



João Carlos Novo Augusto

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

# Estudo do potencial de conversão de excedente de produção elétrica renovável em gases renováveis

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Universidade NOVA de Lisboa

Abril, 2024





## **Estudo do potencial de conversão de excedente de produção elétrica renovável em gases renováveis**

**João Carlos Novo Augusto**

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

**Orientador:** Professor Nuno Amaro,  
Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

### **Júri:**

**Presidente:** Professor Doutor Pedro Alexandre da Costa Sousa  
Professor Associado, Universidade NOVA de Lisboa

**Arguente:** Professor Doutor Pedro Miguel Ribeiro Pereira,  
Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

**Orientador:** Professor Doutor Nuno Manuel Ortega Amaro  
Professor Auxiliar, Universidade NOVA de Lisboa

## **Estudo do potencial de conversão de excedente de produção elétrica renovável em gases renováveis**

Copyright © João Augusto, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade NOVA de Lisboa. A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade NOVA de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.



## AGRADECIMENTOS

Sem o apoio de muitas pessoas a conclusão do meu curso e esta dissertação incluída não teria sido possível.

Como tal quero agradecer a toda a equipa da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa pelas experiências adquiridas, conhecimento passado e as possibilidades profissionais que abriram. Quero fazer um agradecimento especial ao professor Nuno Amaro pela orientação na escrita deste documento.

Um abraço de agradecimento a todos os meus amigos que me motivaram e acompanharam nesta jornada na minha vida com especial atenção à minha namorada Mariana pelo apoio constante.

Os meus maiores agradecimentos vão para os meus pais por me apoiarem sem condicionantes durante a minha vida, sem eles este curso nunca teria sido sequer uma possibilidade







## RESUMO

A introdução de fontes de energia renovável na rede nacional e redução de fontes convencionais acarreta o desafio da volatilidade energética que as caracteriza. Fontes fotovoltaicas fornecem energia apenas com exposição solar e eólicas, só quando quando a velocidade do vento está dentro dos parâmetros, ao contrário de energia proveniente de fonte térmica que permite um fornecimento constante e previsível.

Como tal torna-se imperativo a adoção de tecnologias que permitam aumentar a flexibilidade da rede, armazenando excesso de produção em períodos que esta seja maior que a necessidade de consumo e fornecendo quando a produção não for suficiente.

Esta dissertação vai explorar a possibilidade de utilização de hidrogénio para este efeito. O objetivo deste trabalho foi construir um modelo que simule, para uma rede com excedente de produção energética, a conversão dessa energia em hidrogénio e a consequente reconversão para energia. Foram utilizadas estimativas de produção eólica e fotovoltaica para a rede portuguesa assim como estimativas do consumo energético. Foram estudados diferentes cenários para diferentes capacidades instaladas de pilha de combustível e eletrolisador assim como diferentes preços de armazenamento.

Conclui-se que as estimativas de produção energética fotovoltaica e eólica não são de ser suficientes para satisfazer o consumo estimado. No entanto o cenário mais favorável ao sistema de hidrogénio prevê um tempo de amortização de 17,8 anos

# ABSTRACT

The introduction of renewable energy sources into the national grid and the reduction of conventional sources brings with it the challenge of energy volatility that characterizes them. Photovoltaic sources only supply energy when the sun is shining and wind energy only when the wind speed is within parameters, unlike thermal energy, which provides a constant and predictable supply.

It is therefore imperative to adopt technologies that make it possible to increase the flexibility of the grid, storing excess production in periods when it is greater than the demand and supplying it when production is not sufficient.

This dissertation will explore the possibility of using hydrogen for this purpose. The aim of this work was to build a model that simulates, for a grid with an excess of energy production, the conversion of this energy into hydrogen and the consequent reconversion into energy. Estimates of wind and photovoltaic production for the Portuguese grid were used, as well as estimates of energy consumption. Different scenarios were studied for different fuel cell and electrolyzer installed capacities, as well as different storage prices.

It can be concluded that the estimates of photovoltaic and wind energy production are not sufficient to meet the estimated consumption. However, the most favorable scenario for the hydrogen system predicts a payback time of 17.8 years

# ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1	Crescimento de produção energética renovável.....	1
1.2	Problemas introduzidos com a transição para renováveis.....	2
1.3	Objetivos para este trabalho.....	3
1.4	Organização do documento.....	4
<b>2</b>	<b>ESTADO DE ARTE</b> .....	<b>5</b>
2.1	Caracterização da rede em 2030: estimativas de produção renovável e consumo.....	5
2.2	Processos de produção de hidrogénio e possíveis avanços.....	7
2.2.1	Reforma de gás.....	7
2.2.2	Gasificação.....	8
2.2.3	Eletrólise.....	8
2.3	Células de combustível e turbinagem de hidrogénio.....	10
2.3.1	Turbinas de hidrogénio.....	10
2.3.2	Células de combustível.....	11
2.4	Diferentes aplicações de hidrogénio: Blending, veículos, processos industriais.....	13
2.4.1	Substituto de gás e Blending.....	13
2.4.2	Combustível para Veículos.....	14
2.5	Armazenamento de hidrogénio.....	15
2.6	Flexibilidade energética e hidrogénio.....	16
2.6.1	Caso Califórnia.....	16
2.6.2	Baterias e sistemas híbridos.....	18
2.6.3	Outras possíveis contribuições no contexto de flexibilidade.....	18

<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b> .....	<b>19</b>
3.1	Implementação .....	22
3.1.1	Algoritmos para criação de estruturas e obtenção de dados.....	22
3.1.2	Declaração de variáveis .....	24
3.1.3	Algoritmo que percorre a dataframe .....	24
3.1.4	Algoritmo de absorção de energia .....	25
3.1.5	Algoritmo de venda de energia.....	25
3.1.6	Resultados .....	26
<b>4</b>	<b>CASO DE ESTUDO</b> .....	<b>27</b>
4.1	Balanço energético .....	27
4.2	Preço da energia.....	29
4.3	Rendimentos e preços dos equipamentos.....	30
4.4	Capacidades instaladas.....	30
<b>5</b>	<b>ANÁLISE DE RESULTADOS</b> .....	<b>34</b>
5.1	Armazenamento de 10 €/Kg, percentil 90% para armazenamento e 95% para célula de combustível e eletrolisador.....	34
5.2	Armazenamento de 500 €/Kg percentil 90% para armazenamento e 95% para célula de combustível e eletrolisador.....	35
5.3	Armazenamento 10 €/Kg, percentil 90% para armazenamento e 70% para célula de combustível e eletrolisador.....	37
5.4	Análise crítica.....	39
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO</b> .....	<b>42</b>
6.1	Trabalho futuro .....	43

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-eletrólise de água de através de PEM, imagem adaptada de [4].....	9
Figura 2- esquema ilustrativo de uma célula de combustível, adaptado de[15] .....	12
Figura 3- integração de células de combustível numa rede elétrica.....	13
Figura 4-Exemplo genérico de uma curva de pato .....	16
Figura 5-produção energética na Califórnia no dia 03/07/2023 retirado de [19] .....	17
Figura 6- Balanço energético .....	28
Figura 7-Preço médio de cada dia do ano de estudo.....	29
Figura 8- frequência de valores de armazenamento utilizado. A linha representa o percentil com 90% dos valores. ....	31
Figura 9- Frequência de valores de eletrolisador e célula de combustível. As linhas representam o percentil com 95% dos valores. ....	32
Figura 10-Frequência de valores de eletrolisador e célula de combustível. As linhas representam o percentil com 70% dos valores.....	32
Figura 11- utilização da pilha de combustível e do eletrolisador no cenário com capacidades instaladas correspondentes ao percentil 90% .....	37
Figura 12- valores de estado do armazenamento ao longo do cenário em que eletrolisador e pilha de combustível tinham valores iguais ao percentil 90% da sua utilização.....	37
Figura 13- utilização da pilha de combustível e do eletrolisador no cenário com capacidades instaladas correspondentes ao percentil 70% .....	39
Figura 14- valores de estado do armazenamento ao longo do cenário em que eletrolisador e pilha de combustível tinham valores iguais ao percentil 70% da sua utilização.....	39



## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1- Capacidade instalada fotovoltaico em Portugal 2030.....	6
Tabela 2-Capacidade instalada de energia eólica.....	7
Tabela 3 - Dados de entrada e Dados obtidos do modelo.....	22
Tabela 4-Variáveis da dataframe df_info_hora.....	23
Tabela 5- Parâmetros para a simulação de energia solar produzida em 2030 no software [23] .....	27
Tabela 6- Parâmetros para a simulação de energia eólica produzida em 2030 no software [23] .....	28
Tabela 7-capacidade instaladas pilha de combustível e eletrolisador para o cenário 70% e 95%. .....	33
Tabela 8-Resultados económicos, capacidade de equipamentos no percentil 95% e armazenamento a 10 €/Kg.....	34
Tabela 9-Resultados energéticos capacidade de equipamentos no percentil 95% e armazenamento a 10 €/Kg.....	35
Tabela 10-Resultados económicos, capacidade de equipamentos no percentil 95% e armazenamento a 500 €/Kg.....	35
Tabela 11-Resultados energéticos capacidade de equipamentos no percentil 95% e armazenamento a 500 €/Kg.....	36
Tabela 12-Resultados económicos capacidade de equipamentos no percentil 70% e armazenamento a 10 €/Kg.....	38
Tabela 13-Resultados energéticos capacidade de equipamentos no percentil 70% e armazenamento a 10 €/Kg.....	38

Tabela 14-Tabela com resumo dos resultados .....	40
--	----





## SIGLAS

<b>ENTSO-E</b>	European Network of Transmission System Operators for Electricity.
<b>PNEC</b>	Plano Nacional Energia e Clima
<b>RTE</b>	Round trip Efficiency
<b>NT</b>	National trends
<b>DE</b>	Distributed Energy
<b>GA</b>	Global Ambition
<b>PEM</b>	Proton Exchange Membrane
<b>PEMFC</b>	Proton Exchange Membrane Fuel Cell

## INTRODUÇÃO

Na procura por uma sociedade mais sustentável, a produção de energia a partir de fontes renováveis tem ganho um papel de elevada importância, devido à reduzida emissão de gases de estufa provenientes destas fontes, quando comparadas à queima de combustíveis fósseis. Tendo em consideração, a evolução tecnológica ao longo dos últimos anos, que permitiu baixar custos e tornar estas fontes alternativas viáveis economicamente torna-se inevitável que energias a partir de fontes renováveis venham ocupar a maioria da quota energética consumida.

Devido a volatilidade destas fontes de energia a preocupação com o armazenamento energético vai ser um tema em continuo desenvolvimento para uma verdadeira transição de combustíveis fósseis para uma sociedade com um nível de emissões climaticamente insignificante.

### 1.1 Crescimento de produção energética renovável

A produção energética, a partir de fontes renováveis em Portugal tem aumentado bastante representando 31% de todo o consumo nacional em 2021. A contribuição energética por parte destas fontes irá continuar a aumentar com a meta de Governo para 47% em 2030 [1, p. 33]. Portugal é um país com grande potencial de produção de energia fotovoltaica devido à sua boa exposição solar e o baixo custo desta tecnologia permite a sua fácil adoção.

