

MESTRADO

ECONOMIA E GESTÃO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO

TRABALHO FINAL DE MESTRADO

RELATÓRIO DE ESTÁGIO

**HIDROGÉNIO COMO AGENTE ATIVO NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA NO
CONTEXTO DA REN**

RICARDO JORGE PINTO MORGANHO

NOVEMBRO - 2020

MESTRADO

MESTRADO EM ECONOMIA E GESTÃO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO

TRABALHO FINAL DE MESTRADO

RELATÓRIO DE ESTÁGIO

HIDROGÉNIO COMO AGENTE ATIVO NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA NO CONTEXTO DA REN

RICARDO JORGE PINTO MORGANHO

ORIENTAÇÃO:

PROFESSOR DOUTOR MANUEL MIRA GODINHO

ENG^a SUSANA LUDOVINO (REN)

NOVEMBRO - 2020

Glossário de Termos e Abreviaturas

CCS – Captura e armazenamento de dióxido de carbono (*Carbon Capture & Storage*)

CH₄ – Metano

CO₂ – Dióxido de carbono

EN-H₂ – Estratégia Nacional para o Hidrogénio

GEE – Gases de efeito de estufa

H₂ – Hidrogénio

H₂O – Água (molécula)

IEA - *International Energy Agency*

I&D – Investigação e desenvolvimento

LCOE – *Levelized Cost of Energy*

LCOH – *Levelized Cost of Hydrogen*

O₂ – Oxigénio

OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico

PEM – *Proton Exchange Membrane*

P2G – *Power-to-Gas*

P2H – *Power-to-Hydrogen*

P2Me – *Power-to-Methane*

REN – Redes Energéticas Nacionais

RNC2050 – Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050

SMR – *Steam methane reforming*

SOEC – *Solid Oxide electrolyzer cell*

TSO – *Transmission System Operator*

UE – União Europeia

Resumo

As alterações climáticas e os seus efeitos nefastos vieram reforçar a necessidade de uma alteração do paradigma energético, nomeadamente nos modelos de consumo, de forma a atingir a neutralidade carbónica em 2050.

O hidrogénio assume um papel de destaque na transição energética uma vez que permite a produção de energia limpa, cria e dinamiza indústrias e serviços e promove novas utilizações para as infraestruturas existentes de gás natural.

O presente relatório de estágio tem como objetivo perceber as consequências e custos de um processo de inovação tecnológica orientado para uma resposta mais sustentável e eficiente, baseada no hidrogénio, para uma *utility* portuguesa do setor energético, a REN – Redes Energéticas Nacionais.

O relatório encontra-se organizado em três seções, i) clarificação de conceitos e termos relativos à inovação, transição energética e hidrogénio e contextualização do tema; ii) análise económica com enfoque na estrutura de custos sobre a adoção das tecnologias associadas à cadeia de valor *Power-to-Gas* e iii) apresentação de parecer técnico e económico resultante da análise efetuada.

Palavras-Chave: Hidrogénio; Transição energética; Inovação; Neutralidade Carbónica; *Power-to-Gas*; *Power-to-Methane*.

Abstract

Climate changes and its negative impacts reinforce the need for change in the energy sector, namely in the consumption patterns, in order to achieve carbon neutrality by 2050.

Hydrogen stands out as an energy transition driver since it allows clean energy production, industry and services development and promotes new uses for the existing natural gas infrastructures.

This internship report aims to understand the costs and consequences of a technological innovation process oriented towards a more sustainable, efficient and hydrogen-based response for a Portuguese utility in the energy sector, REN - Redes Energéticas Nacionais.

This report is organized in three chapters, as follows: i) presentation of concepts and terms related to innovation, energy transition and hydrogen, and theme overview; ii) economic analysis focusing on the cost structure of the adoption of technologies within the Power-to-Gas value chain and iii) technical and economic evaluation based on the carried out analysis.

Key words: Hydrogen; Energy transition; Innovation; Carbon neutrality; Power-to-Gas; Power-to-Methane.

Índice

1.	Introdução	1
1.1.	Caracterização da entidade de acolhimento.....	3
2.	Revisão da literatura.....	5
2.1.	Inovação	5
2.2.	Hidrogénio	7
2.2.1.	Produção.....	8
2.2.2.	Distribuição	12
2.2.3.	Armazenamento	13
2.2.4.	Segurança.....	15
2.3.	Cadeias de valor	16
2.3.1.	Tecnologia <i>Power-to-Gas</i>	18
3.	Análise Económica P2G.....	23
3.1.	Custo de eletricidade	23
3.2.	Custos de capital (CAPEX).....	24
3.3.	Eletrólise.....	25
3.4.	Injeção direta na rede	26
3.5.	Metanação.....	27
3.6.	Custos de operação e manutenção (OPEX).....	27
4.	Estrutura de Custos da tecnologia <i>Power-to-Gas</i>	29
4.1.	<i>Power-to-Methane</i>	31
4.2.	<i>Power-to-Hydrogen</i>	32
5.	Conclusão	33
6.	Referências bibliográficas	36
7.	ANEXOS	44

Agradecimentos

A realização deste trabalho final de mestrado contou com o apoio e com a confiança de algumas pessoas e instituições, aos quais estarei eternamente grato.

Em primeiro lugar um sentido agradecimento ao Professor Doutor Manuel Mira Godinho, orientador deste Relatório de Estágio, pela recetividade e sábia orientação que pautaram a sua postura durante estes meses. Obrigado pelo seu trato simples e científico, a sua visão crítica e por partilhar o seu conhecimento e experiência de um modo tão acessível, os quais contribuíram para o enriquecimento de todas as etapas deste Trabalho Final de Mestrado.

À REN, em especial ao Eng. Pedro Ávila, Eng. Susana Ludovino, Eng. Pedro Carola e Eng. Inês Santos pela atitude pedagógica, partilha de saberes e pela oportunidade que me deram para desenvolver um tema estimulante. Gostaria ainda de agradecer ao grupo de *Trainees* 2019/2020 da REN pelo companheirismo e pela importância que tiveram na minha integração.

Gostava de agradecer ao ISEG Lisbon School of Economics and Management, mais especificamente ao mestrado de Economia e Gestão da Ciência, Tecnologia e Inovação, à sua coordenação e ao restante corpo docente pela formação de excelência que transportarei para sempre comigo.

Aos meus colegas de mestrado, especialmente ao André Murta, João Cacaís, João Isaac, Marco Dinis e Mónica Leite pela ajuda, exemplo e amizade que guardo para o resto da minha vida.

À minha família agradeço essencialmente o apoio incondicional e os valores transmitidos ao longo da vida. Estarei sempre grato pelo vosso carinho, educação e inspiração que se traduzem nas bases da minha formação.

À Rita e à minha *tia* um agradecimento especial pelo amor e atenção sem reservas.

1. Introdução

O presente Relatório de Estágio constitui-se como trabalho final para obtenção do grau de mestre no Mestrado em Economia e Gestão da Ciência, Tecnologia e Inovação e corresponde à síntese das atividades desenvolvidas no Departamento de Estudos e Inovação Operacional da REN.

O objetivo deste estágio, que decorreu no período entre janeiro e maio de 2020, foi a análise teórica e económica do hidrogénio (H₂) enquanto agente ativo na transição energética, com enfoque nas diferentes configurações da cadeia *Power-to-Gas* (P2G), uma das cadeias de valor do hidrogénio, e na estimativa dos custos associados à sua utilização.

A tecnologia P2G apresenta duas configurações possíveis consoante a sua finalidade: a injeção direta de hidrogénio na rede de gás (*Power-to-Hydrogen*) e a produção de metano sintético (*Power-to-Methane*), que serão apresentadas neste relatório.

Este é um tema relevante por apresentar uma nova proposta de valor capaz de criar a autonomia energética de uma região, libertar a economia do uso de combustíveis fósseis e permitir alavancar o uso de energias de fonte renovável com o objetivo de preservar a integridade do planeta. Todos estes princípios estão alinhados com as metas de descarbonização estipuladas pela União Europeia (UE).

Recorde-se que o Acordo de Paris, alcançado em dezembro de 2015, ratificado em novembro de 2016 e assinado por 195 países, constitui um compromisso global e juridicamente vinculativo com o propósito de conter o aumento da temperatura global neste século bem abaixo de 2°C e prosseguir os esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5°C, em relação aos níveis pré-industriais. Este é um objetivo ambicioso que exigirá a descarbonização de grandes extensões do sistema energético mundial (Hydrogen Council, 2017).

Para concretizar este objetivo, em Portugal foi implementado o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050), que define a estratégia para a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) e identifica os principais vetores de descarbonização e linhas de atuação para alcançar uma sociedade neutra em carbono em 2050 (Ambiente e Ação Climática, 2020).

Neste sentido, Portugal definiu recentemente uma estratégia para a transição energética, a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H₂). O objetivo principal é reduzir a dependência dos combustíveis fósseis e promover uma economia descarbonizada através da introdução do hidrogénio enquanto vetor energético ou matéria prima. Para o efeito será necessário implementar um conjunto de medidas ao nível da regulamentação, segurança, *standards*, inovação e desenvolvimento (I&D) e financiamento (Ambiente e Ação Climática, 2020).

A cadeia de valor do hidrogénio é sustentada por uma série de tecnologias cujas demonstrações de sucesso em projetos-piloto contribuem para a sua viabilização técnica. No entanto, existe ainda um longo caminho a percorrer ao nível dos materiais, da eficiência operacional e do acesso a este vetor energético a um preço competitivo (DGEG, 2019).

Os benefícios do hidrogénio são reconhecidos por fornecedores de energia renovável, produtores de gás, empresas de transporte e distribuição de energia, grandes empresas de engenharia e governos das maiores economias à escala global. Nesse sentido, em 2017 foi criado o *Hydrogen Council*, uma associação liderada por responsáveis de grandes empresas e instituições globais com o objetivo de promover a implementação de tecnologias do hidrogénio e estimular o seu desenvolvimento enquanto solução economicamente viável e competitiva para a descarbonização de inúmeros setores da economia mundial (Hydrogen Council, 2017; IEA, 2019a).

1.1. Caracterização da entidade de acolhimento

A REN é o operador de rede de transporte nacional de eletricidade e gás natural (*Transmission System Operator – TSO*) e tem como principal missão garantir o abastecimento ininterrupto de energia, respeitando os critérios de custo, segurança e qualidade estabelecidos pelas entidades supervisoras, sendo ainda responsável pela manutenção e possíveis expansão e interligação com outras redes.

