

André Filipe
Silva Cardoso
Nº201500384

PROJETO DE SISTEMA DE PRODUÇÃO MUNICIPAL DE HIDROGÉNIO VERDE

RELATÓRIO DE PROJETO DO
MESTRADO EM ENGENHARIA E
GESTÃO DE ENERGIA NA
INDÚSTRIA E EDIFÍCIOS

UNIDADE CURRICULAR

Projeto em Engenharia e Gestão de Energia

Presidente do Júri

Professor Doutor João Francisco

Orientador

Professor Doutor Paulo Fontes

Arguente

Professor Doutor Alexandre Magrinho

Agradecimentos

É com muito apreço que expresso aqui o mais profundo agradecimento a todos aqueles que tornaram a realização deste trabalho possível.

Ao professor Paulo Fontes que me orientou durante este projeto e que esteve presente em todo o meu percurso no politécnico.

Ao Dr. Philippe Bollinger que cooperou na parceria entre a Escola Superior de Tecnologia de Setúbal e a agência de energia do município do Seixal.

À minha família que sempre me apoiou e ajudou em todos os momentos do meu percurso académico, por todas as palavras amigas e conselhos dados.

À Inês por toda a paciência e ajuda dada de modo que todos os objetivos e metas parecessem mais fáceis de atingir.

Ao Guilherme por todos os momentos partilhados durante estes anos e por todo o amparo e palavras de confiança que nunca negou dar, sempre pronto a ajudar em qualquer que fosse a altura.

Ao João Paulo pelo apoio incondicional, pela compreensão e pela sua imprescindível ajuda na realização deste projeto, sem ele teria sido tudo mais difícil.

Por fim, ao Tiago que sempre se prontificou para me ajudar em tudo ao longo desta minha caminhada, que continuemos a ver e seguir o percurso um do outro.

Resumo

No município do Seixal, pretende-se estudar a implementação de um projeto para a produção de hidrogénio verde. Este projeto nasceu pela necessidade de responder às metas da descarbonização em Portugal, como sendo uma forte ferramenta para alcançarmos a desejada neutralidade carbónica.

O projeto piloto tem como base a obtenção de hidrogénio verde para descarbonizar setores e eletrificar os mesmos de uma maneira “verde”. Neste âmbito, o município do Seixal está empenhado na criação de uma comunidade de energias renováveis para fornecimento de energia ao parque industrial do Seixal e dessa mesma energia verde, fazer uso por meio de um sistema eletrolizador para a obtenção de hidrogénio verde para várias finalidades.

Desta forma, no presente projeto, após uma parte teórica acerca dos métodos de obtenção de hidrogénio, modos de utilização do mesmo, e contextualização do hidrogénio em Portugal, é proposto um estudo para aferir a forma mais rentável de utilização do hidrogénio resultante desse projeto piloto do município.

Serão apresentados diferentes cenários, tais como a utilização do hidrogénio em três cadeias de valor, sendo estas *power-to-mobility*, *power-to-gas* e *power-to-power* e ainda dois contextos onde a energia utilizada na produção de hidrogénio tem proveniências distintas, um sistema fotovoltaico privado e outro comunitário.

Todos os cenários apresentados por meio de uma análise financeira, resultam em valores que na atualidade permitem ser minimamente aceitáveis sem recurso a quaisquer incentivos monetários. No futuro, com o amadurecimento das tecnologias poderá ser possível obter resultados mais favoráveis, na medida em que os períodos de retorno do investimento nos vários cenários será inferior, conseguindo-se assim uma introdução do hidrogénio mais acessível nos vários setores económicos e uma economia cada vez mais neutra em carbono, indo de encontro às perspetivas europeias.

Palavras-chave: Hidrogénio Verde, Descarbonização, Neutralidade Carbónica, Seixal, Metas Europeias, Análise Financeira.

Abstract

This project was born from the necessity of achieving the decarbonization targets set in Portugal in order to reach the so desired carbon neutrality and as so, it is going to be investigated the implementation of a green hydrogen production project under Seixal's municipality.

The pilot project basis is established in the obtention of green hydrogen in order to decarbonize sectors and start the process of electrification in a green way. Additionally Seixal's municipality is invested in the creation of a renewable energies community mainly focused to supply its own industrial complex, and use that same green energy through an electrolyser system in order to obtain green hydrogen for multiple purposes.

Firstly, this project will introduce the process of hydrogen obtention, utilization and contextualization in Portugal, followed by a study to assess the best way, rate of return wise, to use the hydrogen sourced from the municipality's pilot project.

Several scenarios will be presented, such as the use of hydrogen in three chain values: power-to-mobility, power-to-gas and power-to-power. There are also two additional contexts where the energy used in the hydrogen production came from two distinct sources: a private photovoltaic system and a communitary one.

All of the scenarios are presented through a financial analysis that result in actual minimal acceptable values with no financial incentives needed.

However, futuristically, and technologically speaking, given the technological improvement on the equipment used, it is possible to obtain favourable results in such a way that the payback period on every scenario will be lower, hence making it an accessible insertion of hydrogen energy for all the economic sectors involved, contributing overall towards a more carbon neutral economy and therefore meeting the European set targets.

Key Words: Green Hydrogen, Decarbonization, Carbon Neutrality, Seixal, European Targets, Financial Analysis.

Índice

Agradecimentos	i
Resumo	iii
Abstract	v
Índice de Figuras.....	x
Índice Tabelas	xi
Lista de Siglas e Acrónimos.....	xiii
1. Introdução	1
1.1. Objetivos e Estrutura	2
2. O Hidrogénio	4
2.1. Estado de Arte das Tecnologias de Obtenção.....	5
2.1.1. Produção por meio de Combustíveis Fósseis.....	6
2.1.2. A partir de fontes de energia renováveis	8
2.1.3. Eletrólise.....	9
2.2. Estado de Arte das Tecnologias de Utilização.....	12
2.2.1. Âmbito Industrial.....	12
2.2.2. Transformação em Combustível	12
2.2.3. Utilização em Pilha de Combustível.....	13
2.3. Sistemas de Armazenamento	14
2.3.1. Abastecimento de Veículos	15
2.3.2. Injeção de Hidrogénio na Rede de Gás Natural	15
2.4. Hidrogénio Verde	16
3. Contextualização do Hidrogénio em Portugal.....	17
3.1. PNEC.....	17
3.2. Roteiro e Plano de Ação para o Hidrogénio em Portugal	18
3.3. Cadeias de Valor do Hidrogénio	21
3.4. Legislação para a Produção de Gases de Origem Renovável	21
3.5. Produção	22
3.6. Passos para a Implementação.....	22

3.7.	Comunidade de Energias Renováveis CER	23
3.8.	Custo do hidrogénio	24
4.	Caso de Estudo	26
4.1.	Enquadramento no Projeto	26
4.2.	Exemplo de Aplicação	27
4.2.1.	Gestene	27
4.2.2.	Sistema Fotovoltaico	27
4.2.3.	Sistema Eletrolisador	28
4.2.4.	Dados Gerais.....	29
4.3.	Introdução à Simulação.....	29
4.4.	Simulação.....	30
4.5.	Mobilidade nos Transportes (<i>Power-to-Mobility</i>).....	31
4.5.1.	Hipótese Base	32
4.5.2.	Hipótese 1	34
4.5.3.	Hipótese 2	35
4.5.4.	Hipótese 3	35
4.5.5.	Conclusões Mobilidade nos Transportes	36
4.6.	Injeção na rede de Gás Natural (<i>Power-to-Gas</i>).....	39
4.6.1.	Custos associados	41
4.6.2.	Conclusão Injeção na rede de gás natural.....	42
5.	Aplicação Prática.....	43
5.1.	Utilização de Sistema Fotovoltaico Privado	43
5.1.1.	Conclusão Sistema Fotovoltaico Privado.....	45
5.1.2.	Custo do Hidrogénio para um Período de Retorno do Investimento Fixo ..	47
5.2.	Produção Recorrendo à CER.....	47
5.3.	Utilização de Pilha de Combustível (<i>Power-to-Power</i>)	49
6.	Análise Financeira	50
6.1.	Conclusões da Análise Financeira	51
7.	Conclusão	55
	Bibliografia	57

Anexos	61
Anexo A	1
Anexo B	1

Índice de Figuras

Figura 1 - Consumo de energia primária até ao ano 2019.....	1
Figura 2 - Economia do Hidrogénio	5
Figura 3 - Diagrama “Steam Reforming”.....	6
Figura 4 - Diagrama de produção de hidrogénio por meio da oxidação parcial.....	7
Figura 5 - Processo de Autothermal Reforming	7
Figura 6 – Eletrólise da Água.....	9
Figura 7 - Exemplo de eletrolisadores alcalinos da marca McPhy.....	10
Figura 8 - Constituição de um eletrolisador de membrana de troca de protões.....	11
Figura 9 - Funcionamento de uma Pilha de Combustível.....	13
Figura 10 - Etapas do hidrogénio para Abastecimento de Veículos	15
Figura 11 - Stakeholders do projeto Green Pipeline.....	27
Figura 12 - Sistema Eletrolisador McPhy.....	28
Figura 13 - Produção Fotovoltaica Diária	44

Índice Tabelas

Tabela 1 - Métodos de Obtenção de Hidrogénio Verde	8
Tabela 2 - Previsão de Produção de Hidrogénio Verde em 2030	19
Tabela 3 - Previsão de Investimentos em Produção de Hidrogénio Verde até 2040	20
Tabela 4 - Custo Energético das Matérias-Primas para Produção de Hidrogénio 2015 – 2030	24
Tabela 5 - Custo do Hidrogénio nas Diferentes Cadeias de Valor	25
Tabela 6 - Dados Gerais da Simulação	31
Tabela 7 - Resultados referentes ao caso base	32
Tabela 8 – Resultados referentes à hipótese 1	34
Tabela 9 - Resultados referentes à hipótese 2	35
Tabela 10 - Resultados referentes à hipótese 3	35
Tabela 11 - Custo Energético e Lucro das Várias Hipóteses	36
Tabela 12 – Prazo de Amortização Simples	37
Tabela 13 - Tempo de retorno do Investimento	38
Tabela 14 - Resultados referentes à Injeção na Rede de Gás Natural	39
Tabela 15 - Distribuição do consumo pelos períodos tarifários	40
Tabela 16 - Cálculo do Custo Energético Anual	40
Tabela 17 - Tempo de retorno do Investimento	41
Tabela 18 - Resultados referentes à simulação de sistema fotovoltaico privado	45
Tabela 19 - Tempo de Retorno do Investimento	45
Tabela 20 - Custo da Instalação do Sistema Fotovoltaico	46
Tabela 21 - Resultados referentes à hipótese 4	48
Tabela 22 - Tempo de Retorno do Investimento para a hipótese 4	48
Tabela 23 - Cálculos Auxiliares para o caso utilizando energia da CER	52
Tabela 24 – Indicadores para a Análise Financeira para o caso de utilização de energia da CER	52
Tabela 25 - Cálculos Auxiliares para o caso utilizando energia dum sistema fotovoltaico privado	53

Tabela 26 - Indicadores para a Análise Financeira para o caso de utilização de energia de fotovoltaico privado	54
--	----

Lista de Siglas e Acrónimos

AC	Corrente Alternada
CER	Comunidade de Energia Renovável
CO₂	Dióxido de Carbono
DC	Corrente Contínua
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
ER	Energias Renováveis
FC	Fuel Cell
FER	Fontes de Energias Renováveis
FV	Fotovoltaico
GEE	Gases de efeito de estufa
H₂	Molécula de Hidrogénio
MPa	Megapascal
Nm³/h	Normais metros cúbicos por hora (1 atm, 0° C)
O₂	Oxigénio
OH-	Iões de Hidróxido
PNEC	Plano Nacional Energia e Clima
PRI	Período de Retorno do Investimento
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
VAL	Valor Atual Líquido

1. Introdução

O consumo energético a nível mundial tem sofrido um grande crescimento, tendo havido entre 2008 e 2018 um aumento médio do uso da energia de 1,6% [1]. Para responder a este aumento da procura energética, terá de se produzir cada vez mais energia.

Geralmente, o ser humano recorre a fontes de energia provenientes de combustíveis fósseis, o que favorece o aumento das emissões de gases de efeito de estufa (GEE) particularmente o dióxido de carbono (CO₂). Este consumo é alarmante dado que os combustíveis fósseis são responsáveis por 80 a 95% do total da energia primária utilizada em todo o mundo [2]. Com este consumo excessivo focado em energias não renováveis, poderemos prever um término dos recursos que a natureza nos fornece. Pode-se ver na figura 1 o consumo de energia primária até ao ano de 2019.

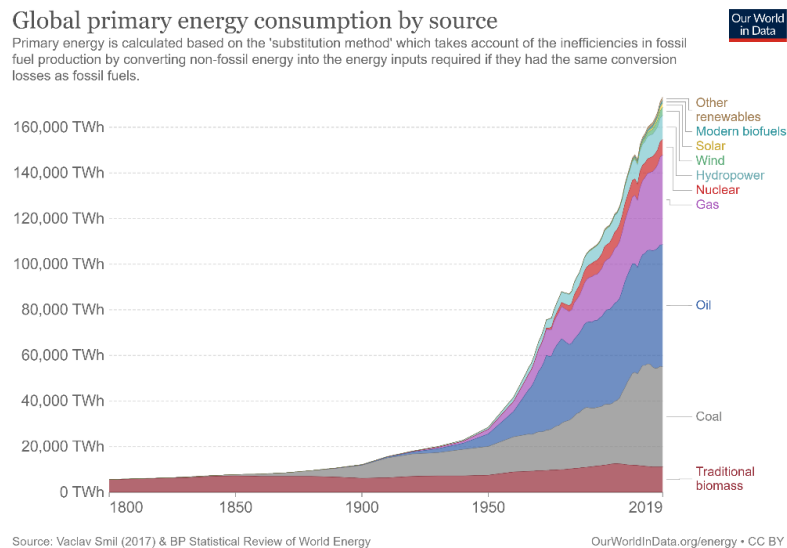


Figura 1 - Consumo de energia primária até ao ano 2019 [46]

O uso excessivo de combustíveis fósseis para produção de energia elétrica, deve-se maioritariamente à variedade de tecnologias para essa transformação e ainda ao fator monetário, dado que, comparativamente a outros métodos, o custo de produção de energia elétrica tem um custo relativamente baixo.

Visualizando o panorama mundial de uma perspetiva simples, forçosamente terá de haver uma procura por tecnologias que consigam alavancar a economia e que ao mesmo tempo não prejudiquem o meio ambiente.

Nos últimos anos este tipo de tecnologias tem vindo a dar frutos, especificamente as que utilizam as fontes de energias renováveis, tais como a hídrica, a eólica e a solar. Estas têm vindo a ter um papel importante como uma das fontes de energia com maior crescimento, tendo em 2019 o consumo mundial sido de 3,2 exajoule [1].

Será necessário que este consumo de energias renováveis aumente ainda mais e para que isso aconteça será necessário que as eficiências dos sistemas electroprodutores por via renovável aumente e o seu custo se torne cada vez mais acessível. Desta forma haverá a possibilidade de descarbonizar vários setores, evitando também a emissão de GEE.

Uma das tecnologias que atualmente tem vindo a dar frutos e tem revolucionado um pouco alguns setores, tal como o dos transportes, é a utilização do hidrogénio como forma de energia, ou seja, obtendo o hidrogénio a partir do meio ambiente que nos rodeia e aplicá-lo em vários usos finais. Este tipo de tecnologia é considerada uma energia verde se a energia para a produção do hidrogénio for proveniente de fontes totalmente renováveis.

1.1. Objetivos e Estrutura

No decorrer deste projeto serão apresentadas as tecnologias de obtenção de hidrogénio por meio da eletrólise utilizando eletricidade proveniente de fontes renováveis, de forma a produzir hidrogénio verde e será dado a conhecer o estudo da rentabilidade de algumas utilizações deste mesmo hidrogénio.

Irá ser apresentado após este capítulo introdutório, um capítulo sobre o hidrogénio, onde é explicado de uma forma geral o que é o hidrogénio e as suas características, é apresentado o estado de arte das tecnologias de obtenção do hidrogénio, isto é, os métodos de separação do hidrogénio das substâncias que o contêm na sua constituição, estando dividido em obtenção por via de fontes fósseis e por via de fontes renováveis. É também apresentado o estado de arte das tecnologias de utilização do hidrogénio. Na parte final é introduzido o tema do hidrogénio verde explicando o conceito.

No terceiro capítulo será apresentado um enquadramento da produção de hidrogénio verde em Portugal e um pouco da legislação relacionada com essa produção. São apresentados os vários planos de ação para a integração do hidrogénio na economia portuguesa.

No quarto capítulo será apresentado o caso de estudo deste projeto, iniciando pela apresentação de um exemplo de uma empresa que tomou a iniciativa de instalar um sistema eletrolisador e em que houve a possibilidade de fazer uma visita às suas instalações. Após essa explicação desse projeto piloto serão apresentadas duas simulações em que a primeira consistirá na produção direcionada para o abastecimento de veículos movidos a pilha de combustível e a segunda para a injeção de hidrogénio na rede de gás natural

No quinto capítulo, são apresentadas duas simulações para estudar a rentabilidade da produção de um sistema eletrolisador. Uma com recurso a um sistema fotovoltaico privado e

outra com recurso a energia proveniente de uma comunidade de energias renováveis.

