as quantidades de gás natural importadas durante o ano de 2022, por trimestre, e por país fornecedor.

Transporte	País de Origem	1º Trimestre	2º Trimestre	3º Trimestre	4º Trimestre	TOTAL
Gasoduto	Argélia	0	0	0	0	0
	Espanha	35 857	38 434	131 606	287 791	493 688
Camião	Espanha	429	99	0	14	542
Barco (GNL)	Nigéria	833 720	742 276	607 806	566 689	2 750 491
	EUA	548 156	517 633	321 115	502 485	1 889 389
	Guiné Equatorial	0	0	91 060	0	91 060
	Rússia	91 625	92 528	97 325	0	281 478
	Trinidade e Tobago	14 403	160 763	115 274	69 931	360 371
		1 524 190	1 551 733	1 364 186	1 426 910	5 867 019

Tabela 1 - Importações de Gás Natural - Portugal, 22 em , em 10³Nm³ (Pordata, 2023b)

Em Portugal, os preços médios do **gás natural** são determinados consoante o nível de consumo do cliente. Neste sentido, existem seis bandas de consumo para o setor industrial, tal como disposto na Tabela 2:

Bandas de Consumo	Consumo Anual de Gás Natural (GJ)		Preço excluindo IVA e outros impostos recuperáveis (Euros)
	Mínimo	Máximo	
I1	< 1 000		16,12
I2	≥ 1 000	< 10 000	11,54
I3	≥ 10 000	< 100 000	8,09
I4	≥ 100 000	< 1 000 000	7,45
I5	≥ 1 000 000	< 4 000 000	10,47
I6	≥ 4 000 000		-

Tabela 2 - Sistema de bandas de consumo anual de gás natural em Portugal e respetivos preços excluindo IVA e outros impostos recuperáveis em 2021, em euros/GJ (DGEG, 2022d)

Nas análises desta investigação será considerada a banda de consumo I5, visto que os dados de consumo anuais públicos das instalações de produção de vidro em Portugal se inserem nessa categoria (Agência Portuguesa do Ambiente, 2017) (República Portuguesa 2022b).

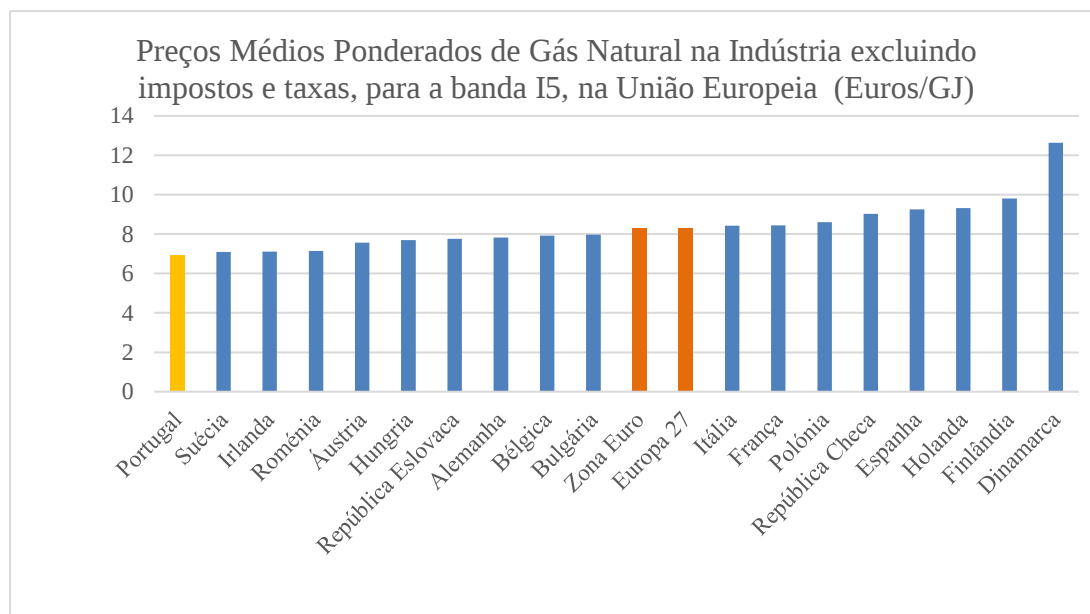


Figura 6 - Preços Médios Ponderados de Gás Natural na Indústria excluindo impostos e taxas, na União Europeia (Euros/GJ) (DGEG, 2022d)

Comparativamente aos preços ponderados de gás natural praticados na Europa para a banda I5, Portugal está no início da tabela, com um preço médio ponderado, excluindo taxas e impostos de 6,9425€/GJ (Figura 6).

O preço no consumidor final de gás natural por banda de consumo corresponde à soma de três componentes principais: a componente de energia e fornecimento, a componente de rede (transporte e distribuição) e a componente que inclui impostos, taxas, direitos e encargos. Esta última componente integra impostos como o IVA, e taxa de ocupação de subsolo. Relativamente a Portugal, em 2020 o peso da energia na tarifa foi de 37,2%, a rede representou 34,6% e por último, as taxas e impostos representaram 28,3% do preço de venda ao consumidor final (DGEG, 2021).

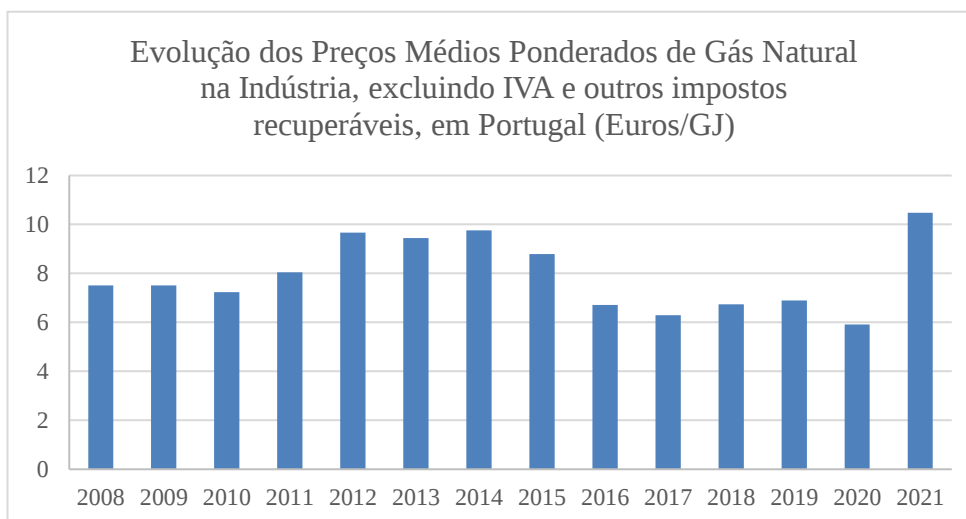


Figura 7 - Evolução dos Preços Médios Ponderados de Gás Natural na Indústria, excluindo IVA e outros impostos recuperáveis, em Portugal (Euros/GJ) (DGEG, 2022d)

Na Figura 8 está representada a evolução dos preços do gás natural no mercado ibérico no ano de 2022:

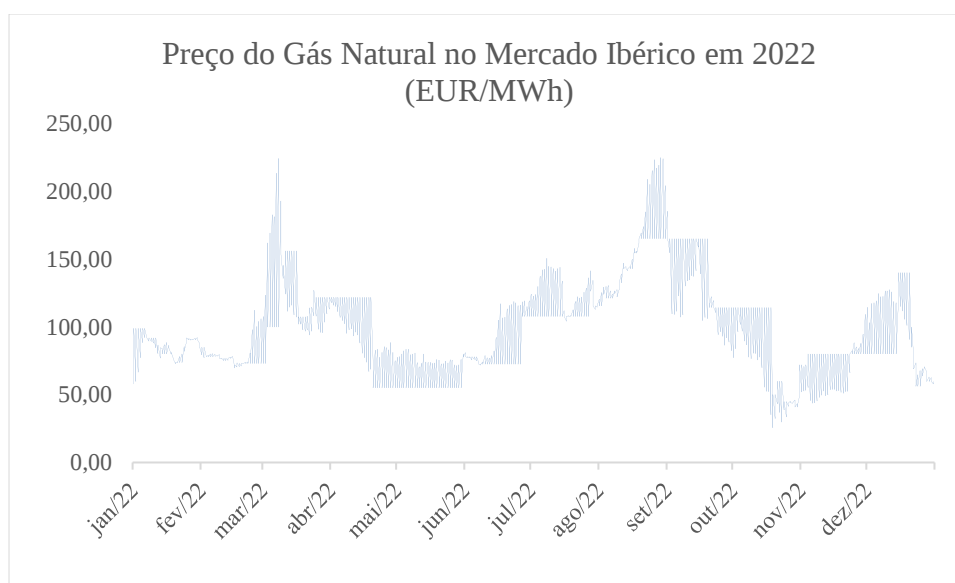


Figura 8 - Preço do Gás Natural no Mercado Ibérico em 2022 (EUR/MWh) (MIBGAS, 2022b)

No final de fevereiro, o conflito russo-ucraniano fez com que o mercado sofresse um aumento abrupto dos preços, uma vez que a Europa é fortemente dependente do gás natural russo. No segundo trimestre, os preços refletiram as tentativas europeias para assumir o controlo da subida de preços, sendo que estes esforços contaram com a separação dos mercados altamente dependentes do gás russo, daqueles que tinham maior recurso à gaseificação de GNL, como é o caso do MIBGAS. Assim foi possível atenuar o primeiro impacto do conflito geopolítico no abastecimento

de gás. No terceiro trimestre verificou-se uma nova subida, batendo recordes, motivada pelas regulações europeias que impuseram reservas mínimas de gás natural muito elevadas para fazer face ao inverno. Contudo, por existirem níveis altos de reservas, os preços diminuíram no último trimestre, aliado aos factos do inverno não ter sido tão rigoroso, ter existido um decréscimo de procura industrial e também a redução da utilização de gás natural para produção de eletricidade (MIBGAS, 2022a).

No mercado industrial da **eletricidade**, à semelhança do que acontece no gás natural, os preços médios são determinados consoante o nível de consumo da instalação. Em Portugal, existem sete bandas de consumo, conforme disposto na Tabela 3:

Bandas de consumo	Consumo anual de eletricidade (MWh)		Preço excluindo IVA e outros impostos recuperáveis (Euros)
	Mínimo	Máximo	
IA	< 20		0,20
IB	≥ 20	< 500	0,15
IC	≥ 500	< 2 000	0,11
ID	≥ 2 000	< 20 000	0,11
IE	≥ 20 000	< 70 000	0,11
IF	≥ 70 000		0,10
IG	≥ 150 000		0,12

Tabela 3 - Sistema de bandas de consumo anual de eletricidade em Portugal e respetivos preços excluindo IVA e outros impostos recuperáveis em 2021, em euros/kWh (DGEG, 2022a)

Nas análises desta investigação será considerada a banda de consumo IF, visto que os dados de consumo anuais públicos das instalações de produção de vidro em Portugal se inserem nessa categoria (Agência Portuguesa do Ambiente, 2017) (República Portuguesa 2022b).

Na Tabela 4 constam os preços da eletricidade praticados em Portugal, para a banda de consumo IF, entre 2017 e 2022.