As duas áreas de negócio fundamentais da REN são o transporte de eletricidade através de ligações mais extensas em muito alta tensão, mediante uma concessão atribuída pelo Estado Português, conectando os produtores aos centros de consumo, e o transporte e distribuição de gás natural através do desenvolvimento e exploração da rede de distribuição de gás na região litoral norte de Portugal.

A REN tem como objetivo acrescentar valor a todos os intervenientes que se relacionam com o seu negócio num quadro de desenvolvimento sustentável. Para isso, procura otimizar as operações de transporte e distribuição de energia, analisando oportunidades no exterior e investindo em infraestruturas estratégicas com o objetivo de fornecer um serviço de confiança, seguro e ao menor custo possível para os seus consumidores. Adicionalmente, e com o intuito de salvaguardar a sua posição de referência no setor energético, investe em I&D para encontrar novas abordagens capazes de dar resposta aos desafios de um mercado em constante mutação.

O estágio decorreu no Departamento de Estudos e Inovação Operacional, que procura desenvolver iniciativas em Investigação, Desenvolvimento e Inovação, com impacto atual e futuro na atividade e performance da empresa e que contribuam para o desenvolvimento tecnológico do setor energético. A estratégia da REN assenta em pilares como o *know-how* interno e as competências tecnológicas, verificando-se por isso um investimento contínuo nestas áreas de conhecimento.

As principais atividades desenvolvidas no âmbito do estágio foram a clarificação dos termos e conceitos relativos à transição energética, a análise dos planos e programas nacionais de incentivo à transição energética, o estudo das potencialidades e aplicações do hidrogénio, o *benchmarking* nacional e internacional sobre a aplicação do hidrogénio em *utilities*, a identificação de barreiras à participação da REN no desenvolvimento de hidrogénio e a proposta de uma Estrutura de Custos da cadeia *Power-to-Gas* para a REN.

2. Revisão da literatura

Neste capítulo apresenta-se o enquadramento teórico do conceito de inovação e a sua relação com a temática em estudo.

Além disso, expõe-se o papel do hidrogénio em cada uma das etapas da sua cadeia de valor, desde a produção até à utilização final, enfatizando os métodos e tecnologias que se abordam na Estrutura de Custos apresentada no ponto 4.

2.1. Inovação

A inovação não é um fenómeno recente, segundo Fagerberg (2005) a história da humanidade desde cedo revelou uma tendência pela procura de novas e melhores formas de fazer as coisas e testá-las na prática.

De acordo com Kotsemir e Abroskin (2013) podem ser definidas três grandes fases do desenvolvimento do conceito de inovação: a primeira do final do séc. XIX até aos anos sessenta, em que se começam a estabelecer as bases para o estudo do conceito; uma segunda entre a década de sessenta e noventa onde se confirmou um interesse crescente no tema e se assistiu ao maior número de contribuições para a sua conceptualização e para o desenvolvimento de metodologias de análise dos seus processos; e, por fim, a partir do início do séc. XXI, o conceito torna-se comumente aceite e as empresas começam a considerar a inovação como uma variável determinante capaz de fazer face ao seu contexto competitivo e como resposta aos paradigmas e desafios emergentes da modernidade (O'Sullivan, 2009).

O termo inovação, pela sua conotação com a criação de algo novo, é muitas vezes confundido com o conceito de invenção, pelo que antes de se tentar compreender a sua dimensão teórica alguns autores consideram essencial estabelecer essa distinção (Fagerberg, 2005).

Godinho (2013) afirma que inovação ocorre a partir do momento que a invenção chega ao mercado com o intuito de ser amplamente difundida pela população de potenciais adotantes. Esta aceção tem a virtude de distinguir os dois conceitos como fases distintas, a invenção é a apresentação de um novo conceito para um determinado produto ou processo enquanto que a inovação é a aplicação comercial desse mesmo conceito, no momento em que fica disponível para ser utilizada (Godinho, 2013). Habitualmente existe um desfasamento temporal entre as duas fases pelas condições necessárias para o desenvolvimento da invenção, nomeadamente a mobilização de recursos tecnológicos, humanos e científicos para a sua implementação no mercado (Rogers, 1995).

Esta definição corrobora a abordagem inicialmente proposta por Schumpeter (1934), um dos primeiros autores a dedicar-se ao estudo desta temática, que define inovação como uma decisão económica que se materializa através da substituição de soluções existentes por outras novas, capazes de alavancar a mudança económica através da evolução e do progresso técnico (Godin, 2008; McGraw, 2007).

Para além do contributo para a dimensão teórica do conceito, Schumpeter (1945) propõe a noção de “destruição criativa” como consequência do processo de inovação e por verificar que os surgimentos de novas soluções têm o potencial de revolucionar a estrutura de mercado existente, levando à substituição e à descontinuidade de empresas e modelos de negócio vigentes e contribuindo para um crescimento económico sustentado.

Numa perspetiva mais atual, o Manual de Oslo apresenta-se como a referência universal e propõe agrupar o conceito de inovação em quatro tipos: i) Produto, ii) Processo, iii) Organizacional e iv) Comercial. De acordo com esta definição as i) inovações de produto exigem melhorias para produtos já existentes ou o desenvolvimento de novos produtos, ii) as inovações de processo ocorrem quando uma determinada quantidade de um produto pode ser produzida de maneira mais eficiente, iii) a inovação comercial relaciona-se com as mudanças de design, embalagem e de outros métodos relacionados com a comercialização

de um produto e, por fim, iv) a inovação organizacional refere-se à implementação de novas práticas de negócio, gestão do trabalho ou nas relações externas da empresa (OCDE, 2005).

Tendo em conta os desafios climáticos atuais, o setor energético deverá verificar estes conceitos com o desenvolvimento de novas propostas que garantam a descarbonização do setor no curto/médio prazo. Neste sentido, o hidrogénio poderá estabelecer-se como resposta a estas necessidades.

2.2. Hidrogénio

O hidrogénio é o elemento mais abundante e leve no Universo, sendo também o mais simples da tabela periódica de Mendeleiev. O hidrogénio é não-tóxico, não causa danos ao meio ambiente e é o elemento que contém o maior valor energético por unidade de massa (120,7 kJ/g) (Hydrogen Europe, 2017a; Silva, 2017).

O hidrogénio puro (H_2) surge na Terra apenas na forma molecular, sendo geralmente encontrado em compostos, principalmente moléculas de água (H_2O) (Northern Gas Network, 2016; Adolf *et al.*, 2017).

Para ser isolado é necessária utilização de energia na dissociação de uma fonte primária, o que faz do hidrogénio, tal como a eletricidade, um vetor energético e não uma fonte de energia. Este vetor pode ser produzido a partir de fontes de energia renováveis de forma a promover uma economia mais sustentável. Este elemento é um vetor de energia ideal, uma vez que pode ser armazenado na sua forma gasosa, líquida ou sólida; respeita as preocupações ambientais dado que não liberta poluentes na sua combustão; e permite uma multiplicidade de aplicações de uso final (Peredo, 2012).

A grande vantagem competitiva do hidrogénio é a possibilidade da sua produção a partir dos excedentes de energias renováveis, pelo que, se produzido em

escala industrial, poderá desempenhar um papel determinante na transição energética (IEA, 2019a; Adolf *et al.*, 2017).

2.2.1. Produção

Nos últimos anos têm sido usadas cores para identificar as diferentes fontes de produção de hidrogénio: o preto/cinzento/castanho refere-se à produção de hidrogénio a partir de carvão e gás natural; o azul é geralmente usado para caracterizar a produção de hidrogénio a partir de combustíveis fósseis com captura e reutilização de dióxido de carbono (CO₂), com o objetivo de reduzir o impacto nocivo deste gás; o verde aplica-se à produção de hidrogénio a partir de energias renováveis (IEA, 2019a).

Atualmente, a grande maioria do processo produtivo de hidrogénio é baseado em fontes de energia fóssil, como o gás natural e o carvão (Adolf *et al.*, 2017). A Reforma de Metano a Vapor (SMR) é a tecnologia mais utilizada para a produção de hidrogénio em larga escala a partir de gás natural, pela sua competitividade e pelo grande número de unidades em funcionamento (IEA, 2019a).

O hidrogénio azul, produzido a partir da conversão de combustíveis fósseis com a captura e reutilização do dióxido de carbono (CCS), pode ser uma opção de transição entre o hidrogénio preto/cinzento/castanho e o verde. Tendo em conta o percurso necessário para o estabelecimento de hidrogénio verde enquanto solução economicamente viável – ao nível das tecnologias e da integração dos recursos renováveis nas cadeias de valor –, a utilização do hidrogénio azul poderia contribuir para promover a descarbonização (Navigant, 2019).

A produção de H₂ através de energia proveniente de fontes renováveis, com recurso a eletrólise, é conhecida como hidrogénio verde, não havendo em nenhuma etapa do processo a emissão de dióxido de carbono e gases de efeito de estufa.

A escolha do melhor método de produção e o custo unitário do hidrogénio depende da quantidade a produzir, do seu grau de pureza, da disponibilidade de recursos naturais, da localização geográfica, das políticas governamentais de cada país e da sua finalidade (Northern Gas Network, 2016; Peredo, 2012).

Tendo em conta os objetivos estabelecidos para este trabalho, serão apresentados os processos associados à produção de hidrogénio verde.

Eletrólise da água

A eletrólise da água é um processo que utiliza corrente elétrica que atravessa dois eletrodos, permitindo a dissociação da água em oxigénio (O_2) e hidrogénio (H_2) (Guerra, 2014).

A eficiência deste processo é definida pela quantidade de eletricidade consumida para produzir determinada quantidade de hidrogénio. A eficiência dos eletrólisadores situa-se atualmente na faixa de 60 a 80%, dependendo da tecnologia utilizada e do fator de carga¹ (Adolf *et al.*, 2017; IEA, 2019a).

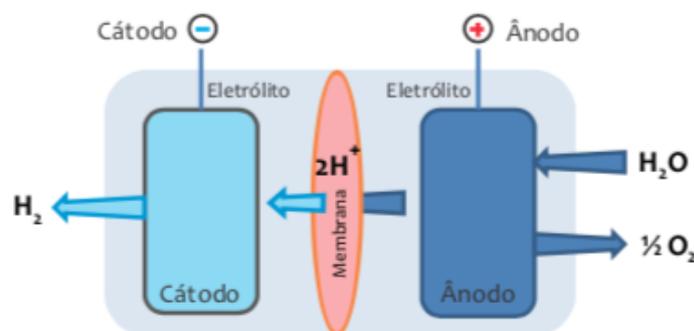


Figura 1 – Esquema de Eletrólise.