No sexto e último capítulo, teremos a apresentação da análise financeira do projeto, onde é avaliada e discutida a rentabilidade do mesmo. São apresentados indicadores que servirão para a obtenção da avaliação económica do projeto.

2. O Hidrogénio

Uma das tecnologias atualmente concebidas para conversão de energia provém da utilização do hidrogénio na sua forma mais simples, sendo este um elemento químico gasoso, inodoro, incolor e não tóxico.

É a estrutura atómica mais simples presente no nosso planeta sendo o seu átomo constituído apenas por um protão e um eletrão. A molécula de H_2 , consegue providenciar uma fonte de energia abundante, limpa e renovável. No entanto, para podermos usufruir da mesma, tem-se de superar alguns desafios que advêm dos vários processos envolvidos nesta transformação [3].

A fórmula molecular estável do hidrogénio é o H_2 que apresenta uma massa específica de $0,0899 \text{ kg/m}^3$ sendo 14,4 vezes menos denso que o ar, em condições normais de temperatura e pressão, sendo assim apresentado no decorrer deste relatório, a uma temperatura de 0° Celsius e pressão atmosférica, o hidrogénio encontra-se no estado gasoso, e não apresenta qualquer cor e cheiro. Para que esteja no estado líquido terá de haver uma redução da sua temperatura para -253° C à pressão ambiente.

Nas últimas décadas, tem-se observado um crescimento significativo na utilização do hidrogénio em vários contextos industriais, sendo não só um meio para obter energia, mas também necessário como reagente. Um exemplo simples da sua utilização é a produção de margarina, apenas se conseguindo obter a textura a que estamos familiarizados com a utilização de hidrogénio. Usualmente, é utilizado na produção de fertilizantes, nas indústrias metalúrgicas, componentes eletrónicos e na indústria química, entre outras [4].

Podendo ser obtido a partir de várias formas, torna-se uma excelente ferramenta versátil na produção de energia, dado que após a sua obtenção, poderemos utilizá-lo como combustível ou até mesmo para armazenamento para ser posteriormente utilizado nas suas diversas aplicações.

Pode-se ver na figura 2 um pouco da economia do hidrogénio, onde verificamos que após a sua obtenção, existem vários passos ou caminhos por onde pode passar até que seja utilizado, nomeadamente o armazenamento e o transporte.

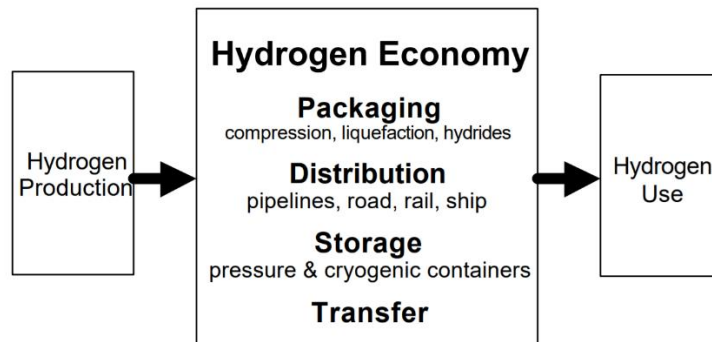


Figura 2 - Economia do Hidrogénio [5]

No que toca à sua utilização como combustível, tem uma grande vantagem sobre outros, pois contém mais energia por unidade de massa do que qualquer outro combustível líquido comum, tendo, no entanto, uma baixa densidade volumétrica. A sua utilização como combustível tem ainda a mais-valia de não libertar carbono enquanto outros combustíveis na sua queima libertam CO_2 como por exemplo a gasolina contém $0,86 \text{ kgC/kg}$ e emite $3,15 \text{ kg}$ de CO_2 por kg [6].

O hidrogénio na sua forma simples não será simplesmente uma fonte de energia mas sim um vetor energético, isto porque um vetor energético é uma ferramenta que permite o transporte e/ou o armazenamento de energia, permitindo transferir no tempo e espaço uma quantidade de energia [7].

2.1. Estado de Arte das Tecnologias de Obtenção

A quantidade de hidrogénio no seu estado puro existente no planeta terra, é muito pequena, no entanto pode-se encontrá-lo agregado a outros elementos, tais com a água e o gás natural, sendo estes elementos os mais utilizados para a obtenção do hidrogénio.

Para obtermos a molécula de H_2 , poderemos utilizar vários métodos, divididos em dois grandes métodos, os convencionais e os métodos onde estão englobadas as energias renováveis [8].

O primeiro tipo de métodos recorre a combustíveis fósseis e inclui a reforma de hidrocarbonetos e a pirólise. Através desta reforma, existem três grandes tipos de tecnologias:

A reforma a vapor (*Steam Reforming*) que é o método mais comum pois é a tecnologia com mais maturidade, a oxidação parcial e a reforma autotérmica.

O segundo tipo de métodos recorre às energias renováveis. A forma mais comum de o

fazer é recorrendo à eletrólise da água, onde a fonte de energia para efetuar a mesma, é proveniente de fontes renováveis, na sua maioria fotovoltaica, pois, terá maior facilidade de instalação na proximidade de locais onde são instalados os sistemas de obtenção do hidrogénio.

Atualmente a maior parte das necessidades de hidrogénio no mundo é alimentada através de métodos que utilizam os combustíveis fósseis, sendo que 48% a partir do gás natural, 30% a partir de óleos pesados e nafta e 18% a partir do carvão [9].

2.1.1. Produção por meio de Combustíveis Fósseis

2.1.1.1. Steam Reforming

No que toca à obtenção do hidrogénio por *Steam Reforming*, esta é a tecnologia com mais anos de utilização em meios industriais e em que a capacidade destas instalações estará entre os 150 a 250 MW, possuindo uma eficiência que ronda os 65% [10]. Tem como principal malefício a emissão de CO₂, diretamente para a atmosfera na maior parte das instalações. No entanto existem instalações que capturam este CO₂ emitido e que o reaproveitam para outros fins. No entanto esta tecnologia ainda não está muito difundida devido aos custos elevados [11].

Na figura 3 pode-se encontrar o diagrama da produção de hidrogénio por *Steam Reforming* em que utiliza metano e vapor para promover a separação do hidrogénio.

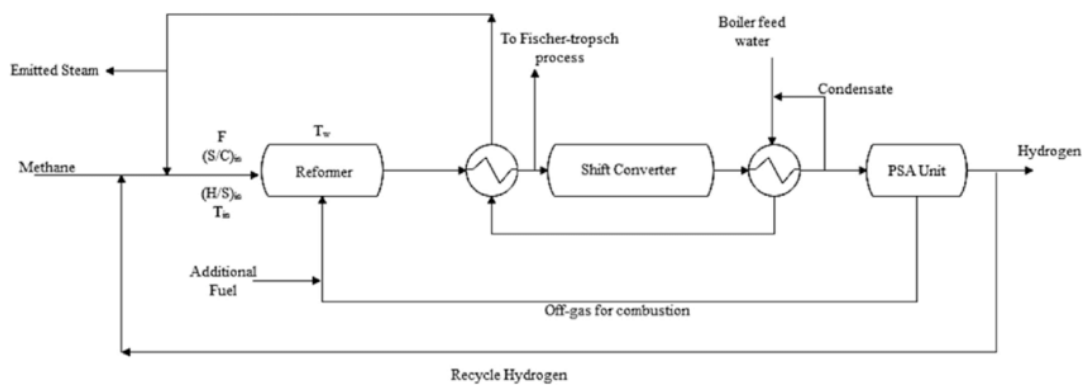


Figura 3 - Diagrama "Steam Reforming" [11]

2.1.1.2. Oxidação Parcial

Este método consiste em queimar metano e outros hidrocarbonetos presentes no gás natural com pouco oxigénio, produzindo assim um gás de síntese rico em hidrogénio e monóxido de carbono sendo depois o hidrogénio separado dos restantes gases. Devido ao uso de oxigénio em estado puro esta torna-se uma tecnologia dispendiosa, sendo a eficiência geral do sistema em torno dos 30% [12]. Pode-se ver na figura 4 um diagrama representativo desta tecnologia.

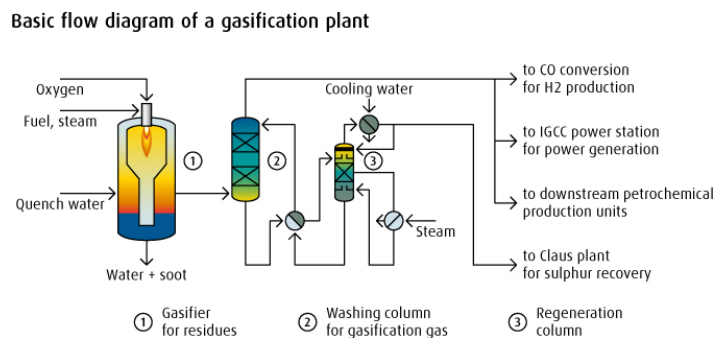


Figura 4 - Diagrama de produção de hidrogénio por meio da oxidação parcial [47]

2.1.1.3. Autothermal Reforming

Neste processo, são utilizadas matérias-primas como o gás natural ou a nafta misturados com vapor para produzir um gás que contém hidrogénio e monóxido de carbono, num processo semelhante ao método descrito anteriormente. No entanto este processo produz mais monóxido de carbono, sendo a eficiência deste tipo de sistemas em torno dos 40% [13]. Pode-se ver na figura 5 o esquema de um equipamento de *Autothermal Reforming*.

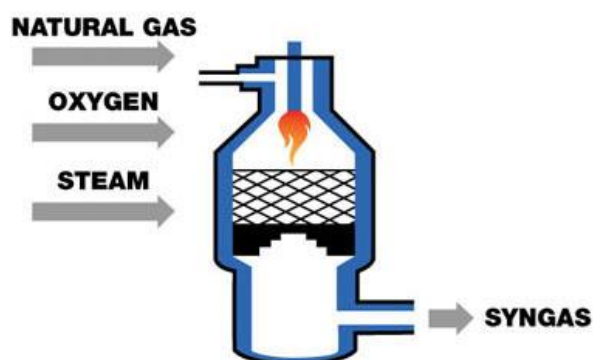


Figura 5 - Processo de Autothermal Reforming [48]

2.1.2. A partir de fontes de energia renováveis

A obtenção de H₂ por meio das energias renováveis (solar, hídrica e eólica), tem a mesma base de funcionamento. A eletricidade gerada proveniente destas fontes, irá ser utilizada em eletrolisadores que por meio de dois elétrodos que serão o ânodo e o cátodo, irão realizar a reação eletroquímica de eletrólise que separa a molécula de H₂O em hidrogénio e oxigénio [14]. A água utilizada nestes sistemas será usualmente água proveniente da rede de água, sendo, no entanto, esta tratada através da purificação e desmineralização. Esta purificação é necessária para a obtenção do nível de qualidade da água necessária à eletrólise.

Recordando que ao recorrer a energias renováveis para a obtenção do hidrogénio, este passará a ser denominado de hidrogénio verde existindo vários métodos para a obtenção deste hidrogénio verde, tais como pode-se ver na tabela 1 abaixo representada [15].

Tabela 1 - Métodos de Obtenção de Hidrogénio Verde [15]

Métodos de Obtenção de Hidrogénio	Fontes Renováveis
Eletrólise	Principais Fontes Renováveis
Termólise	Solar
Termoquímico como “Water Splitting”	Solar Geotermia Biomassa
Termoquímico Híbrido	Solar Geotermia Biomassa

Existem ainda dois tipos de produção de hidrogénio proveniente de métodos utilizando a biomassa como base, os termoquímicos e os bioquímicos. A partir dos termoquímicos, existem três métodos diferentes, a pirólise, a gaseificação convencional, e o SCWG (*supercritical water gasification*) que se baseia na gaseificação de água supercrítica [14].

No que toca à conversão da biomassa por métodos bioquímicos, existem também três processos diferentes, produção de hidrogénio fermentativo, por processo de fotossíntese, e ainda por BWGS (*Biological Water Gas Shift Reaction*) [16] [17].

Em termos de prestações, os processos termoquímicos são os que têm maiores rendimentos e maior rapidez de processo, sendo estes os preferíveis a níveis económicos e ambientais. Os processos bioquímicos têm rendimentos e rapidez de produção menores, no entanto serão os melhores em níveis de impacto ambiental.

2.1.3. Eletrólise

Esta será a tecnologia que irá ser analisada neste projeto e por isso a que mais terá destaque entre todas.

Em termos práticos, a eletrólise é um processo que injeta corrente contínua (DC) numa substância (eletrólito) por meio de um ânodo e um cátodo. No ânodo irá ocorrer uma oxidação, perdendo eletrões e no cátodo acontece um ganho de eletrões ocorrendo assim uma redução. Na eletrólise da água ocorre a separação da molécula da água (H_2O) em oxigénio e hidrogénio [18]. Pode-se ver na figura 6 um exemplo do funcionamento deste processo.

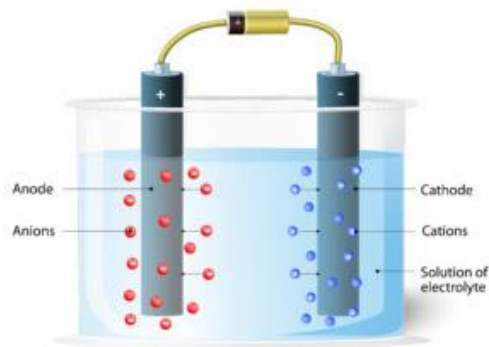


Figura 6 – Eletrólise da Água [19]

Em termos da tecnologia de eletrólise existem de momento três tipos mais utilizados, eletrolisadores alcalinos, eletrolisadores de membrana de troca de prótons (PEM) e eletrolisadores de óxidos sólidos (SOEC) [20]. No entanto, apenas os eletrolisadores alcalinos têm vindo a ter uma utilização mais comum neste meio devido ao custo-benefício da tecnologia, pois os alcalinos são os menos eficientes dos três sendo, no entanto, os mais baratos e os que têm mais vida útil. A eficiência deste tipo de equipamento não é alta, rondando os 50 a 65% [15].

Relativamente aos outros dois tipos de eletrolisadores, são tecnologias ainda em estudo principalmente a SOEC, que das três será a mais eficiente eletricamente, mas que ainda está em desenvolvimento. Os eletrolisadores PEM por outro lado já são utilizados sendo mais eficientes que os alcalinos e menos eficientes que os SOEC, no entanto possuem um custo mais elevado e um tempo de vida útil menor que os alcalinos [14].

2.1.3.1. Eletrolisadores alcalinos

Nesta tecnologia, é utilizada uma mistura entre a água purificada e 20 a 30% de hidróxido de potássio (esta mistura serve para aumentar a condutividade do meio), que será denominada por eletrólito, e irá envolver os elétrodos. Entre estes elétrodos existirá um diafragma permeável às moléculas de água e aos iões de hidróxido.

Ao injetar corrente elétrica nos elétrodos, irá iniciar-se a reação eletroquímica no cátodo do sistema onde irá haver a separação da molécula de H_2O na molécula de H_2 e em iões de hidróxido (OH^-) que irão atravessar o diafragma enquanto o H_2 permanece no cátodo e irá ser recolhido pela superfície em forma de gás. No ânodo, juntamente com a eletricidade irá ser formado numa molécula O_2 e a molécula de H_2O , sendo que o oxigénio será recolhido tal como acontece com o hidrogénio [21].

Pode-se observar na figura 7, um exemplo de eletrolisadores da marca McPhy, à esquerda um eletrolisador pequeno de poucos watts de capacidade e à direita um eletrolisador de maior escala com capacidade de kilowatts.



Figura 7 - Exemplo de eletrolisadores alcalinos da marca McPhy [22]

No que toca ao tempo de vida útil de um eletrolisador alcalino, numa simulação efetuada pela H2SE (Hidrogénio e Sustentabilidade Energética) [23] e por outro estudo do “*International Journal of Hydrogen Energy*” [24], o número de horas de funcionamento de um eletrolisador alcalino seria de aproximadamente de 100000 horas.

2.1.3.2. Eletrolisadores de membrana de troca de protões

Nos eletrolisadores de membrana de troca de protões, o hidrogénio e o oxigénio são obtidos por um processo eletroquímico. O H_2 é obtido no cátodo e o oxigénio no ânodo, sendo o processo iniciado no ânodo, onde a molécula de H_2O é separada em O_2 , protões H^+ , e eletrões e^- . Por via das membranas, os protões viajam para o cátodo, onde juntamente com os eletrões recombina-se para formar o hidrogénio [21].

Mesmo sendo uma tecnologia simples de compreender, e simples de utilizar visto de uma ótica logística, dado que apenas necessita de eletricidade e água (purificada e desmineralizada), esta consome grandes quantidades de eletricidade. Deste modo tem-se de forçosamente utilizar a produção de eletricidade via fontes renováveis de modo a favorecer a descarbonização e a redução de utilização de combustíveis fósseis. Pode-se ver na figura 8 a constituição de um eletrolisador deste tipo.



Figura 8 - Constituição de um eletrolisador de membrana de troca de protões [25]

2.2. Estado de Arte das Tecnologias de Utilização

Para existir uma aprovação geral, seja por empresas, países ou até mesmo a população em geral, qualquer tecnologia tem de demonstrar resultados positivos em experiências e projetos piloto. Sem estas afirmações de que a tecnologia funciona e que tem resultados positivos, será difícil que haja um à-vontade para acolher seja que tecnologia for.