Ano	2017	2018	2019	2020	2021	2022
€/kWh	0,08175	0,08465	0,08125	0,0734	0,10155	0,1515

Tabela 4 - Preços Médios Ponderados de Energia Elétrica no Setor Indústria, Em Portugal, excluindo IVA e outros impostos recuperáveis, banda IF (Euros/kWh) (DGEG, 2022c)

O mercado grossista de **hidrogénio** como *utility* ainda não está desenvolvido uma vez que para que isso aconteça é necessário incorrer em custos de infraestruturas de distribuição muito elevados. É expectável que a rede existente de gás natural seja

utilizada para distribuir e transportar hidrogénio, no entanto, é provável que o hidrogénio venha a ter uma rede dedicada ao seu transporte na forma pura. Além da rede de abastecimento, há um conjunto de outros equipamentos necessários para que o sistema seja funcional, como é o caso de compressores, camiões, navios, estações de liquefação e equipamentos de armazenagem. Alguns destes elementos já estão disponíveis, uma vez que o hidrogénio já é utilizado em alguns processos industriais, contudo, para que haja um sistema de distribuição completo ainda há investimentos por fazer (International Energy Agency (IEA) 2022b).

Em Portugal, ainda não há previsões para uma potencial rede dedicada à transmissão de hidrogénio. Empresas como a Floene e a REN estão debruçadas sobre projetos piloto cujo objetivo é injetar hidrogénio na rede de gás natural.

Na Figura 9 constam os preços diários do hidrogénio que demonstram o custo de produção utilizando a tecnologia de eletrólise de PEM. Estes preços refletem o custo operacional de produção, e também inclui o custo de capital incorrido (S&P Global 2023).

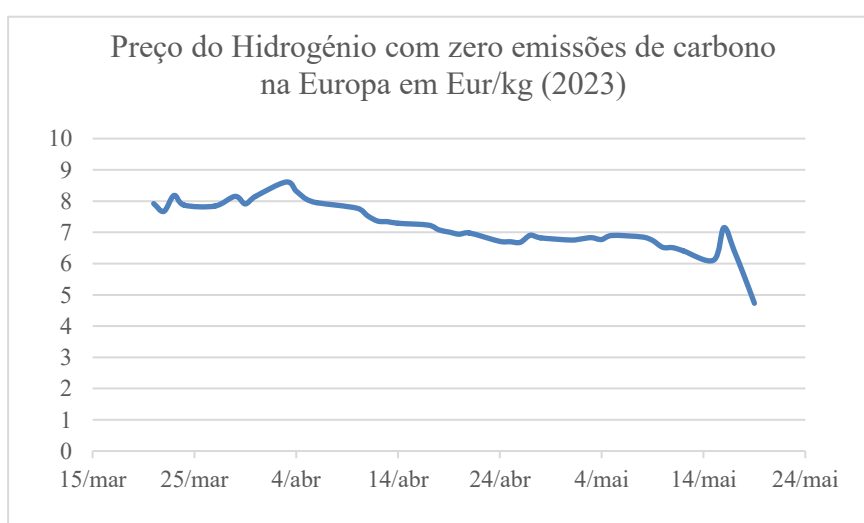


Figura 9 - Preço do Hidrogénio com zero emissões de carbono na Europa, em 2023, em Euros/kg (S&P Global 2023)

No período entre 21 de março e 9 de maio os preços atingiram um máximo de 8,61 euros por quilo de hidrogénio, um mínimo de 4,73 euros, e a média registada do período foi 7,14 euros.

2.2.2. Políticas Ambientais e Taxas do carbono

As taxas de carbono são instrumentos de política ambiental cujo propósito é impulsionar a inovação e criação de tecnologias de produção de energia limpa. Este instrumento é utilizado mundialmente, sendo que cerca de 23% das emissões globais são contempladas por taxas de carbono (International Energy Agency (IEA) 2022c). No contexto Europeu, o mercado de carbono ETS (*Emissions Trading System*) cobre cerca de 40% das emissões de gases com efeito de estufa (Comissão Europeia, 2023).

Desde 2020 verificou-se um crescimento acentuado do preço do carbono justificado pelo aumento da procura de licenças de emissão resultante da recuperação económica após a pandemia COVID-19 e também devido à transição do gás natural para outros combustíveis fósseis, consequente do aumento do preço do gás. Além disto, o mercado de carbono europeu também reagiu a eventos como a conflito russo-ucraniano e a crise energética a ele associada (Comissão Europeia, 2022).



Figura 10 - Custo (€) por tonelada de dióxido de carbono produzido na Europa e Reino Unido (Ember, 2023).

Para o futuro, é expectável que os preços continuem a subir, uma vez que as metas de descarbonização impostas pela União Europeia para 2030 (55% de redução nas emissões comparativamente a 1990) e para 2050 (net zero) são ambiciosas e o preço do carbono é um instrumento que se tem revelado eficaz. O aumento da atividade económica pós-pandemia, o aumento do preço dos combustíveis e a redução do número de licenças de emissão são fatores que provavelmente contribuirão para o aumento do preço do carbono nos próximos anos. O preço do carbono nos últimos 3 anos atingiu um mínimo de 15,3 euros e um máximo de 100,34 euros por tonelada (Figura 10).

Em Portugal, para o período de 2021 a 2025, estão fixados os números de licenças a entregar gratuitamente, que corresponde a 8.486.182 licenças anualmente distribuídas por 129 empresas. Neste universo, a indústria do vidro está representada por 6 empresas, sendo que o total de licenças de emissão atribuído anualmente é de 352.557, correspondendo a 4,15% do total das licenças distribuídas (Agência Portuguesa do Ambiente, 2020).

Uma vez que a indústria é um dos maiores contribuidores para as emissões de gases com efeito de estufa, a mesma tem sido uma prioridade na estratégia nacional e internacional no que toca à redução das emissões. Já existem tendências de descarbonização nas empresas fortemente dependentes de gás natural, nomeadamente através da injeção de hidrogénio e bio metano nos seus processos produtivos. Assim sendo, interessa explorar o nível de emissões de cada setor e a expectativa de redução de emissões a eles associado, tal como se observa na Tabela 5:

Indústria	2005	2015	2020	2030	2040	2050	Δ 2050/2005
Ferro e Aço	0,23	0,25	0,19	0,21 0,22	0,23 0,26	0,25 0,26	14 % 10 %
Química	3,25	1,76	2,13	1,9 1,83	1,74 1,54	1 0,74	-77 % -69 %
Pasta e Papel	0,66	1,17	1,75	0,72 0,43	0,2 0,18	0,09 0,09	-85%
Alimentação, bebidas e Outros	0,91	0,81	0,74	0,75 0,68	0,54 0,61	0,01 0,01	-99%
Indústria Mineral (Cimento, Cal, Vidro, Cerâmica)	10,18	6,83	6,24	4,97 4,7	4,22 4,25	3,21 3,53	-65 % -68 %
Equip. elétricos e eletrónicos e farmacêuticos	2,87	1,73	1,23	0,8 0,75	0,33 0,61	0,38 0,45	-84 % -87 %
Solventes	0,23	0,19	0,20	0,12 0,11	0,08 0,05	0,05 0,03	-89 % -79 %
Unidade: Mt C02 eq	18,34	12,74	12,46	9,48 8,72	7,34 7,6	4,99 5,11	-72 % -73 %

Tabela 5 - Evolução das emissões do setor da indústria em Portugal (Mt CO₂eq)(República Portuguesa 2019)

Esta redução prevista está fortemente associada a um recurso à eletrificação dos sistemas aliada à utilização de energia de fonte renovável nos mesmos. O gás natural como fonte de transição terá uma presença crescente até 2030, mas é expectável que sofra um declínio devido à eletrificação de alguns processos (República Portuguesa 2019).

A par da eletrificação, a introdução de hidrogénio nos processos produtivos é uma alternativa que permite adaptabilidade e facilidade de transição porque a alteração do processo produtivo é menos invasiva face à eletrificação. Além disso, aumenta a resiliência energética por passar a estar menos dependente de um recurso energético que não se pode produzir. Permite potenciais poupanças uma vez que o custo dos

combustíveis fósseis tenderá a aumentar, e ainda potenciais receitas da venda de hidrogénio e oxigénio puro (*by-product* da produção de hidrogénio) excedentes.

2.2.3. Regulação para o Hidrogénio Verde

As alterações tecnológicas que têm surgido impulsionadas pela urgência do tema das alterações climáticas trazem a necessidade de que surjam diretivas orientadoras que permitam guiar e apoiar não só a economia e os mercados como a tecnologia utilizada.

Na União Europeia, as diretivas ambientais começaram a ganhar mais ênfase a partir de 2015, quando se realizou o Acordo de Paris, no qual os países se comprometeram trabalhar para a neutralidade carbónica até 2050. Mais tarde, a Comissão Europeia propôs uma meta mais ambiciosa de reduzir as emissões de gases causadores de efeito de estufa até 2030. Depois destas diretivas, várias outras iniciativas surgiram com o mesmo âmbito na UE, como é o caso da Iniciativa para o Hidrogénio e Estratégia para a Integração do Sistema Energético.

Em Portugal, já alguns diplomas foram aprovados nesta vertente. A Resolução do Conselho de Ministros 107/2019, de 1 de julho aprovou o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050, que já considera o hidrogénio como uma fonte energética com expressão (5 a 8% da eletricidade produzida na UE em 2050 deverá ser utilizada para produzir hidrogénio) (Concelho de Ministros 2019; República Portuguesa 2019).

Já em 2020 foi aprovado o Plano Nacional Energia e Clima (PNEC) pela resolução do conselho de ministros nº53/2020, de 10 de julho, no qual foi dada grande ênfase à importância do hidrogénio verde para a transição energética, considerando-o um vetor energético. No PNEC constam planos nas áreas dos transportes (transportes coletivos, individuais e também de mercadorias), aquecimento e arrefecimento, processos industriais e armazenamento. Ainda nesta resolução está prevista a revisão do Decreto-Lei nº231/2012, de 26 de outubro, no qual estarão definidos os requisitos técnicos de qualidade e segurança de gases renováveis, de forma a regulamentar a injeção dos mesmos na rede de distribuição nacional (Concelho de Ministros 2020)

No seguimento da aprovação do PNEC, é também aprovado o Plano Nacional do Hidrogénio na Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto,

no qual o hidrogénio verde é visto como uma oportunidade estratégica para Portugal avançar na descarbonização da economia e cumprir as metas estabelecidas nas diretivas nacionais e europeias. Esta resolução tem ainda o objetivo de integrar e de forma gradual e sustentável o hidrogénio verde no *mix* energético, dando um enquadramento sólido e uma visão alargada às empresas e promotores de projetos envolvendo hidrogénio verde, de forma a possibilitar sinergias e obtenção de apoios fundamentais em qualquer fase inicial de uma nova tecnologia (Presidência do Conselho de Ministros 2020).

Como previsto no Plano Nacional do Hidrogénio, o Decreto-Lei nº 60/2020, de 17 de agosto vem aprovar as garantias de origem para gases de baixo teor carbónico e renováveis, no âmbito de comprovar ao consumidor que quantidade ou percentagem de energia consumida pelo próprio foi gerada via fontes renováveis, mediante certificados eletrónicos emitidos pelo fornecedor (República Portuguesa 2020a).

Em 2022 é aprovado o Regulamento de Incentivos de Apoio à Produção de Hidrogénio Renovável e Outros Gases Renováveis pela Portaria n.º 98-A/2022, de 18 de fevereiro. Este regulamento é financiado pelo Plano de Recuperação e Resiliência (PRR), e tem como foco o apoio financeiro a projetos cujo âmbito é a produção de gases de origem renovável, utilizando também fontes de energia renováveis.