Fonte: DGEG (2018)

¹ O fator de carga define-se como o rácio entre a energia utilizada e a máxima possível num determinado período

Dependendo do tipo de eletrólito e da temperatura de operação, as três principais tecnologias de eletrólise são: eletrólise alcalina, eletrólise de membrana permutadora de prótons (*proton exchange membrane* – PEM) e eletrólise de óxidos sólidos (*solid oxide electrolyzers cell* – SOEC) (Sapountzi *et al.*, 2017).

Eletrólise Alcalina

Os sistemas de eletrólise alcalina são uma tecnologia madura, que se utiliza há largas décadas e com múltiplas aplicações.

A eletrólise alcalina apresenta custos mais baixos, quando comparada com os outros tipos, por não utilizar materiais preciosos durante o seu processo. No entanto apresenta algumas limitações quando se introduzem fontes de energia intermitentes, o que dificulta a adoção de padrões de consumo mais modernos e de forma mais segura (BioP2G Consortium, 2017; IEA, 2019a)

Eletrólise de membrana permutadora de prótons

A eletrólise PEM é uma tecnologia mais recente e já se encontra em fase de demonstração em larga-escala. O interesse nesta tecnologia tem sido renovado por demonstrar maior flexibilidade e se adaptar melhor a fontes de energia intermitentes que os sistemas alcalinos (BioP2G Consortium, 2017; ENEA, 2016).

Os eletrolisadores PEM são mais flexíveis e tendem a ter menor impacto ambiental. Nesta tecnologia, o eletrolisador pode ser ligado e desligado sem pré-aquecimento, resultando numa alta flexibilidade e eficiência geral do sistema. Desta forma é adequada aos perfis de fontes de energia renováveis, como a eólica e solar, que são voláteis por natureza. O seu manuseamento é de baixa manutenção, seguro e independente do uso de produtos químicos ou

substâncias externas (BioP2G Consortium, 2017; FCH-JU, 2014; FCH-JU, 2017).

Embora os custos de investimento sejam superiores em relação aos eletrolisadores alcalinos, os eletrolisadores PEM têm melhor potencial a longo prazo pela sua forma compacta, que permite uma utilização em espaços mais pequenos, possível eficiência e expectativa de reduções futuras de custos face à tecnologia alcalina (DNV GL, 2017).

Eletrólise de óxidos sólidos

A Eletrólise SOEC é a tecnologia menos desenvolvida (IEA, 2019a). Os eletrolisadores SOEC têm potencial para melhorar a eficiência energética do processo de eletrólise (normalmente de 80 a 90%), mas por estarem ainda em fase de desenvolvimento, não serão considerados neste relatório (FCH-JU, 2014; FCH-JU, 2017).

A representação esquemática das reações obtidas através dos diferentes procedimentos de eletrólise da água, como ilustrado na Figura 3, permite observar os fluxos dos diferentes processos, e evidenciando as particularidades de cada tecnologia.

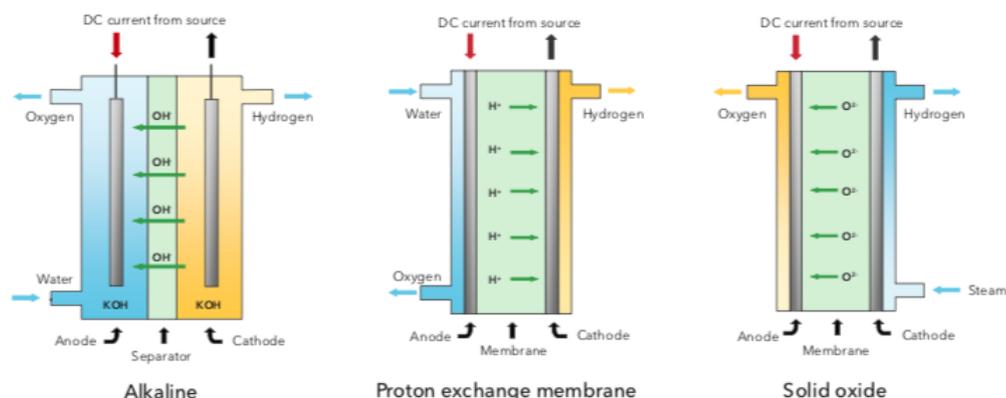


Figura 2 – Procedimentos de eletrólise da água (alcalina, PEM e SOEC).

Fonte: DNV GL (2019)

Alguns autores, como Schmidt *et al.* (2017) e Buttler e Splithoff (2017), propõem uma tabela comparativa entre as características de operação dos três tipos de tecnologia de eletrólise. Essa tabela tem vindo a ser atualizada por entidades de referência, como a *International Energy Agency* (IEA), tendo por base os desenvolvimentos entretanto verificados.

	Baixa temperatura		Alta temperatura
	Alcalina	PEM	SOEC
Temperatura (°C)	60 - 80	50 - 80	650 - 1000
Eficiência (%)	63 - 70	56 - 60	74 - 81
Vida útil (horas de operação)	60000 - 90000	30000 - 90000	10000 - 30000
Pressão (bar)	1 - 30	30-80	1
Fator de carga (%)	10 - 110	0 - 160	20 - 100
Impacto carbónico (m ² /kW _e)	0,095	0,048	Sem dados
Maturidade (TRL)	Madura	Comercial	Demonstração

Tabela I – Comparação das características das diferentes tecnologias de eletrólise.

Adaptado de: Frontier Economics (2018) e IEA (2019a)

Os fornecedores de eletrolisadores Alcalinos e PEM com maior reconhecimento por parte do mercado estão sediados na Noruega (NEL/Proton OnSite), Alemanha (Siemens e ThyssenKrupp), Canadá/Bélgica (Hydrogenics), França (Areva e McPhy), China (Tianjin Hydrogen Equipment), Japão (Asahi Kasei), Suíça (IHT), UK (ITM) e Estados Unidos da América (Giner) (Gigler *et al.*, 2018).

2.2.2. Distribuição

As propriedades físicas e químicas do hidrogénio resultam em custos logísticos mais elevados comparativamente a outros vetores energéticos. Existem diferentes alternativas para a distribuição, nomeadamente através da sua compressão, transmissão, mistura nas redes de gás natural, liquefação, transporte rodoviário e marítimo, gasodutos de distribuição e estações de reabastecimento (Thema, Bauer & Sterner, 2019).

Atualmente, a forma mais comum de transporte do hidrogénio é através de camiões em tanques de gás pressurizados ou, em alguns casos, em tanques criogénicos. Considerando os custos associados, o hidrogénio líquido é o mais adequado para transporte de longa distância, o hidrogénio gasoso comprimido para menores quantidades e distâncias. (DGEG, 2019).

Os gasodutos são uma opção a considerar e, comprovando-se a sua viabilidade, a rede resultante seria gerida como parte integrante de um sistema de redes, incluindo a eletricidade e o gás natural. Para o efeito, serão necessárias inovações significativas, atendendo a que as perdas no transporte de hidrogénio a grandes distâncias podem chegar aos 20% – a infraestrutura de transporte de metano a grandes distâncias apresenta atualmente perdas na ordem dos 5 a 7% (DGEG, 2019).

No que diz respeito ao transporte do hidrogénio líquido, as tubagens devem ter um isolamento especial de forma a manter as temperaturas criogénicas e prevenir a formação do estado gasoso (Adolf *et al.*, 2017).

Para além da sua distribuição na forma gasosa e líquida, é também possível combinar o hidrogénio com materiais de elevada pureza que, ao serem aquecidos, se decompõem e libertam H₂. Porém, trata-se ainda de um método pouco viável por ser um processo bastante complexo e que envolve um grande consumo energético para que sejam reunidas as condições ideais para a absorção e libertação de hidrogénio nos metais (Silva, 2017).

2.2.3. Armazenamento

O hidrogénio é armazenado após a sua produção. Esse armazenamento pode ser feito por diferentes vias: sob compressão, liquefação e armazenamentos físicos ou químicos na forma de hidretos. A viabilidade dos métodos de armazenamento depende da respetiva capacidade volumétrica e gravimétrica,

dos requisitos de segurança, custo, peso, bem como da reciclabilidade (DGEG, 2019).

Na sua forma gasosa, o hidrogénio apresenta uma densidade volumétrica extremamente baixa, o que significa que idealmente deve ser comprimido para fins de armazenamento e distribuição. Outra característica que dificulta este processo é o facto de apresentar um teor muito baixo de energia por volume, ou seja, comparativamente a outros gases necessita de mais espaço para armazenar a mesma quantidade de energia (Silva, 2017).

Por ser uma molécula muito pequena e energética há o risco de se infiltrar na estrutura material promovendo o seu enfraquecimento e gerando fugas. Desta forma, para menores quantidades os tanques de armazenamento constituem-se como a solução adequada, devendo, no entanto, ser assegurado o seu completo isolamento (Estevão, 2008).

Além do estado gasoso, também é possível armazenar hidrogénio criogénico no estado líquido. Atualmente, este é procurado em aplicações que exigem altos níveis de pureza, como na indústria de *chips*, por exemplo. O hidrogénio líquido tem uma densidade energética mais alta que o gasoso, mas requer liquefação a $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$, o que exige uma infraestrutura complexa, elevado gasto de energia (cerca de 25 ou 30% de sua energia total) e um custo adicional, pelos materiais e manuseamento especiais (Estevão, 2008; Hydrogen Europe, 2017b).

Um método potencialmente mais eficiente é o armazenamento de hidrogénio na sua forma sólida, nomeadamente sob a forma de hidretos metálicos que absorvem hidrogénio e, quando aquecidos, libertam-no. No entanto, subsiste alguma resistência à adoção deste método por não ser ainda uma tecnologia madura, ser um sistema pesado e caro, e por não permitir o armazenamento de quantidades elevadas de energia por unidade de massa. (DNV GL, 2019; NREL, 1999).

Armazenamento sob compressão em cavernas de sal

As cavernas de sal, tal como os reservatórios inativos de gás natural ou petróleo e os aquíferos são opções indicadas para armazenar grandes quantidades de hidrogénio e durante largos períodos (HyUnder, 2014; Kruck & Crotogino, 2013). Estas estruturas são usadas há muitos anos para o gás natural, crude e produtos petrolíferos, que são armazenados a granel para compensar as flutuações sazonais da oferta ou para antecipação de crises (IEA 2015).

Cavernas de sal são cavidades profundas, criadas artificialmente, construídas no interior de depósitos de sal e que possibilitam o armazenamento em segurança de grandes quantidades de gás a alta pressão (Kruck & Crotogino, 2013).