Para além disso, a segurança energética nacional ficaria salvaguardada se Portugal baixa-se o nível de dependência de combustíveis fósseis, que são totalmente importados de

outros países em que existe sempre o risco de disrupções que têm o potencial de afetar significativamente o país energeticamente.

## 1.2 Problemas introduzidos com a transição para renováveis

Apesar das energias a partir de fontes renováveis serem bastante benéficas para a sociedade existem diversos problemas que são introduzidos com a sua adoção.

O problema obvio é a intermitência e a dependência de fatores climáticos que persegue estas fontes de energia. As Turbinas eólicas dependem da velocidade do vento, enquanto os painéis fotovoltaicos dependem da exposição solar que varia ao longo do dia e do ano, sendo praticamente nula durante a noite. Para além disso o cobrimento por nuvens afeta a sua produção. Muitas vezes a produção fotovoltaica diária encontra-se numa fase decrescente quando existe o pico de procura energética por volta das 18 horas. De igual modo a produção eólica é imprevisível e pode ocorrer em períodos que seja superior à carga assim como pode ser nula em períodos de carga elevada.

Outro fator importante prende-se com o facto de estas fontes de produção não fornecem a mesma estabilidade à rede que fontes de energia tradicionais, a inércia das máquinas de produção de energia a partir de combustíveis fósseis desempenha um papel importante na estabilidade da rede elétrica. Devido à sua grande massa giratória, a frequência da rede não é tão afetada por alterações repentinas na procura ou por outro tipo de perturbações. A massa girante fornece energia, que tem armazenada como energia cinética, em momentos de perturbações mantendo a rede na frequência correta. Já as turbinas eólicas não possuem a mesma massa que estas máquinas tradicionais logo não têm a mesma capacidade de compensar flutuações. Os painéis fotovoltaicos não têm qualquer capacidade de armazenamento de energia não sendo, portanto capazes de compensar flutuações de carga que afetam a frequência.

Devido a estes problemas o armazenamento de energia torna-se fundamental para o sucesso da adoção destas fontes de energia renovável e a mitigação dos seus desafios. Com armazenamento energético, torna-se possível utilizar o excesso de energia num certo período em que a carga é menor que a produção armazenando essa diferença para uma situação onde a carga é maior que a produção. Tal permite-nos, também mitigar situações repentinas de

mudança de carga, tanto por excesso como defeito, assim como prevenir instabilidades causadas por outras perturbações.

Atualmente este armazenamento existe na forma de barragens. Nas centrais equipadas com máquinas reversíveis utiliza-se a energia, em períodos em que a carga é baixa, para bombear água para o reservatório que se encontra a maior altitude. Quando necessário está água é libertada, girando turbinas para produzir energia elétrica. No entanto esta capacidade não é suficiente para a flexibilidade exigida numa transição para fontes de energia renovável. Não é espectável que a capacidade de armazenamento energético venha a aumentar por via de barragens [1].

Assim sendo, o hidrogénio tem sido cada vez mais considerado como opção para este tipo de armazenamento em grande escala. A produção deste elemento utiliza a energia da rede que não está a ser exigida pela carga para o processo de eletrólise de água, este processo decompõe a água em oxigénio e hidrogénio. O hidrogénio pode ser armazenado e posteriormente utilizado como fonte de energia quando a produção não for equivalente à procura.

Para além disso, o hidrogénio tem diversas utilizações na indústria e nos transportes podendo ser reconvertido em energia através de células de combustível ou de turbinas, sendo que nenhuma destas iria contribuir com emissões prejudiciais.

Atualmente o hidrogénio é na sua maior obtido através de fontes não renováveis como gás natural ou com recurso a biomassa. Isto deve-se ao facto de o rendimento dos eletrolisadores ainda estar em crescimento [2].

### **1.3 Objetivos para este trabalho**

O objetivo vai se focar no desenvolvimento de uma metodologia que tenha em consideração a existência de excedente de produção renovável para conversão em hidrogénio. Irá ser analisado a conversão em ciclo fechado, isto é, a produção inicial de hidrogénio a partir de energia elétrica com origem renovável e a posterior reconversão de hidrogénio em energia elétrica como forma de trazer flexibilidade ao sistema elétrico. Espera-se assim, poder observar-se possíveis utilidades deste ciclo num contexto de flexibilidade energética ao nível da rede nacional.

Este estudo basear-se-á em estimativas de capacidade de produção fotovoltaicas e eólica instaladas e exigências de carga na rede nacional a um horizonte de medio prazo nomeadamente em 2030.

## 1.4 Organização do documento

O presente documento é constituído por 6 capítulos.

O primeiro capítulo é dedicado à **introdução** onde é apresentado o problema e brevemente explicado o cenário este trabalho se encaixa. é também apresentado os objetivos deste trabalho

O segundo capítulo apresenta o **estado da arte**, é caracterizado a rede em estudo segundo várias estimativas de consumo e produção. Apresentamos sucintamente vários métodos de produção de hidrogénio e varias utilizações para este combustível. Exploramos, várias técnicas de armazenar hidrogénio e reverter em energia. Por fim é explorado o assunto de flexibilidade energética e a importância que este tema tem especialmente em redes com produção fotovoltaica significativa.

O terceiro capítulo apresenta a metodologia, neste capítulo discute-se como foi construído o modelo e que dados são necessários.

O quarto capítulo apresenta o **caso de estudo**, este capítulo explora-se quais as variáveis que vão ser introduzidas no modelo e qual motivo da sua escolha.

O quinto capítulo apresenta a **análise de resultados**, onde são apresentados os resultados dos diferentes cenários e feita uma análise dos mesmos.

O sexto capítulo é a **conclusão** onde é resumido os principais pontos deste trabalho e sugerimos opções para um trabalho futuro.

## ESTADO DE ARTE

Neste capítulo o leitor vai poder ficar a par com as estimativas para a situação da rede em 2030. Para além disso vai ser descrito de uma forma resumida como funciona o processo de eletrólise, que será o mais relevante para este trabalho. Também será abordado sucintamente os processos de gaseificação de biomassa e reforma de gás. Outro tema em consideração neste capítulo será as diferentes aplicações que o hidrogénio pode vir a ter assim como formas de reconverter o hidrogénio em energia.

### **2.1 Caracterização da rede em 2030: estimativas de produção renovável e consumo**

Visto que o objetivo deste trabalho é o desenvolvimento de um modelo que tem como base a rede portuguesa em 2030 é importante ter-se acesso a dados estimativos do estado da rede em 2030.

A meta portuguesa para a quota de energia renovável no consumo total energético do país em 2030 é de 47%. Para utilização em eletricidade da rede espera-se uma quota de 80%, para os transportes uma quota de 30% e para aquecimento e arrefecimento, 38%.

No caso de energia elétrica proveniente de painéis fotovoltaicos espera-se uma capacidade instalada de 9 GW sendo esta a fonte com maior crescimento estimado até 2030. Estes dados foram obtidos através do PNEC 2030 [1].

A ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), desenvolve de forma bianual um estudo de rede denominado TYNDP - Ten Year Network Development Plan, cujo objetivo é prever o estado da rede europeia de transporte de eletricidade num horizonte de médio e longo prazo. O estudo é feito com base em dados fornecidos pelos diversos Operadores de Redes de Transporte de eletricidade que fazem parte desta associação.

No TYNDP existem normalmente três cenários que também fazem uma previsão da capacidade solar instalada. Estes cenários tentam fazer previsões com consideração a algumas incertezas o National Trends scenario (NT) assume o cumprimento das metas europeias e desenvolvimentos do mercado na altura do estudo Abril 2022. Os dois seguintes cenários, estimam o consumo, caso os países europeus atinjam a neutralidade carbónica em 2050 e uma redução de 55% de emissões até 2030. O cenário Distributed Energy (DE) pelo uma alternativa mais descentralizada onde existe mais foco em produção e armazenamento local. O cenário Global Ambition (GA) reflete um esforço mais centralizado e tem mais ênfase em tecnologias de maior escala[3].

Pode ser visto na tabela 1 as estimativas dos diferentes cenários.

Tabela 1- Capacidade instalada fotovoltaico em Portugal 2030

Cenário	Capacidade instalada de fotovoltaico
NT	7,7(GW)
DE	14,4(GW)
GA	10,3(GW)
PNEC	9(GW)

No caso da energia eólica espera-se uma capacidade instalada onshore que pode ser vista na tabela 2

Tabela 2-Capacidade instalada de energia eólica

Cenário	Capacidade instalada eólica
NT	7,761(GW)
DE	10,367(GW)
GA	14,431(GW)
PNEC	9(GW)

## 2.2 Processos de produção de hidrogénio e possíveis avanços.

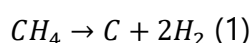
Atualmente 96% do hidrogénio é produzido através de fontes não renováveis, devido a motivos económicos [4]. Espera-se que com o aumento de rendimento dos processos de eletrólise e a pressão imposta pelas alterações climáticas a quota de hidrogénio verde, isto é, hidrogénio produzido a partir de fontes renováveis, venha a representar a maioria do hidrogénio produzido. Este crescimento da quota de hidrogénio verde dever-se-á também ao crescimento do nível de excedente de produção renovável (fundamentalmente fotovoltaica).

### 2.2.1 Reforma de gás

O processo de reforma de gás, a partir de gás natural é a forma mais comum de produção de hidrogénio. Esta não pode ser considerada uma forma de produção de hidrogénio verde, mas até outras tecnologias se tornarem mais maduras a reforma de gás é o processo mais plausível de um ponto de vista económico, visto tratar-se de uma tecnologia bem estabelecida. Este é um processo de produção de hidrogénio cinzento, e só é lógico a sua utilização num que texto de transição para uma economia energética que gira à volta do hidrogénio, enquanto outras tecnologias completamente renováveis são desenvolvidas.

O gás natural é composto, entre outras coisas, por metano  $CH_4$  deste é possível retirar  $H_2$  com recurso a processos térmicos

O processo de reforma de gás na sua essência pode ser resumido à seguinte equação



Esta reação pode ser alcançada com recurso a outros elementos como oxigénio ou água e em diferentes estados de pressão e temperatura [5].

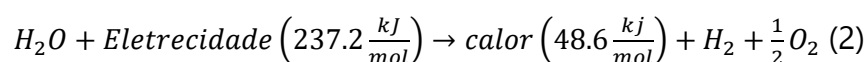
## 2.2.2 Gasificação

O processo de gasificação refere-se a uma combustão incompleta de uma grande variedade de material orgânico. Carvão ou resíduos agrícolas podem ser usados para este processo, que tem como resultado intermedio um gás composto maioritariamente por monóxido de carbono, hidrogénio e outros gases residuais [6]. Este gás chamado syngas tem muitas aplicações podendo ser utilizado para a produção de uma lista de combustíveis líquidos, gasosos e outros químicos, mas a aplicação mais interessante no contexto deste trabalho é a produção de hidrogénio. Produção essa obtida através do processo de reação de mudança do vapor de água. Através do processo de reação de mudança do vapor de água. Se o hidrogénio for produzido a partir de resíduos de biomassa pode ser considerado como hidrogénio verde. A utilização destes resíduos também pode ser vista como uma forma de aproveitar materiais que de outra forma seriam descartados[7].