2.3. Indústria do Vidro

A indústria do vidro inclui várias variedades como o vidro de embalagem, o vidro plano, vidro doméstico e a fibra de vidro. Nesta análise será apenas considerado o vidro na vertente da embalagem. Este subsetor de vidro teve um recorde de produção em 2021 na europa, tendo produzido 23,4 milhões de toneladas, traduzido em 83,3 mil milhões de garrafas e frascos. Entre 2012 e 2021 a produção de vidro de embalagem aumentou 18,6%, com uma taxa de crescimento média anual de 1,7% (FEVE, 2022). Em Portugal, segundo a AIVE (Associação Industrial de Vidro de Embalagem) foram produzidas cerca de 6 mil milhões de embalagens no ano de 2022, sendo assim o maior produtor de vidro de embalagem per capita da Europa. Segundo a Tabela 3, é expectável que no setor da indústria mineral (que inclui vidro) as emissões reduzam entre 65 e 68% entre 2005 e 2050. A AIVE juntamente com o CTCV (Centro Tecnológico da Cerâmica

e do Vidro) tem feito esforços conjuntos para reduzir as emissões e também tornar os processos produtivos mais eficientes.

A produção de vidro está presente na história portuguesa desde o século XVIII, quando foi estabelecida a primeira fábrica de vidro no território português, em Coima. Pouco tempo depois, por força das preocupações da população com o consumo excessivo de lenha da fábrica, esta foi realocada para a Marinha Grande, que até aos dias de hoje é referência na produção de vidro. Em 2018, 363 empresas estavam em operação, e o volume de negócios da indústria do vidro foi de 1.096,20 mil milhões, que representou 0,54% do PIB nacional (República Portuguesa 2020c).

No caso concreto do vidro de embalagem, que é a vertente que será explorada neste estudo de caso, o processo produtivo utilizado em Portugal é o seguinte segundo a AIVE.

As matérias-primas utilizadas são naturais, como é o caso da areia, mas também material reciclado (casco), nomeadamente as embalagens recolhidas através dos ecopontos. Dependendo do tipo e cor de vidro que se pretende, a mistura de matérias-primas será diferente. Ao utilizar mais vidro reciclado, é possível controlar melhor as emissões resultantes da fusão, uma vez que a temperatura necessária para obter o produto desejado é menor. Seleccionadas as matérias-primas, seguem para o forno movido a gás natural, onde as temperaturas atingem os 1600 graus centígrados. As altas temperaturas fazem com que a massa fundida passe para as máquinas de moldação, onde a embalagem é moldada com ar comprimido. A fase final de produção é o arrefecimento seguido do controlo de qualidade feito tanto manual como automaticamente. Nesta fase, os produtos que não cumprirem os requisitos voltam para o início do processo produtivo. Por fim, as embalagens são agrupadas, acondicionadas em paletes e enviadas para armazém, de onde serão enviadas para o cliente.

À data já existem várias tecnologias alternativas em diversos estágios de evolução com o propósito de reduzir ou eliminar as emissões de gases poluentes – não só o carbono – que o processo produtivo do vidro tem. As opções estudadas para este efeito são a captura de carbono, a troca de combustível utilizado na produção (que inclui os gases com zero emissões e a eletrificação), aumentar a reciclagem de vidro, fazer o aproveitamento do calor gerado no processo produtivo e introdução de equipamentos

de pré-aquecimento que permitem aumentar a eficiência (Zier et al., 2021). Nesta investigação o foco é a alteração de combustível para o hidrogénio, que Zier et al. (2021) destaca como o gás de combustão mais promissor, especialmente quando a tecnologia atingir um grau de maturidade que permita maior eficiência e menores custos.

Uma vez que o hidrogénio tem características químicas diferentes do gás natural, é essencial evidenciar as diferenças que substituir o gás natural pode trazer na qualidade do vidro produzido e também o comportamento dos equipamentos (nomeadamente fornos de combustão) têm quando confrontados com o novo gás. As empresas já se começaram a debruçar sobre o novo vetor energético, e projetos como o *HyGlass* e *Kopernikus P2X*, na Alemanha, e o *HyNet* no Reino Unido estão em desenvolvimento. O projeto *HyGlass* tem algumas conclusões já exploradas, por exemplo o comportamento da combustão de hidrogénio nos fornos é significativamente diferente do gás natural, visto que o seu valor calorífico e temperaturas de combustão são diferentes (Leicher et al., 2021). Também neste projeto, foi descoberto que a utilização de hidrogénio pode levar a alterações na cor do produto final, que por razões ainda desconhecidas, são independentes do teor de hidrogénio na mistura de gases (Glass International, 2022). Contudo, esta questão poderá ser resolvida com alterações na conjugação de matérias-primas.

Em Portugal, as empresas e associações da indústria mostraram interesse em incluir hidrogénio nos processos produtivos, tendo já investido no projeto Nazaré *Green Hydrogen Valley*. Este projeto tem um investimento de 150 milhões de euros, e fornecerá parte da indústria do concelho de Leiria, incluindo fábricas da BA Glass, Crisal e Vidrala (Jornal de Negócios, 2023).

3. Metodologia

Neste capítulo serão desenvolvidos diferentes cenários para o caso de estudo, sendo que cada cenário retrata um nível de consumo, tendo em conta a origem do hidrogénio utilizado. A análise será feita com base na produção, utilização e preços do hidrogénio, vindo daí a importância do estudo prévio sobre os consumos e preços. Esta investigação tem como objetivo determinar a viabilidade económica da incorporação do hidrogénio verde como combustível nos processos produtivos da indústria do vidro, mais concretamente do vidro de embalagem. Serão considerados os custos do novo gás, bem como potenciais poupanças resultantes da libertação dos impostos sobre o carbono.

Com recurso a um modelo matemático, os dados recolhidos servirão para avaliar a viabilidade económica dos diferentes cenários. Este modelo tem como objeto analisar as relações entre os dados recolhidos e identificar quais as variáveis que têm ou não mais impacto no modelo.

3.1. Modelo

3.1.1. Aspetos Económicos

O desenvolvimento do modelo para calcular o retorno financeiro contou com a utilização de indicadores de natureza económica. Estes indicadores são o *LCOH* (*Levelized Cost of Hydrogen*), o Valor Atual Líquido (VAL), o Período de Retorno (PR), e a Taxa Interna de Retorno (TIR). Uma vez que é de extrema dificuldade estimar todos os parâmetros, alguns pressupostos foram tidos em conta, como é o caso de questões técnicas e também de aspetos relacionados com os equipamentos, como a degradação, dadas as circunstâncias de ser uma análise de uma tecnologia emergente.

O LCOH é uma ferramenta métrica utilizada para comparar o custo de diferentes tecnologias, especificamente em contexto de projeto, considerando custos de tanto operacionais como de capital. O resultado da utilização desta ferramenta representa o custo total de produzir hidrogénio repartido pela vida útil da instalação. A fórmula de cálculo é apresentada como se segue:

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t + O_t + E_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{P_t}{(1+r)^t}} \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

- C representa o custo de capital: apenas considera o eletrolisador, no ano t .
- O representa os custos operacionais, no ano t .
- E representa os custos com eletricidade, no ano t .
- P representa o hidrogénio produzido, no ano t
- r representa a taxa de desconto.

O VAL é um indicador utilizado para determinar o valor de projetos através da avaliação dos fluxos de caixa. Se o VAL for positivo significa que o valor das entradas de dinheiro é superior ao valor das saídas, e portanto, o projeto é economicamente viável. É calculado da seguinte forma:

$$VAL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - Investimento \quad \text{Equação 3}$$

O PR é utilizado para calcular quanto tempo demora até que o investimento de um projeto é coberto pelas receitas geradas pelo próprio, sendo calculado conforme a fórmula:

$$PR = \sum_{t=1}^n \frac{Investimento}{FC_t} \quad \text{Equação 4}$$

A TIR é uma taxa que mede a rentabilidade de um investimento, utilizando como meio o VAL. O seu cálculo serve para saber qual a taxa que faria com que o VAL fosse igual ao custo inicial do investimento e a fórmula é a seguinte:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} - Investimento \quad \text{Equação 5}$$

FC representa os fluxos de caixa, isto é, as receitas subtraídas dos custos.

3.2. Pressupostos

3.2.1. Valores Financeiros

A taxa de desconto utilizada pela Agência Internacional da Energia para calcular o LCOH é 8%, e portanto será esse valor utilizado daqui em diante (International Energy Agency (IEA) 2022a). Em termos fiscais, será considerado uma taxa de Imposto sobre Rendimento de Pessoas Coletivas de 21%, visto que é a taxa aplicada em Portugal Continental para a generalidade das empresas.

Relativamente aos custos considerados como OPEX, conta-se com os custos relacionados com a manutenção dos equipamentos, custo da eletricidade e também outros custos que são recorrentes e previsíveis. O valor que será considerado é 2,2% do valor do eletrolisador (CAPEX) (Agarwal, 2022). A parcela da eletricidade no OPEX será assumida como fixa, sendo a média dos preços no mercado nos últimos cinco anos, tal como previamente disposto na Tabela 4, ou seja, cerca de 0,0985 €/kWh. Pela mesma sequência, o preço do gás natural será considerado com a mesma metodologia, ou seja, a média dos preços de mercado nos últimos 5 anos, revistos na Figura 8 totalizando um valor de 7,26 €/GJ. No período entre 21 de março e 9 de maio de 2023 os preços do hidrogénio registaram uma média de 7,14 euros por quilo de hidrogénio.

Os custos de capital, ditos CAPEX, incluem o valor do eletrolisador, não sendo considerados materiais acessórios como sistemas de armazenamento ou de transmissão. Para esta análise, foi selecionado a modelo de eletrólise alcalina por ser o mais comum, ter um preço mais reduzido e também por possuir uma tecnologia mais madura. Assim, o custo de capital tido como base são 250 €/kWh, e a eficiência de 70%. Para produzir um quilo de hidrogénio com uma eficiência de 100% seriam necessários 33,3 kWh de input de eletricidade, e sendo que eficiência considerada são 70%, o input necessário será cerca de 47 kWh para produzir a mesma quantidade. A vida útil do projeto considerada foi de 10 anos.

Como referido anteriormente, o oxigénio como *by-product* poderá ser uma fonte de receitas se for vendido. Por motivos de simplificação do modelo, serão considerados valores de venda fixos ao longo de todo o projeto. É assumido como pressuposto a ausência de custos relativos às vendas uma vez que o oxigénio vendido diretamente ao consumidor que assumiria os gastos de transporte e armazenamento. No processo da

eletrólise, para produzir 1 quilo de hidrogénio são consumidos 9 litros de água e são produzidos 8 quilos de oxigénio (International Energy Agency (IEA) 2019). O preço atual da venda de oxigénio divide-se em duas componentes: a componente industrial, na qual se praticam preços de cerca de 0,10€/kg, e a componente médica, cujo preço ronda os 9€/kg (Narayan, 2021). Uma vez que para fins médicos, seriam necessários mais custos operacionais, apenas se considera a venda de oxigénio para fins industriais.

O preço base por tonelada de carbono emitida considerado é de 80 euros para todos os cenários, sendo que este valor será alterado para efeitos de análise de sensibilidade.