As propriedades únicas do sal garantem a estabilidade do armazenamento a longo prazo, sempre que cumpridos os limites de pressão adequados (Kruck & Crotogino, 2013). Consideram-se infraestruturas seguras, pela robustez da massa das rochas que as compõem, e os custos unitários de construção são relativamente baixos, pelo facto da sua construção e manutenção ser feita a partir de um único poço sem ser necessária nenhuma instalação técnica no subsolo (Northern Gas Networks, 2016).

Esta possibilidade de armazenamento poderá constituir-se como uma reserva estratégica para o negócio da REN, uma vez que possui no seu portfolio de ativos seis cavidades de armazenamento subterrâneo, localizadas na zona do Carriço, capazes de garantir a disponibilidade de recursos caso se verifique algum *deficit* de abastecimento de energia.

2.2.4. Segurança

Por si só o hidrogénio não é tóxico, corrosivo, radioativo, poluente da água, carcinogénico, explosivo ou auto inflamável, sendo necessário um oxidante

(como o oxigénio, p.ex.) juntamente com uma fonte de ignição (p.ex. faísca elétrica) para a sua combustão (Adolf *et al.*, 2017).

No entanto, apesar dos benefícios, levanta alguns desafios de segurança, uma vez que a sua chama apresenta uma baixa luminosidade, sendo pouco visível, e existe a necessidade de o odorizar para permitir a identificação de fugas.

Por outro lado, o hidrogénio pode difundir-se através de vedantes considerados herméticos ou impermeáveis a outros gases. Assim, os sistemas tradicionais de vedação usados com gás natural podem não ser adequados. Uma vez que é mais inflamável que o metano, as fugas de hidrogénio podem acarretar maiores riscos, exigindo alterações nos procedimentos de segurança (ERP, 2016; General Electric Company, 2019).

Pelo exposto, devem ter-se algumas precauções para garantir um seguro manuseamento do hidrogénio. Ao contrário dos combustíveis líquidos, o hidrogénio é armazenado e transportado na sua forma pura e em ambiente fechado, com recurso a sistemas ou tanques completamente isolados. Os tanques de hidrogénio comprimido, os mais utilizados, devem apresentar margens de segurança elevadas e estar equipados com válvulas de segurança e devem também ser evitadas fontes de ignição (Adolf *et al.*, 2017).

2.3. Cadeias de valor

Power-to-X é o termo usado para caracterizar a utilização da energia elétrica, preferencialmente a energia renovável intermitente, na produção de vários tipos de vetores de energia, como o hidrogénio, com o objetivo de armazenar eletricidade e equilibrar a rede durante os períodos de elevada procura. A possibilidade de o hidrogénio ser convertido em energia química e elétrica, o potencial para aquecimento e armazenamento de energia a longo prazo e o alcance da sua escala (de Watt a Gigawatt) é extremamente valorizado para a sua integração em qualquer sistema energético (Laapalainen, 2019).

As cadeias de valor de hidrogénio podem apresentar diversas configurações. A procura por hidrogénio verde é comum a vários setores e, para o conseguir, existem muitas variantes no seu abastecimento e manuseamento. O resultado mais competitivo dependerá das diferentes regiões e aplicações. Para cada cadeia de valor, os investimentos e as políticas devem estar em linha com a escala e o intervalo de tempo desde a produção até à distribuição para utilização final (IEA, 2019a).

Assim, uma cadeia de valor do hidrogénio consiste em diferentes estratégias para a produção, armazenamento, transporte e distribuição até ao ponto de utilização final.

As características atuais do sistema energético nacional determinaram a seleção das seguintes configurações estratégicas para a cadeia de valor do hidrogénio:

- *Power-to-Gas* – injeção na rede de gás natural ou através da sua conversão em metano sintético;
- *Power-to-Power* – utilização do hidrogénio na produção de eletricidade;
- *Power-to-Fuel* – síntese de combustíveis sintéticos, nomeadamente produtos derivados do petróleo;
- *Power-to-Mobility* – como solução para os vários tipos de transportes;
- *Power-to-Industry* – utilização como matéria prima em processos industriais (DGEG, 2019; Loisel, 2015).

Pelo estipulado no plano de atividades do estágio, este documento incide apenas nas diferentes configurações da cadeia P2G, não sendo por isso consideradas todas as características e potencialidades das restantes cadeias de valor.

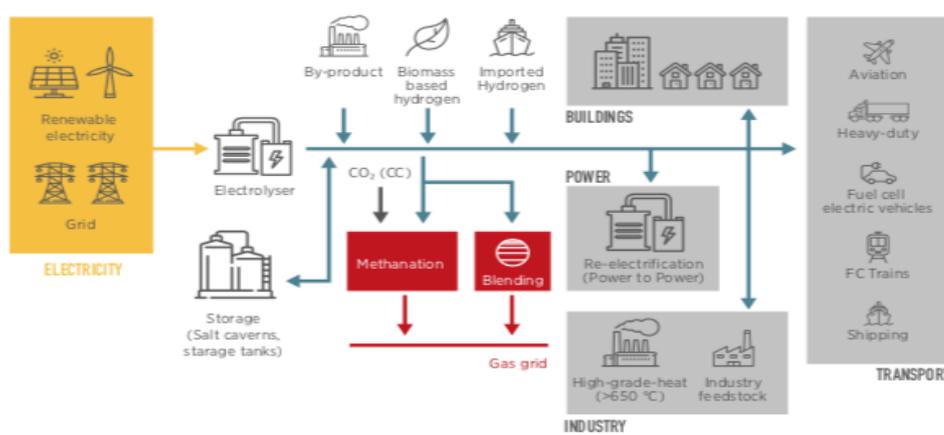


Figura 3 - Cadeias de valor de Hidrogénio.

Fonte: IRENA (2018)

2.3.1. Tecnologia *Power-to-Gas*

Tal como já tinha sido brevemente referido, a cadeia de valor P2G assume duas variantes principais. A saber: *Power-to-Methane* (P2Me), que compreende a conversão de fluxos de CO e/ou CO₂ em metano (CH₄) com a inclusão de hidrogénio proveniente de fontes renováveis; e *Power-to-hydrogen* (P2H), com injeção direta de hidrogénio na rede de gás (Ambiente e Ação Climática, 2020).

Esta estratégia inicia-se com a conversão de eletricidade em hidrogénio através do processo de eletrólise da água. O hidrogénio gerado pode ser injetado na rede de gás natural ou em aplicações onde o hidrogénio é uma matéria-prima ou combustível. Por outro lado, pode fazer-se reagir com dióxido de carbono para produzir gás natural sintético, maioritariamente composto por metano. O gás resultante pode ser desidratado ou comprimido conforme a aplicação, condicionado e fornecido como substituto do gás natural, usado como combustível ou injetado na rede de gás existente (Bünger *et al.*, 2014; DGEG, 2019; Grond, Schulze & Holstein, 2013; Hofstetter *et al.*, 2014).

Uma das principais vantagens da tecnologia P2G é a capacidade de transportar energia entre os sistemas elétrico e de gás natural. Este fluxo de energia bidirecional traduz-se numa maior flexibilidade, facilitando o desenvolvimento de sistemas de energia mais integrados e robustos. A conversão do excedente de

energia renovável em hidrogénio para utilização no processo P2G permite a otimização das redes de gás natural e elétricas existentes, limitando a energia desperdiçada (Santos, 2017).

Duas alternativas que permitem rentabilizar a utilização de hidrogénio são a injeção na infraestrutura de gás existente e a conversão em metano sintético, recorrendo ao processo de metanação (DGEG, 2018).

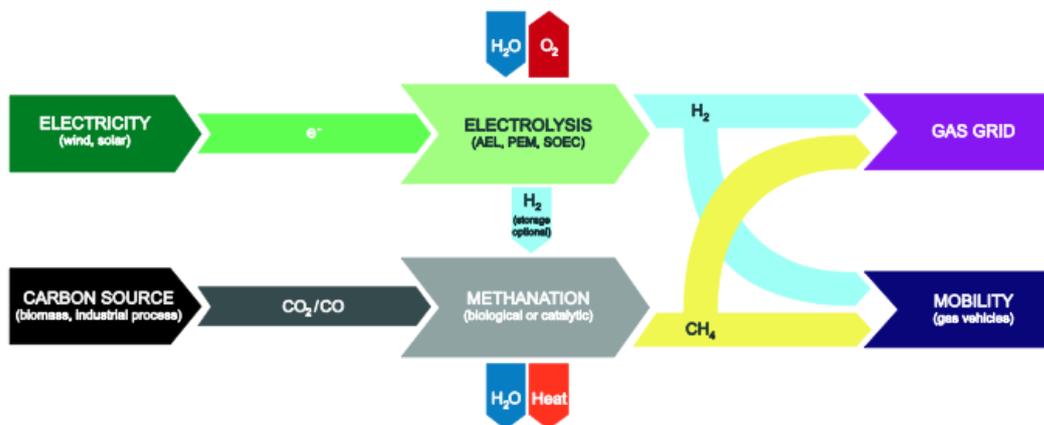


Figura 4 – Configurações da cadeia P2G: P2H e P2Me

Fonte: Gotz *et al.* (2016)

Injeção direta na rede (P2H)

A mistura de hidrogénio nas redes das infraestruturas de gás natural tem o potencial de alavancar as tecnologias de abastecimento de hidrogénio, sem necessidade de incorrer nos custos de investimento e nos riscos do desenvolvimento de uma nova infraestrutura de transmissão e distribuição (IEA, 2019a).

As redes nacionais de gás são geralmente compostas por uma rede de transmissão conectada a pontos de abastecimento, instalações de armazenamento, redes de distribuição e grandes consumidores. Uma

infraestrutura P2G permite injetar gás na cadeia de transmissão e distribuição conectando-a à rede. O gás deve ser comprimido a uma pressão compatível, pelo que o estabelecimento de um mercado baseado no hidrogénio requer um desenvolvimento na padronização da quantidade máxima indicada passível de ser introduzida nas redes de gás e uma monitorização constante após essa introdução (ENEA, 2016).

Regulação da injeção na rede

A injeção de hidrogénio na rede de gás natural representa uma alternativa de integração no sistema energético que traz benefícios, mas também apresenta algumas limitações, nomeadamente no que respeita a adequação dos materiais da rede de transporte, pelo que a quantidade de hidrogénio presente na mistura terá de ser limitada (Staffel *et al.*, 2019).

Alguns estudos sugerem a mistura de até 10% de hidrogénio (em volume), com potencial para aumentá-lo para 20%, sendo que o limite máximo para a mistura de hidrogénio pode variar significativamente entre os sistemas de rede de gasodutos e as composições de gás natural e, portanto, deve ser avaliada caso a caso. O componente com a menor tolerância definirá a capacidade geral da rede. (IEA, 2019b; IRENA, 2019).