No entanto, se for feita cultura de biomassa apenas com intenção de o converter em biomassa, este não é um processo eficiente em termos de utilização de terra e água. Se estes recursos fossem aplicados na produção fotovoltaica teriam um rendimento bastante mais alto.

## 2.2.3 Eletrólise

A forma de produção de hidrogénio que se espera vir a ocupar a posição de destaque na economia de futuro é o processo de eletrólise da água. Este processo pode ser resumido pela seguinte equação:



Existem diferentes tipos de eletrólise, neste trabalho o foco vai estar em eletrólise através de PEM (*Proton Exchange Membrane*) visto que este é método mais prometededor em várias características. As vantagens deste método em relação a outras técnicas de eletrólise são rendimento e versatilidade. Apesar disso, desenvolvimento ainda é necessário para tornar esta forma de produção viável no mercado.

PEM eletrólise consiste numa membrana pela qual os protões  $H^+$  passam para o cátodo depois de a água ser bombeada e separa no ânodo. Os eletrões da molécula de hidrogénio deslocam-se para o cátodo através de um circuito elétrico exterior.

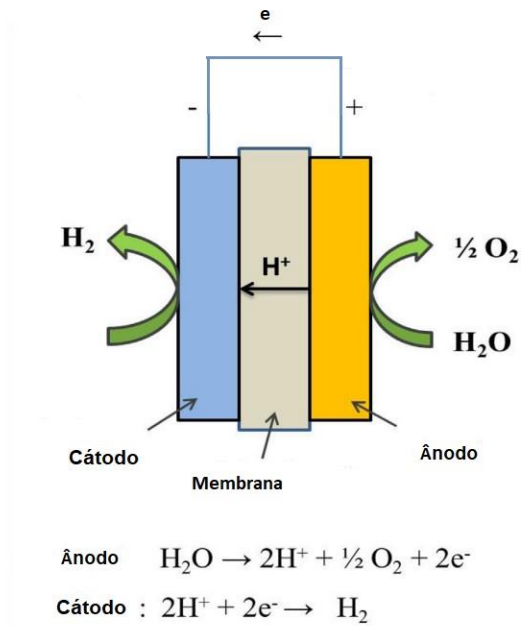


Figura 1-eletrólise de água de através de PEM, imagem adaptada de [4]

Esta membrana normalmente constituída por polímero eletrolítico sólido apresenta várias vantagens quando comparado com outros tipos de eletrólise. Nomeadamente, maiores densidades de corrente um sistema mais compacto maior rendimento entre 80-90% e menores temperaturas de operação. Neste processo é também feito recurso a catalisadores como Pd e Pt no cátodo para acelerar a desintegração da água e no ânodo é utilizado IrO<sub>2</sub>/RuO<sub>2</sub> [4].

Os únicos resíduos deste processo são hidrogénio e oxigénio, logo se for conjugada eletrólise com produção energética a partir de fontes renováveis este hidrogénio produzido é verde o que significa que não são emitidas quaisquer emissões nocivas durante o processo.

## 2.3 Células de combustível e turbinação de hidrogénio

Para um sistema que utiliza hidrogénio como transportador e armazenador de energia é crucial que exista uma forma eficiente para a reconversão desta molécula de novo em energia elétrica. Para tal, as duas maneiras mais consensuais são turbinação e sistema de células de combustível.

### 2.3.1 Turbinas de hidrogénio

O funcionamento de turbinas utilizadas em centrais termoelétricas vai ser explicado nesta secção.

Uma turbina a gás converte energia térmica, proveniente da queima de combustível, em energia mecânica que, por sua vez, é transmitida para outro dispositivo, um gerador, sendo que é este que cria eletricidade. O funcionamento de uma turbina pode ser dividido nas seguintes etapas:

Compressor, responsável por comprimir o ar e fornece-o câmara de combustão em alta pressão e temperatura.

Na câmara de combustão é introduzido o combustível e feita a queima da mistura, isto cria um gás a alta temperatura que irá fazer rodar as pás da turbina a alta velocidade, estas pás estão conectadas a um eixo que, por sua vez, está ligado a um gerador [12].

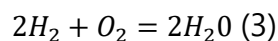
O conceito de turbinas alimentadas a hidrogénio não é distinto de turbinas de queima de gás natural, usadas atualmente. Existe a possibilidade da conversão de turbinas de gás natural para turbinas que queimem hidrogénio ou uma mistura de gás natural e hidrogénio criado através do processo de Blending atrás descrito. A introdução de hidrogénio neste processo permitia eliminar as emissões de CO<sub>2</sub>.

Os desafios que a queima de hidrogénio em turbinas introduz são: o hidrogénio tem uma velocidade de propagação de chama sete vezes maior que o gás natural o que pode causar instabilidade que causam danos ao equipamento. A temperatura proveniente desta queima é significativamente mais alta que a de gás natural, o que causa a criação de três vezes mais óxidos de azoto, um gás tóxico [13].

O processo de queima de hidrogénio, em turbinas pode vir a ser uma alternativa viável à queima de gás natural, num curto a médio prazo, enquanto a infraestrutura de células de combustível ao nível da rede é desenvolvida. Isto visto, que o custo e tempo inicial são menores e é possível obter rendimentos e potências idênticas à queima de gás natural[14].

### 2.3.2 Células de combustível

Uma célula de combustível cria eletricidade a partir de um combustível neste caso hidrogénio. Este aparelho não possui peças moveis, pois, a transformação é feita quimicamente e o resultado é uma corrente continua (DC). O seu processo pode ser comparado ao de uma bateria visto que esta também funciona com reações eletroquímicas, mas existe uma principal diferença, ao contrário de uma bateria em que os reagentes são selados nesta no processo de fabrico e a única interação com exterior é o fornecimento de uma corrente para carga. Já numa célula de combustível os reagentes têm de ser fornecidos do exterior do sistema. Os reagentes neste caso seriam hidrogénio e oxigénio e o resultando água, como se pode observar na seguinte equação.



O oxigénio pode ser retirado diretamente da atmosfera visto existir em concentrações suficientes. No caso do hidrogénio, isso não é possível, logo o fornecimento deste, no caso em estudo vai estar dependente do que foi produzido nos processos discutidos anteriormente.

O funcionamento de uma célula de combustível tem bastantes parecenças com o dos eletrolisadores já explicados visto que a sua função é a reação contraria. A célula de combustível é composta por dois elétrodos: o ânodo onde o hidrogénio é introduzido e são separados os eletrões do hidrogénio estes eletrões vão alimentar um circuito exterior e os iões do hidrogénio vão atravessar o elétrodo e combinar-se com o oxigénio presente no cátodo formando água [15].

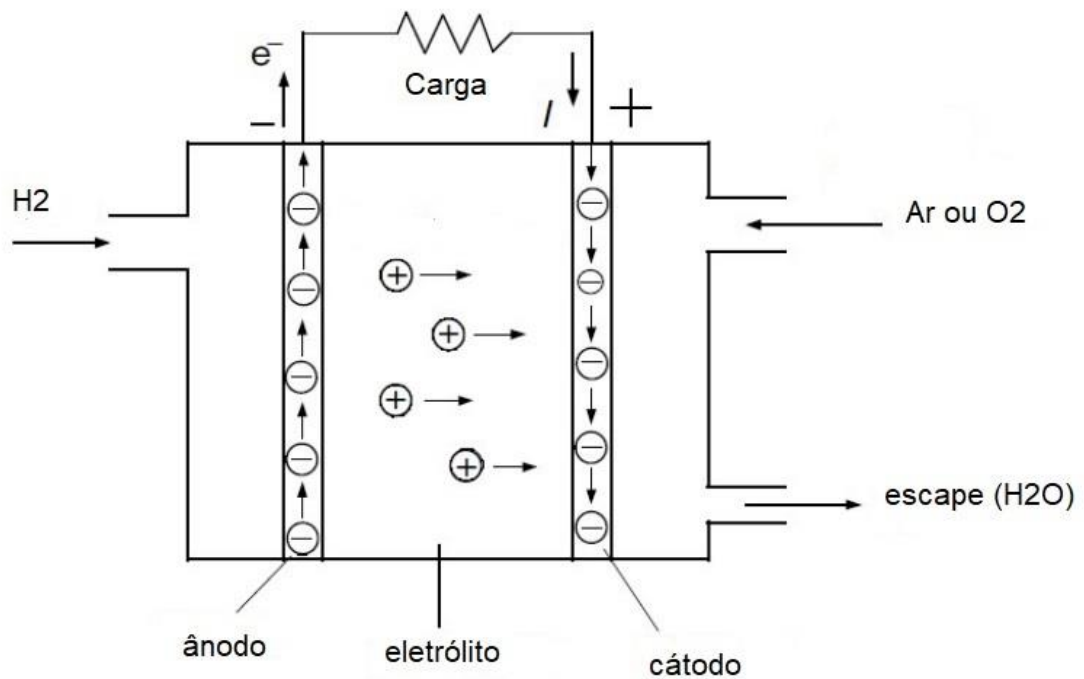


Figura 2- esquema ilustrativo de uma célula de combustível, adaptado de[15]

Existem diferentes tipos de células de combustível entre elas a célula de combustível de oxido solido (SOFC) e a célula de combustível de membrana de troca de prótons (PEMFC) a denominação é baseada no material que constitui o eletrólito.

Como já foi referido, uma célula de combustível fornece corrente contínua DC logo, para se integrar na rede é necessário a utilização de dispositivos de conversão para a mesma tensão e frequência da rede energética pode ser visto o esquema da figura 3.

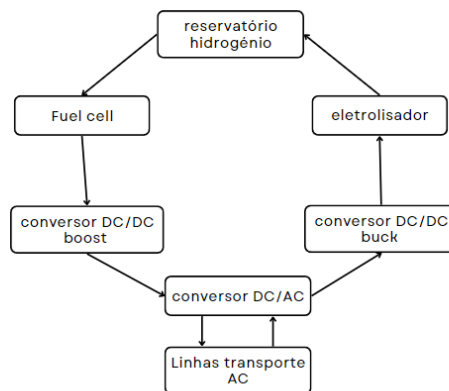


Figura 3- integração de células de combustível numa rede elétrica

## 2.4 Diferentes aplicações de hidrogénio: Blending, veículos, processos industriais

Além de poder ser utilizado com armazenamento energético, o hidrogénio tem outras possíveis aplicações, vão ser mencionadas apenas três consideradas mais relevantes num contexto da sustentabilidade.