3.2.2. Aspetos técnicos dos gases

Na Tabela 6 podemos constatar as comparações das propriedades do hidrogénio versus gás natural e gasolina. A densidade energética ser de 0,01 MJ/L significa que cada litro de hidrogénio gera 0,01 MJ de energia.

Propriedades	Hidrogénio	Comparação
Densidade gasosa	0,08 kg/m ³	1/10 do GN
Densidade energética	0,01 MJ/L	1/3 do GN
Energia por unidade	33,36 kWh/kg	3x da gasolina

Tabela 6 - Propriedades dos combustíveis (International Energy Agency (IEA) 2019)

O hidrogénio considerado para esta investigação será produzido exclusivamente por fontes de energia renovável, pelo que a sua produção e utilização não emite gases com efeito de estufa. No entanto, e para efeitos de comparação dos gases, o fator de emissão resultante da queima de gás natural é de 56,6 kg CO₂/GJ em Portugal (Galp, 2020).

Note-se que no processo de queima para produção de vidro de embalagem são libertadas emissões não só de dióxido de carbono, mas também de óxido de azoto (NO_x). A utilização de hidrogénio em substituição do gás natural elimina parte das emissões de CO₂, no entanto potencia um nível de emissões de NO_x mais elevado. Para efeitos desta investigação, assume-se que estas emissões incrementais estão dentro dos limites legais permitidos.

3.2.3. Vidro de embalagem

Para esta investigação, foram utilizadas como base as dimensões e capacidades genéricas de fábricas do setor do vidro de embalagem em Portugal, com base na informação existente nas Licenças ambientais disponíveis online já mencionadas. Assim sendo, foi considerado que a instalação é constituída por três fornos de fusão, com um total de 800 toneladas por dia de capacidade. Os fornos utilizados na produção de vidro de embalagem funcionam ininterruptamente e continuamente durante toda a sua vida útil, que se estende em entre 8 e 12 anos (Agência Portuguesa do Ambiente, 2019). O processo produtivo está abaixo representado na Figura 11, onde constam as várias fases do processo, bem como os *inputs* e *outputs* em cada uma delas:

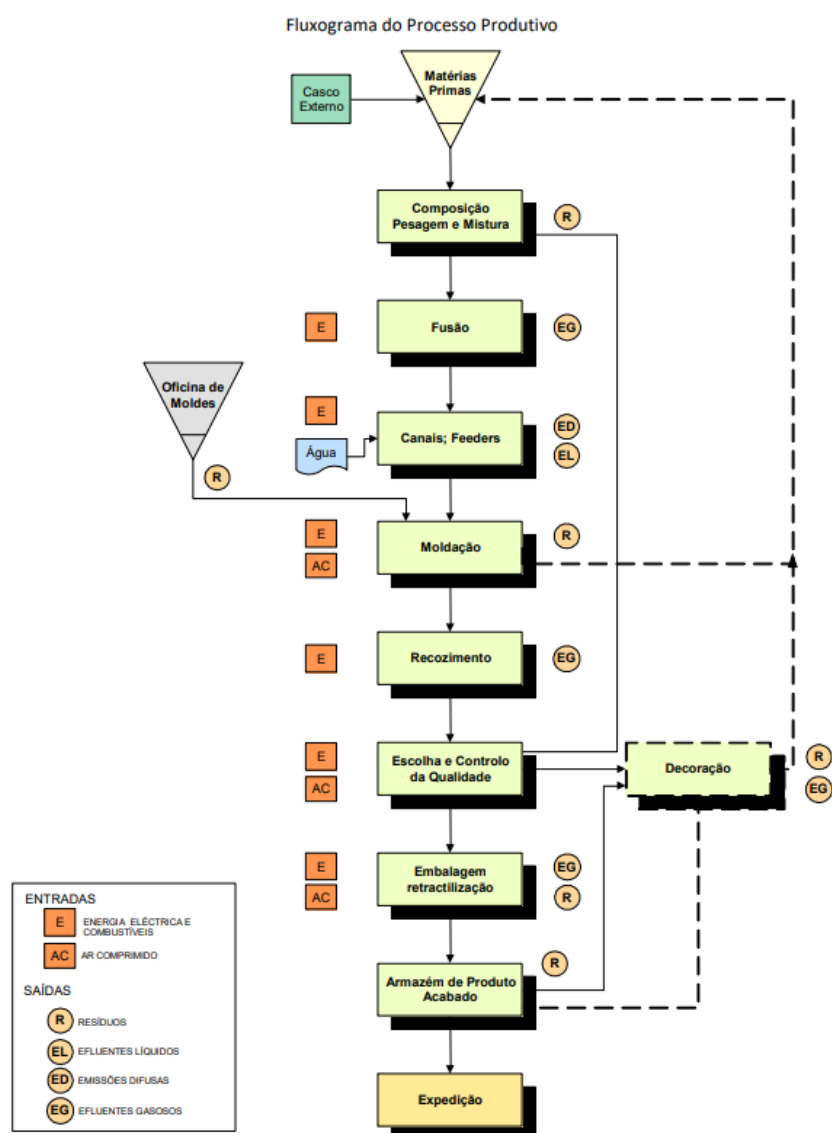


Figura 11 - Fluxograma do Processo Produtivo do vidro de embalagem (Agência Portuguesa do Ambiente, 2019)

Numa planta com a capacidade acima apresentada o consumo anual de energia elétrica são cerca de 79.02194.000 MWh, sendo utilizada para iluminação, motores elétricos, obter ar comprimido e outros aparelhos elétricos. A eletricidade utilizada pelas empresas produtoras de vidro de embalagem em Portugal é maioritariamente de obtida através de fontes renováveis, pelo que foi considerado que 100% da energia elétrica consumida é renovável. O consumo de gás natural é cerca de 33.277.634 Nm³ sendo que a sua utilização é diversa, nomeadamente nos equipamentos de combustão do processo, estufas de pré-aquecimento de moldes. Para efeitos desta investigação, considerou-se que 60% do consumo de gás natural da unidade industrial destina-se aos fornos de fusão¹, ou seja, neste caso, o consumo anual para este fim é cerca de 19.966.580 Nm³. Considerando que um forno de fusão de vidro está em operação contínua, assume-se um consumo constante anual.

Com base nos Relatórios e Contas da BA Vidros e Vidrala de 2017 a 2021, foi possível fazer uma estimativa dos custos médios incorridos e receitas médias obtidas ao longo de um ano de produção numa unidade fabril. Estes valores foram assumidos como fixos devido à dificuldade em encontrar informação específica, apesar de se tratar de recursos com preços de mercado, e como tal suscetíveis às leis da oferta e procura.

Média dos Proveitos Operacionais	100 136 913,20
Média dos Custos Operacionais	82 116 425,15
Receita Média Operacionais	18 020 488,05

Tabela 7 - Custo médios incorridos e proveitos médios obtidos da produção de vidro de embalagem com base nos Relatórios e Contas 2017-2021 da BA Vidros e Vidrala

3.3. Análise de sensibilidade

Nesta seção foi estudada a influência de vários fatores no resultado financeiro das várias vertentes do projeto. A análise de sensibilidade permite avaliar as consequências que a alteração de um parâmetro tem na viabilidade económica. Assim sendo, os fatores considerados para esta análise foram os seguintes.

¹ https://abceram.org.br/mala-direta/abc/etvidreiro-2016/palestras/19.10.2016/11-pierre_frisch.pdf (acessado em 31/05/2023)

Custo de CAPEX (eletrolisador): dado que os eletrolisadores têm na sua generalidade tecnologias ainda pouco maduras, é expectável que com o avanço do tempo os preços baixem 25% até 2030 e 50% até 2050.

Eficiência do eletrolisador: Os eletrolisadores alcalinos sendo a tecnologia mais madura à data, ainda têm uma eficiência reduzida face às restantes opções. Assim que os eletrolisadores PEM e de célula de óxido sólido ganhem mais protagonismo, é expectável que a eficiência dos eletrolisadores aumente consideravelmente.

Preço da eletricidade: no processo de eletrólise, a eletricidade é o fator que mais pesa nos custos da empresa. Os preços da eletricidade proveniente de energias renováveis podem ser mais voláteis, pelo que se torna ainda mais importante estudar o impacto das suas alterações no resultado do projeto.

Preços do carbono: Com as metas estabelecidas para a neutralidade carbónica em 2050, os preços do carbono irão aumentar significativamente, o que será favorável para projetos desta natureza.

Preços do hidrogénio verde do mercado grossista: apesar do mercado do hidrogénio ainda não estar estruturado, a pressão para a transição energética vai alavancar o seu desenvolvimento à medida que a procura de hidrogénio verde aumenta. Os preços que irão ser praticados no futuro ainda são muito imprevisíveis, o que reforça a importância desta análise de sensibilidade.

Apoios financeiros europeus: a União Europeia está comprometida com a transição energética, e os apoios financeiros são fundamentais para que projetos piloto tenham sucesso. Neste momento existem apoios como o Plano de Recuperação e Resiliência que contemplam a vertente ambiental e o qual já financiou projetos relacionados com o hidrogénio limpo. Geralmente os projetos abrangidos pelos apoios são financiados entre 80 e 100%, no caso do PRR até 15 milhões de euros por empresa.

4. Resultados e discussão

4.1. Análise por cenários

4.1.1. Cenários sem produção de Hidrogénio

Uma vez que nos Cenários 1 e 2 os custos incorridos são apenas referentes à compra dos gases, não serão tidos em conta custos operacionais além do montante despendido para a compra de hidrogénio e gás natural. Na Figura 12 apresentam-se os custos totais para cada perspetiva (otimista, neutra e otimista) dos Cenários 1 e 2. Estes custos incluem a parcela da compra de gás natural, a parcela da aquisição de hidrogénio, e os valores da hipótese de poupança em preços de carbono.

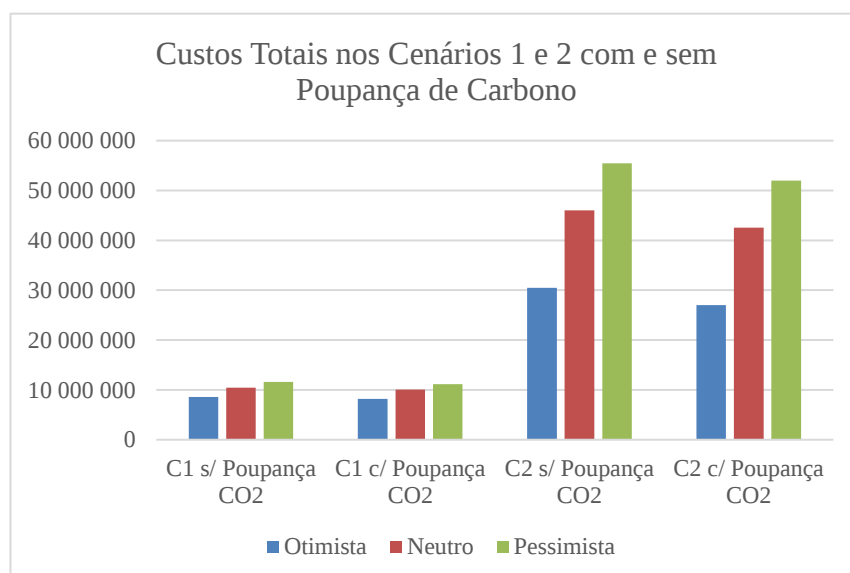


Figura 12 - Custos Totais incorridos anualmente discriminados pelos Cenários 1 e 2, em euros

A Tabela 8 exhibe uma comparação da estimativa dos custos em combustível atuais relativamente aos Cenários 1 e 2 nas suas respectivas perspetivas para o preço do hidrogénio da rede.