No caso das tecnologias de obtenção de hidrogénio, com demonstrações e projetos piloto que têm vindo a decorrer e demonstrando-se ser bem-sucedidas, pode-se afirmar que é uma tecnologia que estará no bom caminho para que lhe seja reconhecida fiabilidade técnica.

Até ao momento, o hidrogénio tem variadíssimas utilizações finais, tais como, instalações industriais como matéria-prima, em transformação em combustível, como alimentação para pilhas de combustível sendo ainda utilizado como armazenamento de energia. Sendo esta uma das principais utilizações que tem vindo a ganhar importância, pois, este consegue ser armazenado durante grandes períodos de tempo e poderá ter uma capacidade de energia armazenada maior do que qualquer outro tipo de baterias [6].

2.2.1. Âmbito Industrial

Em níveis industriais, as maiores utilizações em Portugal focam-se, segundo o Projeto “POSEUR-01-1001-FC-000004” [20] que desenvolve o desafio da integração do hidrogénio no sistema energético português, principalmente na produção de amónia (62,4%), na refinação de petróleo (24,3%) e na produção de metanol (8,7%). Estes serão os principais setores onde se poderá sentir os maiores impactos da transição dos combustíveis utilizados atualmente pelo hidrogénio, pois, é um setor com uma grande dependência e com grande potencial para ser descarbonizado a partir deste vetor energético que de outra maneira não seria possível [20].

2.2.2. Transformação em Combustível

Tendo como base a utilização de catalisadores à base de metais, juntamente com calor (220-350°C), pressão (1-30 bar), e gás de síntese, através do processo de síntese *Fischer-Tropsch*, é possível produzir combustíveis líquidos e gasosos. Por exemplo, para se obter metano, são utilizados catalisadores com base de níquel e consoante a base do catalisador, assim se produzirão diferentes tipos de combustíveis [20].

2.2.3. Utilização em Pilha de Combustível

Esta é a utilização que mais tem vindo a ganhar visibilidade nos últimos anos, após terem surgido os primeiros veículos movidos a pilha de combustível fabricados em serie por empresas como a Toyota, Honda e a Hyundai. Mesmo sendo uma tecnologia com bastantes anos, só após demonstrações de que é possível um veículo ter uma dinâmica equiparada a um veículo 100% elétrico e ainda com a vantagem de não ter qualquer emissão de gases para a atmosfera sem ser vapor de água, é que aos olhos dos consumidores, este tipo de tecnologia passou a ser interessante.

A pilha de combustível consiste essencialmente no inverso de um eletrolisador, o hidrogénio em estado puro, juntamente com o oxigénio, produzirá eletricidade que será utilizada por motores elétricos tal como num carro 100% elétrico. Na figura 9 pode-se visualizar o funcionamento deste tipo de equipamentos. Num dos lados é injetado oxigénio a partir do ar, e do outro lado é injetado hidrogénio. Com a troca de prótons entre o oxigénio e o hidrogénio, ocorre um fluxo de corrente elétrica entre o cátodo e o ânodo.

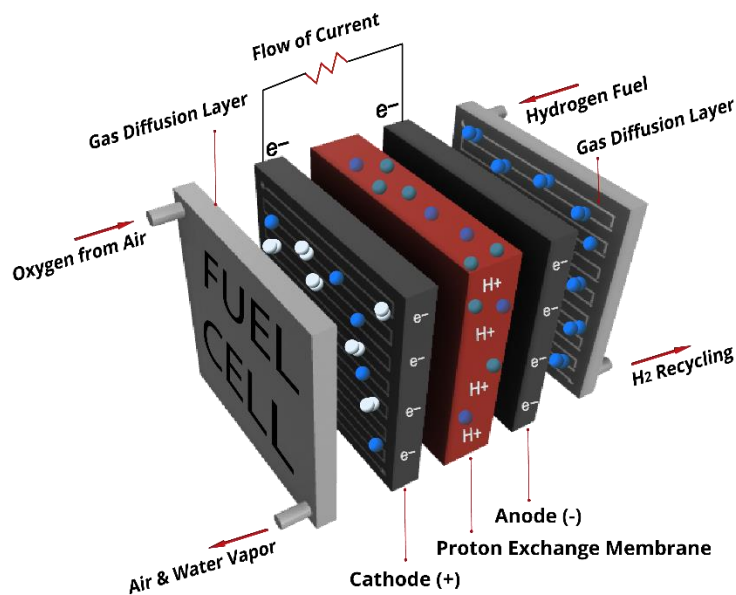


Figura 9 - Funcionamento de uma Pilha de Combustível [26]

No entanto, mesmo que a visibilidade deste tipo de tecnologia ocorra principalmente nos veículos, é uma tecnologia utilizada em vários setores como sendo um gerador de eletricidade para qualquer utilização, existindo pilhas de combustível com capacidades de transformação de energia desde poucos watts de potência até vários megawatts.

No interior das pilhas de combustível pode-se encontrar uma associação em serie de

várias células de combustível, dado que estas apresentam uma tensão de aproximadamente 0,8V, podendo assim obter-se a tensão mais elevada.

As principais tecnologias de pilha de combustível dividem-se em dois grandes tipos, sendo esta divisão relacionada com a temperatura de funcionamento. Teremos assim as pilhas de combustível de baixa e média temperatura em que a temperatura de funcionamento não excede os 250° C e as pilhas de combustível de alta temperatura, em que a temperatura de funcionamento será sempre superior a 600° C.

As pilhas de combustível de baixa e média temperatura possuem usualmente potências até 250kW, têm rendimentos elevados, e será uma tecnologia onde se poderá obter um custo reduzido de produção se o setor dos transportes implementar este tipo de sistema em larga escala [27].

As pilhas de combustível de alta temperatura possuem usualmente potências que rondam os 2MW, têm rendimentos muito elevados, será uma tecnologia que não requer a utilização de metais preciosos nos catalisadores e não é danificada pelo monóxido de carbono [27].

2.3. Sistemas de Armazenamento

Na maioria dos casos, após a produção do hidrogénio é necessário que haja um armazenamento do mesmo, podendo este processo ser feito de diferentes maneiras, conforme as utilizações. Poderá ser armazenado por meio de compressão, liquefação e os armazenamentos físico ou químico na forma de hidretos. O tipo de armazenamento utilizado depende dos requisitos de segurança, da capacidade volumétrica e gravimétrica, o custo, o peso e a reciclabilidade, entre outras. Usualmente, os métodos mais utilizadas são, a compressão para gás comprimido à temperatura ambiente, a elevada pressão, com baixa densidade e o armazenamento por liquidação criogénica, onde o gás passará para o estado líquido encontrando-se assim com uma densidade maior, mas com um custo mais elevado.

Atualmente o método de armazenamento com mais maturidade é a compressão a alta pressão, onde pode chegar até aos 77 MPa. Para conseguir esta pressão elevada são utilizados compressores mecânicos do tipo pistão, sendo o consumo energético não inferior a 2,21 kWh/kg e aumentando assim a massa específica do hidrogénio de 0,09 kg/m³ para 40 kg/m³ [24].

Para um armazenamento em estado líquido tem-se de ir ao encontro do ponto de ebulição do hidrogénio que será de -252,87° C, para obtermos esta temperatura tem-se um gasto energético de cerca de 15,2 kWh/kg, muito superior ao do gás comprimido. No entanto a massa específica passará quase a ser o dobro, 70,8 kg/m³ [24].

2.3.1. Abastecimento de Veículos

Para o abastecimento de veículos movidos a pilha de combustível alimentada a hidrogénio, existem duas possibilidades de abastecimento atualmente, um abastecimento a 35 MPa de pressão utilizado em veículos pesados, e 70 MPa para veículos ligeiros. Esta diferença deve-se ao espaço necessário para o armazenamento no próprio veículo, ou seja, num veículo ligeiro é necessário que a pressão seja maior para que a densidade do hidrogénio aumente e ocupe menor volume. O consumo energético deste tipo de processo será de 2,23 kWh/kg para uma compressão a 44 MPa e 3,0 kWh/kg para uma compressão a 88 MPa. Como se pode ver, esta diferença do consumo energético para duas pressões distintas faz com que o custo do hidrogénio aumente no abastecimento de veículos ligeiros comparativamente aos veículos pesados [24]. Pode-se verificar pela figura 10 as etapas para que possa haver um abastecimento de veículos com hidrogénio verde.

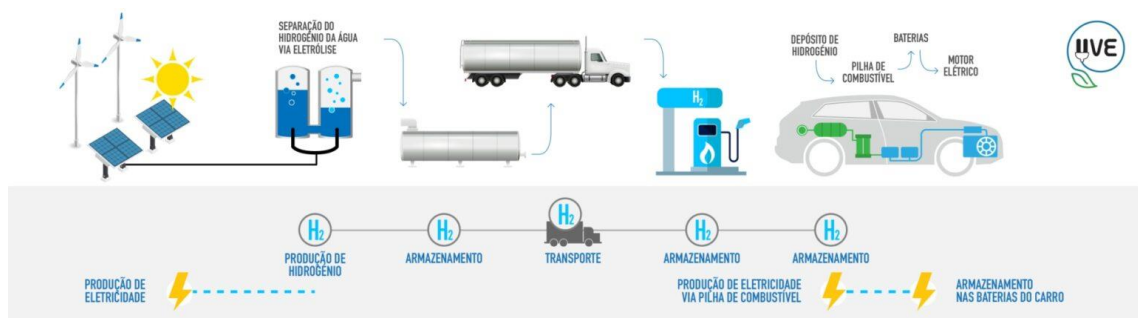


Figura 10 - Etapas do hidrogénio para Abastecimento de Veículos [49]

2.3.2. Injeção de Hidrogénio na Rede de Gás Natural

A ideia de injeção de hidrogénio verde na rede de gás natural está associada à obtenção de calor quer a nível industrial quer a nível doméstico menos dependente de combustíveis fósseis. Este é um dos métodos que apresenta maior viabilidade para a redução de emissões de GEE, porque ao misturar o hidrogénio com o gás natural, utilizando a rede de distribuição de gás existente, tem-se um meio de redução do consumo de gás natural (combustível fóssil). Isto possibilita ao mesmo tempo a redução de custos de instalação de sistemas de armazenamento e de compressão do hidrogénio, que terá apenas de ser comprimido para integrar a rede de distribuição de gás natural e em certos casos, um sistema de armazenamento de pequenas dimensões para servir de regulador de caudal antes da injeção na rede.

2.4. Hidrogénio Verde

As energias renováveis têm um importante papel a desempenhar tanto na redução de combustíveis fósseis a nível global, mas também na redução dos GEE. No entanto para podermos tirar proveito dessa mesma energia limpa, existem grandes desafios que tem-se de ultrapassar tais como as flutuações de geração de eletricidade e as dificuldades na integração da rede.

Perante estes desafios, necessita-se que exista um vetor energético que possibilite a introdução de energia de um modo geral para os setores de uso final, e que esse mesmo vetor energético fosse “limpo” de modo a evitarmos os GEE. Este vetor existe e é denominado hidrogénio verde [24].

Terá um importante papel no que toca à descarbonização de grandes setores que seriam impossíveis de descarbonizar e eletrificar com as tecnologias atualmente concebidas. Esta eletrificação teria ainda a vantagem de que deixariam de existir os grandes problemas associados às flutuações da produção renovável de eletricidade [24].

Ao ser inserida a utilização de energias renováveis para a produção de hidrogénio, este passará a ser denominado por Hidrogénio Verde. A utilização de energia renovável para extrair o hidrogénio pelos principais métodos, tais como, a eletrólise, daria assim origem a uma forma de energia limpa, dado que não estaremos a utilizar fontes não renováveis para a obtenção do mesmo, e evitando ainda a emissão de CO₂ para a atmosfera.

A utilização da biomassa para produção de hidrogénio é também incluído nos métodos renováveis, isto porque mesmo emitindo CO₂ durante o processo, os constituintes dessa biomassa absorveram durante a sua vida, o CO₂ equivalente ao produzido na obtenção do hidrogénio [28], denominando-se assim CO₂ neutro.

Existem ainda mais três designações para o hidrogénio, que são: hidrogénio cinzento, castanho e azul. Estas designações têm como base o método como é feita a obtenção do mesmo, se forem utilizados combustíveis fósseis, é designado castanho, se for obtido a partir de subprodutos de processos industriais, é designado cinzento. Se ainda for obtido pela conversão por gás natural, mas o CO₂ emitido for recolhido e armazenado, é designado por hidrogénio azul. Na totalidade do hidrogénio existente no mundo para utilização final apenas 4% é produzido a partir de fontes renováveis (hidrogénio verde) [6].

3. Contextualização do Hidrogénio em Portugal

Tal como acontece a nível global, Portugal está empenhado na redução significativa das emissões de GEE e também na redução da dependência de combustíveis provenientes de fontes fósseis. Como país, ao sermos signatários do Acordo de Paris, comprometemo-nos a desenvolver estratégias para atingir os objetivos propostos neste mesmo acordo, sendo estes, o limite do aumento da temperatura média global a níveis abaixo dos 2 graus centígrados acima dos níveis pré-industriais e também a descarbonização da economia.

À data de 2015, as emissões de GEE em Portugal rondaram as 68 milhões de toneladas, tendo como principais responsáveis a produção e transformação de energia e os transportes. Nessa altura as energias renováveis já executavam um papel importante no perfil energético sendo responsáveis por 53% da produção de eletricidade [29].

Foi então desenvolvido o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050) [30] para identificar os principais vetores da descarbonização, as opções de políticas e medidas e o rumo da redução de emissões. Para auxiliar este fim foi criada a meta para 2030 em que foi criado um plano nacional energia e clima para apresentar à comissão europeia as medidas a tomar no país para assim alcançar as metas estabelecidas.

3.1. PNEC

Dado que assumimos o compromisso de transitar para uma economia neutra em carbono até 2050, Portugal criou o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC) [31] que visa, promover a descarbonização da economia e a transição energética, tendo como objetivo a neutralidade carbónica em 2050. Com o PNEC foram criadas várias metas e objetivos até 2030 [31].

OBJETIVOS

- Descarbonizar a Economia Nacional
- Dar Prioridade à Eficiência Energética
- Reforçar a Aposta nas Energias Renováveis e Reduzir a Dependência Energética do País
- Garantir a Segurança de Abastecimento
- Promover a Mobilidade Sustentável

- Promover uma Agricultura Sustentável e Potenciar o Sequestro do Carbono
- Desenvolver uma Indústria Inovadora e Competitiva
- Garantir uma Transição Justa, Democrática e Coesa

METAS

- Incorporação de 47% fontes renováveis no consumo final de energia e 80% de renováveis na produção de eletricidade;
- Reduzir para 65% a dependência energética do exterior;
- Reduzir em 35% o consumo de energia primária;
- Reduzir as emissões de GEE entre 45% a 55% comparativamente a 2005.

Com o pensamento em 2030 Portugal terá de conjugar opções políticas com medidas e opções tecnológicas de modo que se encontrem alternativas para que este plano de ações consiga dar frutos no caminho da economia neutra em carbono. Terão de existir diversas estratégias juntando diversas áreas, tendo como prioridade várias ações, tais como, a eficiência energética, o reforço da diversificação de fontes e vetores de energia, o aumento da eletrificação, o reforço e modernização das infraestruturas, a estabilidade do mercado e investimento, o incentivo à investigação e inovação, a promoção de processos, produtos e serviços de baixo carbono e melhores serviços energéticos e uma escolha informada dos consumidores. Deste modo espera-se que este plano ajudará a cumprir o RNC 2050 [31].

3.2. Roteiro e Plano de Ação para o Hidrogénio em Portugal

De forma a avaliar o potencial e os impactos da integração do hidrogénio nos setores energéticos de Portugal, a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) criou um plano de ação para que essa mesma integração fosse feita de um modo faseada, tendo em consideração a realidade que o país enfrenta no decorrer da introdução do hidrogénio. Criado este plano, foi feita uma preparação para o PNEC 2030 de modo a facilitar a descarbonização dos vários setores tendo como meta a neutralidade carbónica em 2050. Por fim, este plano pretende que o hidrogénio seja utilizado como o vetor energético versátil que se pode vir a tornar uma das soluções para descarbonizar toda a economia se for produzido de um modo “verde” [32].

Pelo Roteiro e Plano de Ação para o Hidrogénio em Portugal [32], pode-se visualizar a previsão de produção de hidrogénio verde para 2030 em diferentes cenários apresentados na tabela 2, onde o primeiro “PNEC ME” será o que manterá as medidas existentes sem adicionar medidas de introdução de renováveis ou eficiência energética, o “PNEC MA” trata-se de implementar medidas para que seja obtido um consumo final de bruto de energias renováveis de 47% incluindo a utilização do hidrogénio no setor dos transportes e na injeção na rede de

gás natural, o cenário “H2 Base” será a atualização do anterior (PNEC MA) em que haverá uma introdução mais acentuada do hidrogénio no sistema energético nacional havendo um aumento de produção por um projeto de eletrolisador de 2GW, o “H2 export+” será uma variante do “H2 base” mas com preferência na exportação, o “H2 export-” ao contrário do anterior, privilegiar o uso interno e menos exportação e o ultimo cenário (H2 duplo) refere-se à aplicação de medidas mais acentuadas que favorecem a introdução e produção do hidrogénio. Do primeiro até ao último cenário, as medidas de intervenção nos sistemas produtores e a gestão dessa produção são intensificadas de caso para caso. A quantidade de produção de hidrogénio previsto nos diferentes cenários está representado na tabela 2.