### 2.4.1 Substituto de gás e Blending

Utilizando a infraestrutura para gás já instalada, existe a possibilidade da utilização desta para transporte de hidrogénio reduzindo assim, o impacto ambiental associado a aquecimento. No entanto, devido às diferentes propriedades do gás natural e do hidrogénio, a infraestrutura atual não permite um câmbio imediato dos gases. Por outro lado, a introdução de hidrogénio no sistema de gás natural, de forma a criar uma mistura de gases com menos emissões carbónicas depois da queima, é uma possibilidade (Blending).

Esta mistura aumenta também o valor energético do gás resultante. O hidrogénio pode ser retirado desta mistura validando, desta forma, o transporte pelos gasodutos, o que pode ser útil em locais que utilizem hidrogénio e não exista outro método de o conceder. O hidrogénio pode também contribuir para a não criação de hidratos em gasodutos subaquáticos. Estes gasodutos devidos à pressão aquática e temperatura que estão sujeitos correm o risco de

formarem partículas sólidas causadas por pequenas infiltrações de água que, de seguida reage com o gás formando então as partículas que podem causar danos à infraestrutura [8].

A quantidade de hidrogénio aceitável no sistema é, no entanto, limitada pelos consumidores finais, principalmente no setor industrial. Visto que a variedade de dispositivos em questão é bastante extensa e iria requer uma análise caso a caso.

Os gasodutos também podem apresentar limitações na quantidade de hidrogénio presente na mistura. Isto deve-se ao facto de o hidrogénio ser uma molécula significativamente mais pequena que a de metano ou butano e existir o risco de fugas especialmente visto se tratar de um ambiente sob pressão. O risco de corrosão está também presente dependendo do material em questão. Em caso de uma explosão num espaço fechado causada pela concentração da mistura de gás, é observado um ligeiro incremento na severidade da explosão a concentração mais baixas, >20% e uma explosão significativamente mais severa com concentração mais elevadas, <50%.

Devido aos fatores discutidos, a concentração de hidrogénio no sistema teria de ser inicialmente baixa, 5%-15% e aumentar gradualmente com adaptações no consumidor final e nas infraestruturas [9].

## 2.4.2 Combustível para Veículos

Nesta subsecção, iremos apenas considerar veículos que utilizam hidrogénio como fonte de combustível através de um sistema de célula de combustível.

Sendo o hidrogénio um combustível não poluente é aliciante a sua utilização para o setor do transporte, mais especificamente a substituição de veículos com motor de combustão interna por veículos movidos a hidrogénio. Estes veículos podem ser concorrentes a veículos que tenham na sua fonte de energia baterias visto, apresentarem um conjunto de vantagens, mas também de desvantagens.

A principal vantagem de veículos com fonte de combustível de hidrogénio é que conseguem ter autonomia e tempo de reabastecimento idêntico ao de veículos a combustão algo

ainda distante no caso de veículos elétricos com fonte de energia a bateria O problema de infraestrutura e preço inicial, no entanto, é algo que afeta estes dois tipos de veículos [10].

É importante afirmar que o benefício, em termos de sustentabilidade, na transição do setor dos transportes para veículos equipados com células de combustível só é total quando a transição energética for feita no setor de geração de energia. Permitindo assim, a produção de hidrogénio ser efetuada com energia verde e dessa forma não criará emissões em nenhum ponto do processo [11].

## 2.5 Armazenamento de hidrogénio

Se a introdução de hidrogénio for adotada, torna-se imprescindível a procura por uma forma de armazenamento deste gás. Sendo este elemento, não só inflamável, mas também o mais leve do universo não é um desafio trivial. Existe uma possibilidade, apesar de não ter grande plausibilidade a longo prazo. Na Europa existe a capacidade de armazenar hidrogénio na rede de gás. Se for utilizado uma concentração de 10% é possível armazenar 100 TWh de hidrogénio [16] . Esta quantidade seria útil numa fase inicial, mas para uma conversão completa é necessário a exploração de outras opções.

A pressurização é uma das opções de armazenamento mais comum normalmente a 700bar. Os reservatórios podem ser naturais, como grutas naturais ou fabricados, normalmente a partir de aço, plástico, alumínio, fibra de carbono. Normalmente, esta técnica é utilizada para reservas de maior duração. Existe a possibilidade de fugas uma vez que, o hidrogénio é bastante leve, logo a exigência dos materiais para a construção é alta, aumentando assim, os custos. O processo de pressurização implica uma perda de 13% da energia armazenada [17].

A liquefação exige que o hidrogénio seja arrefecido até ao  $-253^{\circ}\text{C}$ , o que requer contentores bem isolados. Normalmente é utilizado como reserva de curta duração devido ao risco de ebulição. Esta técnica permite uma grande densidade energética, mas devido à constante utilização de energia, com arrefecimento espera-se uma perda de 30% da energia armazenada.

Outra técnica em desenvolvimento é em estado sólido na forma de compostos com a junção de hidrogénio com outros elementos [17].

## 2.6 Flexibilidade energética e hidrogénio

A Flexibilidade energética é a capacidade de um sistema energético se adaptar e responder a mudanças de cargas e produção de energia. Para além de proporcionar uma opção mais renovável, o hidrogénio pode fazer parte de uma estratégia de aumento da flexibilidade energética, algo essencial para a transição para fontes de energia renovável.

Como exemplo de ilustração da necessidade de fontes de flexibilidade nos sistemas elétricos, considera-se o problema clássico da expansão da capacidade instalada de energia fotovoltaica, esta leva à criação da curva de pato (duck curve). A curva de pato é uma representação gráfica da variação energética ao longo de um dia onde se observa uma cota da contribuição energética fotovoltaico maioritária no período diurno, seguido por uma grande queda nesta produção quando a exposição solar diminui. Isto implica um aumento, muitas vezes inexequível de produção energética de outras fontes de energia como centrais termoelétricas de combustíveis fósseis. Para agravar a situação a diminuição de exposição solar muitas vezes coincide com o maior pico de carga diário.

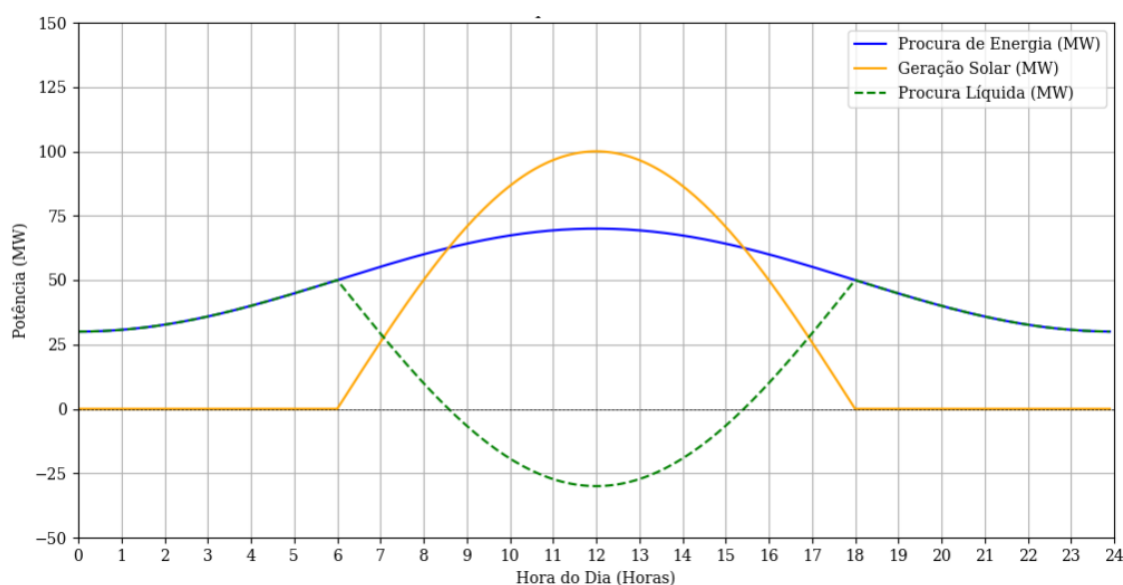


Figura 4-Exemplo genérico de uma curva de pato

### 2.6.1 Caso Califórnia

Existe já um exemplo deste problema nos dias de hoje. O estado da Califórnia nos EUA possui 15,2 MW de capacidade fotovoltaica instalada[18] o que representa quase 20% de toda a capacidade de produção energética instalada.

Podemos observar na seguinte figura o gráfico que representa a produção de energia de todas as fontes.

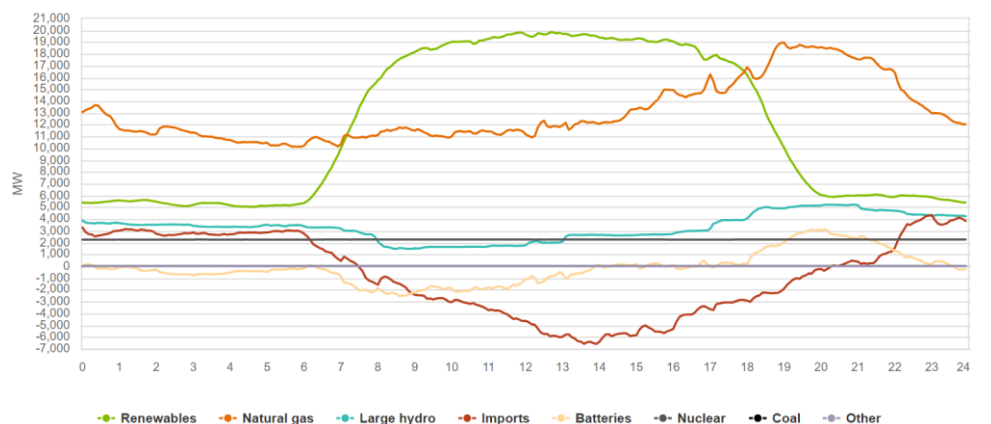


Figura 5-produção energética na Califórnia no dia 03/07/2023 retirado de [19]

Neste caso a energia proveniente de fontes renováveis (linha verde) tem uma contribuição solar de 87% sendo a restante eólica e outras. Devido a esta questão vai ser feita a generalização e as observações retiradas assumem como toda a potência renovável fosse proveniente de fotovoltaicos.

O problema surge por volta das 19 horas no dia em estudo. A produção fotovoltaica decresce rapidamente, enquanto a carga continua ou aumenta ligeiramente. Torna-se necessário o aumento de produção de outras fontes. Este efeito pode ser observado com um aumento de produção em centrais termoelétricas de gás natural (linha laranja) e descargas nas grandes hídricas (linha azul) e nas baterias (linha amarela) assim como, aumento das importações (linha vermelha).

Uma característica importante das centrais termoelétricas é facto de não ser possível um aumento drástico na quantidade de produção energética num espaço curto de tempo. Dado isto, pode-se fazer uma observação quanto ao gráfico da produção energética na Califórnia. As turbinas a gás estão a funcionar durante o período de maior exposição solar não por existir necessidade de carga nesse momento, mas devido ao facto que não seria possível aumentar mais a produção por volta das 19 horas, visto que é quando a exposição solar decresce e as centrais a gás tem de assumir essa lacuna. Devido a esta incapacidade de variação rápida da potência injetada na rede, existe a necessidade de produzir a um certo nível, durante o período de maior exposição para permitir depois a subida de potência para os níveis necessários.