Perspetiva	C1 s/ Poupança CO2	C1 c/ Poupança CO2	C2 s/ Poupança CO2	C2 c/ Poupança CO2
Otimista	153%	146%	543%	480%
Neutro	186%	179%	820%	757%
Pessimista	207%	199%	988%	926%

Tabela 8 - Comparação dos Custos Totais dos Cenários 1 e 2 relativamente à situação de 100% gás natural

4.1.2. Cenários com produção de Hidrogénio

CAPEX

Na Figura 13 constam os custos iniciais relativos à compra do eletrolisador. Para os Cenários 1 e 2 o valor é zero uma vez que todos os combustíveis consumidos chegam à instalação através da rede de distribuição. Relativamente aos Cenários 3 e 4, estes implicam produção no local, pelo que é necessário recorrer à compra do equipamento de produção. Os custos registados nestes dois cenários vão de 735.418,80 euros no Cenário 3, com 12% de hidrogénio na mistura de gases, até 6.128.490,02 euros no Cenário 4, no qual é assumido que todo o combustível utilizado é hidrogénio.

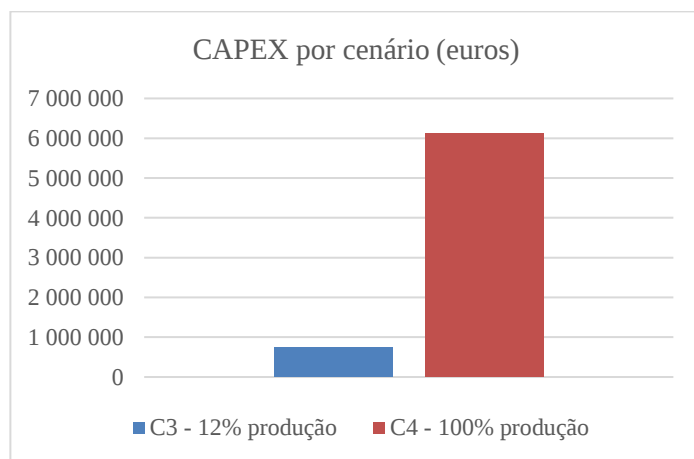


Figura 13 - Custos incorridos com CAPEX, discriminados por cenário, em euros

OPEX

Os Cenários 3 e 4 têm custos operacionais diferenciados em três tipos: custos com a eletricidade necessária para alimentar o eletrolisador, custos com gás natural, e outros custos operacionais que incluem a manutenção do sistema e outras despesas correntes. Na Tabela 9 estão discriminados por tipo de despesa e por Cenário os montantes de custos operacionais incorridos anualmente ao longo da vida útil dos projetos.

Cenário	C1 - 12% rede	C2 - 100% rede	C3 - 12% produção	C4 - 100% produção
Custos Operacionais	0,00	0,00	16 179,21	134 826,78
Custos com Eletricidade	0,00	0,00	3 577 819,30	29 815 160,84
Custos com Hidrogénio	5 523 093,16	46 025 776,32	0,00	0,00
Custos com GN	4 941 556,38	0,00	4 941 556,38	0,00

Tabela 9 – Custos operacionais incorridos anualmente discriminados pelos Cenários, em euros

No Cenário 1 os custos são repartidos pela compra de gás natural e hidrogénio, sendo que os 5.523.093,16 euros satisfazem 12% das necessidades energéticas com hidrogénio e os restantes 88% são cobertos pelos 4.941,556,48 euros em gás natural. O Cenário 2 contempla apenas um elemento como custo operacional, sendo 46.025.776,32 euros em hidrogénio.

Nos Cenários 3 e 4 somam-se os custos operacionais de manutenção, 16.179,21 euros e 134.826,78 euros respetivamente. Os custos com eletricidade aumentam com a capacidade do eletrolisador, sendo que para uma produção de 12% da necessidade do forno existe um custo com eletricidade de 3.577.819,30 euros, e para uma produção de 100% da necessidade do forno o custo ascende para os 29.815.160,84 euros anuais. No caso do Cenário 3, para satisfazer os excedentes 88% de consumo, o custo de gás natural coincide com o verificado no Cenário 1.

LCOH

Para os Cenários 3 e 4 é considerado o custo da infraestrutura de produção, o eletrolisador. O LCOH calculado para este projeto é coincidente em ambos os Cenários 3 e 4, e está na ordem dos 4,74 euros por quilo de hidrogénio produzido. Para o Cenário 3 foi considerado que ao longo de um ano são produzidos em média 773.066,06 quilos de hidrogénio, e para o Cenário 4 6.442.217,17 quilos de hidrogénio.

VAL, PR e TIR

No cálculo do VAL são considerados para o apuramento dos fluxos de caixa as médias das receitas operacionais deduzidas das médias dos custos operacionais de duas empresas entre 2017 e 2021, por ano e por unidade fabril, como descrito na Tabela 7.

Uma vez que o oxigénio é um *by-product* produzido em quantidades consideráveis e com um valor de venda significativo, é relevante verificar a importância deste fator na viabilidade económico-financeira do projeto. Outro parâmetro tido em

conta nas análises comparativas é a poupança efetuada ao evitar os pagamentos de preços de carbono, consequência da redução das emissões que a utilização de hidrogénio concede face ao gás natural. Com os preços de carbono e de venda de oxigénio como estão estabelecidos, é possível verificar que a venda de oxigénio tem mais impacto que a poupança em carbono. A situação ideal para ambos os cenários é a inclusão das duas componentes no cálculo. Ainda assim, o VAL é negativo para todas os formatos de poupança/receita apresentados para uma produção de 100% da necessidade energética.

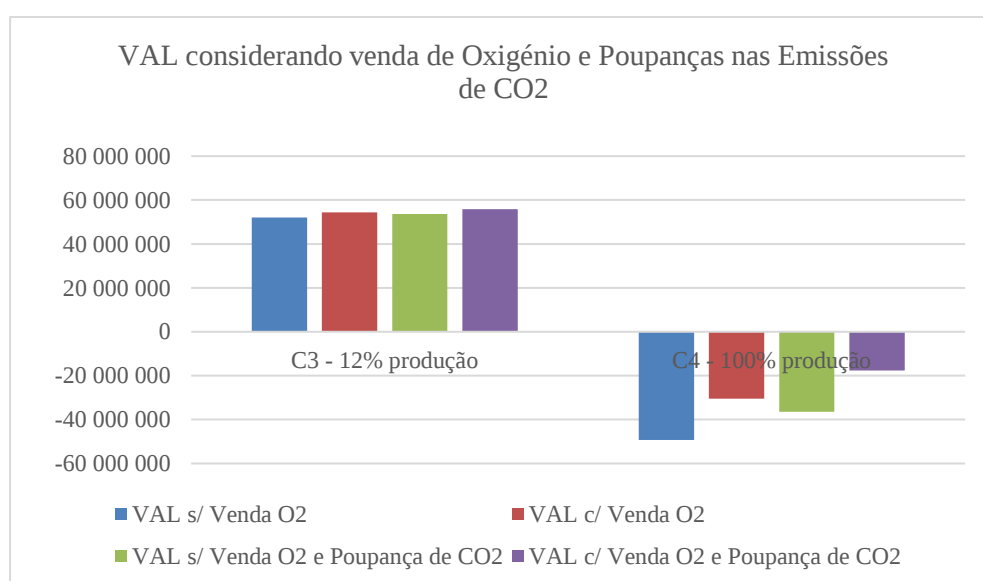


Figura 14 – Valor Atual Líquido dos Cenários 3 e 4, com e sem venda de oxigénio, em euros

Relativamente ao PR, verifica-se que na situação de não venda de oxigénio e sem poupança associada ao carbono, os Cenários 3 e 4 têm PR de 0,01 e -0,07 anos, respetivamente. (Tabela 10). O facto do PR ser negativo para o Cenário 4 implica que o projeto não tem viabilidade económica devido aos elevados custos com eletricidade, que fazem com que os fluxos de caixa sejam continuamente negativos.

	C3 - 12% produção	C4 - 100% produção
PR s/ Venda O2	0,01	-0,07
PR c/ Venda O2	0,01	-0,12
PR s/ Venda O2 e Poupança de CO2	0,01	-0,09
PR c/ Venda O2 e Poupança de CO2	0,01	-0,25

Tabela 10 – Período de Retorno do Investimento nos Cenários 3 e 4, em anos

A TIR comporta-se de forma inversa ao PR observando-se que os benefícios da venda de oxigénio e poupança procedente da redução das emissões melhora a TIR em 0,92% para o Cenários 3 (Figura 15). O modelo financeiro de cálculo da TIR não permite calcular uma taxa quando os fluxos de caixa apresentam valores negativos, como é no caso do Cenário 4, pois o seu objetivo é igualar o VAL ao investimento inicial. Uma vez que o investimento não pode ser negativo, a fórmula não encontra a taxa de desconto que iguala o investimento com os VAL.

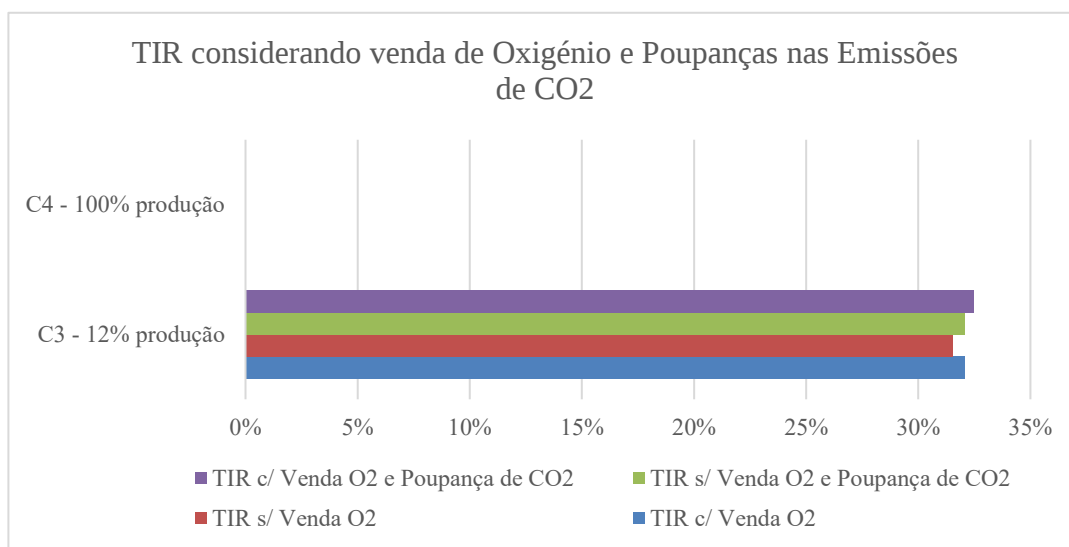


Figura 15 – Taxa Interna de Retorno dos Cenários 3 e 4, com e sem venda de Oxigénio, e com e sem poupança nas emissões de CO2, em percentagem

4.2. Análise de sensibilidade

4.2.1. Cenários sem produção de hidrogénio

Como descrito na secção 4.1.1., para os cenários que não incluem produção de hidrogénio, as variáveis consideradas são a parcela da compra de gás natural, a parcela de aquisição de hidrogénio, e os valores da hipótese de poupança em preços de carbono.