Tabela 2 - Previsão de Produção de Hidrogénio Verde em 2030 [32]

Produção H2 (TWh em 2030)	PNEC ME	PNEC MA	H2 Base	H2 export +	H2 export -	H2 duplo
Via gaseificação	-	0,8	0,48	0,48	0,48	0,48
Via eletrólise dispersa	-	0,72	0,08	0,08	0,08	0,08
Via eletrólise centralizada	-	-	10,02	10,02	10,02	20,04
Total de H₂ produzido (TWh)	-	0,82	10,59	10,59	10,59	20,61

Este hidrogénio verde, produzido na sua maioria por meio da eletrólise, que será a forma mais favorável para a introdução em vários cenários energéticos. Esta produção é obviamente acompanhada por um grande investimento, pois, até aos dias de hoje, a maioria dos sistemas energéticos (não renováveis) foram idealizados de maneira a corresponderem às necessidades dos consumidores e de forma que o custo energético seja reduzido face a essas mesmas necessidades. Para combater esta tendência, têm sido criados planos de ajuda para investimentos deste género, para que haja um incentivo na descarbonização dos vários setores e cumprimento das metas do PNEC 2030.

Pode-se observar na tabela 3, os investimentos previstos para os períodos 2021-2030 e 2031-2040 para os mesmos casos apresentados descritos anteriormente.

Tabela 3 - Previsão de Investimentos em Produção de Hidrogénio Verde até 2040 [32]

Investimento total por década	PNEC ME	PNEC MA	H2 Base	H2 export +	H2 export -	H2 duplo
Investimento 2021-2030 (M€)	111	1 377	5 590	5 566	5 633	9 906
Investimento 2031-2040 (M€)	80	2 046	9 400	9 326	9 542	9 695
Total de investimento até 2040	191	3 424	14 990	14 891	15 175	19 601

Serão investimentos a rondar os 3424 M€ até 2040, no caso do PNEC MA, que é o que mais se aproxima ao caso de estudo neste projeto (trata-se de introduzir políticas e medidas para que as renováveis integrem 47% do consumo final bruto de energia em 2030, e ainda a utilização de hidrogénio no setor dos transportes e na injeção na rede de gás natural).

3.3. Cadeias de Valor do Hidrogénio

No roteiro para o hidrogénio em Portugal, são identificadas as principais cadeias de valor do hidrogénio que mais se aplicam de momento à realidade do país, sendo denominados por *Power-to-Mobility* (aplicação à mobilidade), *Power-to-Gas* (Injeção na rede de gás natural), *Power-to-Power* (produção de eletricidade e calor).

As duas primeiras cadeias de valor serão aplicadas antes de 2030 e 2025, respetivamente, e a última aplicada apenas após 2030. O primeiro objetivo trata-se da introdução do hidrogénio na mobilidade (trata-se da utilização de hidrogénio em veículos com pilha de combustível), onde o hidrogénio verde será aplicado inicialmente em transportes coletivos, pesados de mercadorias, frotas e posteriormente em aplicações individuais.

No que toca à injeção de hidrogénio na rede de gás natural, o objetivo será a aplicação antes de 2025 se o hidrogénio for produzido por meio de eletrólise com recurso a energia renovável.

E por fim, a utilização do hidrogénio para produção de eletricidade e calor será apenas aplicada após 2030 quando a tecnologia tiver amadurecido e o custo dos equipamentos for mais reduzido, em que utilizando custos energéticos mais baixos e aproveitamento de períodos de produção excedente de energia renovável, pode-se produzir hidrogénio para posterior utilização na produção de eletricidade e calor.

3.4. Legislação para a Produção de Gases de Origem Renovável

Gases de origem renovável são combustíveis gasosos produzidos por meio de processos que tenham como base fontes de energia renovável, sendo o hidrogénio participante deste grupo de gases de origem renovável, denominando-se por hidrogénio verde.

Em termo legislativos, para que possa haver a curto prazo uma idealização das dificuldades para a produção do hidrogénio verde, tem-se de definir medidas a implementar para que juntamente como o PNEC e o Roteiro para a Neutralidade Carbónica, usufruamos do hidrogénio na mobilidade, produção de calor e eletricidade, e a injeção na rede de gás natural.

Para que isso aconteça, o Roteiro e Plano de Ação para o Hidrogénio em Portugal, apresenta medidas e ações a implementar pelos diferentes “Stakeholders”. Será necessário criar sistemas de produção descentralizados para produção de eletricidade e calor e novos modelos de negócio potenciados pelas cadeias de valor do hidrogénio. Neste caso serão

empresas, grupos de investigação, o próprio governo e ainda os municípios que terão de identificar as barreiras regulamentares existentes para a introdução do hidrogénio nestes sistemas de produção e modelos de negócio num período temporal entre 2020 e 2050.

Para além destas ações deve também ser criada legislação e regulamentação para a introdução do hidrogénio nos vários setores como a indústria ou os transportes. Esta legislação e regulamentação terá de estar implementada até 2025. Por sua vez até 2030 terão de ser criados sistemas de apoio público ao investimento para todo o processo de produção, englobando o armazenamento, transporte e distribuição do hidrogénio [32].

3.5. Produção

As entidades que pretendam iniciar a produção de gases de origem renovável terão de efetuar um pedido de registo prévio para o exercício da atividade de produção de gases de origem renovável que terá de ser submetido consoante o estipulado no artigo 70º do Decreto-Lei nº 62/2020 [33].

Pelo mesmo decreto-lei, está estipulado que o produtor de gases de origem renovável poderá aplicar o seu produto final a qualquer fim, tais como a injeção na rede pública de gás natural, autoconsumo, aplicação ao setor dos transportes ou consumidores industriais, entre outros fins.

O comercializador de gases de origem renovável terá a obrigação tal como os consumidores de produzir e consumir, respetivamente, para que seja alcançada as quotas mínimas de incorporação. Dentro de um mecanismo de alavancagem por subsídios, o preço desses gases de origem renovável terá de se aproximar ao preço do gás natural, sendo esta diferença financiada, não favorecendo o revendedor.

3.6. Passos para a Implementação

Para que haja uma agilização na introdução do hidrogénio nos vários setores económicos, Portugal tem vindo a adotar medidas para a redução da utilização de combustíveis fósseis, nomeadamente o encerramento em 2021 de duas centrais nacionais de produção de eletricidade sustentadas a carvão e também a venda de veículos elétricos, que por meio de incentivos fiscais e pela consciência da população tem vindo a aumentar. Ainda no que toca à redução da utilização dos combustíveis fósseis e à redução da emissão de gases poluentes o estado português criou o programa de apoio à redução das tarifas nos transportes públicos, aumentando assim o número de passageiros em 12%.

Ao necessitarmos de reduzir as emissões de GEE, mas existindo a necessidade de manter a indústria, os transportes e os edifícios a funcionar na sua normalidade, tem-se de substituir os vetores energéticos utilizados atualmente, sendo que as energias renováveis (ER)

e a eletricidade de baixo carbono baseada em fontes de energias renováveis (FER) são a aposta de momento mais favorável que permitirá responder, juntamente com medidas de eficiência energética a mais de 90% da redução de emissões exigidas. [24]

Uma das formas de reduzir as emissões de GEE na produção de energia será a junção de várias entidades para a utilização de fontes renováveis de energia. Em vez de existirem sistemas de produção de energia renovável particulares, exigindo um elevado esforço financeiro, teremos a hipótese de criar uma comunidade de energias renováveis (CER).

3.7. Comunidade de Energias Renováveis CER

Por definição, presente no Decreto-Lei 15/2022 de 14 de Janeiro [34], uma CER consiste numa comunidade de entidades com uma relação de proximidade que tenham como objetivo, fornecer benefícios ambientais, económicos e sociais, de um modo que o principal objetivo não seja o lucro financeiro, mas um fornecimento de energia renovável a um custo mais baixo que o fornecido pela rede.

A CER poderá produzir, consumir, armazenar e vender energia renovável, sem que haja prejuízo dos membros constituintes da mesma, cumprindo sempre as suas obrigações e direitos.

Para que possa dar início da atividade de produção de energia por parte da CER, segundo o DL 15/2022, terá de haver um registo da propriedade ou licença de produção, para que possa existir registos em matéria de direitos, deveres e contagem da energia produzida. Além disso terá de haver regras para o autoconsumo coletivo, de entre elas a autorização de utilização pelas partes comuns e aprovação do regulamento interno, sendo ainda necessário a designação de um técnico responsável pelas instalações.

Utilizando o município do Seixal como exemplo, existe o objetivo de que várias empresas do parque industrial do Seixal integrem uma comunidade para usufruírem da energia produzida de um sistema fotovoltaico, criando assim uma comunidade de energias renováveis.

3.8. Custo do hidrogénio

Nas várias cadeias de valor do hidrogénio tem-se custos diferentes dependendo do método de produção, armazenamento e distribuição. Por exemplo para a integração na mobilidade teria um custo mais elevado em comparação com a injeção na rede de gás natural, pois terá um maior número de processos associados. A compressão, armazenamento e abastecimento dos veículos são exemplos de processos que farão com que exista uma diferenciação desse custo.

Pelo projeto de avaliação do potencial e impacto do hidrogénio em Portugal, pode-se verificar o custo energético das várias matérias-primas utilizadas na produção do hidrogénio (tabela 4). Estes valores serão utilizados para calcular a estimativa do custo do hidrogénio nas diferentes cadeias de valor, utilizando diferentes tecnologias e processos.

Tabela 4 - Custo Energético das Matérias-Primas para Produção de Hidrogénio 2015 – 2030 [24]

Preço de Energia	2015	2030
Biomassa	0,10 €/kg	0,03 €/kg
Etanol	0,33 €/litro	0,33 €/litro
Energia Elétrica	0,05 €/kWh	0,03 €/kWh
Gás Natural	0,03 €/kWh	0,035 €/kWh

A DGEG efetuou uma análise e previsão para o custo do hidrogénio em 2015 e em 2030 nas diferentes cadeias de valor. Na tabela 5 pode-se ver um excerto da tabela original apresentada no projeto realizado pela DGEG acima referido. Nesta tabela estão presentes as três cadeias de valor abordadas neste projeto, a integração do hidrogénio na mobilidade, a introdução na rede de gás natural e a utilização para produção de eletricidade.

A divisão desse custo está separado por diferentes tecnologias utilizadas na produção do hidrogénio, em primeiro lugar como “AE” tem-se a utilização de eletrolisadores alcalinos, “PEME” representa os eletrolisadores de membrana permutadora de protões, SOE representa a eletrólise de óxido sólidos e SMR de GN refere-se à reforma a vapor do metano de gás natural. No que toca à introdução na rede elétrica, são as mesmas tecnologias, mas adicionando a utilização de pilhas de combustível, ou seja “AFC, PEMFC, SOFC” em que FC é representativo de *Fuel Cell*.

Tabela 5 - Custo do Hidrogénio nas Diferentes Cadeias de Valor [24]

Aplicação da Cadeia de Valor		Custo total para a cadeia de valor (€/kg)	
		2015	2030
Mobilidade Semi-centralizada HRS veículos ligeiros	via AE	0,15	4,61
	via PEME	6,00	4,81
	via SOE	9,43	7,85
	via SMR de GN	4,56	4,61
Mobilidade Descentralizada	via AE	4,18	3,77
	via PEME	5,15	3,97
	via SOE	8,58	7,01
	via SMR de GN	3,71	3,77
Introdução na Rede de Gás Custos de Injeção	via AE	4,47	4,38
	via PEME	5,00	4,24
	via SOE	7,57	6,38
	via SMR de GN	3,52	3,32
Introdução na Rede Elétrica (€/MWh)	via AE + AFC	211,3	202,5
	via PEME + PEMFC	246,5	193,7
	via SOE + SOFC	415,9	337,1
	via gaseific. biomassa + AFC	182,9	170,7
	via gaseif. biom. + PEMFC	202,1	165,9
	via gaseific. Biomassa + SOFC	294,5	245,3

Com os valores da tabela 5 poderemos ter uma perceção do custo do hidrogénio para as diferentes abordagens feitas neste projeto, sabendo também que o valor de venda será mais elevado devido à margem de lucro de produção e comercialização. Nas simulações presentes neste projeto o preço de venda do hidrogénio será uma média dos valores retirados de estudos, mas sempre sobrevalorizado tendo em conta essa mesma margem de lucro.

4. Caso de Estudo

4.1. Enquadramento no Projeto

O presente projeto, irá de encontro às cadeias de valor do hidrogénio criadas pelos planos de ação para o hidrogénio em Portugal, sendo estudadas as cadeias de valor *Power-to-Mobility* (aplicação à mobilidade), *Power-to-Gas* (injeção na rede de gás natural), *Power-to-Power* (produção de eletricidade e calor), de modo a estudar a ligação entre os planos para a introdução do hidrogénio na economia portuguesa e a rentabilidade dessas formas de aplicação do hidrogénio.

Será ainda apresentada um exemplo de uma empresa que por iniciativa própria procedeu à instalação de um sistema eletrolisador para produção de hidrogénio para venda utilizando a cadeia de valor *Power-to-Gas*, sendo o hidrogénio produzido injetado na rede de gás natural. Foi realizada uma visita às suas instalações e dessa visita foram retiradas várias informações importantes para a realização desta parte prática do projeto.

São depois apresentadas duas simulações distintas, que utilizarão a mesma base, de produção de hidrogénio por meio de um sistema eletrolisador utilizando energia proveniente de fontes renováveis.

Será apresentada em primeiro lugar a simulação para estudar a rentabilidade utilizando duas cadeias de valor do hidrogénio, *Power-to-Mobility*, e *Power-to-Gas*, em que serão apresentadas várias hipóteses diferentes no que toca à proveniência da energia utilizada no eletrolisador. A diferença entre as simulações das cadeias de valor estará na necessidade de hidrogénio prevista nas duas situações e no tempo de funcionamento do sistema.

A segunda simulação estará relacionada com a maior utilização que poderemos fazer do sistema nos períodos em que há sol disponível para existir produção fotovoltaica e nos períodos em que a energia da rede é mais barata para assim tirarmos uma maior rentabilidade possível do sistema, tentando ao mesmo tempo não prejudicar o meio ambiente. São assim apresentadas duas hipóteses de produção, a primeira em que a energia provém de um sistema fotovoltaico privado, e a segunda em que a energia provém de uma CER.

Será ainda apresentado no final uma pequena abordagem a uma terceira cadeia de valor que se trata da *Power-to-Power*, em que serão calculadas as condições de funcionamento deste tipo de sistema.

4.2. Exemplo de Aplicação

4.2.1. Gestene

No intuito de avançar com um projeto piloto de obtenção de hidrogénio, a agência municipal de energia do Seixal, juntamente com o município do Seixal, procuraram empresas que tenham avançado com a criação de projetos piloto para a obtenção de hidrogénio, de forma a obter informações e facilitar a abordagem do tema. De momento uma empresa situada no parque industrial do Seixal denominada “Gestene”, encontra-se numa fase avançada dum sistema para obtenção de hidrogénio. Esta empresa integra o projeto Green Pipeline Project [35], onde várias entidades, como se pode ver na figura 11 se juntam para que este projeto piloto tenha sucesso.



Figura 11 - Stakeholders do projeto Green Pipeline [35]

4.2.2. Sistema Fotovoltaico

A Gestene conta com dois sistemas fotovoltaicos independentes, o primeiro com uma potência de 17kW abrangido pelo antigo regime bonificado, apenas para venda de energia para a rede nacional. O segundo sistema conta com uma potência de 25kW tem como função o abastecimento das instalações da própria empresa, sendo o excedente desta produção “oferecido” à rede nacional. Este segundo sistema conta com inversores híbridos que podem fornecer energia em AC diretamente para consumo final das instalações e ainda energia DC para um banco de baterias de gel de 48V.

4.2.3. Sistema Eletrolisador

No interior das instalações pode-se encontrar um sistema eletrolisador do tipo alcalino da marca McPhy de modelo McLyzer 10-30 com uma potência nominal de 50 kW e eficiência a rondar os 50%. Este sistema é alimentado a partir da energia produzida pelo sistema fotovoltaico de 25kW. Pode-se encontrar a ficha técnica deste sistema no Anexo A. Na figura 12 pode-se ver a instalação do sistema eletrolisador na empresa Gestene.



Figura 12 - Sistema Eletrolisador McPhy

O método preferencial para alimentar o sistema eletrolisador será a energia fotovoltaica, no entanto como a geração fotovoltaica tem variações será necessário utilizar a energia da rede elétrica para que haja uma produção constante de hidrogénio. Os produtos que se pode encontrar à saída deste sistema, são o hidrogénio (H_2), que no caso deste sistema tem uma pureza de 99,999%, e oxigénio, sendo este libertado para a atmosfera sem que haja qualquer aproveitamento do mesmo.

O H_2 após passar por um processo de secagem para retirar o excesso de humidade resultante do processo da eletrólise, irá através de tubagem para um depósito de 10 m^3 , com uma função de intermediário entre o sistema eletrolisador e as condutas que constituem o ramal que transportará o H_2 até ao ponto de regulação e mistura com o gás natural.

O sistema em funcionamento nominal produz $10\text{ Nm}^3/\text{h}$ de H_2 a uma pressão de 1 MPa e segundo a ficha técnica do fornecedor tem um consumo de $4,5\text{ kWh}/\text{Nm}^3$ de energia elétrica. Além de consumir energia elétrica, este sistema também consome água que passa por um sistema de purificação e desmineralização.