Existe o potencial de ser criada uma situação em que há maior produção do que o exigido pelo consumo neste caso é resolvido exportando grande parte da produção. Uma parte menor desta produção é também utilizada para carregar baterias e absorvida pelas centrais hídricas, tudo para evitar desconectar capacidade fotovoltaica. A não utilização de capacidade fotovoltaica já adquirida introduz um custo de oportunidade e mesmo a exportação num valor muito elevado pode não ser rentável, visto estar a ser despejada no mercado uma grande quantidade de energia, algo que também já foi observado no caso da Califórnia em vários dias [20]. Ambientalmente o problema de emissões de gases com efeito estufa mantém-se visto que continua a ser necessário a produção de energia através do gás natural. A solução, parece então, ser o armazenamento.

### **2.6.2 Baterias e sistemas híbridos**

Devido às necessidades imediatas, no caso do estado da Califórnia, a adoção das baterias é justificável. A bateria apresenta um maior rendimento e um custo inicial menor, no entanto, espera-se que estas vantagens esmoreçam nos próximos anos e a adoção de células de combustível venha a dominar este segmento, devido à sua densidade energética. No entanto as baterias podem ser bastante úteis quando acopladas a um eletrolisador aumentado a eficiência e funcionamento como uma reserva[21][22].

### **2.6.3 Outras possíveis contribuições no contexto de flexibilidade**

Uma possível contribuição num contexto de flexibilidade energética é o possível facilitamento de transporte de excedentes de energia de fontes renováveis em zonas com maior produção para zonas com maior consumo, num contexto europeu. Segundo [16] pode ser economicamente mais viável este transporte de excedentes em formato gás evitando investimento em novas linhas elétricas e risco de pontos de estrangulamento nestas.

Existe ainda a possibilidade de um aumento de flexibilidade não apenas num contexto diário, mas também num ponto de vista anual. Armazenando excessos energéticos de meses com maior potencial energético para a sua posterior utilização em meses com menor exposição solar logo com menos potencial energético renovável[16].

## METODOLOGIA

Como mencionado anteriormente, pretende-se criar um modelo facilmente ajustável a mudanças de paradigma ou a testes e situações não contempladas. Este modelo tem como objetivo estudar o impacto ambiental e económico de uma instalação capaz de converter energia renovável da rede em hidrogénio e reconvertê-lo quando existir necessidade. O modelo criado em *python* utiliza dados fornecidos pelo utilizador para devolver dados financeiros e energéticos referentes ao potencial de conversão.

O modelo analisa os dados de um balanço energético de sistema a cada hora para um período de tempo, verificando quais as horas que apresentam um excedente energético, que pode ser aproveitado e quais as horas em que se revela um défice, que pode ser compensado. É considerado o preço energético do MWh a cada hora desse período, este preço é utilizado para o cálculo do valor de receitas provenientes da venda energética. Em horas em que o balanço energético é positivo é atribuído preço nulo na compra de energia.

As variáveis de entrada referentes à capacidade instalada de eletrolisadores, pilhas de combustível assim como a capacidade de armazenamento, permitem calcular o nível de interação com a rede. Maior capacidade de potência instalada no eletrolisador e na pilha de combustível levará a mais energia retirada ou introduzida na rede a uma certa hora. O rendimento destes equipamentos é uma variável que define a eficiência da interação com a rede e são variáveis cruciais nesta análise.

Os custos dos equipamentos são introduzidos pelo seu custo por MW, ou MWh no caso do armazenamento, com estes valores calcula-se o investimento inicial (capex). Associado ao custo do investimento inicial está também, o custo de manutenção (opex). O preço a que se vende a energia armazenada é uma variável crítica neste modelo, esta vai definir o valor mínimo de mercado a partir do qual se pode vender energia para a rede. Se se escolher um valor alto as margens vão ser altas, mas existe o risco de o armazenamento limitar a aquisição de mais energia excedente da rede. Ao escolher um valor baixo garante-se uma maior fluidez

de energia armazenada, mas pode ocorrer um custo de oportunidade vendendo-se em períodos com preço energético mais baixo.

Com estas variáveis definidas, o modelo calcula os anos de amortização do investimento. Resulta também um indicador importante desta análise, o índice de flexibilidade da rede, este indica se a rede é viável. Um índice de 100% indica que a rede não tem períodos com insuficiência energética, a energia excedente aproveitada consegue compensar as horas com défice energético. Caso o índice esteja abaixo de 100% então esta rede tem de ter energia proveniente de outras fontes para não ter períodos de défice energético.

Esta metodologia foi pensada para um cenário onde não existem outras fontes energéticas, nomeadamente a hídrica ou térmica. No entanto este facto só tem impacto no cálculo do balanço e é possível facilmente adaptar o modelo para contemplar outras fontes de energia, sendo que o índice deixa de fazer sentido nesse cenário.

#### Características relativas aos equipamentos

##### Fuel cell

- Rendimento (%)
- Potencia/capacidade instalada (MW)
- Preço por potência (€/MW)

##### Eletrolisador

- Rendimento (%)
- Potencia/capacidade instalada (MW)
- Preço por potência (€/MW)

##### Armazenamento

- Rendimento (%)
- capacidade de armazenamento instalada (MWh)
- Preço por capacidade de armazenamento (€/MWh)

# Fluxograma do funcionamento do modelo

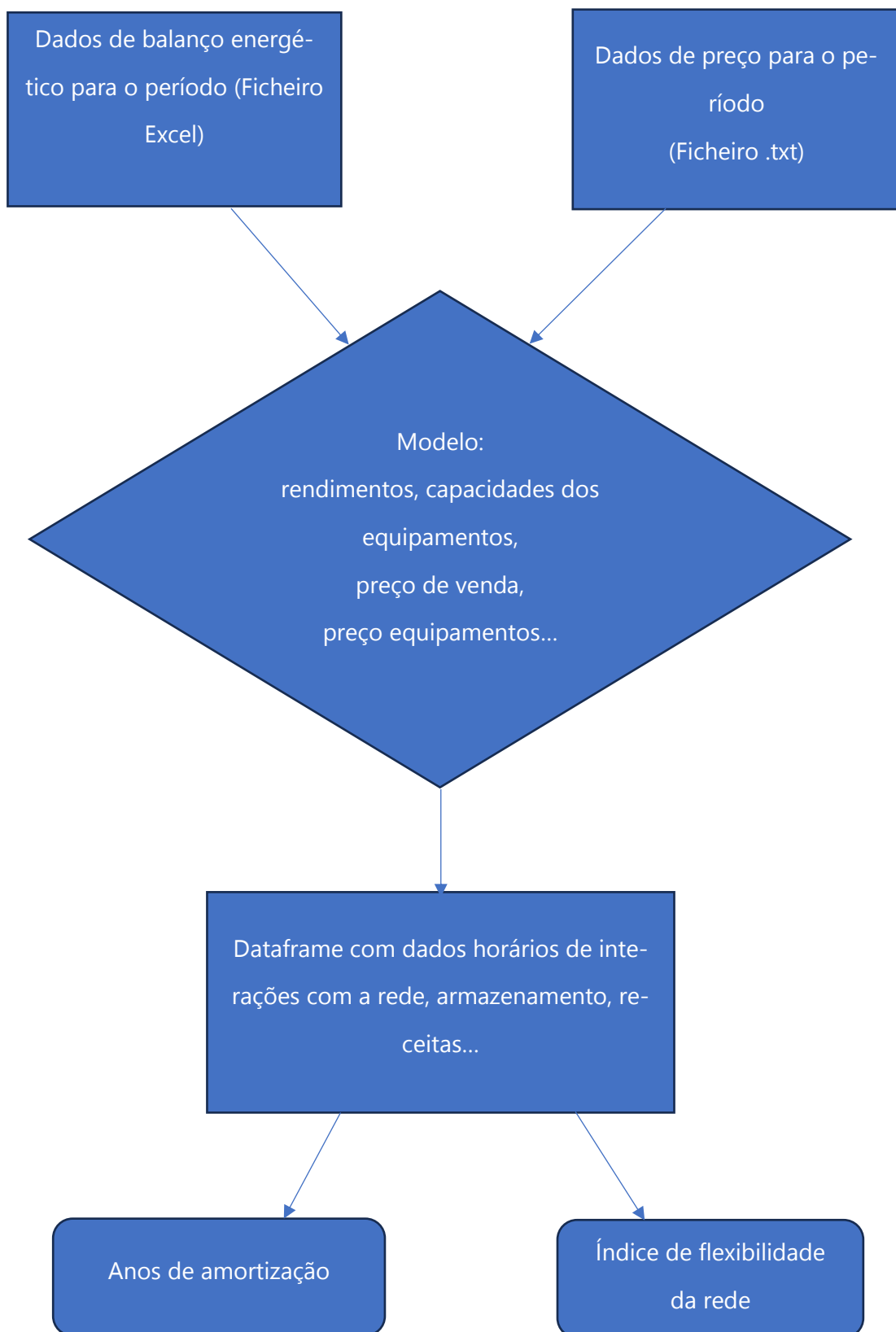


Tabela 3 - Dados de entrada e Dados obtidos do modelo

Dados de Entrada	Dados Obtidos
Balanço energético a cada hora para um período	Anos de amortização
Preço do MWh a cada hora para um período	Índice de flexibilidade
Preço de energia a partir do qual se vende o armazenado	
Opex de cada equipamento	

Para além dos dados finais, o modelo permite ao utilizador visualizar a interação com a rede a qualquer instante do período de tempo em estudo. Permite visualizar quanta energia está a ser absorvida ou injetada na rede, contabilizando os rendimentos dos equipamentos. Permite também ver qual o estado do armazenamento a qualquer hora. Assim como, ainda nos possibilita saber qual o valor das receitas acumuladas até certa hora ou as receitas de uma interação.

## 3.1 Implementação

### 3.1.1 Algoritmos para criação de estruturas e obtenção de dados

Para implementação deste modelo recorreremos a estruturas dataframes da biblioteca pandas. Foi desenvolvido um algoritmo para retirar valores referentes aos preços de ficheiros e agregá-los numa dataframe. Esta estrutura é depois concatenada noutra que eventualmente irá ter todos os valores que variam no período em estudo, dataframe **df\_info\_hora**.

*Criar dataframe **df\_info\_hora***

*Ciclo pelos ficheiros dos preços*

*Separar as variáveis: data, hora e preço.*

*Adicionar estas variáveis à dataframe*

É obtido o valor do balanço energético, este de um ficheiro Excel e acrescentado à dataframe. Cria-se a coluna correspondente ao armazenamento, balanço, receita e injetado. Na tabela 4 é atribuído significado a todas as variáveis da dataframe df\_info\_hora

*Ler ficheiro Excel*

*Adicionar valores à coluna net do dataframe*

Tabela 4-Variáveis da dataframe df\_info\_hora

Hora	
Data	
Net	Balanço energético do sistema
Price	Preço no mercado de energia
Armazenado	Energia armazenada em MWh
Receita	Receitas acumuladas até ao instante
Injetado	Energia armazenada (quando o valor é negativo) ou energia injetada (quando o valor é positivo)

### 3.1.2 Declaração de variáveis

Existe uma secção de declaração de variáveis. Os valores de rendimentos, custos de equipamentos e capacidades de equipamentos instaladas. É aqui que utilizador deve introduzir as variáveis que correspondem ao seu caso de estudo. As variáveis devem ser introduzidas diretamente no código na secção correspondente às mesmas.