Uma redução para o preço de hidrogénio mais otimista (2 euros por quilo de hidrogénio) tem apenas um impacto de 7.730.660,60 euros anuais num cenário de 12% de consumo, comparando ao cenário mais pessimista (12 euros). Num cenário em que todo o consumo é hidrogénio, a diferença entre as duas estimativas de preço são 67.422.171,66 euros anuais (Figura 16).

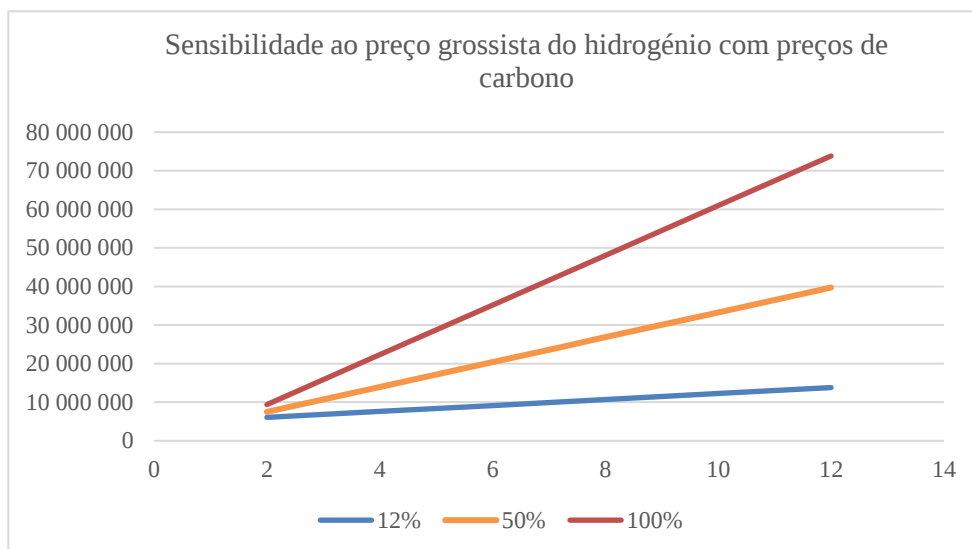


Figura 16 - Influência da variação do preço grossista do hidrogénio

No que diz respeito a preços de carbono, o peso da poupança aumenta com a proporção de hidrogénio. Para um cenário de 100% de hidrogénio, a poupança é na ordem dos 10.482.775,77 euros enquanto para uma percentagem de 12%, a poupança estimada são 1.257.933,09 euros por ano (Figura 17).

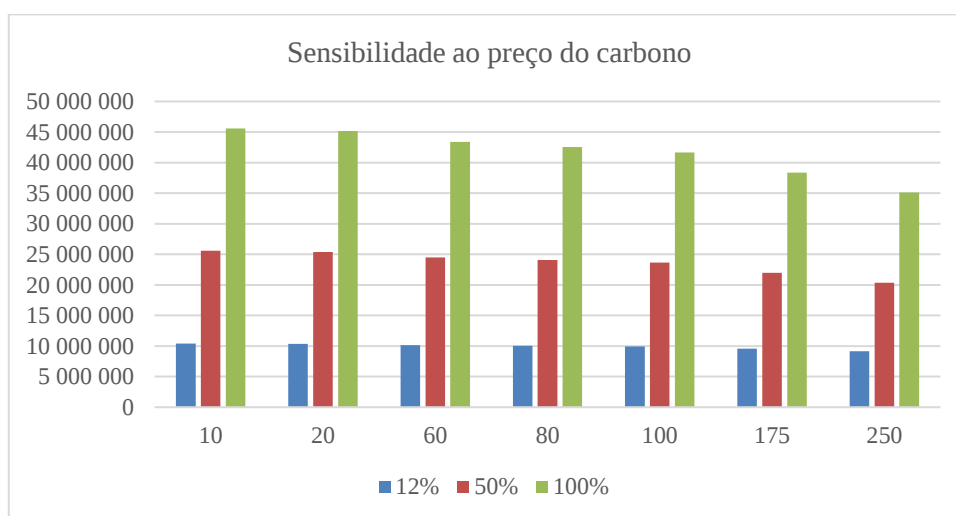


Figura 17 - Influência da variação do preço por tonelada de carbono emitida

4.2.2. Cenários com produção de hidrogénio

Custo do Eletrolisador

Custo eletrolisador (€/kWh)	LCOH	VAL			PR			TIR		
	▼ %	12%	50%	100%	12%	50%	100%	12%	50%	100%
50,00	4,65	56 499 357,37	26 600 554,90	- 12 739 974,67	0,00	0,01	-0,05	55,59%	25,36%	N/A
150,00	4,70	56 205 189,85	25 374 856,90	- 15 191 370,67	0,00	0,03	-0,15	39,40%	12,32%	N/A
250,00	4,74	55 911 022,33	24 149 158,89	- 17 642 766,68	0,01	0,05	-0,25	32,46%	6,73%	N/A
400,00	4,81	55 469 771,05	22 310 611,89	- 21 319 860,69	0,01	0,08	-0,39	26,38%	1,83%	N/A
500,00	4,86	55 175 603,52	21 084 913,88	- 23 771 256,69	0,01	0,10	-0,49	23,59%	-0,42%	N/A

Tabela 11 - Sensibilidade do LCOH (em euros), VAL (em euros), PR (em anos), e TIR ao custo do eletrolisador

A primeira componente apresentada é o custo do eletrolisador. Para qualquer percentagem de hidrogénio consumida, a influência do preço do eletrolisador é diminuta, verificando-se apenas uma diferença de 4% entre a situação mais otimista (50 euros por kWh) e a situação mais pessimista (500 euros por kWh).

À medida que o custo do eletrolisador aumenta, o VAL diminui. Para cenários em que a produção de hidrogénio supre 100% das necessidades dos fornos, qualquer VAL é negativo.

Relativamente à produção de 100% do consumo dos fornos, os valores do PR são negativos, justificados pelos fluxos de caixa também negativos verificados para qualquer preço. Conforme o custo do eletrolisador aumenta, o PR aumenta também, ou seja, maior será o tempo no qual o investimento será recuperado.

Quanto à TIR, esta diminui quando o custo do eletrolisador aumenta, ou seja, um preço maior significa um custo maior, que diminui a rentabilidade do projeto. Num cenário com 100% de produção do hidrogénio necessário, a TIR não é calculável, visto que os fluxos de caixa passam a ser negativos.

Quando se verifica um aumento no custo do eletrolisador, é expectável que o LCOH e o PR também aumentem, enquanto o VAL e a TIR diminuem, uma vez que um eletrolisador mais dispendioso acrescerá no CAPEX, o que influencia diretamente estes indicadores.

Preço da eletricidade

Preço da eletricidade (€/kWh)	LCOH	VAL			PR			TIR		
	▼ %	12%	50%	100%	12%	50%	100%	12%	50%	100%
0,01	0,59	67 673 532,94	73 159 619,79	80 378 155,12	0,00	0,02	0,03	34,98%	18,30%	11,79%
0,07	3,41	59 696 245,31	39 920 921,32	13 900 758,17	0,01	0,03	0,14	33,32%	11,72%	-3,43%
0,09847	4,74	55 911 022,33	24 149 158,89	- 17 642 766,68	0,01	0,05	-0,25	32,46%	6,73%	N/A
0,50	23,62	2 525 683,93	-198 289 751,08	- 462 520 586,62	0,10	-0,01	-0,01	-0,43%	N/A	N/A
1,00	47,12	-63 951 713,02	-475 278 905,03	-1 016 498 894,53	-0,01	0,00	0,00	N/A	N/A	N/A

Tabela 12 - Sensibilidade do LCOH (em euros), VAL (em euros), PR (em anos), e TIR ao preço da eletricidade

Contrariamente ao que acontece com o preço do eletrolisador, o preço da eletricidade influencia fortemente o LCOH. Um aumento de 100% no valor da eletricidade causa um aumento de 99,51% no LCOH.

Na perspetiva do VAL, à medida que o custo da eletricidade aumenta, o VAL reduz, ou seja, quanto maior o preço da eletricidade, menor é a rentabilidade do projeto. Com preços da eletricidade mais elevados, os VAL tornam-se negativos para os vários Cenários devido aos fluxos de caixa negativos, sendo que o ponto de equilíbrio dos cenários 12%, 50% e 100% estão entre 0,5 e 1 €/kWh, 0,098 e 0,5€/kWh e 0,07 e 0,098 €/kWh, respetivamente.

No que refere ao PR, o preço da eletricidade não tem expressão significativa, considerando que o PR negativo se justifica pelos fluxos de caixa negativos, o que se traduz num projeto não rentável.

No cálculo da TIR, alterações no preço da eletricidade causam flutuações pouco significativas, considerando que para 12%, um preço de 0,5 euros por kWh torna os fluxos de caixa negativos e, portanto, não há retorno. O mesmo acontece nos cenários de produção de 50% e 100% para preços de 0,12 e 0,06 euros por kWh respetivamente. Conforme o preço da eletricidade aumenta, a TIR diminui, uma vez que o preço da eletricidade contribui negativamente para o cálculo dos fluxos de caixa.

Eficiência do eletrolisador

Eficiência do eletrolisador	LCOH	VAL			PR			TIR		
	▼ %	12%	50%	100%	12%	50%	100%	12%	50%	100%
40%	8,31	45 813 423,97	-17 924 167,58	-101 789 419,63	0,01	-0,10	-0,03	29,89%	N/A	N/A
60%	5,58	53 543 309,61	14 283 689,24	- 37 373 705,99	0,01	0,08	-0,09	31,90%	2,03%	N/A
70%	4,74	55 911 022,33	24 149 158,89	- 17 642 766,68	0,01	0,05	-0,25	32,46%	6,73%	N/A
90%	3,76	58 696 566,70	35 755 593,78	5 570 103,10	0,01	0,04	0,24	33,10%	10,59%	-8,48%
100%	3,40	59 727 218,12	40 049 974,69	14 158 864,92	0,01	0,03	0,14	33,33%	11,75%	-3,30%

Tabela 13 - Sensibilidade do LCOH (em euros), VAL (em euros), PR (em anos), e TIR à eficiência do eletrolisador

Quanto maior for a eficiência do eletrolisador, maior vai ser o volume de hidrogénio produzido, para o mesmo nível de custo com eletricidade. Isto é, uma eficiência maior, implica menores custos de input energético, neste caso, eletricidade.

Aumentando a eficiência de 40% para 100%, o LCOH diminui de 8,31 euros por kg de hidrogénio para 3,4, o que significa que um aumento considerável na eficiência pode reduzir os custos expressivamente. Por outro lado, uma eficiência baixa pode comprometer a viabilidade do investimento.

Sendo a eletricidade uma das parcelas que mais pesa nos custos de projetos desta natureza, e a eficiência indica a quantidade de eletricidade necessária para produzir uma determinada quantidade de hidrogénio, este elemento torna-se fundamental. Aumentar a eficiência diminui os custos, o que, em termos líquidos, aumenta o lucro e melhora o VAL e o PR.

No que refere à TIR, comprova-se novamente que a eficiência também contribui para uma maior rentabilidade na produção de hidrogénio, justificado pelos menores custos operacionais. Para um cenário de 50%, a TIR é positiva para eficiência acima de 56%. No caso de 100% de produção as necessidades do forno, qualquer eficiência não tem TIR calculável.