À luz do conhecimento atual, um limite de concentração de hidrogénio a partir de 20% apresenta alguns desafios em relação à performance e viabilidade dos equipamentos e aos métodos utilizados para controlo do processo, emissões e segurança (JRC, 2014).

Atualmente a injeção de uma proporção de hidrogénio na rede de gás natural é tecnicamente viável até certos volumes, geralmente entre 10 a 20%, sem necessidade de grandes adaptações dos equipamentos. Esta possibilidade teria como mais valias a redução da quantidade de CO₂ da rede e o uso dos ativos

existentes com grande potencial de armazenamento sazonal (Hydrogen Europe, 2017c).

Existe também uma diferença significativa nos níveis máximos de mistura de hidrogénio, mesmo nos países europeus, pelas diferentes características dos sistemas de rede e da composição local do gás natural (Laapalainen, 2019).

Metanação (P2Me)

O hidrogénio pode ser injetado diretamente na rede existente de gás natural ou convertido em metano sintético, através de uma etapa complementar da cadeia de valor, com recurso a uma fonte de dióxido de carbono. As razões para a metanação são a ausência ou limitação de infraestruturas, tecnologias de armazenamento e/ou de utilização final de hidrogénio (Laapalainen, 2019).

A metanação permite ultrapassar as limitações verificadas no processo de injeção direta, produzindo metano sintético, um gás cujas propriedades são em tudo semelhantes ao gás natural e que pode ser injetado e armazenado na rede de gás existente. Neste processo, o dióxido de carbono e o hidrogénio são convertidos em metano sintético, com a água como subproduto. A conversão ocorre a altas temperaturas sobre um catalisador químico ou biologicamente com recurso a bactérias (Bünger *et al.*, 2014; Grond, Schulze & Holstein, 2013; Hofstetter *et al.*, 2014).

Quando comparado com o hidrogénio, o gás sintético resultante do processo de metanação é mais simples de manusear e apresenta um maior potencial de armazenamento, uma vez que para a mesma quantidade de energia o H₂ necessita de 3,5 vezes mais espaço (Otten, 2014).

Atualmente, as aplicações do processo de metanação assentam principalmente na metanação catalítica (processo termoquímico) pelo facto da metanação biológica ainda se encontrar na fase inicial do seu processo de desenvolvimento (IEA, 2019a).

A metanação catalítica é um processo termoquímico realizado num catalisador a altas temperaturas e pressão. Este processo é o inverso da reforma do vapor de metano discutida acima. Na indústria e para operações contínuas, isso é alcançado com recurso a tecnologias de arrefecimento. Sob condições apropriadas, a eficiência da conversão da metanação química aproxima-se de 70% a 85%, podendo atingir 100% quando são usados vários reatores em série (BioP2G Consortium, 2017).

A metanação biológica produz metano a partir de hidrogénio e dióxido de carbono por ação de microrganismos metanogénicos. Estes microrganismos absorvem CO₂ e hidrogénio através das suas paredes celulares e convertem-nos em água e metano (ENEA, 2016).

Esta tecnologia tem o potencial de reduzir significativamente os custos, graças a um *design* mais simples do reator e a condições de pressão e temperatura facilmente alcançáveis. No entanto, para que se constitua como alternativa viável, terão de ser ultrapassadas várias barreiras, nomeadamente o controlo do pH da reação, que deve obedecer a condições específicas de forma a restringirem o controlo da sua cinética, aumentando a concentração de hidrogénio ou dióxido de carbono no reator (ENEA, 2016).

Por não ser necessária a adaptação das infraestruturas de gás existentes, o processo de metanação não exige um investimento adicional para o transporte e consumo do gás resultante, pelo que a adoção desta tecnologia deve ser vista como um passo intermédio para a transição energética. Apesar de haver emissão de CO₂ no consumo do metano produzido, este está integrado num ciclo de reciclagem de CO₂, o que significa que a quantidade emitida é igual à utilizada no processo de metanação, sendo uma alternativa mais sustentável relativamente aos processos atuais (Rente, 2017).

3. Análise Económica P2G

As estimativas de custos associados à tecnologia P2G variam significativamente consoante o tamanho e a capacidade do sistema, o tipo de tecnologia utilizada, o número anual de horas de funcionamento e o ano em que é realizada a sua instalação (Bassano *et al.*, 2019; DGEG, 2019).

A competitividade económica do hidrogénio, face aos combustíveis alternativos, irá depender da identificação das vias custo-eficazes para todas as etapas da sua cadeia de valor e da sua capacidade de equilibrar a oferta e procura para cada contexto da sua utilização (DGEG, 2019).

Para a elaboração da Estrutura de Custos foi realizado um levantamento dos preços junto de fornecedores para apurar os custos da etapa da eletrólise (Ver Anexo I) e para os restantes foram analisados relatórios técnicos de entidades de referência. Os valores obtidos variavam substancialmente, pelo que se definiu como critério a informação mais recente, e uma vez que os preços evidenciam decréscimo ao longo do tempo, sempre que apresentadas estimativas, foi adotado o valor mais conservador.

3.1. Custo de eletricidade

O custo unitário do hidrogénio, produzido a partir da eletricidade, depende essencialmente do custo unitário da eletricidade, sendo por isso desejável planejar a instalação das infraestruturas em locais onde o abastecimento de eletricidade é mais barato, tornando esta operação economicamente viável (De Vita *et al.*, 2018; Frontier Economics, 2018).

O preço da energia na UE depende de vários fatores, nos quais se incluem a oferta e procura de energia, o contexto geopolítico do país, a diversificação das importações, os custos de rede e de proteção ambiental e os níveis de impostos e tributação (Eurostat, 2020).

O excesso de eletricidade proveniente da produção de fontes de energia renovável é um recurso frequentemente considerado para minimizar o custo do hidrogénio verde. A escala e a disponibilidade desta solução ainda permanecem incertas na medida em que dependem das eficiências, do alcance das tecnologias que compõem o sistema energético e da procura (ERP, 2016). Atualmente, Portugal não apresenta excesso de energia produzida a partir de fontes renováveis, pelo que o custo assumido desta rubrica se baseia nos preços estipulados para os clientes industriais relativos ao segundo semestre de 2019, presentes no último relatório publicado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

O preço total da eletricidade compreende o custo da energia primária, taxas de utilização de rede e impostos. O preço de referência é de 0,1145 €/kWh (Eurostat) – IVA não incluído, uma vez que é dedutível para consumidores não domésticos.

3.2. Custos de capital (CAPEX)

O custo de capital (CAPEX) da tecnologia P2G é ainda bastante significativo, apesar de se verificar uma tendência de redução relativa desta rubrica motivada pelo aumento da capacidade das instalações que têm vindo a ser implementadas, pela experiência adquirida e efeitos decorrentes da curva de aprendizagem, melhoria na automação e no controlo de qualidade, implementação e desenvolvimento de novas tecnologias e pelo aumento de escala da capacidade das infraestruturas (Gorre, Ortloff & van Leeuwen, 2019; De Vita *et al.*, 2018)

No entanto, é importante considerar que o mercado dos equipamentos é global e os custos para a realidade nacional são dependentes de diversos fatores que poderão ser alvo de negociação individual (DGEG, 2019).

3.3. Eletrólise

A etapa da eletrólise representa a maior parcela dos custos de investimento de uma cadeia de valor P2G (Buttler e Spliethoff, 2017).

É expectável, à luz da informação atual, que os custos associados a esta variável apresentem uma tendência decrescente ao longo das próximas décadas, tal como verificado no *report* da Frontier Economics (2018), que analisou a estimativa de várias publicações relativamente à evolução do CAPEX dos eletrolisadores entre 2011 e 2050.

No que respeita aos custos associados à tecnologia PEM, segundo o relatório da Store & Go (Zauner *et al.*, 2019), em 2020 situam-se entre os 1250 €/kW e os 750 €/kW e a previsão para 2030 é de 750 €/kW a 375 €/kW para as capacidades entre 1 e 100 MW (ver Figura 7).

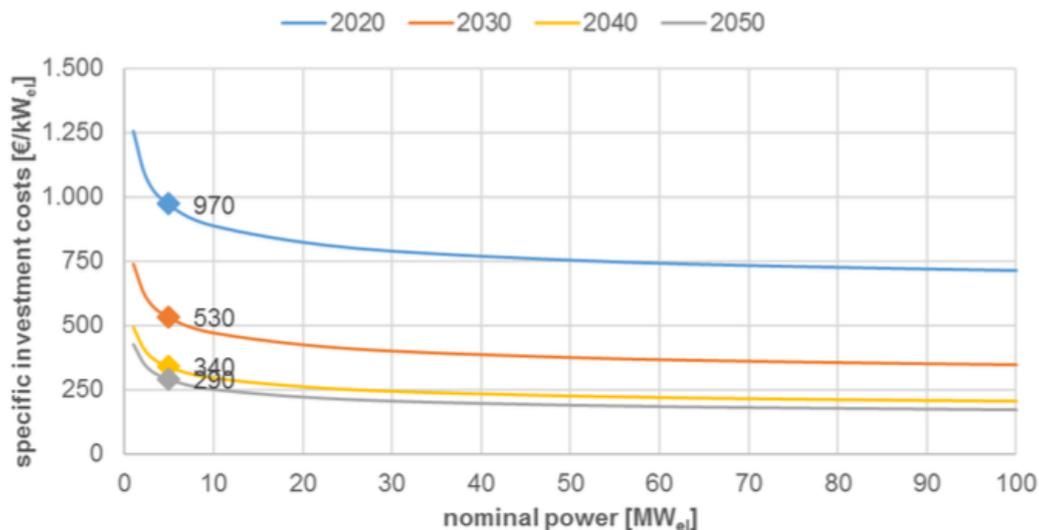


Figura 5 – Estimativa do CAPEX da eletrólise PEM em função da capacidade do eletrolisador (1-100MW).

Fonte: Zauner *et al.* (2019)

Apesar da tecnologia alcalina apresentar um nível de maturidade da tecnologia (*technology readiness level* – TRL) superior e uma relação custo/desempenho favorável para a produção de hidrogénio, a PEM é a que apresenta um maior potencial de operação a longo prazo pelo seu *design* mais compacto e flexível,

o que lhe permite dar resposta aos diversos perfis de fontes de energia existentes, bem como por se encontrar numa fase mais embrionária do seu desenvolvimento, apresenta um enorme potencial para explorar e implementar inovações de investigação e desenvolvimento (FCH-JU, 2017; Gotz *et al.*, 2016; Schmidt *et al.*, 2017).

Segundo Schmidt *et al.* (2017), a evolução dos custos associados à eletrólise PEM dar-se-á no sentido de igualar o preço relativo de ambas as tecnologias, mesmo tendo em consideração a redução dos custos associados à tecnologia alcalina.