*Rendimento eletrolisador*

*Rendimento pilha de combustível*

*Rendimento armazenamento*

*Capacidade da pilha de combustível*

*Capacidade do eletrolisador*

*Capacidade do armazenamento*

*Custo do eletrolisador*

*Custo do armazenamento*

*Custo da pilha de combustível*

### 3.1.3 Algoritmo que percorre a dataframe

Esta secção inicia o ciclo que vai percorrer a dataframe, hora a hora calculando os valores para todas as variáveis da estrutura. As variáveis "Armazenado" e "receita" são as únicas que são cumulativas, como se pode observar, está a ser copiado o valor da hora anterior.

*Iniciar ciclo para percorrer cada linha da DataFrame df\_info\_hora:*

*Se não for a primeira iteração*

*Atualizar 'Armazenado' para o valor anterior*

*Atualizar 'receita' para o valor anterior*

### 3.1.4 Algoritmo de absorção de energia

Quando é detetado um excesso energético a determinada hora é armazenada essa energia, contabilizando as perdas nessa transferência, nomeadamente do eletrolisador e do armazenamento. É confirmado também se a variável "Armazenado" não atingiu o seu máximo. É também necessário confirmar a potencia máxima do eletrolisador e se esta não está a ser ultrapassada. O preço da energia não é considerado em períodos de excedente energético.

*Se o valor de 'Net' for maior que 0 e 'Armazenado' for menor que capacidade\_Armazenamento:*

*'Injetado' é igual a 'Net' x rendimento*

*Se 'injetado' for maior que eletrolisador\_power:*

*Atualizar 'injetado' para eletrolisador\_power*

*Acrescentar 'injetado' a 'Armazenado'*

*Se 'Armazenado' for maior que capacidade\_Armazenamento:*

*Corrigir 'injetado' e 'Armazenado'*

### 3.1.5 Algoritmo de venda de energia

Em horas em que se deteta um défice energético e que o preço esteja acima do valor escolhido pelo utilizador, é dado início à venda de energia da rede, onde é retirada energia do armazenamento e injetado na rede, contabilizando com o rendimento da pilha de combustível. Considera-se a capacidade instalada da pilha de combustível e o valor do deficit energético como limite na interação com a rede.

*Se 'Net' for menor que 0 e 'Price' for maior que 'preço definido para venda':*

*Se  $(('Net' / gas\_to\_power))$  for menor que 'Armazenado':*

*Injetado é correspondente a  $(('Net' / gas\_to\_power))$*

*Se 'injetado' for maior que fuelcell\_power:*

*Atualizar 'injetado' para fuelcell\_power*

*Calcular a receita da interação e atualizar 'balanço'*

*Atualizar 'Armazenado' subtraindo 'injetado'*

*Senão:*

*Calcular o que é injetado na rede*

*Se 'injetado' for maior que fuelcell\_power:*

*'injetado' é igual a fuelcell\_power*

*Venda o que está armazenado*

*Atualizar 'balanço' e 'Armazenado'*

*Atualizar 'receita'*

### **3.1.6 Resultados**

Por fim, são efetuados cálculos e obtidos os valores finais referentes aos resultados financeiros e energéticos.

*Calcular amortização igual a capex / receita final - opex*

*energia compensada igual a soma de 'injetado' quando positivo*

*Porcentagem energia compensada igual a energia compensada / defice anual*

*porcentagem armazenada igual a energia compensada / energia excedente*

## 4 CASO DE ESTUDO

Nesta secção irá ser apresentado o caso de estudo proposto. Uma simulação utilizando estimativas financeiras e energéticas relativas a Portugal no ano 2030 como dados de entrada do modelo.

### 4.1 Balanço energético

Pretende-se obter uma estimativa do balanço energético a cada hora em Portugal em 2030, contabilizando apenas a energia proveniente de fonte solar e eólica. Para tal é utilizado estimativas de capacidade instalada [1] e recorrido a [23] para estimar o fator de capacidade a cada hora do ano. Os parâmetros para obtenção de dados solares e eólicos estão representados nas tabelas 5 e 6 respetivamente.

Tabela 5- Parâmetros para a simulação de energia solar produzida em 2030 no software [23]

Latitude	39,6622
Longitude	-8,1354
Dataset	CM-SAF SARA (Europe)
Year of data	2015
Capacity	9 GW
System Loss(fraction)	0.1
Tracking	None
Tilt (°)	35
Azimuth(°)	180

Tabela 6- Parâmetros para a simulação de energia eólica produzida em 2030 no software [23]

Latitude	39,6622
Longitude	-8,1354
Dataset	MERRA-2(global)
Year of data	2019
Capacity	9GW
Hub height(m)	80
Turbine model	Vestas V90 2000

Com estes parâmetros obteve-se os valores de produção energética horária eólica e solar que depois de totalizadas representam a produção energética renovável que irá ser equacionado com os valores de consumo energético horário obtidos de [3]. O gráfico na figura 5 representa por fim o balanço energético. Para permitir a leitura, cada ponto do gráfico representa um dia, que engloba o valor da soma das horas.

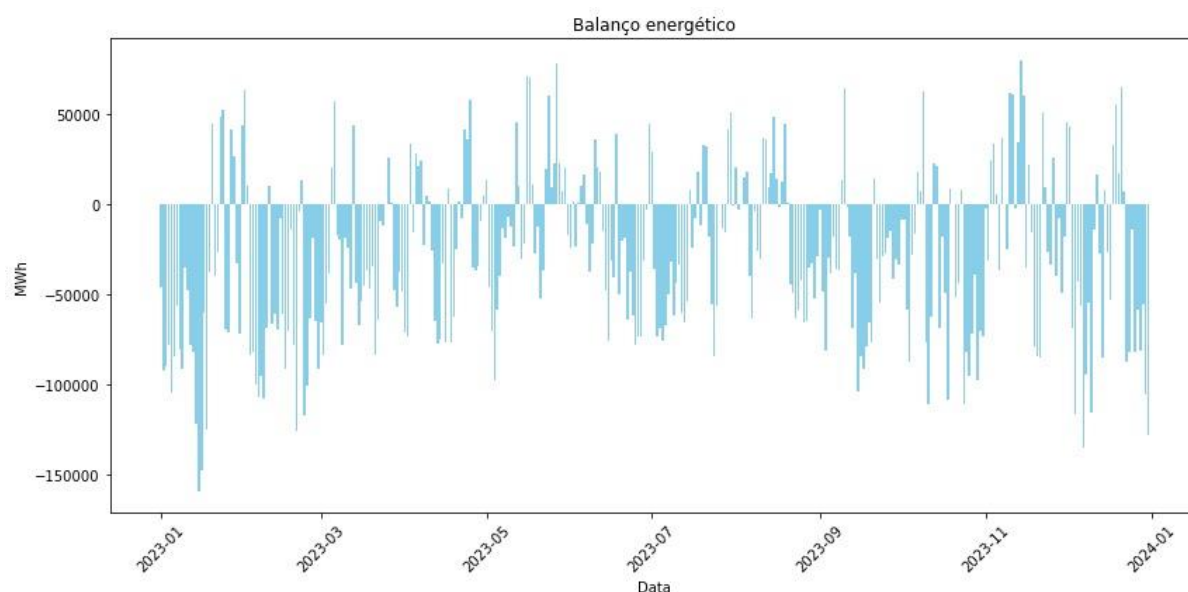


Figura 6- Balanço energético

Através desta análise consegue-se criar uma imagem do balanço energético horário para um ano, que irá ser a base deste estudo.

## 4.2 Preço da energia

Este estudo requer uma amostra de preços a cada hora. Isto requer uma estimativa do preço energético em 2030 para todas as horas do ano. Esta previsão é um trabalho que vai para além deste estudo, como tal vai ser utilizada informação de preços de 2023 [24], e vai se assumir um preço de mercado de 0 euros quando existir excedente renovável. É um pressuposto com algum mérito, apesar de não ser completamente realista, espera-se que o preço nestas alturas seja mais baixo. Podemos tomar como exemplo o dia 08/03/2024, o preço da energia entre as 12 e as 17 horas foi 0 € por MWh assim como, os restantes dias dessa semana tiveram preços muito baixos nesse período horário [24]. O ano de 2023 foi escolhido por ser o ano com preços mais influenciados pelas energias renováveis, pelo simples facto de existir maior capacidade instalada. Apesar de um certo grau de disrupção geopolítica, foi mais estável que anos anteriores.

Foi calculada a média dos preços da energia para este período, sendo esse valor, 88 €/MWh. Por motivos de otimização do rendimento económico, o modelo só converte hidrogénio em energia e vende nas horas onde o preço da energia está acima da média, e existe necessidade de energia na rede. Na figura 6 observa-se o preço médio para cada dia do período em estudo

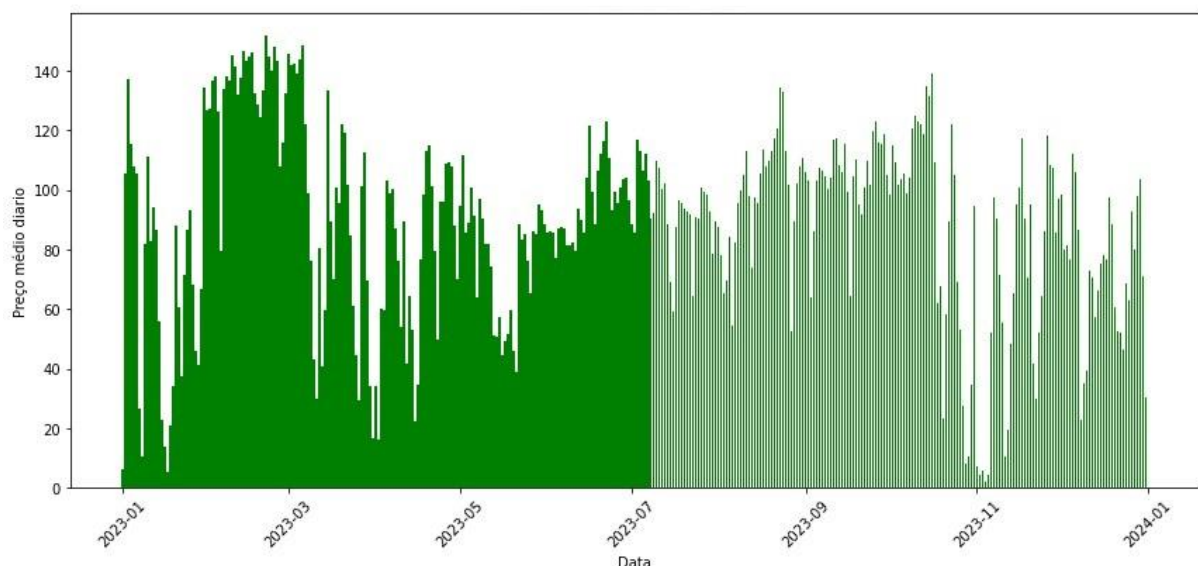


Figura 7-Preço médio de cada dia do ano de estudo

### 4.3 Rendimentos e preços dos equipamentos.

Para uma melhor previsão de rentabilidade no ano 2030 deve ser considerada a evolução tecnológica até a data. Com esta evolução espera-se melhores rendimentos e também um decréscimo do preço dos equipamentos, pilha de combustível, eletrolisadores e armazenamento.