Preço do carbono

Preço do carbono (€/tonCO ₂)	VAL			PR			TIR		
	12%	50%	100%	12%	50%	100%	12%	50%	100%
10	54 568 461,79	18 555 156,66	- 28 830 771,14	0,01	0,07	-0,13	32,14%	4,30%	N/A
60	55 527 433,60	22 550 872,54	- 20 839 339,38	0,01	0,06	-0,19	32,37%	6,08%	N/A
80	55 911 022,33	24 149 158,89	- 17 642 766,68	0,01	0,05	-0,25	32,46%	6,73%	N/A
100	56 294 611,05	25 747 445,24	- 14 446 193,97	0,01	0,05	-0,34	32,55%	7,34%	N/A
250	59 171 526,48	37 734 592,89	9 528 101,31	0,01	0,03	0,18	33,20%	11,14%	-5,78%

Tabela 14 - Sensibilidade do LCOH (em euros), VAL (em euros), PR (em anos), e TIR ao preço do carbono

Os preços de carbono representam uma poupança quando se substitui o consumo de uma energia fóssil para uma energia limpa. Noutros termos, quanto menor for a quota de energia fóssil, maior será a poupança em impostos pagos sobre as toneladas de carbono emitidas para a atmosfera.

Incluídos no cálculo do VAL, os preços do carbono suportam a viabilidade financeira do investimento. Para cenários com maior produção o impacto é significativamente notório, contudo, para um cenário mais conservador com produção de 12%, a diferença no VAL é menos significativa.

Ao analisar os dados, observa-se que consoante o preço do carbono aumenta, o PR diminui e a TIR aumenta. Estes resultados apontam que os preços altos de carbono aumentam a viabilidade económica do projeto, uma vez que atenuam os custos incorridos.

Apoios Financeiros

Apoio Financeiro (% Investimento)	LCOH	VAL			PR			TIR		
	✓ %	12%	50%	100%	12%	50%	100%	12%	50%	100%
0%	4,74	55 911 022,33	24 149 158,89	- 17 642 766,68	0,01	0,05	-0,25	24,41%	-9,50%	N/A
20%	4,73	56 058 106,09	24 762 007,89	- 16 417 068,68	0,00	0,04	-0,20	27,22%	-7,45%	N/A
40%	4,71	56 205 189,85	25 374 856,90	- 15 191 370,67	0,00	0,03	-0,15	30,94%	-4,75%	N/A
80%	4,67	56 499 357,37	26 600 554,90	- 12 739 974,67	0,00	0,01	-0,05	46,14%	6,31%	N/A
100%	4,65	56 646 441,13	27 213 403,90	- 11 514 276,66	0,00	0,00	0,00	N/A	N/A	N/A

Tabela 15 - Sensibilidade do LCOH (em euros), VAL (em euros), PR (em anos), e TIR aos apoios financeiros ao investimento

Quanto à sensibilidade do LCOH aos apoios financeiros prestados à empresa, esta é reduzida, uma vez que para um apoio de 80% apenas reduz em 8 cêntimos o LCOH para todos os cenários de produção. Ainda assim, quando existem apoios, o custo do projeto diminui, e consequentemente o preço. Este facto pode fazer com que o hidrogénio entre na esfera de combustíveis com preços competitivos.

Os apoios financeiros influenciam pouco significativamente no que refere ao VAL, no qual para um cenário de 12%, um apoio de 80% representa uma valorização de 588.335,04 euros. Contudo, existindo um apoio financeiro, o investimento líquido necessário a incorrer será menor, ou seja, o VAL aumenta, o que é uma ocorrência positiva para o projeto.

Os apoios financeiros não têm influência significativa no PR neste projeto. Quanto maior for a percentagem do investimento abrangida pelo financiamento

externo, mais célere será recuperado, resultando num PT mais baixo. No caso de o investimento ser 100% coberto pelo apoio, o PR é zero uma vez que o investimento é recuperado através do apoio e não através dos fluxos de caixa obtidos.

Por fim, a avaliação da sensibilidade aos apoios financeiros da TIR. Uma vez que os apoios financeiros reduzem o valor do investimento para efeitos de cálculo da TIR, estes têm uma influência relevante no cenário de 12% de produção, na qual com 80% de comparticipação do investimento, a TIR melhora em 21,73 pontos percentuais relativamente a zero apoio. Para cenários de 50% e 100% de produção, a TIR não é calculável devido aos fluxos de caixa negativos.

5. Conclusão

5.1. Conclusões Gerais

O hidrogénio é um forte potencial substituto para o gás natural na indústria do vidro de embalagem. Neste estudo a abordagem foi o foco na viabilidade económica, passando também por alguns aspetos técnicos, políticos e regulatórios.

Na vertente da revisão da literatura foram explorados aspetos técnicos e económicos do hidrogénio como vetor energético, englobando os vários temas relacionados com a produção, nomeadamente estado de arte das tecnologias de produção, distribuição, transporte e armazenamento. A produção de hidrogénio verde atualmente tem pouca expressão no total de hidrogénio produzido anualmente, no entanto, a tendência é de crescimento durante os próximos anos. Portugal tem um grande potencial para produção de energia elétrica eólica e solar, pelo que produção de hidrogénio através da eletrólise da água recorrendo aos inputs energéticos desta origem torna-se uma opção promissora. Até ao momento não existe uma rede de transporte e distribuição dedicada ao hidrogénio, contudo, em Portugal já existem projetos piloto com injeção de hidrogénio na rede e os resultados são favoráveis.

Foi analisado o panorama energético em Portugal e na Europa, através da análise de tendências tanto a nível económico como político. A regulação dedicada ao hidrogénio verde vem incentivar a sua produção e consumo, reconhecendo a sua crescente importância na matriz energética. Ainda na revisão de literatura foi examinada a importância que a indústria do vidro de embalagem tem na economia portuguesa bem como os processos produtivos e necessidades e dificuldades dos

mesmos. A maturidade das iniciativas da aplicação do hidrogénio na produção do vidro de embalagem ainda é embrionária, contudo, mostrando grande potencial de crescimento.

Na análise efetuada, ficou claro que, num cenário com produção de hidrogénio, os custos da eletricidade são o fator que mais impacta um projeto de substituição do gás natural. Este facto revela a necessidade de averiguar alternativas à compra de eletricidade da rede nacional. Assim poderá ser possível ter um maior controlo sobre os preços e aumentar a resiliência energética e económica da unidade produtiva. Além disso, o investimento numa instalação de armazenamento tanto de hidrogénio como de eletricidade poderá aumentar a eficiência e resolver a questão da intermitência associada à produção de eletricidade através de fontes renováveis como é o caso da eólica e solar. O armazenamento permite a utilização da energia quando necessário, otimizando e integrando os sistemas de produção e consumo.

Em termos políticos, destaca-se a tendência e vontade das organizações e governos para apoiar projetos que promovam não só a utilização de energias mais limpas, como a eficiência energética. O lançamento do PNEC em Portugal representou um marco político, reconhecendo o hidrogénio como um vetor energético. As metas ambientais estão a ficar gradualmente mais ambiciosas, o que cria uma envolvente benéfica e incitadora ao investimento por parte das empresas para que adotem energia verde e aumentem a eficiência nos seus processos. Este movimento político é benévolo para projetos de substituição do gás natural uma vez que as empresas terão incentivos financeiros por fazer parte da transição energética.

Da análise efetuada aos apoios financeiros ao investimento conclui-se que apesar de o apoio no momento inicial do projeto ser importante para reduzir os custos, é crucial considerar também os custos operacionais a longo prazo. Projetos no âmbito da transição energética têm barreiras financeiras devido à inovação e fase de emergência em que as tecnologias necessárias se encontram. Os custos operacionais sofrem aumentos relativamente às fontes energéticas utilizadas atualmente, mesmo considerando os fatores atenuantes como a venda do *by-product* oxigénio. Os impostos sobre o carbono são um bom exemplo de incentivo a longo prazo, que aliado a apoios na aquisição da eletricidade limpa ou programas de apoio ao desenvolvimento do hidrogénio como vetor energético poderão ter resultados ainda mais promissores.

Em suma, a substituição do gás natural por hidrogénio na industrial do vidro de embalagem em Portugal tem potencial económico, e possibilitará uma maior independência energética não só da indústria como do país. Com o planeamento certo e cooperação entre governos e até entre empresas, criam-se sinergias para promover uma transição energética sustentável económica e ambientalmente.

5.2. Limitações da investigação e Investigação Futura

Devido à falta de dados específicos para cada consumo numa unidade fabril, foram tidas em consideração várias estimativas e suposições relativamente aos valores utilizados na criação do modelo. Estas estimativas podem não estar 100% alinhadas com a realidade, contudo, através dos valores encontrados na literatura é expectável que tenham alguma representatividade na realidade de uma empresa da indústria vidreira.

A inexistência de uma rede de distribuição e transporte dedicada a hidrogénio é uma barreira à execução dos cenários apresentados (nomeadamente cenários com utilização de hidrogénio puro sem mistura) cujo consumo é feito através de uma hipotética rede. Em Portugal, a rede de hidrogénio como *utility* não está desenvolvida, pelo que seria necessário um investimento numa rede independente e paralela à atual rede de gás natural. Este investimento incluiria gasodutos, armazenamento e outros equipamentos auxiliares, que apesar de alguns estarem já disponíveis, é uma limitação a considerar.

Em matérias ambientais é frequente que existam alterações na legislação que podem significar algum investimento adicional caso existam por exemplo restrições mais rigorosas relativamente às emissões de carbono ou outros gases resultantes da atividade. Outros investimentos potenciais não considerados são avarias durante a vida útil do projeto. Estes investimentos podem incluir upgrades na infraestrutura existente ou substituição de equipamentos que se adequem ao novo panorama político ou realidade da empresa.

Nesta análise a redução das emissões de carbono foi assumida em proporção à redução do consumo de gás natural. Esta premissa não está totalmente alinhada com a realidade uma vez que o próprio processo (mesmo que existisse um forno movido exclusivamente com energia limpa) tem emissões associadas devido a determinadas

matérias-primas que formam carbono durante a queima. Estas emissões não tidas em conta foram consideradas abaixo dos limites legais em todos os momentos.

A literatura afirma que para uma mistura até 20% de hidrogénio com gás natural, não é necessário incorrer em custos de adaptação dos equipamentos de queima. Contudo, devido à falta de informação, foi considerado que mesmo para cenários de produção com racionais de mistura mais elevados, estes não existem. Ainda assim, o forno por si só não necessitaria de substituição, seria apenas necessário a verificação e substituição de algumas componentes como é o caso dos injetores.

A investigação levada a cabo nesta dissertação centra-se na análise económica e estudo da sua viabilidade em termos financeiros. É de ressaltar que a viabilidade técnica é igualmente fulcral para a execução e sucesso do projeto. O facto de a viabilidade técnica não ter sido o foco principal, acrescenta à investigação um grau de incerteza no enquadramento prático e operacional. Esta limitação sublinha a necessidade da existência de pesquisa futura de forma a aprofundar a viabilidade técnica da substituição do gás natural pelo hidrogénio na indústria do vidro de embalagem.