Por estas razões, optou-se por considerar a tecnologia PEM na Estrutura de Custos da tecnologia *Power-to-Gas*. Foi efetuado um levantamento dos valores junto de vários fornecedores e, de acordo com os critérios definidos, o valor adotado para esta etapa será o facultado pelo departamento de vendas da ITM Power para as capacidades 1 e 5 MW e do relatório da FCH-JU (2017) para 10 MW.

3.4. Injeção direta na rede

Nesta configuração de rede pressupõe-se que a infraestrutura P2G esteja conectada à rede pública de eletricidade (Zauner *et al.*, 2019).

De acordo com o relatório FCH-JU (2017), que analisou os custos com base numa apreciação da literatura, projetos em curso e indústria, os valores de instalação da estação de injeção na rede de transporte correspondem a 700k€ em 2017 e 560k€ em 2025. Tendo em conta que a injeção direta de hidrogénio na rede de gás se encontra ainda numa fase inicial de implementação, será considerado o valor referente ao ano de 2017.

3.5. Metanação

O processo de metanação é uma etapa complementar da cadeia de valor que requer custos de investimento adicionais, nomeadamente ao nível do equipamento e da extração e utilização do oxigénio, e tal como no processo de eletrólise existe ainda uma grande incerteza relativamente aos preços desta etapa motivada pelo reduzido número de infraestruturas em comercialização. Na literatura o intervalo de preços considerado varia entre os 175 €/kW e os 1000 €/kW² (Navigant, 2019). No entanto, autores como Gotz *et al.* (2016) consideram que muitos estudos tendem a sobrestimar os custos da metanação.

Os valores para a metanação biológica e catalítica são muito semelhantes, mas dados recentes sugerem que o processo biológico é ligeiramente mais caro (Böhm *et al.*, 2020).

Para esta etapa os valores adotados para ambas as tecnologias serão os estimados no relatório da Store & Go (Zauner *et al.*, 2019).

3.6. Custos de operação e manutenção (OPEX)

Esta rubrica inclui os custos de mão de obra, de substituição dos componentes dos equipamentos que integram o sistema, o imposto sobre a propriedade e o seguro (Navigant, 2019).

Os custos de operação e manutenção (OPEX) na produção de hidrogénio através do processo de eletrólise dependem da energia consumida e das horas de funcionamento do sistema, e tendem a diminuir à medida que a capacidade deste último aumenta. (DGEG, 2019; Laapalainen, 2019). Segundo Buttler e

² os kW são referentes ao *input* elétrico da eletrólise

Spliethoff (2017), por ano o OPEX da eletrólise PEM equivale a 3 a 5% do CAPEX.

Relativamente à etapa da metanação, prevê-se que os custos operacionais e de manutenção para ambas as tecnologias sejam de aproximadamente 10% do CAPEX por ano e incluem o custo do CO₂, variável consoante a fonte e o processo utilizados, e o custo para a substituição do catalisador, no caso da metanação catalítica, ou para o aquecimento, no caso da metanação biológica (Zauner *et al.*, 2019).

Existe ainda alguma incerteza na previsão destes valores pela carência de projetos em fases avançadas e particularidades de cada instalação (Bassano *et al.*, 2019).

No que diz respeito à estação de injeção direta na rede, o OPEX representa cerca de 8% do CAPEX anual (FCH-JU, 2017).

4. Estrutura de Custos da tecnologia *Power-to-Gas*

A recolha de dados para a elaboração da Estrutura de Custos da tecnologia *Power-to-Gas* fez-se através de contactos com fornecedores, da revisão de relatórios publicados por entidades de referência e de artigos científicos, cujos critérios e valores são clarificados nas secções precedentes. Com base na informação reunida foi elaborada a análise económica das duas configurações da cadeia *Power-to-Gas* já anteriormente referidas: (i) a injeção direta de hidrogénio na rede de gás (*Power-to-Hydrogen*) e (ii) a produção de metano sintético (*Power-to-Methane*), que se apresenta de seguida.

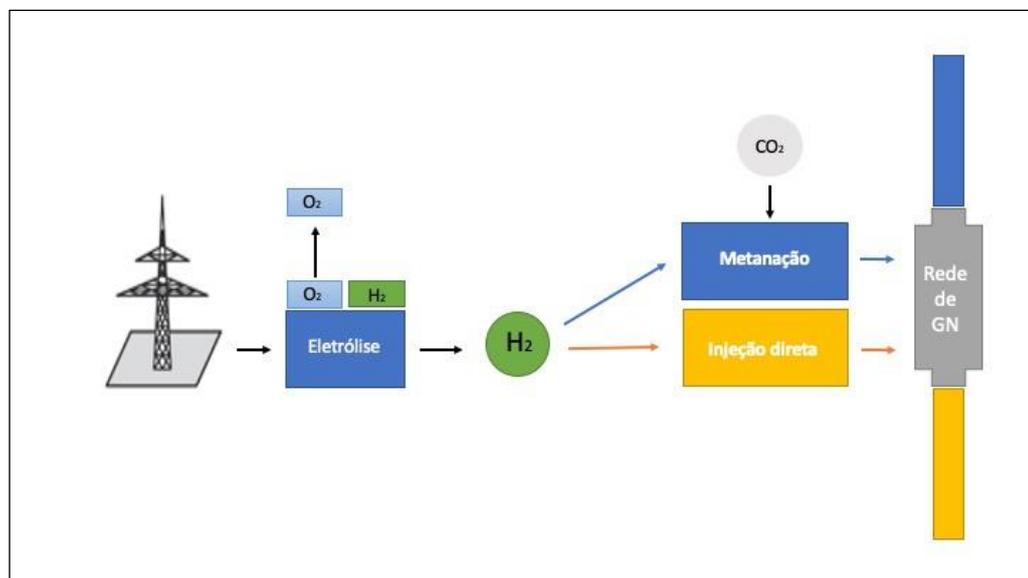


Figura 6 – Representação gráfica das configurações da cadeia P2G.

Fonte: Elaboração própria (adaptado de DNV-GL, 2017)

Os custos da cadeia de valor englobam a totalidade dos custos incorridos na produção de hidrogénio com recurso a eletrólise PEM. A escolha desta tecnologia na elaboração da Estrutura de Custos da tecnologia *Power-to-Gas* deve-se a uma maior adequação a fontes de energia intermitentes, como são as renováveis, e um melhor potencial de desempenho no futuro quando comparada com a Eletrólise Alcalina (BioP2G Consortium, 2017; DNV GL, 2017; FCH-JU, 2014; FCH-JU, 2017).

As tabelas apresentadas permitem estabelecer uma comparação económica e energética com base nas diferentes grandezas convencionadas dos *inputs* elétricos do eletrolisador (1, 5 e 10 MW) e tecnologias de metanação (biológica e catalítica) ou injeção direta. Com base na literatura revista, para esta análise o valor de *full-load hours* adotado foi de 4000h/ano (BMW, 2020) e o custo de eletricidade de 114,5 €/MWh, que se refere à informação publicada pelo Eurostat para clientes industriais.

Os custos associados a cada tecnologia serão calculados com recurso ao método dos custos nivelados do hidrogénio (*levelized cost of hydrogen* – LCOH), que tem por base o modelo dos custos nivelados de energia (*levelized cost of energy* – LCOE) amplamente usado no setor energético, que fornece o custo por unidade de energia produzida e que é dado pela seguinte fórmula:

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

Figura 7 – Fórmula LCOE

Fonte: Retirado de IRENA (2020b)

Onde I_t são os custos de investimento no ano t (CAPEX), M_t os custos de operação e manutenção no ano t (OPEX), F_t o custo do combustível no ano t , E_t a energia produzida no ano t (kWh), r a taxa de desconto e n o ciclo de vida do sistema (IRENA, 2020b).

Para calcular os custos nivelados do hidrogénio, é necessária a adaptação da fórmula do LCOE, pelo que se considera o F_t como custo da eletricidade no ano t e E_t o hidrogénio produzido no ano t , em kg. Além disso, será adotado $r = 7,5\%$ por ser o valor definido pela Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE) para os países desenvolvidos e $n = 6$ tendo em conta o tempo de vida útil atual das tecnologias (IRENA, 2020a). O LCOH é dado em função do preço por quilograma (€/kg).

Em 4.1. e 4.2. apresentam-se os valores adotados para M_t , I_t , E_t e F_t para a tecnologia de *Power-to-Methane* e *Power-to-Hydrogen*, respetivamente. Os custos de infraestrutura da rede não foram considerados, uma vez que para P2M é plausível uma integração desta cadeia de valor na rede existente e para P2H não existe à data consenso sobre os custos de adaptação das infraestruturas ao hidrogénio.

4.1. *Power-to-Methane*

Na Tabela 2. apresentam-se os custos associados a I_t , M_t e F_t da tecnologia P2G incluindo o processo de metanação (biológica ou catalítica) na sua configuração. Através do processo de metanação, 1 kg de hidrogénio é convertido em cerca de 2 kg de metano (van Leeuwen & Zauner, 2018). Desta forma, sabendo o total de hidrogénio produzido pelo processo de eletrólise em 4000 horas de funcionamento, é possível estimar o *output* de metano em quilogramas produzido anualmente para as diferentes capacidades do eletrolisador, obtendo-se E_t .

Capacidade (MW)	CAPEX		€/kW	€	I_t (€)	OPEX	€	M_t (€)	Eletricidade (€/MWh)	F_t (€)	E_t (kg/ano) ^{4,5}	LCOH (€/kg)
1	PEM + CAT	PEM	1000 ¹	1 000 000	1 580 000	5% PEM	50 000	108 000	114,5 ³	458 000	136 000	6,10
		CAT	580 ³	580 000		10% CAT	58 000					
	PEM + BIO	PEM	1000 ¹	1 000 000	1 600 000	5% PEM	50 000	110 000				6,14
		BIO	600 ³	600 000		10% BIO	60 000					
5	PEM + CAT	PEM	970 ¹	4 850 000	7 750 000	5% PEM	242 500	532 500		2 290 000	680 000	6,05
		CAT	580 ³	2 900 000		10% CAT	290 000					
	PEM + BIO	PEM	970 ¹	4 850 000	7 850 000	5% PEM	242 500	542 500				6,09
		BIO	600 ³	3 000 000		10% BIO	300 000					
10	PEM + CAT	PEM	800 ²	8 000 000	13 800 000	5% PEM	400 000	980 000	4 580 000	1 360 000	5,78	
		CAT	580 ³	5 800 000		10% CAT	580 000					
	PEM + BIO	PEM	800 ²	8 000 000	14 000 000	5% PEM	400 000	1 000 000			5,82	
		BIO	600 ³	6 000 000		10% BIO	600 000					

Fontes: 1 – ITM Power; 2 – FCH-JU; 3 – Eurostat; 4 – Store & Go; 5 – Energystock

Tabela II – Custos associados à tecnologia *Power-to-Methane*

Fonte: Elaboração própria

Da análise da tabela é possível observar que quanto maior a capacidade do eletrolisador, mais reduzidos são os custos por kg de metano sintético. Por outro lado, tendo em conta as diferenças residuais entre a utilização das diferentes tecnologias de metanação, a opção a adotar deverá basear-se nas características da região e dos ativos que constam no portefólio da empresa.