O custo global para um sistema desta dimensão rondará os 200 mil euros, incluindo toda a preparação elétrica e mecânica para a sua instalação.

4.2.4. Dados Gerais

O sistema ainda não está em funcionamento e também ainda não houve qualquer teste de produção porque o ramal que liga as instalações da empresa ao ponto de mistura, ainda não tinha sido construído, devido à falta de aprovações da DGEG. Após alcançarem todas as medidas necessárias para efetuar a produção, o sistema será purgado com um gás inerte, para que não haja contacto do hidrogénio com o ar, e estará pronto a produzir.

Foram ainda fornecidas informações de tópicos que são expectáveis que aconteçam, tais como, a injeção na rede de gás natural será entre 2 e 15%, e o custo do kg de hidrogénio obtido será entre os 5 a 7,5€.

4.3. Introdução à Simulação

Uma das formas de evitar o custo elevado das instalações fotovoltaicas, será a união de entidades para a instalação de sistemas fotovoltaicos comunitários, criando assim Comunidades de Energias Renováveis (CER), sendo uma possibilidade de criar fontes de energias renováveis com impacto na indústria por exemplo, de uma forma monetariamente mais favorável para todas as partes constituintes da CER.

O Município do Seixal tem como objetivo a criação de um projeto piloto de produção de hidrogénio verde, pelo que, em colaboração com o Instituto Politécnico de Setúbal, surgiu este tema de projeto de mestrado, que tem como finalidade, estudar a forma mais rentável de uso final desse hidrogénio verde no parque industrial do Seixal.

Neste capítulo será abordada uma simulação de rentabilidade para a instalação piloto de um sistema eletrolisador no município do Seixal, tendo simulação como base alguns valores retirados da visita à empresa Gestene, tais como a potência dos equipamentos, o seu custo, o consumo energético e outros valores de menor importância.

Serão demonstradas simulações para dois cenários, como o consumo de hidrogénio por parte de veículos movidos a pilha de combustível e a injeção de hidrogénio na rede de gás natural.

Foi criada uma folha de cálculo de modo a efetuar estes cálculos para a viabilidade de um sistema deste tipo. Para a criação desta folha de cálculo, foram utilizadas ferramentas fornecidas por docentes durante o percurso académico deste mestrado.

4.4. Simulação

Foi utilizado como referência o equipamento instalado na empresa Gestene como referido anteriormente, trata-se de um eletrolisador da marca McPhy com uma potência de 50 kW, um consumo energético de 4,5 kWh/Nm³, conta com uma produção de 10 Nm³/h, e um custo de aproximadamente 200000 €.

Para que possamos avaliar a rentabilidade do projeto, o hidrogénio produzido, será vendido a um valor médio de 6€/kg. Este valor tem como base o estudo realizado pela DGEG para o custo do hidrogénio [24] e com base noutro estudo [20], sendo este valor referente à media de preços praticados à data deste projeto. Utiliza-se este valor para assim termos uma noção se a venda deste hidrogénio produzido é ou não rentável comparando o valor de venda com os gastos anuais deste sistema juntamente com as matérias-primas necessárias para o seu funcionamento.

O intuito deste estudo seria a utilização de energias renováveis para a produção de hidrogénio, no entanto foram considerados quatro casos para cada hipótese em estudo, a primeira será um caso base em que apenas se utiliza energia proveniente da rede para que tenhamos uma base de comparação para os restantes casos. No segundo caso será estudado a utilização de 80% da energia proveniente da rede e 20% de uma CER a implementar no parque industrial do Seixal, o terceiro caso será de 50%/50%, e o quarto 20%/80%.

Dado a potência do eletrolisador em questão, será necessário contratar média tensão para a alimentação do mesmo, e havendo a possibilidade de contratar uma tarifa tetra-horária, será favorável que o funcionamento do equipamento seja feito durante as horas em que energia é mais barata, ou seja, período de vazio normal e super vazio. À data deste projeto, o custo do kWh referente à tarifa de longas utilizações, para estes dois períodos, são de 0,0764€ para o período de vazio normal durante metade dos meses do ano, e 0,0777€ para o período de vazio normal nos restantes seis meses do ano, para o período de super vazio tem-se o valor de 0,0667€ para metade dos meses do ano e de 0,0717€ para os restantes meses [36].

Pode-se ver os dados gerais utilizados nas várias simulações na tabela 6, onde se pode encontrar o valor da potência do sistema eletrolisador, o seu custo, o consumo energético, e a produção de hidrogénio por hora, na segunda metade da tabela, encontramos o preço de venda expectável para o H₂ produzido, a quantidade de veículos simulados, o valor do caudal de gás natural utilizado para esta simulação (ao qual será misturado o H₂), e por fim a quantidade de dias uteis existentes num ano.

Tabela 6 - Dados Gerais da Simulação

Sistema Eletrolisador				Geral			
Potência [kW]	Custo [€]	Consumo Energético [kWh/Nm ³]	Produção [Nm ³ .h]	Preço de venda H ₂ [€/kg]	Quantidade de Veículos	Consumo Médio Gasoduto [m ³ /h]	Dias Uteis Anuais
50	200000	4,5	10	6	2	75	253

4.5. Mobilidade nos Transportes (*Power-to-Mobility*)

Para esta simulação foram estudados a utilização de dois veículos ligeiros de passageiros para três distâncias diárias diferentes, 100, 200 e 300 km. Estes veículos contam com um consumo estimado de 0,95 kg de hidrogénio / 100km [37].

Para este tipo de instalação será necessário adicionar o custo de um sistema de armazenamento e compressão para o abastecimento de veículos. É de notar que este sistema de compressão irá adicionar um custo ao preço de venda do hidrogénio, dado que terá de haver um processo adicional para que o utilizador final possa usufruir do mesmo [20]. Para este tipo de utilização, o preço expectável de venda será de 4,2 a 9,1 €/kg [32]. No entanto para este trabalho, o preço de venda do hidrogénio será igual a 6€/kg para todas as hipóteses.

Para um veículo a hidrogénio o custo por cada 100 km de autonomia será de 5.7€, em contraste, os valores para um veículo com motor de combustão terá um valor de 8-14€ /100 km, realçando ainda o peso dos impostos nestes últimos.

4.5.1. Hipótese Base

Em cada caso foi calculado o lucro anual pela venda do hidrogénio e calculado o consumo energético necessário à produção do mesmo. Como referido anteriormente, para o caso base foi apenas utilizado energia proveniente da rede, e pode-se visualizar os resultados na tabela 7.

Tabela 7 - Resultados referentes ao caso base

Distância Diária [Km]	Quantidade de H ₂ Necessário Diariamente [Nm ³]	Horas de Produção Diária [horas]	Valor de Venda H ₂ Anual [€]	Necessidade Energética Diária [kWh]
100	21	2,1	3004	95
200	42	4,2	6009	190
300	63	6,3	9013	285

Como referido anteriormente, na primeira coluna estão representadas as três distâncias dimensionadas para esta simulação, na segunda coluna, está representado a quantidade de hidrogénio necessário diariamente para os veículos percorrerem as distancias estabelecidas, na terceira coluna está representado a quantidade de horas de funcionamento do eletrolisador para fornecer o hidrogénio necessário, na quarta coluna é apresentado o lucro obtido com a venda do hidrogénio necessário para a mobilidade dos respetivos quilómetros durante todos os dias uteis do ano, em duas viaturas, na quinta e ultima coluna, é apresentado o consumo energético necessário para a produção no período previsto.

Para o cálculo da quantidade de hidrogénio necessário diariamente, foi utilizada a fórmula (1), abaixo representada. O valor de 11,126 (Nm³/kg) representa o volume de 1kg de hidrogénio em condições normais de pressão e temperatura (1atm e 0°C) [38].

$$H_2 \text{ Diário} = N^{\circ} \text{ de Veiculos} * \text{Consumo Veiculos} \left[\frac{kg}{km} \right] * \text{Distância Diária [km]} * 11,126 \left[\frac{Nm^3}{kg} \right] \quad (1)$$

No cálculo do valor de venda do hidrogénio anualmente foi utilizada a fórmula (2), que se pode visualizar abaixo.

$$\text{Valor de Venda do H}_2 = N^{\circ} \text{ de Veiculos} * \text{Consumo Veiculos} \left[\frac{kg}{km} \right] * \text{Distância Diária [km]} * \text{Dias uteis Anuais} * \text{Preço de venda H}_2 \left[\frac{€}{kg} \right] \quad (2)$$

Na quinta coluna está representado a necessidade energética diária para a produção do hidrogénio, e foi utilizada a fórmula (3) para o cálculo da mesma. Em que o consumo energético consiste na energia que o sistema eletrolisador consome para produzir 1 Nm³ de hidrogénio.

$$\begin{aligned} \text{Energia Diária} &= N^{\circ} \text{ de Veiculos} * \text{Consumo Veiculos} \left[\frac{\text{kg}}{\text{km}} \right] * \text{Distância Diária [km]} * \\ \text{Consumo Energético} &\left[\frac{\text{kWh}}{\text{Nm}^3} \right] * 11,126 \end{aligned} \quad (3)$$

Para o cálculo do custo energético anual, foi utilizada uma folha de cálculo auxiliar, onde são inseridos os valores do custo da energia nos vários períodos diários (ponta, cheias, vazio normal e super vazio), calcula-se o somatório da energia consumida nos diferentes períodos, e inserimos o número de dias de consumo dos mesmos. Na fórmula (4) pode-se visualizar um exemplo desse cálculo.

$$\text{Custo Energético} = \text{Custo do kWh} \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] * \text{Quantidade [kWh]} * N^{\circ} \text{ de Dias} \quad (4)$$

Na última coluna, para calcular o lucro total anual, tem-se de realizar a subtração do valor de venda do hidrogénio pelo custo da energia consumida, tal como se pode ver na fórmula (5).

$$\text{Lucro Total Anual} = \text{Valor de Venda H2 [€]} - \text{Custo Energético Anual [€]} \quad (5)$$

4.5.2. Hipótese 1

Nesta primeira hipótese foi considerado um consumo de 80% de eletricidade proveniente da rede elétrica e 20% proveniente da CER e pode-se observar os resultados obtidos na tabela 8. De notar que a quantidade de hidrogénio necessária diariamente não deverá ultrapassar em muito os 80 Nm³, dado que estaremos a produzir juntamente com uma fonte de energia fotovoltaico e por isso tem-se apenas seis horas diárias de sol (utilizando o pior cenário de produção solar diária), dado que o equipamento apenas permite a produção de 10 Nm³/h, se ultrapassarmos essas mesmas seis horas de produção, sabemos que estaremos a produzir com 100% energia proveniente da rede.

Tabela 8 – Resultados referentes à hipótese 1

Distância Diária [Km]	Quantidade de H ₂ Necessário Diariamente [Nm ³]	Valor de Venda H ₂ Anual [€]	Custo Energético CER [€]	Custo Energético REDE [€]	Lucro [€]
100	21	3004	289	1542	1174 €
200	42	6009	578	2887	2544 €
300	63	9013	866	4324	3823 €

Para o preço do kWh fornecido pela CER foi feita uma média de entre valores de CER's já existentes, sendo que este valor será mais baixo cerca de 40% relativamente ao custo médio do kWh fornecido pela rede de acordo com estudos realizados [39], [40]. Pela edição de 2021 do relatório "Energia em Números" [41] pode-se saber que o custo médio do kWh para média tensão se encontra a rondar os 0,14 €/kWh. No entanto este valor, será sempre acordado pelas entidades que constituem a CER, sendo que o valor utilizado para esta simulação é de 0,06 €/kWh. Pode-se reparar que este é inferior ao valor do kWh nos períodos de vazio normal e de super vazio, portanto os resultados da diferença entre o lucro e o custo será maior que no caso em que se utiliza apenas energia da rede.

Para os cálculos desta hipótese foi utilizado novamente a fórmula (2) para o valor de venda do hidrogénio.

No cálculo do custo energético proveniente da CER, do valor do consumo energético total do equipamento é subtraído 20% desse mesmo consumo, este valor obtido será então multiplicado pelo valor do custo do kWh fornecido pela CER (0,06 €/kWh). A diferença deste cálculo para o cálculo do custo energético proveniente da rede, é que este custo será constante durante os períodos de utilização, enquanto na rede, o custo varia conforme o período em que será consumida a energia.

4.5.3. Hipótese 2

Similar ao que foi realizado na primeira hipótese, considerando agora uma utilização de 50% de energia proveniente da rede e 50% proveniente da CER. Pode-se visualizar os resultados na tabela 9.

Tabela 9 - Resultados referentes à hipótese 2

Distância Diária [Km]	Quantidade de H ₂ Necessário Diariamente [Nm ³]	Valor de Venda H ₂ Anual [€]	Custo CER [€]	Custo REDE [€]	Lucro [€]
100	21	3004	722	1037	1245 €
200	42	6009	1444	1878	2686 €
300	63	9013	2166	2719	4128 €

Pode-se verificar que conforme a utilização da energia proveniente da CER aumenta, o lucro também aumenta, dado que o caso base, tem um custo energético mais alto que o custo da energia proveniente da CER.

4.5.4. Hipótese 3

Para esta última hipótese, foi considerado uma utilização de 20% de energia da rede e 80% da CER. Estando os resultados na Tabela 10.

Tabela 10 - Resultados referentes à hipótese 3

Distância Diária [Km]	Quantidade de H ₂ Necessário Diariamente [Nm ³]	Valor de Venda H ₂ Anual [€]	Custo CER [€]	Custo REDE [€]	Lucro [€]
100	21	3004	1155	533	1316 €
200	42	6009	2311	869	2829 €
300	63	9013	3466	1206	4342 €

Como conferido na hipótese anterior, quanto maior é a quantidade de energia utilizada proveniente da CER, maior será o lucro obtido.

4.5.5. Conclusões Mobilidade nos Transportes

Finalizando este primeiro caso de possibilidade de utilização final do hidrogénio, pode-se encontrar na tabela 11 os resultados finais do lucro obtido entre a produção e a venda do hidrogénio para abastecimento de veículos movidos a pilha de combustível.

Tabela 11 - Custo Energético e Lucro das Várias Hipóteses

Hipótese Base		Hipótese 1		Hipótese 2		Hipótese 3	
Custo Total	Lucro	Custo Total	Lucro	Custo Total	Lucro	Custo Total	Lucro
1850 €	1154 €	1831 €	1174 €	1759 €	1245 €	1688 €	1316 €
3516 €	2493 €	3465 €	2544 €	3322 €	2686 €	3180 €	2829 €
5370 €	3643 €	5190 €	3823 €	4885 €	4128 €	4671 €	4342 €

Com esta simulação para a mobilidade nos transportes pode-se concluir que utilizando energia proveniente da rede a um custo médio de 0,0692 €/kWh para o período de super vazio e 0,07705 €/kWh para o período de vazio normal, comparativamente a um custo de 0,06 €/kWh proveniente da energia da CER, será sempre benéfico utilizar energia proveniente de fontes renováveis, não só pelo facto do custo diminuir comparativamente à utilização de energia proveniente da rede mas também como num aspeto muito importante deste projeto, a utilização de energias renováveis para produzir combustível para o setor dos transportes é um dos grandes avanços na luta da descarbonização de um dos maiores setores consumidores de combustíveis fósseis.

4.5.5.1. Custos associados

Para este tipo de instalação, ou seja, produção de hidrogénio para abastecimento de veículos, tem-se também, custos associados com os próprios veículos, caso seja a entidade instaladora o consumidor de hidrogénio. Haverá ainda o custo de um sistema de compressão e armazenamento, dado que o hidrogénio terá de ser abastecido a 700 bar.

O custo de sistemas de compressão para a quantidade de veículos proposto neste projeto terá custos a rondar os 50000€ [42].

Para o sistema de armazenamento, os custos serão cerca de 11500€ para um depósito de 11 m³ [43].

E finalmente o custo do consumidor final deste combustível, os veículos, terão custos diferentes consoante a marca escolhida para o efeito, mas os valores rondam os 67000€ por veículo [44].

Para efeitos de cálculo do tempo de retorno do investimento, tem-se de somar ao valor do sistema eletrolisador, o valor de todo o sistema de armazenamento e compressão e o valor dos veículos necessários, que neste caso serão dois.

Neste caso tem-se uma soma de valores para o investimento a rondar os 350000€, assim sendo, dividindo o valor do investimento pelo lucro obtido nesse ano, obtem-se o prazo de amortização simples do investimento como vemos na fórmula 6 e os resultados na tabela 12.

$$\text{Prazo de Amortização Simples} = \frac{\text{Investimento}}{\text{Poupança Anual}} \quad (6)$$

Tabela 12 – Prazo de Amortização Simples

Distância Diária [km]	Lucro Anual	Anos
100	1316€	266
200	2829€	124
300	4342€	81

Pode-se ver que o tempo de retorno deste tipo de investimento será bastante elevado. De notar a ausência de cálculos utilizando o custo energético para a compressão e armazenamento do hidrogénio para este tipo de aplicação. Mesmo sem este custo energético o valor do período de retorno do investimento é bastante elevado, com a junção deste custo será ainda mais elevado. As estimativas indicam que o valor desse custo será de 1,5 €/kg de hidrogénio [24].

No entanto se a entidade apenas instalar o sistema eletrolisador e um pequeno depósito de armazenamento para vender apenas hidrogénio para uma entidade que detém os veículos e todos os meios de abastecimento dos mesmos tem-se apenas um investimento inicial de 211500€. Havendo assim uma redução no tempo de retorno como se pode ver na tabela 13.