6. Bibliografia

- Agarwal, R. (2022). Transition to a Hydrogen-Based Economy: Possibilities and Challenges. *Sustainability* (2071-1050), 14(23), 15975-15975-15993. <https://doi.org/10.3390/su142315975>
- Agência Portuguesa do Ambiente. (2017). *Licença Ambiental LA n°388/1.1/2017*. Retrieved from https://ladigital.apambiente.pt/3.3/BA%20GLASS%20PORTUGAL,%20S.A-Marinha%20Grande/LA%20388_1.1_2017%20-%20Unidade%20Industrial%20da%20Marinha%20Grande.pdf
- Agência Portuguesa do Ambiente. (2019). *Resumo não técnico BA GLASS, SA. - Unidade Fabril de Avintes*. <https://siliamb.apambiente.pt/consultapublica/?file=true&code=22fd1e0188c33ae893f81a203a9dea19>
- Agência Portuguesa do Ambiente. (2020). *Tabela de Atribuição Nacional para o período 2021-2025 nos termos do artigo 10-A da Diretiva 2003/87/EC*.
- Brundtland. (1987). *Report of the World Commission on Environment and Development: Our Common Future*.
- Comissão Europeia. (2022). *Relatório da Comissão Europeia ao Parlamento Europeu e ao Conselho sobre o funcionamento do mercado europeu de carbono em 2021*.
- Comissão Europeia. (2023). *EU Emissions Trading System* Retrieved 04/04/2023 from https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en
- Resolução do Conselho de Ministros 107/2019, de 1 de julho, (2019).
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho, (2020).
- Dai, L., Jia, R., & Wang, X. (2022). Relationship between Economic Growth and Energy Consumption from the Perspective of Sustainable Development. *Journal of Environmental & Public Health*, 1-1-10. <https://doi.org/10.1155/2022/6884273>
- DGEG. (2019). *Roteiro e Plano de Ação para o Hidrogénio em Portugal*. <https://www.dgeg.gov.pt/media/d14dduhz/p3-roteiro-e-plano-de-a%C3%A7%C3%A3o-para-o-hidrog%C3%A9nio-em-portugal.pdf>
- DGEG. (2021). *Energia em Números*. <https://www.dgeg.gov.pt/media/32skj5iv/dgeg-aen-2021e.pdf>
- DGEG. (2022a). *Estatísticas Rápidas renováveis n°217*.
- DGEG. (2022b). *Potência instalada nas centrais produtoras de eletricidade de Energia Elétrica em Portugal*. <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/eletricidade/producao-anual-e-potencia-instalada/>
- DGEG. (2022c). *Preços Médios da Eletricidade no Setor da Indústria, na União Europeia (euros/GJ)*. <https://www.dgeg.gov.pt/media/onhjwwzj/dgeg-ped-1985-2022-s2.xlsx>
- DGEG. (2022d). *Preços Médios do Gás Natural no Setor da Indústria, na União Europeia (euros/GJ)*. https://www.dgeg.gov.pt/media/1yvejml5/dgeg-pgi-1985-2022-s1_ue27.xlsx
- Ember. (2023). *Carbon Price Tracker*. Retrieved 05/04/2023 from <https://ember-climate.org/data/data-tools/carbon-price-viewer/>
- Enea Consulting (2017). *Overview of the biomethane sector in France*. <https://www.enea-consulting.com/static/3fba2549d3b2a294bb8d044ed4ea62cc/enea-overview-of-the-biomethane-sector-in-france.pdf>
- FEVE. (2022). *EU container glass industry records highest ever growth in production*. Retrieved 07/04/2023 from <https://feve.org/year2021production/>
- Galp. (2020). *Método utilizado para efeitos de cálculo das emissões de CO2*. <https://www.galp.com/pt/pt/empresas/eletricidade-e-gas/Apoio-ao-Cliente/Centro-de-Informacao/Eletricidade-e-Gas-Natural-da-Galp>
- Glass International. (2022). *German Glass Industry: Results of hydrogen in glassmaking are 'promising'*. Retrieved 09/04/2023 from <https://www.glass->

- [international.com/news/german-glass-industry-results-of-hydrogen-in-glassmaking-are-promising](https://www.mdpi.com/news/german-glass-industry-results-of-hydrogen-in-glassmaking-are-promising)
- Holechek, J. L., Geli, H. M. E., Sawalhah, M. N., & Valdez, R. (2022). A Global Assessment: Can Renewable Energy Replace Fossil Fuels by 2050? *Sustainability*, 14(8), 4792. <https://www.mdpi.com/2071-1050/14/8/4792>
- Hydrogen Council. (2021). *Hydrogen Insights: A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness*. <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/02/Hydrogen-Insights-2021.pdf>
- Internacional Renewable Energy Agency. (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C Climate Goal*.
- International Energy Agency (IEA) (2019). *The Future of Hydrogen*. https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf
- International Energy Agency (IEA) (2020). *World Energy Balances: Overview*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-balances-overview/world>
- International Energy Agency (IEA) (2022a). *Global average levelised cost of hydrogen production by energy source and technology, 2019 and 2050*. Retrieved 10/04/2023 from <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-average-levelised-cost-of-hydrogen-production-by-energy-source-and-technology-2019-and-2050>
- International Energy Agency (IEA) (2022b). *Global Hydrogen Review 2022*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>
- International Energy Agency (IEA) (2022c). *World Energy Outlook 2022*. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf>
- Jornal de Negócios. (2023). Câmara da Nazaré contra hidrogénio verde para descarbonizar indústria da região. *Jornal de Negócios*. <https://www.jornaldenegocios.pt/empresas/detalhe/camara-da-nazare-contra-projeto-de-hidrogenio-verde-na-regiao>
- Karayel, G. K., Javani, N., & Dincer, I. (2022). Green hydrogen production potential for Turkey with solar energy. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(45), 19354-19354-19364. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.10.240>
- Lahnaoui, A., Wulf, C., Heinrichs, H., & Dalmazzone, D. (2019). Optimizing hydrogen transportation system for mobility via compressed hydrogen trucks. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(35), 19302-19312.
- Leicher, J., Islami, B., Giese, A., Görner, K., & Overath, J. (2021). HYDROGEN IN THE GLASS INDUSTRY: HyGlass - process heat for industrial applications. *H2 International*(4), 31-31-33. <https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=edb&AN=152938896&site=eds-live>
- Liu, B., Liu, S., Guo, S., & Zhang, S. (2020). Economic study of a large-scale renewable hydrogen application utilizing surplus renewable energy and natural gas pipeline transportation in China. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(3), 1385-1385-1398. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.11.056>
- Mahajan, D., Tan, K., Venkatesh, T., Kileti, P., & Clayton, C. R. (2022). Hydrogen Blending in Gas Pipeline Networks—A Review. *Energies* (19961073), 15(10), N.PAG. <https://doi.org/10.3390/en15103582>
- Mahdi, T., Mirza, S., Dorothee, P., Michael, K., Frank, S., & Karsten von, M. (2022). Review of Hydrogen Production Techniques from Water Using Renewable Energy Sources and Its Storage in Salt Caverns. *Energies*, 15(1415), 1415-1415-1415. <https://doi.org/10.3390/en15041415>
- Mazzeo, D., Matera, N., Herdem, M. S., & Wen, J. Z. (2022). Green hydrogen production: Analysis for different single or combined large-scale photovoltaic and wind renewable systems. *Renewable Energy*, 200, 360-360 - 378. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.09.057>

- MIBGAS. (2022a). *Informe Anual del Mercado Organizado de Gas 2022*.
https://www.mibgas.es/sites/default/files/mibgas_2022_informe_anual.pdf
- MIBGAS. (2022b). *Preços do Gás Natural no Mercado Ibérico de Gás*.
https://www.mibgas.es/pt/file-access?path=AGNO_2022/XLS
- Narayan, K. R. (2021). *Hydrogen-Powered Long-Distance Transportation for Portugal* Instituto Superior Técnico J.
- National Grid (2022). *Energy Explained*. <https://www.nationalgrid.com/stories/energy-explained/what-is-hydrogen>
- Neacsu, A., Eparu, C. N., & Stoica, D. B. (2022). Hydrogen–Natural Gas Blending in Distribution Systems—An Energy, Economic, and Environmental Assessment. *Energies* (19961073), 15(17), 6143-6143-6168. <https://doi.org/10.3390/en15176143>
- Parlamento Europeu. (2020). Hydrogen as an energy carrier for a climate-neutral economy. [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689332/EPRS_BRI\(2021\)689332_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689332/EPRS_BRI(2021)689332_EN.pdf)
- Pordata. (2022). *Produção de energia elétrica: total e a partir de fontes renováveis*.
<https://www.pordata.pt/db/portugal/ambiente+de+consulta/tabela>
- Pordata. (2023a). *Dependência das importações de energia*.
<https://www.pordata.pt/europa/dependencia+das+importacoes+de+energia-3601>
- Pordata. (2023b). *Importações de energia: total e por principais países de origem*.
<https://www.pordata.pt/portugal/importacoes+de+energia+total+e+por+principais+países+de+origem-3712>
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto, (2020).
- Ratnakar, R. R., Gupta, N., Zhang, K., van Doorne, C., Fesmire, J., Dindoruk, B., & Balakotaiah, V. (2021). Hydrogen supply chain and challenges in large-scale LH2 storage and transportation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(47), 24149-24168.
- REN. (2021). *Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT 2022-31*.
- República Portuguesa (2019). *Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050*.
 Decreto-Lei nº 60/2020, de 17 de agosto, (2020a).
- República Portuguesa (2020b). *EN-H2: Estratégia Nacional para o Hidrogénio*.
<https://drive.google.com/file/d/1UinlDtafuZaYWgllsWBPfgVu-9VLbIvH/view>
- República Portuguesa (2020c). *Produção de Vidro - Uma tradição Nacional*. Retrieved from
https://www.dgae.gov.pt/gestao-de-ficheiros-externos-dgae-ano-2020/http_cae_231_fabricacao_vidro_e_artigos_vidro-pdf.aspx
- República Portuguesa (2022a). *Esclarecimento sobre o conflito Rússia-Ucrânia e o sistema energético nacional*. Retrieved 05/03/2023 from
<https://www.portugal.gov.pt/pt/gc22/comunicacao/noticia?i=esclarecimento-sobre-o-conflito-russia-ucrania-e-o-sistema-energetico-nacional>
- República Portuguesa (2022b). *Título Único Ambiental*.
- S&P Global (2023). *Platts Hydrogen Assessments*. Retrieved 04/06/2023 from
<https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/our-methodology/price-assessments/energy-transition/hydrogen-price-assessments>
- Tzimas, E., Filiou, C., Peteves, S. D., & Veyret, J.-B. (2003). Hydrogen storage: state-of-the-art and future perspective. *EU Commission, JRC Petten, EUR 20995EN*.
- Wang, H., Zhao, X., Zhang, K., & Wang, W. (2022). Economic assessment of a renewable energy-electricity-hydrogen system considering environmental benefits. *SUSTAINABLE PRODUCTION AND CONSUMPTION*, 33, 903-903-920.
<https://doi.org/10.1016/j.spc.2022.08.010>
- Witek, M., & Uilhoorn, F. (2022). Impact of hydrogen blended natural gas on linepack energy for existing high pressure pipelines. *Archives of Thermodynamics*, 43(3), 111-111-124. <https://doi.org/10.24425/ather.2022.143174>
- Zier, M., Stenzel, P., Kotzur, L., & Stolten, D. (2021). A review of decarbonization options for the glass industry. *Energy Conversion and Management: X*, 10.
<https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2021.100083>