Convém ressaltar que a estrutura de custos apresentada se baseia nos preços de eletricidade atuais para Clientes Industriais, o que significa que, se se mantiver a tendência de maior produção de energias renováveis e de redução dos seus custos (Brandão & Vasconcelos-Pinto, 2020), e sendo esta uma das suas principais rubricas, existe uma perspetiva de redução significativa do LCOH.

4.2. Power-to-Hydrogen

Na Tabela 3. apresentam-se os custos associados a I_t , M_t e F_t da tecnologia P2G incluindo o processo de injeção direta na rede na sua configuração. Dado que por cada 1 MW de capacidade de eletrolisador se produzem 17kg de hidrogénio por hora (Energystock, 2017), é possível calcular a produção anual de hidrogénio (E_t) multiplicando a este valor as 4000h de funcionamento anual e a capacidade do eletrolisador.

Capacidade (MW)	CAPEX	€/kW	€	I_t (€)	OPEX	€	M_t (€)	Eletricidade (€/MWh)	F_t (€)	E_t (kg/ano) ⁴	LCOH (€/kg)							
1	PEM + Estação de Injeção (EI) ²	PEM	1000 ¹	1 000 000	1 700 000	5% PEM	50 000	114,5 ³	458 000	68 000	12,46							
		EI	-	700 000		8% EI	56 000											
5		PEM	970 ¹	4 850 000	5 550 000	5% PEM	242 500					298 500	2 290 000	340 000	10,33			
		EI	-	700 000		8% EI	56 000											
10		PEM	800 ²	8 000 000	8 700 000	5% PEM	400 000					456 000				4 580 000	680 000	9,54
		EI	-	700 000		8% EI	56 000											

Fontes: 1 – ITM Power; 2 – FCH-JU; 3 – Eurostat; 4 – Energystock

Tabela III – Custos associados à tecnologia *Power-to-Hydrogen*

Fonte: Elaboração própria

Comparando ambas as tabelas, é possível observar que o preço por quilograma por hidrogénio é bastante superior ao do metano. No entanto na apreciação destes resultados deve considerar-se que a densidade energética do hidrogénio é cerca de três vezes superior à do metano (Hore-Lacy, 2018), pelo que a produção de hidrogénio é economicamente mais viável do que a de metano sintético. Assim, e tendo em consideração o exposto em 2.3.1. relativamente à segurança na injeção direta de H₂, à luz do conhecimento atual, a mistura de gás na rede existente poderá integrar até 20% de hidrogénio, o que sustenta a adoção desta tecnologia no contexto de descarbonização da economia.

5. Conclusão

Atualmente o setor energético assenta ainda maioritariamente na utilização de combustíveis fósseis, contudo, face aos seus efeitos nefastos tem-se verificado uma tentativa de encontrar soluções que promovam a descarbonização do setor. Nesse sentido, pelas suas potencialidades, o hidrogénio tem sido apontado como uma alternativa possível.

Recentemente, a discussão em torno da utilização do hidrogénio tem adquirido mais relevância, tendo sido aprovada a 30 de Julho de 2020 em Conselho de Ministros a Estratégia Nacional para o Hidrogénio, na qual são definidas políticas públicas relativamente ao investimento público e privado em projetos que abrangem toda a sua cadeia de valor e onde se visa a promoção da introdução deste elemento nos vários segmentos da economia, nomeadamente naqueles onde a eletrificação poderá não ser a melhor opção do ponto de vista energético e financeiro.

Pela natureza deste assunto, tem-se gerado um extenso debate entre aqueles que defendem a adoção da estratégia e os que se lhe opõem, tendo inclusivamente, sido elaborado um documento, o “Manifesto para a recuperação do crescimento e estabilização económica pós-Covid19”, que critica a aposta do Governo no Hidrogénio. Dos argumentos utilizados, realça-se a sua imaturidade tecnológica, os elevados custos de produção do hidrogénio verde e os das tecnologias adjacentes e a incerteza sobre a evolução das diferentes utilizações da energia (Mira-Amaral, 2020).

A transição para uma economia de baixo carbono exige grandes mudanças no sistema energético. As redes elétricas atuais foram construídas e idealizadas com base na previsibilidade do fornecimento de energia, não tendo a flexibilidade necessária para a intermitência que caracteriza o abastecimento de origem renovável – passível de causar excesso ou carência de eletricidade na rede elétrica. O excedente de energia provoca uma sobrecarga da rede, sendo necessário proceder ao seu reequilíbrio, também se verificando períodos em que se consome mais eletricidade que aquela que é produzida (Saba *et al.*, 2018).

A tecnologia P2G poderá desempenhar um papel importante no futuro do sistema energético. No entanto, terá de ultrapassar algumas limitações, nomeadamente em termos de eficiência técnica e custos das tecnologias, mas também em termos da receptividade da sociedade em geral. As novas tecnologias que vão emergindo no setor energético exigem familiarização por parte dos utilizadores finais, mas para a maioria o hidrogénio e as tecnologias associadas são ainda temas desconhecidos. A educação, disseminação de informação relevante e regulamentação são essenciais para que estas tecnologias possam estabelecer-se (Adolf *et al.*, 2017). Porém, o sucesso de vários projetos piloto em áreas como a viabilidade técnica, potencial de criação de emprego, benefícios sociais e segurança no local de trabalho sustentam a integração do hidrogénio no sistema energético.

O hidrogénio tem como vantagens permitir a complementaridade com a rede elétrica, a redução dos custos da descarbonização, o reforço da segurança de abastecimento, a promoção de independência energética pelo recurso a fontes endógenas e a redução das emissões de GEE em vários setores.

Portugal apresenta condições muito favoráveis para o desenvolvimento e exploração de uma economia de hidrogénio pelo elevado potencial e competitividade económica da produção de eletricidade renovável, bem como uma localização geográfica facilitadora de eventuais exportações e existência de uma infraestrutura de gás natural moderna. Por estes motivos, cumpre os requisitos para se estabelecer como referência na produção, consumo e exportação de hidrogénio verde (Ribeiro da Silva, 2020).

Apesar das potenciais dificuldades de Portugal em lidar com a inovação, escala e competir com grandes países na produção destes equipamentos, dada a sua reduzida expressão, os preços nacionais de produção de energia renovável têm vindo a cair substancialmente. Em 2019 verificaram-se os preços mais baixos da Europa e mínimos mundiais no leilão de capacidade para a produção de energia solar fotovoltaica, tendo sido atingida uma tarifa média ponderada de 20,33 €/MWh, com um mínimo de 14,76 €/MWh e um máximo de 31,16 €/MWh

(Brandão & Vasconcelos-Pinto, 2020), existindo por isso um elevado potencial para que a tecnologia P2G se torne mais competitiva relativamente à estimativa apresentada nos pontos 4.1. e 4.2 deste relatório.

Por outro lado, o funcionamento do mercado do H₂ requer uma infraestrutura que necessita de tempo para ser reformulada, o que sustenta a adoção desta tecnologia numa fase mais precoce.

Neste sentido, por não ser necessária a adaptação das infraestruturas de gás existentes e, conseqüentemente, investimento adicional, a adoção da tecnologia *Power-to-Methane* poderá constituir-se como um passo intermédio num plano de transição energética que tenha como objetivo final a implementação da *Power-to-Hydrogen*. A P2M é uma alternativa mais sustentável relativamente aos processos atuais por resultar num saldo neutro de emissões de CO₂ (Rente, 2017).

Adicionalmente, de forma a potenciar a estratégia europeia de descarbonização e garantir que são cumpridas as metas definidas, a UE disponibiliza mecanismos de financiamento para o desenvolvimento das cadeias de valor do hidrogénio, o que sustenta a aposta de Portugal nesta tecnologia.

Assim, é imperativo acumular conhecimento científico e técnico que possibilite a elaboração de uma estratégia para o hidrogénio em Portugal, com metas e objetivos claros para o curto, médio e longo prazos. O hidrogénio deverá integrar as políticas públicas para o investimento na descarbonização do setor dos transportes e no desenvolvimento industrial e acompanhar a evolução científica e tecnológica.

A conjuntura nacional, aliada às políticas de descarbonização da UE e à tendência de redução dos custos associados à cadeia de valor demonstrada por vários estudos, ao nível das tecnologias e da produção de eletricidade renovável, tornam o investimento numa tecnologia P2G potencialmente interessante para a REN.

6. Referências bibliográficas

Adolf, J., Balzer, C., Louis, J., Schabla, U., Fishedick, M. Arnold, K., Pastowski, A., & Schüwer, D. (2017). Shell Hydrogen Study Energy of the Future? Sustainable Mobility through Fuel Cells and H₂. Disponível em: https://www.shell.de/medien/shell-publikationen/shell-hydrogen-study/_jcr_content/par/toptasks_e705.stream/1497968967778/1c581c203c88bea74d07c3e3855cf8a4f90d587e/shell-hydrogen-study.pdf

Ambiente e Ação Climática (2020). Estratégia Nacional para o Hidrogénio (Versão Draft). *República Portuguesa*. Disponível em: <https://participa.pt/pt/consulta/en-h2-estrategia-nacional-para-o-hidrogenio>

Bassano, C., Deiana, P., Liettib, L., & Viscontib, C. G. (2019). P2G movable modular plant operation on synthetic methane production from CO₂ and hydrogen from renewables sources. *Fuel*, 253. pp 1071–1079.

BioP2G consortium (2017). Power to Methane. State-of-the-art and future prospects of biological power-to-methane (bioP2M) approaches. *Report Hanze University of Applied Sciences Groningen*, Groningen, The Netherlands, pp 55. Disponível em: https://research.hanze.nl/ws/portalfiles/portal/25427991/power2methaneBioP2G_hanze_def.pdf

Bmwi (2020). The National Hydrogen Strategy, Germany. Disponível em: https://www.bmbf.de/files/bmwi_Nationale%20Wasserstoffstrategie_Eng_s01.pdf

Böhm, H., Zauner, A., Rosenfeld, D. C., Tichler, R. (2020). Projecting cost development for future large-scale power-to-gas implementations by scaling effects. *Applied Energy*, 264.