Tabela 13 - Tempo de retorno do Investimento

Distância Diária [km]	Lucro Anual	Anos
100	1316€	161
200	2829€	75
300	4342€	49

Mesmo com esta redução do custo de investimento, tem-se um tempo de retorno do investimento acima dos 40 anos, com esta informação poderemos concluir que não se trata de uma opção viável dado que antes de obtermos o retorno do investimento teriam de ser adicionados custos associados a manutenção, pois não existem equipamentos com uma vida útil perto dos 40 anos. Assim sendo seria necessário estudar outras alternativas mais favoráveis.

4.6. Injeção na rede de Gás Natural (*Power-to-Gas*)

O objetivo desta segunda simulação será a injeção de hidrogénio nas condutas de gás natural existentes, dado que é possível a mistura de hidrogénio com o gás natural numa percentagem até 15% [24], sem que haja necessidade de alterar os equipamentos de uso final deste.

Para a simulação foram consideradas três percentagens de injeção diferentes, 2%, 3,5%, e 5%. Foi dimensionado um caudal constante de gás natural nas condutas, de 75 m³/h, 24 horas diárias, durante todos os dias do ano. Este valor foi dimensionado desta maneira para facilitar os cálculos do consumo de hidrogénio pela rede de gás. O valor de venda do hidrogénio mantém-se o mesmo de 6 €/kg da simulação anterior. Para este tipo de aplicação, o preço de introdução do hidrogénio na rede de gás natural previsto de 3,5 a 7,6 €/kg [24].

Nesta segunda simulação, é calculado à semelhança da simulação anterior, o lucro da venda de hidrogénio com base no custo energético para a produção do mesmo. No entanto, como foi descrito na simulação anterior, como o custo da energia proveniente da rede é duas vezes superior ao da CER, serão apenas apresentados resultados utilizando o valor do custo da energia proveniente de 80% da CER e 20% da rede.

Pode-se ver os resultados dos cálculos para esta simulação na tabela 14, onde na primeira coluna encontramos as percentagens de injeção de hidrogénio na rede de gás natural, na segunda coluna vemos a quantidade de hidrogénio que é necessário diariamente para a percentagem associada, na terceira coluna é apresentado o valor da venda do hidrogénio produzido, na quarta coluna é apresentado o consumo energético associado à produção diária do hidrogénio necessária, na quinta coluna é apresentada a poupança originada pela percentagem de gás natural que é substituída por hidrogénio (foi calculado o volume de gás natural que se pouparia, e multiplicado o valor do custo do kWh fornecido pelo gás natural), na sexta coluna é apresentado o custo energético da energia consumida para a produção, e por fim na sétima coluna é apresentado o lucro obtido com a venda do hidrogénio.

Tabela 14 - Resultados referentes à Injeção na Rede de Gás Natural

Injeção [%]	Quantidade de H ₂ Necessário Diariamente [Nm ³]	Valor de Venda H ₂ Anual [€]	Necessidade Energética Diária [kWh]	Poupança Anual Injeção de Gás Natural [€]	Custo Energético Anual [€]	Lucro [€]
2	36	7381	162	59,45	3624	3817
3,5	63	12917	284	104,03	6202	6819
5	90	18453	405	148,62	8793	9809

Para os cálculos desta tabela 14 foi utilizada uma folha de cálculo criada para o efeito que contém os dados tarifários da energia elétrica para os diferentes períodos de consumo e onde foi inserido nos vários períodos do tarifário (tetra-horário onde neste caso apenas foi utilizado o período de super vazio) o valor do consumo energético do equipamento, e foi calculado conforme o preço da energia nos vários períodos o custo energético anual para este caso como se pode ver na tabela 15 e 16.

Tabela 15 - Distribuição do consumo pelos períodos tarifários

Inverno			Verão		
		Consumo [kW]			Consumo [kW]
Ponta	9:00>10:30h	0	Ponta	10:30>13:00h	0
	18:00>20:30h	0		19:30>21:00h	0
Cheias	08:00>09:00h	0	Cheias	08:00>10:30h	0
	10:30>18:00h	0		13:00>19:30h	0
	20:30>22:00	0		21:00>22:00	0
Vazio Normal	06:00>08:00h	0	Vazio Normal	06:00>08:00h	0
	22:00>02:00h	0		22:00>02:00h	0
Super Vazio	02:00>06:00h	32,4	Super Vazio	02:00>06:00h	32,4

Tabela 16 - Cálculo do Custo Energético Anual

Tarifa Tri-Horária														
Janeiro				Fevereiro				Março						
	Qtd [kW]	Preço [€/kWh]	Dias Uteis	Custo [€]		Qtd [kW]	Preço [€/kWh]	Dias Uteis	Custo [€]		Qtd [kW]	Preço [€/kWh]	Dias Uteis	Custo [€]
Ponta	0	0,1374	20	0	Ponta	0	0,1374	20	0	Ponta	0	0,1374	23	0
Cheias	0	0,1103	20	0	Cheias	0	0,1103	20	0	Cheias	0	0,1103	23	0
Vazio Normal	0	0,0764	20	0	Vazio Normal	0	0,0764	20	0	Vazio Normal	0	0,0764	23	0
Super Vazio	32,4	0,0667	20	43,2	Super Vazio	32,4	0,0667	20	43,2	Super Vazio	32,4	0,0667	23	49,7
Abril				Maio				Junho						
Ponta	0	0,1384	21	0	Ponta	0	0,1384	21	0	Ponta	0	0,1384	20	0
Cheias	0	0,1106	21	0	Cheias	0	0,1106	21	0	Cheias	0	0,1106	20	0
Vazio Normal	0	0,0777	21	0	Vazio Normal	0	0,0777	21	0	Vazio Normal	0	0,0777	20	0
Super Vazio	32,4	0,0717	21	48,8	Super Vazio	32,4	0,0717	21	48,8	Super Vazio	32,4	0,0717	20	46,5
Julho				Agosto				Setembro						
Ponta	0	0,1384	22	0	Ponta	0	0,1384	22	0	Ponta	0	0,1384	22	0
Cheias	0	0,1106	22	0	Cheias	0	0,1106	22	0	Cheias	0	0,1106	22	0
Vazio Normal	0	0,0777	22	0	Vazio Normal	0	0,0777	22	0	Vazio Normal	0	0,0777	22	0
Super Vazio	32,4	0,0717	22	51,1	Super Vazio	32,4	0,0717	22	51,1	Super Vazio	32,4	0,0717	22	51,1
Outubro				Novembro				Dezembro						
Ponta	0	0,1374	20	0	Ponta	0	0,1374	21	0	Ponta	0	0,1374	21	0
Cheias	0	0,1103	20	0	Cheias	0	0,1103	21	0	Cheias	0	0,1103	21	0
Vazio Normal	0	0,0764	20	0	Vazio Normal	0	0,0764	21	0	Vazio Normal	0	0,0764	21	0
Super Vazio	32,4	0,0667	20	43,2	Super Vazio	32,4	0,0667	21	45,4	Super Vazio	32,4	0,0667	21	45,4
Total	567,5													

A quantidade de hidrogénio necessário diariamente para a injeção na rede de gás natural foi feita a partir do valor de caudal definido para a rede de gás natural, ou seja, dos 75m³/h, retiramos 2%, 3,5% e 5% e vemos qual a quantidade a injetar tal como se pode ver na fórmula (7).

$$\text{Quantidade de H2} = \text{Consumo de Gás} \left[\frac{\text{m}^3}{\text{h}} \right] * \text{Percentagem} [\%] * \text{Horas de Consumo Diário} \quad (7)$$

4.6.1. Custos associados

Para este tipo de instalações, como referido anteriormente existem custos associados com a instalação de condutas de gás e possivelmente um pequeno depósito de armazenamento para compensar as oscilações, estes custos serão cerca de 23€ por metro de conduta de gás, e para um depósito de 11 m³ serão cerca de 11500€. Uma instalação com armazenamento e uma conduta de distribuição de cerca de 2 km terá um custo de cerca de 57500€. Juntando ao valor o custo do sistema eletrolisador, tem-se um custo total de 257500€

Como se pode ver na tabela 17, a hipótese onde haverá um menor tempo de retorno simples do investimento será na injeção de 5% de hidrogénio, que será de 26 anos. Embora elevado e não tendo em conta custos de investimento e manutenção do sistema, considerando um tempo de vida útil de 100000 horas [23] [24], poderá ser uma opção viável especialmente se for obtido algum financiamento de apoio ao projeto.

Tabela 17 - Tempo de retorno do Investimento

Percentagem de Injeção	Lucro Anual	Anos
2	3817€	67
3,5	6819€	38
5	9809€	26

4.6.2. Conclusão Injeção na rede de gás natural

Para este tipo de processos não existe a necessidade de armazenamento ou compressão do hidrogénio, caso a pressão à saída do eletrolisador seja superior à pressão da rede de gás natural, com isto, pode-se retirar da equação esse custo de compressão e armazenamento.

Será uma aplicação que do ponto de vista económico poderá ser mais apelativa que a utilização em mobilidade, dado que o custo associado será apenas do sistema eletrolisador, e porventura o custo da implementação de uma conduta até ao ponto de mistura do ramal de gás natural. É uma aplicação que poderá ter injeção constante, pois, o gás natural é uma matéria-prima que tem um consumo durante todo o dia. Do ponto de vista ambientalista, será uma boa alternativa ao consumo de gás natural que é um combustível fóssil e poluente.

No entanto este período de retorno do investimento é elevado dado que não existe informação suficiente sobre instalações do mesmo tipo para saber se o seu funcionamento contínuo durante 20 ou mais anos será viável, juntando o facto de que não são considerados custos de manutenção e investimentos futuros, pode-se concluir que será uma instalação com pouca viabilidade enquanto não houver uma redução do custo dos equipamentos, e/ou não houver incentivos de investimento.

5. Aplicação Prática

Para estudar de uma forma mais aprofundada toda a potencialidade deste tipo de sistema, serão apresentadas duas simulações em que se utilizará o maior número de horas possíveis de energia fotovoltaica possível e ainda a utilização da energia elétrica da rede nos períodos em que os custos são mais baixos, dado que um dos problemas da utilização exclusiva de sistemas fotovoltaicos para a produção de eletricidade consumida no eletrolisador é que este irá estar parado durante parte do dia o que prolongará muito o tempo para a sua amortização.

Na primeira simulação será apresentado a utilização de um sistema fotovoltaico privado, em que os custos de instalação desse sistema serão a cargo do produtor, e na segunda simulação, será apresentado a utilização de energia elétrica fornecida por uma CER, em que os custos de instalação de energias renováveis não ficará ao encargo de uma só entidade.

5.1. Utilização de Sistema Fotovoltaico Privado

Nesta simulação, serão apresentadas duas hipóteses, a primeira será no fundo, a ideia preferencial do ponto de vista ambiental, a produção de hidrogénio por meio de energia 100% renovável, neste caso proveniente de fonte fotovoltaica, e a segunda será a utilização mista da energia elétrica para a produção do hidrogénio, utilização de fotovoltaico e utilização de energia da rede nos períodos de vazio.

Nesta simulação, não haverá a intervenção de uma CER, ou seja, será simulado a instalação de um sistema fotovoltaico de potência superior ao necessário, para fornecer energia ao sistema eletrolisador, dado que durante o ano a produção de energia com recurso a sistema fotovoltaico não será constante. Assim sendo será necessário dimensionar um sistema com pelo menos mais 50%, como se pode verificar na figura 13, que representa a produção de um sistema fotovoltaico no ano 2017 durante a semana 11 e a semana 29 (exemplo retirado de um estudo [45]). A potência nominal deste sistema é de aproximadamente 79 kW [45], e como se pode confirmar, consegue-se um período de pelo menos seis horas diárias de produção em que a potência será aproximadamente 50% da potência instalada.

Deste modo, como o consumo energético do sistema é de 4,5 kW/Nm³, e se este produzir 10Nm³/h tem-se um consumo de 45 kWh. Isto significa que necessitamos de um sistema de pelo menos, 90 kW de pico, isto para que por exemplo às 10 horas da manhã, o sistema tenha energia suficiente para funcionar, e só se desligue após as 16 horas.

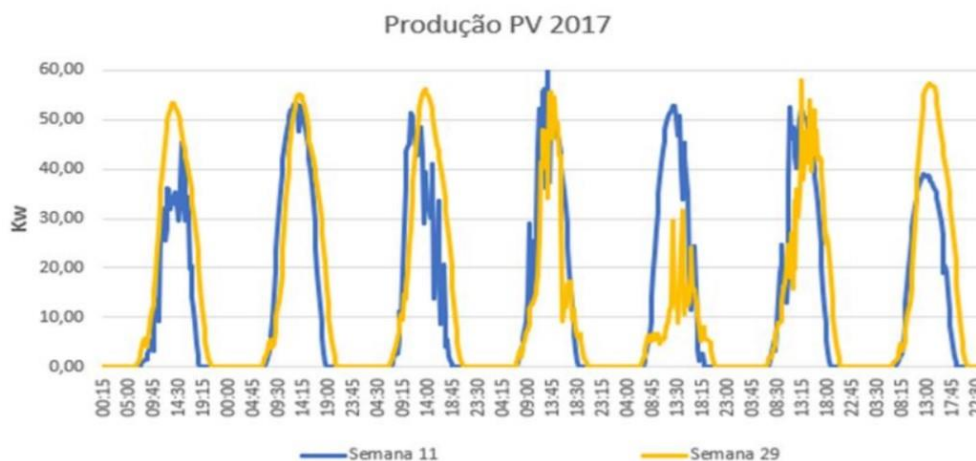


Figura 13 - Produção Fotovoltaica Diária

Não será tido em conta a integração de uma CER, dado que a energia proveniente da mesma seria paga. Assim sendo é simulado a instalação de um sistema fotovoltaico fornecendo energia a custo zero. Para que isto aconteça, o lucro obtido a partir do sistema eletrolisador terá de cobrir os gastos no investimento em equipamento.

Nestes equipamentos estão englobados os equipamentos associados ao sistema eletrolisador e os equipamentos associados ao sistema fotovoltaico.

A partir do momento em que a soma do lucro obtido pela venda do hidrogénio ultrapasse os gastos do investimento em equipamento, assumindo que a vida útil dos equipamentos é superior ao tempo de retorno do investimento, nesse ponto, poderemos afirmar que tem-se energia produzida a custo zero.

Efetuada a simulação, pode-se visualizar os resultados na tabela 18, onde se pode verificar três componentes, seis horas de produção de hidrogénio a partir somente de fonte solar, dez horas de produção proveniente de energia da rede (períodos de vazio e super vazio) e dezasseis horas em que é o somatório do solar com a da rede.

As primeiras seis horas são o valor que, na maioria dos gráficos de produção fotovoltaica se situa no valor dos 50% de produção, ou seja, durante seis horas ao longo do dia haverá pelo menos 50% de potência do sistema em produção.

Na linha das dez horas de produção, refere-se somente a energia proveniente da rede, como se pode comprovar, a linha das seis horas não consta o custo energético e na das dez horas sim, dado que apenas tem-se custos com a energia da rede.

Tabela 18 - Resultados referentes à simulação de sistema fotovoltaico privado

	Diário		Diário			
	Horas de Produção [H]	Valor de Venda H ₂ Anual [€]	Quantidade de Nm ³	Quantidade de kWh	Nº de Horas Anuais de Produção	Custo Energético Anual [€]
Solar	6	8 527 €	60,0	270,00	1518	0
Rede	10	14 212 €	100,0	450,00	2530	9205
Solar+Rede	16	22 740 €	160,0	720,00	4048	9205

Para esta simulação, foi suposto que o sistema eletrolisador iria funcionar durante as dezasseis horas diárias todos os dias uteis do ano, em que seis seriam apenas com energia fotovoltaica e dez com energia da rede, e todo o hidrogénio produzido seria vendido, ou seja, como o sistema produz 10 Nm³/h, teríamos uma produção diária de 160 Nm³ e uma venda da mesma quantidade.

5.1.1. Conclusão Sistema Fotovoltaico Privado

Utilizando o tempo de retorno do investimento simples, poderemos verificar se este, será rentável ou não. Com isto, tem-se de saber o valor do investimento inicial do projeto. Utilizando o valor do sistema eletrolisador de 200000€, e juntando o valor de um sistema fotovoltaico de 70000€, poderemos calcular o seu tempo de retorno do investimento para um total de 270000€ como se pode ver na tabela 19.

Tabela 19 - Tempo de Retorno do Investimento

	Horas Diárias de Produção	Lucro Anual	Anos
Solar	6	8 527 €	32
Rede	10	4 729 €	42
Solar+Rede	16	13 256 €	20

Na tabela 19, acima apresentada, pode-se visualizar que com produção apenas proveniente de energia fotovoltaica, teríamos um tempo de retorno de 32 anos, este valor é bastante elevado, dado que o tempo de vida útil do sistema eletrolisador rondará as 100000 horas de funcionamento, ao laborar 16 horas diárias durante todos os dias uteis do ano, tem-se um tempo de vida útil aproximado de 24 anos. A probabilidade de ocorrer falhas no equipamento em que haja necessidade de intervenção são altas, teríamos de fazer outro investimento em reparações ou trocas de equipamento sem que o tempo de retorno do investimento estivesse completo.