No caso do armazenamento, quando as condições geográficas o permitam, existe a possibilidade de armazenar hidrogénio em formações geológicas subterrâneas. Este tipo de armazenamento é significativamente mais rentável que outros tipos de armazenamento, sendo que, em Portugal existe essa possibilidade. Abordaremos ambas as possibilidades de armazenamento e analisaremos a diferença nos resultados. O valor para armazenamento subterrâneo vai ser simulado em 10 €/Kg enquanto o armazenamento mais convencional será simulado em 500 €/Kg [25].

O rendimento do processo de armazenamento varia dependendo do tipo de armazenamento utilizado, neste caso utiliza-se 90% para a simulação[26].

Para o eletrolisador e pilha de combustível espera-se que os preços rondem os 400.000 €/MW[27] e 500.000 €/MW[28] em 2030. Estima-se um aumento de rendimentos no caso da célula de combustível para 65%[29] e 60% para o eletrolisador[30]. O tempo de arranque destes equipamentos espera-se que reduza bastante para valores que não são significativos para esta análise como tal não vai ser considerado este fator[29] [30]. Estes são os valores que foram equacionados na simulação. Totalizando o RTE de 35,1%

O custo de manutenção foi simulado como 3 % do investimento inicial ao ano.

### 4.4 Capacidades instaladas

A capacidade de produção de hidrogénio está diretamente relacionada com a capacidade de potência instalada de eletrolisador, assim como a capacidade de produção de energia, a partir do hidrogénio, está com o total de potência de pilha combustível instalado.

O dimensionamento destes equipamentos e o armazenamento foram otimizados para aumentar a rentabilidade e evitar capacidade não utilizada. Nesse sentido foi feita uma primeira simulação onde estes valores eram ilimitados, no sentido de se observar quais os requisitos da rede modelada.

Observámos as interações com a rede a diferentes horas e concluímos que as grandes interações com a rede são pouco frequentes e representam uma amostra pequena das horas do ano. O que implica uma maior capacidade instalada dos equipamentos, que não ia ser utilizada na maioria do tempo. Devido a esse fator, os valores de capacidade instalada para os equipamentos vão ser definidos por um percentil.

No caso do armazenamento, como se pode observar na figura 7, existem valores utilizados que iriam implicar uma capacidade de armazenamento instalada enorme, para serem utilizados com muito pouca frequência. Como tal foi modelado uma capacidade de armazenamento que corresponde ao percentil de 90%, ou seja apenas 10% das horas deste período iram requerer um armazenamento maior. Isto permite reduzir a capacidade instalada para menos de metade. O que permite reduzir os custos de instalação e manutenção. O valor simulado é 60.000 MWh.

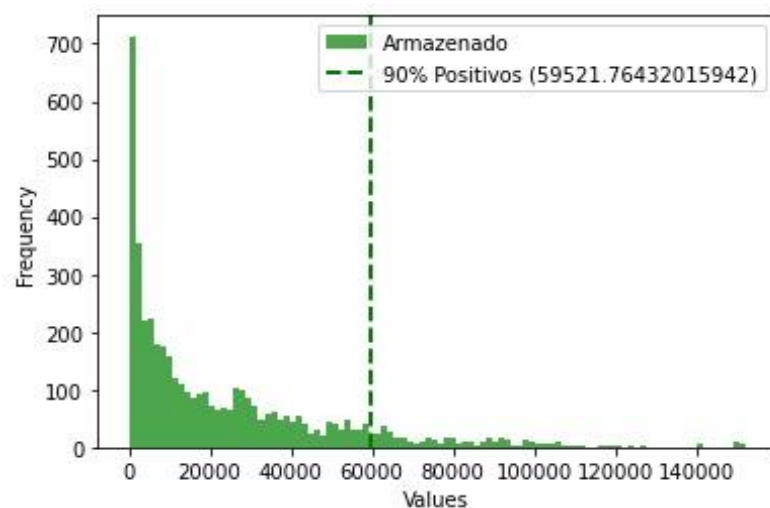


Figura 8- frequência de valores de armazenamento utilizado. A linha representa o percentil com 90% dos valores.

Foi feito a mesma análise para a capacidade instalada agregada de célula de combustível e eletrolisador e introduzido um limite no percentil 95% para ambos os equipamentos. Pode ser observado na figura 8 que é reduzido cerca de 40% a capacidade instalada dos equipamentos sem afetar a produção 95% das horas. A capacidade simulada para a célula de combustível é 6.100 MW e para eletrolisador 3.330 MW. As horas em que o eletrolisador ou a pilha de combustível não estavam operacionais ou em que o armazenamento era zero não foram contabilizadas para o cálculo do percentil.

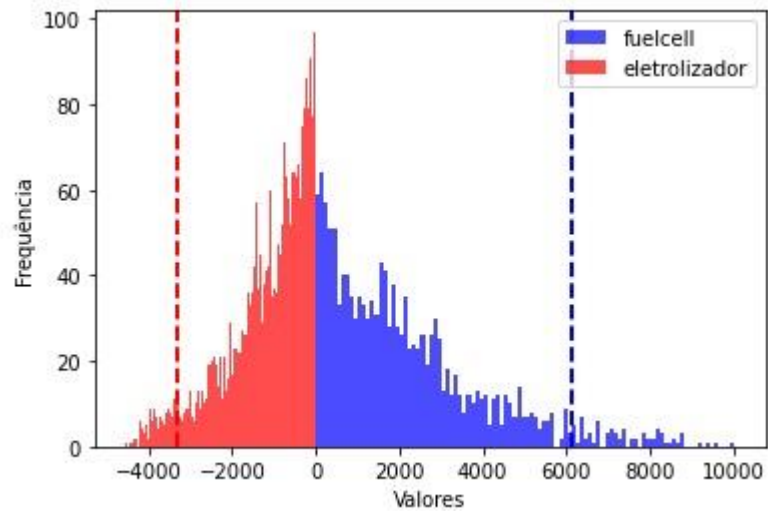


Figura 9- Frequência de valores de eletrolizador e célula de combustível. As linhas representam o percentil com 95% dos valores.

Vai ser também simulado para uma capacidade instalada de 75% e comparado com o percentil maior. Pretende-se verificar se uma capacidade instalada mais pequena é mais rapidamente amortizada e que diferença terá no perfil energético. Podemos assim observar na figura 9, onde o gráfico com as linhas representa a capacidade simulada. Estes valores são a potência máxima que a célula de combustível e o eletrolizador possuem. Na tabela 7 estão as capacidades que irão ser modeladas nos dois cenários.

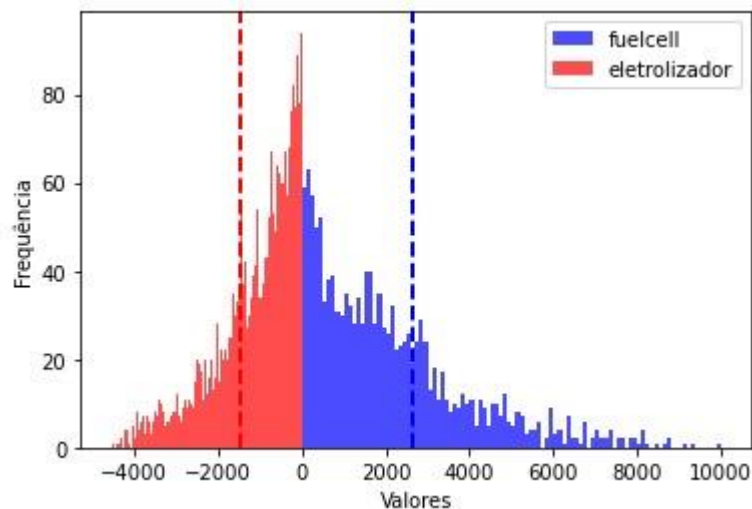


Figura 10-Frequência de valores de eletrolizador e célula de combustível. As linhas representam o percentil com 70% dos valores.

Na tabela 7 estão as capacidades que irão ser modeladas nos dois cenários.

Tabela 7-capacidade instaladas pilha de combustível e eletrolisador para o cenário 70% e 95%.

	Percentil 70%	percentil 95%
Pilha de combustível	2641 MW	6100 MW
Eletrolisador	1470 MW	3330 MW

Neste caso de estudo, foi somado a energia total que existe nas horas de déficit tendo-se obtido 16,780 GWh. A mesma soma foi efetuada para as horas com excedente energético e obteve-se um total de 5,918 GWh. Estes dados apontam que, caso não existissem limitações na capacidade instalada de nenhum equipamento e os rendimentos fossem de 100% a máxima energia compensada é 35,2%. Este indicador é bastante útil para entender a flexibilidade de uma rede. Uma rede que tenha percentagem de energia compensada de 100%, é uma rede que tem energia excedente suficiente e consegue mobilizar para equilibrar períodos de déficit, sem necessidade de outras tecnologias de produção energética ex. térmica e hídrica.

Com os rendimentos simulados a energia excedente útil é 2,07 GWh baixando o índice para 12,4%, sendo este o máximo teórico.

## ANÁLISE DE RESULTADOS

### 5.1 Armazenamento de 10 €/Kg, percentil 90% para armazenamento e 95% para célula de combustível e eletrolisador.

Esta simulação considera armazenamento em cavidades geográficas subterrâneas, o que implica um preço de armazenamento significativamente mais baixo. Neste caso, vai-se simular as capacidades instaladas da pilha de combustível e do eletrolisador com um valor respetivo a 95% do percentil de potencia utilizada quando simulado sem limite de capacidade.

Tabela 8-Resultados económicos, capacidade de equipamentos no percentil 95% e armazenamento a 10 €/Kg

Capex	4400M €
Opex	132M €
Receitas	212,12M €
Anos de amortização	54,91

Da soma total de energia em horas de excedente foi possível utilizar 29,48% e foi possível equilibrar o défice energético em 10,53%. Este valor é bastante próximo do valor máximo teórico.