Brandão, J., Vasconcelos-Pinto, R. (2020). Estratégia Nacional para o Hidrogénio. [Em linha]. Disponível em:

<https://www.plmj.com/pt/conhecimento/trending-topics/Hidrogenio-Estrategia-nacional-egarantias-de-origem/30983/> [Acesso em: Setembro de 2020]

DGEG (2018). O Hidrogénio no Sistema Energético Português: Desafios de integração. 1ª Ed. Disponível em: <https://sites.google.com/view/potencial-hidrogenio-portugal/potencial-do-hidrogenio-em-portugal/leituras?authuser=0>

DGEG (2019). Integração do H2 nas cadeias de valor – Sistemas energéticos integrados, mais limpos e inteligentes. 1ª Ed. Disponível em: <https://sites.google.com/view/potencial-hidrogenio-portugal/potencial-do-hidrogenio-em-portugal/leituras?authuser=0>

DNV GL (2017). European Power to Gas: Power-to-Gas in a Decarbonized European Energy System based on Renewable sources. Disponível em: https://www.afhypac.org/documents/European%20Power%20to%20Gas_White%20Paper.pdf

DNV GL (2019). Hydrogen in the Electricity Value Chain. Disponível em: <https://www.dnvgl.com/publications/hydrogen-in-the-electricity-value-chain-141099>

ENEA (2016). The potential of Power-to-Gas. Disponível em: <http://www.enea-consulting.com/wp-content/uploads/2016/01/ENEA-Consulting-The-potential-of-power-to-gas.pdf>

Energystock (2017) HyStock: een kleine stap naar grootschalige waterstofopslag in zoutcavernes. [Em linha]. Disponível em: <https://www.energystoragenl.nl/wp-content/uploads/2017/10/04-Reinalt-Nijboer-EnergyStock.pdf> [Acesso em: 3/10/2020]

Estevão, T. (2008). O hidrogénio como combustível. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal.

ERP (2016). Potential Role of Hydrogen in the UK Energy System. Disponível em: <https://erpuk.org/wp-content/uploads/2016/10/ERP-Hydrogen-report-Oct-2016.pdf>

Eurostat (2020). Electricity Prices. Disponível em: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics#Electricity_prices_for_non-household_consumers

FCH-JU (2014). Study on development of water electrolysis in the EU. Disponível em: [https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCHJUElectrolysisStudy_FullReport%20\(ID%20199214\).pdf](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCHJUElectrolysisStudy_FullReport%20(ID%20199214).pdf)

FCH-JU (2017). Early Business Cases for H2 in Energy Storage and more broadly Power to H2 applications. Disponível em: <https://www.fch.europa.eu/publications/study-early-business-cases-h2-energy-storage-and-more-broadly-power-h2-applications>

Frontier Economics (2018). International aspects of a Power-to-X Roadmap. Disponível em: <https://www.frontier-economics.com/media/2642/frontier-int-ptx-roadmap-stc-12-10-18-final-report.pdf>

Gigler, J., Weeda, M., Hoogma, R., & de Boer, J. (2018). Hydrogen for the energy transition. A programmatic approach for Hydrogen innovations in the Netherlands for the 2020-2030 period.

Gorre, J., Ortloff, F., van Leeuwen, C. (2019). Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage *Applied Energy* 253 (2019) 113594

Gotz, M., Lefebvre, J., Mors, F., McDaniel Koch, A., Graf, F., Bajohr, S., *et al.* (2016). Renewable Power-to-Gas: a technological and economic review. *Renew Energy*. 85:1371e90.

Grond, L., Schulze, P., & Holstein, J. (2013). Systems analysis power to gas: technology review. Disponível em: www.europeanpowertogas.com/fm/download/28.

Guerra, L. (2014). Eletrólise da água para produção de gás de síntese. Trabalho Final de Mestrado em Engenharia Química. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, PT.

Hore-Lacy, I. (2018). *Nuclear Energy in the 21st Century*, 4a Ed. United Kingdom: World Nuclear Association.

Hydrogen Europe (2017a). Hydrogen Basics. Disponível em: <https://hydrogeneurope.eu/index.php/hydrogen-basics-0>

Hydrogen Europe (2017b). Hydrogen Storage. Disponível em: <https://hydrogeneurope.eu/hydrogen-storage>

Hydrogen Europe (2017c). Research & Innovation Agenda. Disponível em: https://static1.squarespace.com/static/5dd2c9552f6495669955303c/t/5de0efef5043fe7cebf9fc6c/1575022616407/Hydrogen+Europe_SRIA_final_clean.pdf

Hyunder (2014). Assessment of the Potential, the Actors and Relevant Business Cases for Large Scale and Long Term Storage of Renewable Electricity by Hydrogen Underground Storage in Europe.

IEA (2015). World Energy Outlook 2015, IEA, Paris. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2015>.

IEA (2019a). The Future of Hydrogen Seizing today's opportunities: A Report prepared by the IEA for the G20, Japan. *IEA Publications*. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

IEA (2019b). World Energy Outlook. *IEA Publications*. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>

IRENA (2018). Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2018/Sep/Hydrogen-from-renewable-power>

IRENA (2019), Global energy transformation: A roadmap to 2050. *International Renewable Energy Agency*, Abu Dhabi. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition>

IRENA (2020a), *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.50C Climate Goal*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2020b), *Renewable Power Generation Costs in 2019*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Kotsemir, M., Abroskin, A. (2013). Innovation concepts and typology, an evolutionary discussion. *Basic Research Program at the National Research University Higher School of Economics*. Disponível em: https://mpra.ub.uni-muenchen.de/45069/1/MPRA_paper_45069.pdf.

Kruck, O., & Crotogino, F. (2013). Benchmarking of selected storage options. Public derivable no. 33 of Project Hyunder “Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe”. pp. 32.

Laapalainen, M. (2019). Techno-economic feasibility of hydrogen production via polymer membrane electrolyte electrolysis for future power-to-x systems.

Loisel, R., Baranger, L., Chemouri, N., Spinu, S., & Pardo, S. (2015). Economic evaluation of hybrid off-shore wind power and hydrogen storage system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40. pp. 6727-6739.

Mira-Amaral, L. (2020). A transição energética e o fim da era do petróleo. In: Leão-Martinho, R. (Eds.) *Cadernos de Economia*. Lisboa: Polimeios, pp. 38-41.

Northern Gas Networks (2016). H21 Leeds City Gate. Disponível em: <https://www.northerngasnetworks.co.uk/wp-content/uploads/2017/04/H21-Report-Interactive-PDF-July-2016.compressed.pdf>

OCDE, *Manual de Oslo* (2005), Diretrizes para coleta e interpretação de dados sobre Inovação, 3o edição – Disponível em <http://www.oei.es/salactsi/oslo2.pdf>.

O'Sullivan, D., Dooly, L. (2009). *Applying innovation*. Thousand Oaks, CA: Sage Publication.

Otten, R. (2014). The first industrial P2G Plant – Audi e-gas as driver for the energy turnaround [Em linha]. Disponível em: <http://www.cedec.com/files/default/8-2014-05-27-cedec-gas-day-reinhard-otten-audi-ag.pdf> [Acesso em: 02/05/2020]

Peredo, E. (2012). Produção de hidrogénio por fotoeletrolise da água – aproveitamento do subproduto oxigénio. Instituto Superior de Engenharia do Porto, PT.

Rente, D. (2017). Power to Gas – Reduzir o Aquecimento Global produzindo Metano por Hidrogenação de CO₂. Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa.

Ribeiro da Silva, N. (2020). $H_{1-1} = H_0$ ou $H_{1+1} = H_2$. In: Leão-Martinho, R. (Eds.) *Cadernos de Economia*. Lisboa: Polimeios, pp. 29-33.

Rogers, E. 1995. *Diffusion of Innovations* (4th ed.). New York: The Free Press.

Saba, S., Muller, M., Robinius, M., & Stolten, D., (2017). The investment costs of electrolysis - a comparison of cost studies from the past 30 years, *International Journal of Hydrogen Energy*, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.11.115>

Santos, M. (2017). Metano como forma de energia renovável. Faculdade Engenharia Universidade Porto, PT.

Sapountzi, F., Gracia, J., Weststrate, C., Fredriksson, H., & Niemantsverdriet, J. (2017). Electrocatalysts for the generation of hydrogen, oxygen and synthesis gas, *Progress in Energy and Combustion Science*, 58. pp. 1-35.

Schmidt, O., Gambhir, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelson, J., Few, S. (2017). Future cost and performance of water electrolysis: an expert elicitation study. *Int J Hydrogen Energy*, 42. pp. 30470-92.

Schumpeter, J. 1934. *The Theory of Economic Development*. Cambridge, Mass: Harvard University Press.

Silva, M. (2017) Produção de H₂ a partir de água, em pequena escala, utilizando elétrodos de Ni foam e com recurso a energia fotovoltaica. Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, PT.

Thema, M., Bauer, F., & Sterner, M. (2019). Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 112. pp. 775-787.

van Leeuwen, C., Zauner, A. (2018). Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization: Report on the costs involved with PtG technologies and their potentials across the EU. *Store & Go*. Disponível em: https://www.storeandgo.info/fileadmin/downloads/deliverables_2019/20190801-STOREandGO-D8.3-RUG-Report_on_the_costs_involved_with_PtG_technologies_and_their_potentials_a_cross_the_EU.pdf

Zauner, A., Böhm, H., Rosenfeld, D., & Tichler, R. (2019). Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization: Analysis on future technology options and on techno-economic optimization. *Store & Go*. Disponível em:

https://www.storeandgo.info/fileadmin/downloads/deliverables_2019/20190801-STOREandGO-D7.7-EIL-Analysis_on_future_technology_options_and_on_techno-economic_optimization.pdf

7. ANEXOS

Anexo I

CAPEX		
Eletrolisadores		
DATA	Fornecedor	Preço
03/04/20	ITM Power	<€1,000/kW today @ MW scale <€800/kW @ 10MW
13/04/20	Siemens	650 USD @ 50MW
06/04/20	H-Tec Systems GmbH	<500 kW = aproximadamente 2000 €/kW <1,5 MW = aproximadamente 1300 €/kW >2,5 MW = aproximadamente 900 - 600 €/kW
28/04/2020	MAN	€900 < 10MW
07/04/2020	Giner ELX	Não disponibiliza
23/04/2020	Hitachi Zosen	Não disponibiliza
20/04/2020	Thyssen Krupp	Não disponibiliza Remeteu para relatório FCH JU (2017)