Por outro lado, com a produção proveniente somente da rede, tem-se um tempo de retorno de 42 anos, para este cálculo não foi contemplado o valor do custo do sistema fotovoltaico, ou seja, o único custo associado será do sistema eletrolisador, 42 anos é um valor pior do que os 32 anos da hipótese anterior (somente solar), ficando assim descartada a ideia de efetuar produção apenas por fotovoltaico.

Juntando a produção proveniente de fotovoltaico com a rede, teríamos um tempo de retorno do investimento de 20 anos, o que, seria um valor a ter em consideração, pois, haveria capacidade de conseguir pagar o investimento feito, e após esse acontecimento, poderemos produzir apenas a partir de fotovoltaico tendo um sistema que vai de encontro aos objetivos ambientais de criar energia verde para descarbonizar setores que dificilmente por outros meios poderia ser feito.

Para o cálculo do custo do sistema fotovoltaico foi utilizado um orçamento fornecido para a realização do relatório de estágio em 2019 por uma empresa de instalação de sistemas fotovoltaicos. Pode-se encontrar este orçamento no anexo B.

Para a potência de 90 kW de pico, seria necessário um total de 277 painéis fotovoltaicos, quatro inversores de 25 kW cada, e um custo arredondado de 5000€ para a instalação, mão de obra, estruturas de fixação, entre outros. Estas quantidades de equipamentos e os seus custos associados estão representados na tabela 20.

Tabela 20 - Custo da Instalação do Sistema Fotovoltaico

	€/Uni.	Qtd.	Total €
Custo Painéis	188	277	52076
Custo Inversor 25kW	2850	4	11400
Custos Diversos	5000	1	5000
			68476

Ao investir mais devido à instalação fotovoltaica, retiramos um maior proveito da energia 100% renovável nas horas em que a energia seria mais cara, e iríamos de encontro ao tema deste projeto, no entanto, para conseguir ter um retorno do investimento viável, tem-se de utilizar energia proveniente da rede nas horas em que a energia é mais barata, isto para que

dentro dos possíveis, utilizar o sistema para produzir o máximo nas horas de sol e nas horas em que a energia tem um custo reduzido, para podermos rentabilizar o investimento.

5.1.2. Custo do Hidrogénio para um Período de Retorno do Investimento Fixo

No caso em que possa haver um período de retorno do investimento fixo, ou seja, em que haja a necessidade de recuperar o investimento num certo período de tempo, poderemos efetuar os cálculos de uma forma inversa, em que considerando um período de retorno do investimento de 10 anos, e um investimento implementado de 270000€. Supondo que o equipamento apenas produzirá recorrendo a energia solar fotovoltaica, tem-se 60 Nm³ de hidrogénio produzidos diariamente.

Utilizando a fórmula (6) poderemos saber o lucro necessário obter anualmente para que o período de retorno do investimento seja 10 anos.

$$Poupança\ Anual = \frac{Investimento}{Prazo\ de\ Amortização\ Simples} \quad (6)$$

Com um investimento de 270000€ dividido pelos 10 anos, tem-se uma poupança anual necessária de 27000€, que dividido pelos 365 dias do ano, sabemos que tem-se de ter um lucro diário de aproximadamente 74€, e dividindo essa poupança diária pela produção máxima diária (60 Nm³) tem-se um preço de venda de 1,23€/Nm³ de hidrogénio. Convertendo para quilogramas, tem-se de lucrar 13,7 €/kg de hidrogénio produzido, para que haja um retorno do investimento em 10 anos. Este valor do lucro necessário é exagerado em comparação com as simulações apresentadas pela DGEG [24] em que o valor médio ronda os 6 €/kg. Seria um período de retorno do investimento aceitável, no entanto seria necessário que houvesse mercado disponível para a venda de hidrogénio a este valor.

5.2. Produção Recorrendo à CER

Para fins de cálculo de viabilidade económica, será apresentada uma quarta simulação em que, os valores tal como anteriormente, serão apresentados para a máxima produção dentro dos possíveis, isto é, dentro dos períodos em que a energia é mais barata, ou seja, durante as seis horas de produção recorrendo à energia proveniente da CER, somando as dez horas recorrendo à energia proveniente da rede nos períodos de energia de menor custo.

A apresentação destes valores serão apenas para que haja um modo de comparação se compensará a agregação a uma CER, ou se por outro lado será favorável optar por um

investimento na instalação de um sistema fotovoltaico dedicado para o sistema eletrolisador.

Pode-se ver na tabela 21 os valores do custo e do lucro obtido pela produção e venda do hidrogénio similar à hipótese anterior.

Tabela 21 - Resultados referentes à hipótese 4

	Diário	Diário				
	Horas de Produção [H]	Valor de Venda H ₂ Anual [€]	Quantidade de Nm ³	Quantidade de Energia Necessária [kWh]	Nº de Horas Anuais de Produção	Custo Energético Anual [€]
Solar	6	8 527 €	60,0	270,00	1518	4 099
Rede	10	14 212 €	100,0	450,00	2530	9 205
Solar+Rede	16	22 740 €	160,0	720,00	4048	13 303

Em comparação com a hipótese anterior, pode-se reparar que o custo energético total aumentou, dado que a energia proveniente da CER terá um custo, fator que o sistema fotovoltaico privado não tinha, no entanto se virmos o lucro anual retirado desta tabela 21, e representado na tabela 22, poderemos comparar se realmente o custo da instalação de um sistema solar fotovoltaico compensa em comparação da compra de energia proveniente da CER.

Para calcularmos o período de retorno simples do investimento para este caso, tem-se apenas em consideração o custo do sistema eletrolisador, ficando assim com um custo de 200000 €.

Tabela 22 - Tempo de Retorno do Investimento para a hipótese 4

	Horas Diárias de Produção	Lucro Anual	Anos
CER	6	4 429 €	45
Rede	10	4 729 €	42
CER+Rede	16	9 158 €	22

Como se pode confirmar pela tabela 22, o uso da energia proveniente da CER comparativamente à hipótese de um sistema fotovoltaico privado seria pior, pois o período de retorno do investimento aumentará em 2 anos.

Com este período de retorno do investimento de 22 anos, e comparando com o tempo de vida útil do equipamento (100000 horas), que daria 24 anos trabalhando todos os dias uteis do ano durante 16 horas, tem-se margem para que o sistema obtenha lucro antes que a vida útil do mesmo chegue ao fim, no entanto este período de retorno acima de 20 anos é exagerado para equipamentos em que não existe informação suficiente para saber a sua fiabilidade.

5.3. Utilização de Pilha de Combustível (*Power-to-Power*)

Neste subcapítulo é tratada uma forma de armazenamento de energia, dado que o hidrogénio pode ser obtido e armazenado durante meses, pode-se criar um sistema de fornecimento de energia proveniente do hidrogénio, por meio de uma pilha de combustível.

Nesta situação, tem-se a produção de hidrogénio por meio de um sistema eletrolisador, tal como acontece nas simulações anteriores, no entanto, tem-se duas situações distintas, poderemos utilizar a energia proveniente da rede durante os períodos de vazio sendo estes os de menor custo, ou utilizar somente energia que estiver a ser produzida em excesso de uma fonte de energia renovável (por exemplo, fotovoltaica).

Nos períodos de maior necessidade energética, períodos de cheias, o hidrogénio obtido será injetado na pilha de combustível que produzirá eletricidade e poderá ser vendida.

Todo este sistema poderá ser utilizado como referido anteriormente, como um sistema de armazenamento, em que utilizando energia barata ou energia renovável em excesso, produzimos hidrogénio que poderá ser armazenado durante meses e utilizá-lo para produzir eletricidade quando existir necessidade.

Para este processo de conversão de eletricidade para hidrogénio utilizando o eletrolisador tem-se um eficiência a rondar os 47% [5], e revertendo o processo, a partir do hidrogénio por meio de uma pilha de combustível obter eletricidade tem-se uma eficiência a rondar os 45% [5]. Com esta informação poderemos calcular uma eficiência total de todo o processo a rondar os 21%. Assim sendo, supondo que utilizamos 1 kWh de energia no início do processo, obteríamos 0,21 kWh na transformação de hidrogénio em eletricidade. Com isto, fazendo o quociente o início e o fim do processo poderemos saber o fator de multiplicação pelo qual teríamos de multiplicar o custo do kWh pelo qual comprámos o 1 kWh inicial para que possamos vender a energia proveniente do processo para que obtenhamos lucro. Pode-se ver na equação (8) o fator multiplicativo necessário para este processo.

$$\text{Fator Multiplicativo} = \frac{1}{0,21} = 4,76 \quad (8)$$

Por exemplo, se o custo do kWh for o valor do custo da energia proveniente da CER (0,06 €/kWh), tem-se de multiplicar por 4,76 para igualarmos o custo do kWh, ou seja, tem-se de multiplicar por pelo menos por 5, para que tenhamos lucro, o que dará um valor de 0,3 €/kWh, o que seria muito superior aos valores de venda da rede. Com base neste exemplo e noutros estudos [5], pode-se considerar que este tipo de processo não será competitivo em comparação com outros processos de armazenamento e fornecimento de energia de grande volume.

6. Análise Financeira

Na implementação de um sistema eletrolisador para a produção de hidrogénio verde, é necessário efetuar uma análise financeira do projeto a implementar, para que desta forma se consiga analisar a rentabilidade do projeto, ou seja, se conseguiremos recuperar o capital investido na instalação.

Sendo este um projeto de apoio ambiental, ou seja, que terá impacto e ajudará na descarbonização de setores económicos, caso este não seja rentável será sempre mais difícil a sua aprovação.

Um dos fatores de grande peso nesta avaliação poderá passar por ser uma tecnologia com pouca visibilidade, e com pouco tempo de implementação em âmbitos deste género. Embora seja utilizado desde à bastante tempo em setores industriais, mas por meio de energia fóssil, a produção de hidrogénio verde é uma novidade para a maioria dos setores industriais. Se este não for bem explorado de modo que esse mesmo público veja a rentabilização na mudança para o hidrogénio verde em detrimento dos combustíveis fósseis utilizados atualmente, existindo poucas entidades a recorrer a estes sistemas e por sua vez poucas ações do governo para avançar por exemplo, as redes de distribuição e abastecimento deste mesmo hidrogénio.

Para se avaliar de uma forma mais minuciosa a parte financeira do projeto, tem-se de calcular, certos indicadores, tais como, o Valor Atual Líquido (VAL), a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR), e o Período de Recuperação do Investimento (PRI). Estes indicadores, servem para que se possa obter uma avaliação económica do projeto, contendo nesta avaliação, a previsão de custos e de benefícios gerados pelo sistema eletrolisador. Estes custos e benefícios foram calculados anteriormente durante a simulação, com recurso à folha de cálculo criada.

6.1. Conclusões da Análise Financeira

Calculando os indicadores financeiros do projeto, pode-se chegar a conclusões detalhadas relativamente à viabilidade do projeto.

Para se chegar a esta conclusão, foram utilizados os valores dos custos energéticos, os custos da instalação, o lucro obtido com a venda do hidrogénio, e uma taxa de atualização.

O período de análise para este projeto será de 24 anos, dado que é o tempo de vida útil aproximado de um sistema eletrolisador para o funcionamento tido em consideração (16 horas diárias durante os dias uteis anuais), no entanto este período de vida útil não será favorável, pois é exagerado para equipamentos deste tipo em que não existe informação suficiente para conferirmos a fiabilidade do mesmo.

Subtraindo os custos energéticos ao lucro da venda do hidrogénio, obtém-se o *cash-flow*, prevendo-se um crescimento de 3% anualmente.

A taxa de atualização foi determinada em 2,5%, pois, para projetos do mesmo tipo ou de sistemas de energias renováveis é o valor usual para a taxa de atualização. Com estes valores apresenta-se os cálculos do VAL, TIR e PRI para o projeto, utilizando a tabela 23 para demonstrar os resultados dos cálculos auxiliares para o caso de utilização de energia proveniente de uma CER.

De notar que o cálculo deste período de retorno do investimento, será direcionado apenas para o caso em que apenas será instalado o sistema eletrolisador e em que a produção será o maior volume possível, pressupondo que todo o hidrogénio produzido será vendido.

Tabela 23 - Cálculos Auxiliares para o caso utilizando energia da CER

Ano	Taxa de Atualização	Cash-Flow	Cash-Flow Atualizado	Cash-Flow Acumulado
0				-200 000 €
1	100,0%	9 158 €	8 929 €	-191 071 €
2	97,5%	9 433 €	8 961 €	-182 110 €
3	95,0%	9 716 €	8 987 €	-173 123 €
4	92,5%	10 007 €	9 006 €	-164 116 €
5	90,0%	10 307 €	9 019 €	-155 097 €
6	87,5%	10 617 €	9 024 €	-146 073 €
7	85,0%	10 935 €	9 021 €	-137 052 €
8	82,5%	11 263 €	9 011 €	-128 041 €
9	80,0%	11 601 €	8 991 €	-119 050 €
10	77,5%	11 949 €	8 962 €	-110 089 €
11	75,0%	12 308 €	8 923 €	-101 166 €
12	72,5%	12 677 €	8 874 €	-92 292 €
13	70,0%	13 057 €	8 814 €	-83 478 €
14	67,5%	13 449 €	8 742 €	-74 736 €
15	65,0%	13 852 €	8 658 €	-66 079 €
16	62,5%	14 268 €	8 561 €	-57 518 €
17	60,0%	14 696 €	8 450 €	-49 068 €
18	57,5%	15 137 €	8 325 €	-40 743 €
19	55,0%	15 591 €	8 185 €	-32 557 €
20	52,5%	16 059 €	8 029 €	-24 528 €
21	50,0%	16 540 €	7 857 €	-16 671 €
22	47,5%	17 037 €	7 666 €	-9 005 €
23	45,0%	17 548 €	7 458 €	-1 547 €
24	42,5%	18 074 €	7 230 €	5 682 €
25	40,0%	18 616 €	6 981 €	12 664 €
26	37,5%	19 175 €	6 711 €	19 375 €

Com estes cálculos auxiliares, os valores dos indicadores, são apresentados na tabela 24.

Tabela 24 – Indicadores para a Análise Financeira para o caso de utilização de energia da CER

VAL	5 682,39 €
TIR	0,23 %
PRI	23

Pode-se observar que o VAL, é maior que 0, e assim sendo, será o primeiro indicador de que o projeto será viável, no entanto, o valor do TIR não é superior à taxa de atualização utilizada, no entanto o seu valor é positivo, o que juntamente com o VAL, indica que o projeto será viável.

Para finalizar a análise dos indicadores, tem-se o PRI, sendo o período de retorno do investimento de aproximadamente 23 anos, o que para o projeto em questão, estará dentro das margens aceitáveis, pois, não ultrapassa os 24 anos.

No entanto, estes valores não serão os mais favoráveis para o projeto em questão, dado que o período de retorno do investimento é muito próximo do valor de vida útil do equipamento.

Em termos de comparação é apresentado na tabela 25 os valores da análise financeira para a hipótese de implementação de um sistema fotovoltaico privado.

Tabela 25 - Cálculos Auxiliares para o caso utilizando energia dum sistema fotovoltaico privado

Ano	Taxa de Atualização	Cash-Flow	Cash-Flow Atualizado	Cash-Flow Acumulado
0				-270 000 €
1	100,0%	13 256 €	12 925 €	-257 075 €
2	97,5%	13 654 €	12 971 €	-244 104 €
3	95,0%	14 063 €	13 009 €	-231 096 €
4	92,5%	14 485 €	13 037 €	-218 059 €
5	90,0%	14 920 €	13 055 €	-205 004 €
6	87,5%	15 367 €	13 062 €	-191 942 €
7	85,0%	15 828 €	13 058 €	-178 884 €
8	82,5%	16 303 €	13 043 €	-165 841 €
9	80,0%	16 792 €	13 014 €	-152 827 €
10	77,5%	17 296 €	12 972 €	-139 855 €
11	75,0%	17 815 €	12 916 €	-126 939 €
12	72,5%	18 349 €	12 845 €	-114 095 €
13	70,0%	18 900 €	12 757 €	-101 337 €
14	67,5%	19 467 €	12 653 €	-88 684 €
15	65,0%	20 051 €	12 532 €	-76 152 €
16	62,5%	20 652 €	12 391 €	-63 761 €
17	60,0%	21 272 €	12 231 €	-51 529 €
18	57,5%	21 910 €	12 051 €	-39 479 €
19	55,0%	22 567 €	11 848 €	-27 631 €
20	52,5%	23 244 €	11 622 €	-16 008 €
21	50,0%	23 942 €	11 372 €	-4 636 €
22	47,5%	24 660 €	11 097 €	6 461 €
23	45,0%	25 400 €	10 795 €	17 256 €
24	42,5%	26 162 €	10 465 €	27 721 €
25	40,0%	26 947 €	10 105 €	37 826 €
26	37,5%	27 755 €	9 714 €	47 540 €

Apresentando também os valores dos indicadores na tabela 26.

Tabela 26 - Indicadores para a Análise Financeira para o caso de utilização de energia de fotovoltaico privado

VAL	6 460,97 €
TIR	0,82%
PRI	22

Pode-se concluir que mesmo havendo uma pequena diminuição do período de retorno do investimento para este caso, comparando com o anterior, o facto de ser um sistema privado terá encargos com manutenções ou substituições de equipamentos a cargo da entidade responsável pelo sistema, encargos esses que não serão suportados caso haja integração numa CER. Existem ainda deveres a serem cumpridos que no entanto serão deveres repartidos pelas várias entidades que constituem essa comunidade, e não apenas por uma única entidade, por esse motivo a utilização de energia proveniente da CER será a melhor hipótese a ser considerada.

Mesmo obtendo um período de retorno do investimento menor que o tempo de vida útil teórico do equipamento, este é um período bastante elevado dado que não existe informação suficiente de que este tipo de equipamentos em sistemas do mesmo tipo aguentem um funcionamento contínuo durante 20 ou mais anos, podendo-se concluir que não será viável este tipo de instalação sem que haja algum tipo de apoio no investimento ou que o custo dos equipamentos reduza.

7. Conclusão

Como foi apresentado, o intuito deste projeto, será o estudo da melhor utilização para o hidrogénio proveniente do sistema de produção de hidrogénio verde a ser projetado face às necessidades energéticas do parque industrial do Seixal. A ideia será criar a imagem do que acontece na empresa Gestene, uma instalação fotovoltaica integrando uma comunidade de energias renováveis e instalar um sistema eletrolisador para obtenção de hidrogénio através da água, fazendo uso do mesmo, nas utilizações finais que demonstrem melhor equilíbrio entre o custo de produção e o custo de compra do hidrogénio.

Como resultado da simulação efetuada, chegou-se à conclusão de que, se efetuar uma instalação para usufruto da própria entidade produtora, ou seja, instalando a carga da mesma, um sistema eletrolisador, sistema de compressão e armazenamento, sistema de abastecimento de veículos, adquirindo veículos movidos a pilha de combustível, ou ainda condutas de distribuição para pontos de mistura com a rede de gás natural, será um sistema que terá um elevado tempo de retorno do investimento, e não será rentável para essa entidade produtora, pois, terá de ter a seu encargo a instalação do sistema produtor e todos os outros equipamentos, muito antes do investimento estar pago, haverá equipamentos que terão de ser substituídos, não sendo assim rentável.

Consoante as simulações apresentadas, pode-se concluir que a melhor opção será a utilização do hidrogénio para injeção na rede de gás natural, pois é a opção que apresenta melhor rentabilidade, no entanto nesta simulação não estão incluídos custos de manutenção e futuros investimentos que sejam necessários, e contabilizando que não existe muita informação relativamente ao tempo de vida útil de equipamentos instalados em projetos semelhantes não pode-se afirmar que o período de retorno de 26 anos (apresentado na simulação da injeção na rede gás natural) seja favorável.

Nas condições atualmente existentes para este tipo de instalações relativamente aos custos dos equipamentos, o simples facto de que possa haver a necessidade de obter um crédito bancário para a instalação, os juros provenientes desse crédito fará com que projeto não seja rentável. Com isto pode-se concluir que um projeto deste tipo apenas será realmente rentável quando o custo dos equipamentos reduzir e/ou existir incentivos para este tipo de investimentos. Em contrapartida é bom que este tipo de projetos venham a ser cada vez mais implementados para que possam ajudar a alcançar as metas de uma economia neutra em carbono.

Será um negócio com pensamento no futuro em que a tendência de valorização deste tipo de mercado será alta, dado que é uma parte fundamental na luta da descarbonização dos vários setores, com a introdução do hidrogénio como substituição de fontes de energia com recurso a fontes fósseis.

Em qualquer um dos casos não estará incluído qualquer tipo de incentivos monetários, será sempre tido em consideração que estaremos a pensar numa entidade privada para que os cálculos façam sentido para qualquer empresa ou entidade e não só para aquelas que possam usufruir de incentivos monetários.

No que toca ao sistema fotovoltaico que fornece energia ao sistema eletrolisador, será preferencialmente pertencente de uma CER, para que não haja um custo adicional para a entidade produtora com este sistema fotovoltaico, pois, adicionará mais tempo para o retorno do investimento.

Se a energia for fornecida pela CER, o custo do kWh será mais baixo do que o custo fornecido nos períodos de vazio pela rede, e se a energia fotovoltaica fosse proveniente de um sistema privado, este custo energético seria nulo. Poder-se-ia produzir hidrogénio a custo zero a partir do momento em que o tempo de retorno de investimento do sistema fotovoltaico fosse ultrapassado, o que não aconteceria se a energia fosse proveniente de uma CER, haveria sempre custo pela energia consumida.

Com isto, conclui-se que o hidrogénio é um vetor energético que explorado da melhor maneira será uma ferramenta para um futuro mais verde e que juntamente com o amadurecimento e redução do custo das tecnologias de obtenção e uso será expectável que venha a dar frutos positivos para o desenvolvimento global.

Bibliografia

- [1] BP, “Statistical Review of World Energy globally consistent data on world energy markets . and authoritative publications in the field of energy The Statistical Review world of World Energy and data on world energy markets from is The Review has been providing,” p. 66, 2020, [Online]. Available: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>.
- [2] K. Saidi and A. Omri, “The impact of renewable energy on carbon emissions and economic growth in 15 major renewable energy-consuming countries,” *Environ. Res.*, vol. 186, no. April, p. 109567, 2020, doi: 10.1016/j.envres.2020.109567.
- [3] M. P. Society, “Hydrogen : An Overview,” pp. 3900–3903, 2007.
- [4] R. Ramachandran and R. K. Menon, “An overview of industrial uses of hydrogen,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 23, no. 7, pp. 593–598, 1998, doi: 10.1016/s0360-3199(97)00112-2.
- [5] E. The, “Hydrogen-Based Energy Conversion,” *Hydrog. Energy Convers.*, no. February, 2021, doi: 10.3390/books978-3-0365-0691-3.
- [6] D. R. Borges, “Sousa Franco Modeling of a Hydrogen Production Plant Supported By Wind and Solar Sousa Franco Modeling of a Hydrogen Production Plant Supported By Wind and Solar,” no. October, 2020.
- [7] F. Orecchini, “The era of energy vectors,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 31, no. 14, pp. 1951–1954, 2006, doi: 10.1016/j.ijhydene.2006.01.015.
- [8] P. Nikolaidis and A. Poullikkas, “A comparative overview of hydrogen production processes,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, no. January, pp. 597–611, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.044.
- [9] R. Kothari, D. Buddhi, and R. L. Sawhney, “Comparison of environmental and economic aspects of various hydrogen production methods,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, no. 2, pp. 553–563, 2008, doi: 10.1016/j.rser.2006.07.012.
- [10] A. J. Pimm, J. Yang, K. Widjaja, and T. T. Cockerill, “Hydrogen Technology State of the Art,” no. September, p. 47, 2019.
- [11] M. Sinaei Nobandegani, M. R. Sardashti Birjandi, T. Darbandi, M. M. Khalilipour, F. Shahraki, and D. Mohebbi-Kalhari, “An industrial Steam Methane Reformer optimization using response surface methodology,” *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, vol. 36, no. October 2017, pp. 540–549, 2016, doi: 10.1016/j.jngse.2016.10.031.
- [12] Y. M. A. Welaya, M. M. El Gohary, and N. R. Ammar, “Steam and partial oxidation

- reforming options for hydrogen production from fossil fuels for PEM fuel cells,” *Alexandria Eng. J.*, vol. 51, no. 2, pp. 69–75, 2012, doi: 10.1016/j.aej.2012.03.001.
- [13] M. H. Halabi, M. H. J. M. de Croon, J. van der Schaaf, P. D. Cobden, and J. C. Schouten, “Modeling and analysis of autothermal reforming of methane to hydrogen in a fixed bed reformer,” *Chem. Eng. J.*, vol. 137, no. 3, pp. 568–578, 2008, doi: 10.1016/j.cej.2007.05.019.
- [14] M. El-Shafie, S. Kambara, and Y. Hayakawa, “Hydrogen Production Technologies Overview,” *J. Power Energy Eng.*, vol. 07, no. 01, pp. 107–154, 2019, doi: 10.4236/jpee.2019.71007.
- [15] I. Dincer, “Green methods for hydrogen production,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 37, no. 2, pp. 1954–1971, 2012, doi: 10.1016/j.ijhydene.2011.03.173.
- [16] Y. Kalinci, A. Hepbasli, and I. Dincer, “Biomass-based hydrogen production: A review and analysis,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 34, no. 21, pp. 8799–8817, 2009, doi: 10.1016/j.ijhydene.2009.08.078.
- [17] R. C. Saxena, D. K. Adhikari, and H. B. Goyal, “Biomass-based energy fuel through biochemical routes: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 1, pp. 167–178, 2009, doi: 10.1016/j.rser.2007.07.011.
- [18] “electrolysis | Definition, Uses, & Facts | Britannica.” <https://www.britannica.com/science/electrolysis> (accessed Feb. 07, 2022).
- [19] “Hydrogen Through Electrolysis - Ocean Geothermal Energy Foundation.” <https://www.oceangeothermal.org/hydrogen-energy-electrolysis/> (accessed Nov. 24, 2021).
- [20] S. Energ, *O hidrogénio*. .
- [21] S. Shiva Kumar and V. Himabindu, “Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review,” *Mater. Sci. Energy Technol.*, vol. 2, no. 3, pp. 442–454, 2019, doi: 10.1016/j.mset.2019.03.002.
- [22] “Large | McPhy.” <https://mcphy.com/en/equipment-services/electrolyzers/large/> (accessed Feb. 07, 2022).
- [23] O. Schmidt, A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson, and S. Few, “Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 52, pp. 30470–30492, 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.10.045.
- [24] DGEG - Direcção Geral de Energia e Geologia, *Integração do Hidrogénio nas cadeias de valor - Sistemas energéticos integrados, mais limpos e inteligentes*. 2019.
- [25] Dr. F.P.F van Berkel, “Pem Water Electrolyzer: What’S Next?”
- [26] “The ABC of Fuel Cells | PowerUP Energy Technologies.” <https://www.powerup-tech.com/blog/the-abc-of-fuel-cells> (accessed Feb. 08, 2022).

- [27] F. Santos and F. Santos, “Células de combustível,” *Millenium*, pp. 146–156, 2004.
- [28] A. Flamos, P. G. Georgallis, H. Doukas, and J. Psarras, “Using Biomass to Achieve European Union Energy Targets—A Review of Biomass Status, Potential, and Supporting Policies,” *Int. J. Green Energy*, vol. 8, no. 4, pp. 411–428, 2011, doi: 10.1080/15435075.2011.576292.
- [29] A. Silva and J. Fernandes, “Acordo de paris 2015 - 2020,” *Agência Port. do Ambient.*, p. 36, 2020.
- [30] República Portuguesa, “Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050,” *Estratégia longo prazo para a neutralidade carbónica da Econ. Port. em 2050*, vol. 2050, pp. 9–24, 2019.
- [31] D. P. Consulta, “PLANO NACIONAL ENERGIA-CLIMA,” vol. 2019, 2019.
- [32] A. e A. C. República Portuguesa and Direção Geral de Energia e Geologia, *Roteiro e plano de ação para o hidrogénio em portugal*. 2019.
- [33] PRESIDÊNCIA DO CONSELHO DE MINISTROS, “decreto Lei nº62/2020, 28 Agosto,” *Diário da República - I Série-B*, p. 160, 2020.
- [34] “Decreto-Lei n.º 15/2022 | DRE.” <https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/15-2022-177634016> (accessed Feb. 21, 2022).
- [35] G. P. Kouretzis, “Pipeline project,” vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2013.
- [36] ERSE, “Quadros de Tarifas e Preços de Energia Elétrica a vigorar a partir de 01/07/2021.” [Online]. Available: https://www.erse.pt/media/puqpyx5c/tarifas-ee-mobilidade-e-autoconsumo-2021_1julho2021.xlsx.
- [37] “Testámos o Hyundai Nexu. O carro a hidrogénio mais avançado do mundo.” <https://www.razaoautomovel.com/2018/08/testamos-o-hyundai-nexo-o-carro-a-hidrogenio-mais-avancado-do-mundo> (accessed Nov. 23, 2021).
- [38] “Hydrogen - Keen Compressed Gas Co.” <https://www.keengas.com/gases/hydrogen/> (accessed Feb. 23, 2022).
- [39] “Até 2023 vão nascer 60 comunidades de energia renovável em Portugal - O Instalador - Informação profissional do setor das instalações em Portugal.” <https://www.oinstalador.com/Artigos/324568-Ate-2023-vao-nascer-60-comunidades-de-energia-renovavel-em-Portugal.html> (accessed Nov. 23, 2021).
- [40] “Comunidades de energia renovável vão sair do papel em 2021.” <https://www.revistasustentavel.pt/descarbonizacao/comunidades-de-energia-renovavel-vao-sair-do-papel-em-2021/> (accessed Nov. 23, 2021).
- [41] (*Edição 2021*), no. EDIÇÃO. 2021.
- [42] I. A. Richardson, J. T. Fisher, P. E. Frome, and B. O. Smith, “Low-cost , Transportable Hydrogen Fueling Station for Early FCEV Adoption,” *Elsevier*, 2015, [Online]. Available:

<https://digitalcommons.unomaha.edu/econrealestatefacpub/15>.

- [43] “Preço em Portugal de Ud de Depósito de gases de petróleo liquefeitos (GPL), de superfície. Gerador de preços para construção civil. CYPE Ingenieros, S.A.” http://www.geradordeprecos.info/obra_nova/Instalacoes/Gas/Depositos/IGD120_Deposit o_de_gases_de_petroleo_lique_0_0_0_0_5_0_0.html (accessed Nov. 24, 2021).
- [44] “Novo Toyota Mirai Luxury Sedan 4 Portas. Vamos para além do zero.” <https://www.toyota.pt/new-cars/mirai/index.json> (accessed Nov. 23, 2021).
- [45] A. F. M. de Pinho, “Análise do desempenho do sistema fotovoltaico instalado no Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores - FCTUC,” no. D, p. 104, 2019.
- [46] “Energy Production and Consumption - Our World in Data.” <https://ourworldindata.org/energy-production-consumption> (accessed Feb. 05, 2022).
- [47] “Hydrogen Production: Natural Gas Reforming | Department of Energy.” <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-natural-gas-reforming> (accessed Feb. 07, 2022).
- [48] “Auto-Thermal Reforming - Global Syngas Technologies Council.” <https://globalsyngas.org/syngas-technology/syngas-production/auto-thermal-reforming/> (accessed Feb. 07, 2022).
- [49] “Hidrogénio? Não, Obrigado! - UVE.” <https://www.uve.pt/page/hidrogenio-nao-obrigado/> (accessed Feb. 11, 2022).

Anexos

Anexo A



All of our products are designed according to the ISO 22734-1: 2008 standard, and are CE marked, in full compliance with the European Union directives (machine, low voltage, electromagnetic compatibility, pressure equipment directive).



McLyzer
by **McPhy**

Produce your hydrogen on-site, on demand, according to your specifications

Produced by alkaline electrolysis from renewable electricity sources, zero-carbon hydrogen plays a crucial role in the energy transition. Our vision is pragmatic: it's all about using our hydrogen expertise to enhance your productivity, energy efficiency and economic performance.

- High pressure alkaline electrolysis, 30 bar directly at your process pressure, requiring no additional compression
- Fast dynamic response: perfectly suitable for coupling with renewable energies and qualified for grid services (primary reserve)
- High energy efficiency
- From 10 to 800 Nm³/h in series: a standardized range
- Supplemented with customized configuration systems (> 20 MW), based on our Augmented McLyzer module design, for industry, mobility and energy markets

	Model	Pressure (barg)	Nominal hydrogen flow rate (Nm ³ /h)	Power Class	DC Energy Consumption at nominal flow rate (kWh/Nm ³)
Small	McLyzer 10-30	30	10	50 kW	4.5
	McLyzer 20-30	30	20	100 kW	4.5
Large	McLyzer 100-30	30	100	0.5 MW	4.5
	McLyzer 200-30	30	200	1 MW	4.5
	McLyzer 400-30	30	400	2 MW	4.5
	McLyzer 800-30 (core-module Augmented McLyzer)	30	800	4 MW	4.5

«
Equipment selected and qualified by major industrial players

APPLICATIONS

- INDUSTRIAL H₂
- HYDROGEN MOBILITY
- ENERGY
- POWER TO GAS
- H₂ FOR THE TERRITORIES
- RESEARCH & INNOVATION

McPhy © | May 2020 | Nonbinding document

Anexo B



Para:
André Cardoso
Andre_b_cardoso@hotmail.com
Telem: 925893631

Assunto: Orçamento de sistema autoconsumo

Conforme solicitado, apresentamos o nosso melhor orçamento P/ um sistema de energia fotovoltaico P/ autoconsumo a instalar numa fábrica em Paio Pires.

Designação	Quant.	V. Unit.	V. Total €
Módulos Fotovoltaicos 325W	490	188,00	92 120,00
Inversores de rede de 25KW	6	2 850,00	17 100,00
Estruturas P/ paineis solares	490	40,00	19 600,00
Cablagens	1	800,00	800,00
Contador / Portinhola	1	950,00	950,00
Mão de obra	1	1800,00	1 800,00
Valor Total s/ iva			132 370,00
Valor Total c/ iva			162 815,10

Fernão Ferro 25 de Março de 2019

Atenciosamente

Adelino de Sousa

Vensol Energias Renováveis Lda. - Av. 23 de Julho/Av. da República Nacional 378 2885-413 Fernão Ferro
Contactos: Tel: 212123172 | telemóvel: 9186992932 / 987325598 Fax: 212128482
Email: energie@vensol.pt www.vensol.pt
CAE: 27110-R3 / INCI: 68090 NIF: 504269062