Tabela 9-Resultados energéticos capacidade de equipamentos no percentil 95% e armazenamento a 10 €/Kg

Energia compensada	1,745 GWh
Percentagem de energia excedente armazenada	29,48%
Percentagem de energia compensada	10,53%

## 5.2 Armazenamento de 500 €/Kg percentil 90% para armazenamento e 95% para célula de combustível e eletrolisador.

Com a utilização de armazenamento convencional, existe um acréscimo no capex de 882M € e um aumento de opex 26,5M € anuais tornando a rentabilidade bastante reduzida.

Tabela 10-Resultados económicos, capacidade de equipamentos no percentil 95% e armazenamento a 500 €/Kg

Capex	5282M €
Opex	158,5M €
Receitas	212,12M €
Anos de amortização	98,4

O perfil energético da rede neste cenário não sofre alterações comparativamente ao anterior.

Tabela 11-Resultados energéticos capacidade de equipamentos no percentil 95% e armazenamento a 500 €/Kg

Energia compensada	1,745 GWh
Percentagem de energia excedente armazenada	29,48%
Percentagem de energia compensada	10,53%

A figura 10 e 11 representam a frequência de utilização dos equipamentos neste cenário.

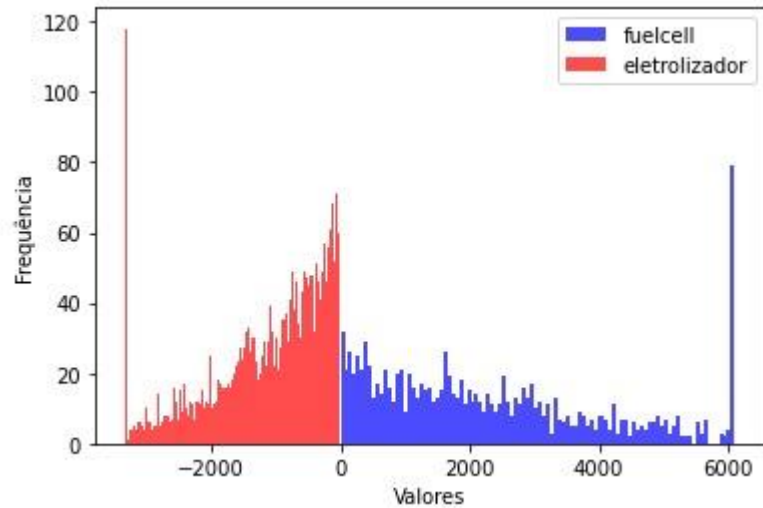


Figura 11- utilização da pilha de combustível e do eletrolisador no cenário com capacidades instaladas correspondentes ao percentil 90%

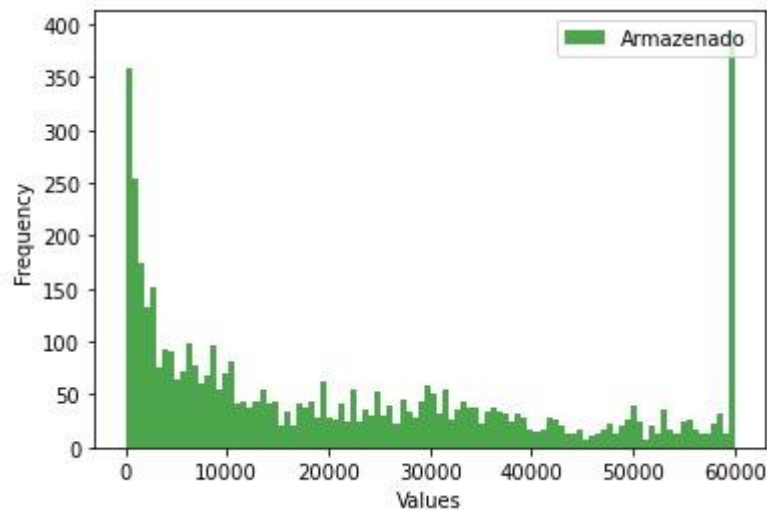


Figura 12- valores de estado do armazenamento ao longo do cenário em que eletrolisador e pilha de combustível tinham valores iguais ao percentil 90% da sua utilização

### 5.3 Armazenamento 10 €/Kg, percentil 90% para armazenamento e 70% para célula de combustível e eletrolisador.

Com capacidades instaladas de 70% do percentil, é reduzido para 43,7% o capex, enquanto as receitas apenas reduzem para 79%, quando comparado com o cenário 6.1. Isto deve-se a uma melhor utilização dos ativos com menor tempo de inatividade, reduzindo o tempo de amortização em 37,1 comparativamente ao cenário utilizando valores de capacidade correspondente ao percentil 90%.

Tabela 12-Resultados económicos capacidade de equipamentos no percentil 70% e armazenamento a 10 €/Kg

Capex	1926M€
Opex	57,8M€
Receitas	167,5M€
Anos de amortização	17,8

Comparativamente ao cenário 6.1 a diferença na percentagem de energia compensada é de 2,35% o que representa um decréscimo para 77.7%.

Tabela 13-Resultados energéticos capacidade de equipamentos no percentil 70% e armazenamento a 10 €/Kg

Energia compensada	1,357GWh
Percentagem de energia excedente armazenada	22,92%
Percentagem de energia compensada	8,18%

A figura 12 e 13 representam a frequência de utilização dos equipamentos neste cenário.

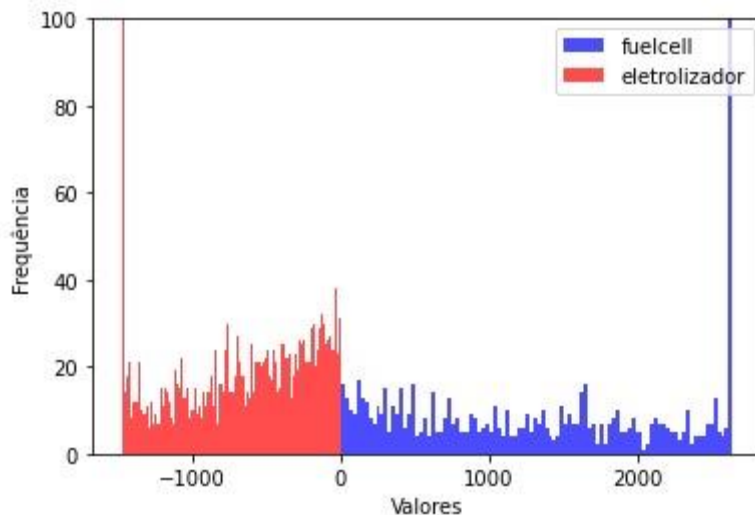


Figura 13- utilização da pilha de combustível e do eletrolizador no cenário com capacidades instaladas correspondentes ao percentil 70%

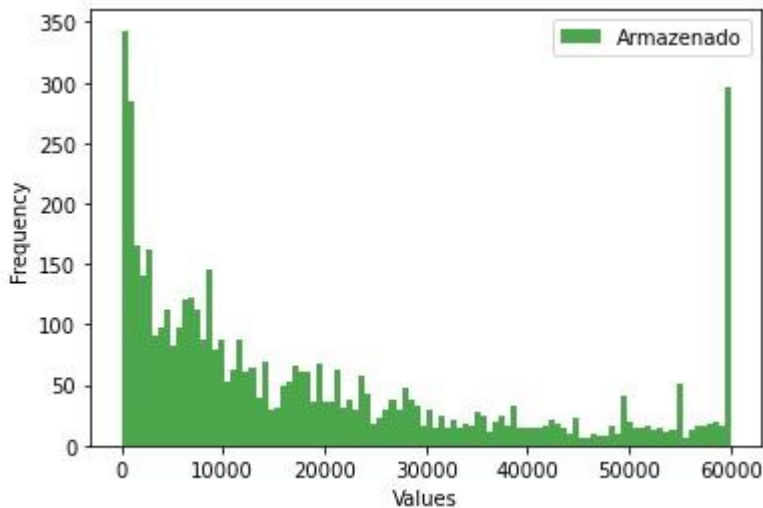


Figura 14- valores de estado do armazenamento ao longo do cenário em que eletrolizador e pilha de combustível tinham valores iguais ao percentil 70% da sua utilização

## 5.4 Análise crítica

A rede em estudo tem períodos onde, nem a pilha de combustível, nem o eletrolizador estão em operação, isto deve-se ao facto de a rede apenas considerar energia proveniente de fontes eólica e solar. Existe significativamente mais horas de défice do que de produção o que vai limitar a utilização dos equipamentos. Das 8 760 horas do ano, o eletrolizador está inoperacional 6 285 horas corresponde a 71,74% do tempo. No caso da pilha de combustível, o total de horas sem funcionamento é 7 611 horas correspondente a 86,88% das horas sem trabalhar. Estes resultados parecem indicar que a rede portuguesa estará ainda dependente de outras

fontes energéticas em 2030, mesmo com a introdução de métodos de armazenamento energético. Indica também que o principal fator a limitar o abandono de fontes energéticas não renováveis continua a ser a capacidade instalada de fontes renováveis e não a questão da flexibilidade.

Tabela 14-Tabela com resumo dos resultados

Cenário	Anos de amortização	Índice de Flexibilidade	Capex	Energia compensada	Percentagem de energia excedente armazenada
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>Armazenamento 10 €/Kg</u> capacidade igual ao percentil 90%</li> <li>• <u>Célula de combustível e eletrolisador</u> com capacidade igual ao percentil 95%</li> </ul>	54,9	10,53%	4400M €	1,745 GWh	29,48%
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>Armazenamento 500 €/Kg</u> capacidade igual ao percentil 90%</li> <li>• <u>Célula de combustível e eletrolisador</u> com capacidade igual ao percentil 95%</li> </ul>	98,4	10,53%	5282M €	1,745 GWh	29,48%
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>Armazenamento 10 €/Kg</u> e percentil 90%</li> <li>• <u>Célula de combustível e eletrolisador</u> com capacidade igual ao percentil 70%</li> </ul>	17,8	8,18%	1926M€	1,357GWh	22,92%



## CONCLUSÃO

Este trabalho desenvolve um modelo para estudar a viabilidade económica e a influência na flexibilidade de uma rede energética, com a introdução de armazenamento de energia através de hidrogénio. Conjugando dados relativos a balanços e preços energéticos para um certo período, e capacidades e rendimentos de equipamentos, é concluído relativamente a parâmetros económicos como anos de amortização, receitas, capex e opex, assim como indicadores da flexibilidade da rede.

Foi simulado um caso de estudo, utilizando estimativas para a produção energética solar e eólica em 2030 e o consumo energético para o mesmo ano. Para a simulação desta rede considerou-se vários cenários: armazenamento em cavidades geográficas subterrâneas, armazenamento convencional à superfície e cenários com diferentes capacidades instaladas de pilha de combustível e eletrolisador.

A rede de estudo tem variações de grande amplitude no balanço energético de hora para hora. Para além disso, existe um défice na energia total. A energia em horas excedente é apenas 35,2% do défice total o que torna esta rede inicialmente inviável. Num caso real haverá muito mais excedente devido à utilização de outras fontes energéticas. Apesar disso é de notar que foi possível compensar 8,18% do défice energético e manter uma alta rentabilidade económica com um tempo baixo de amortização de 17,8 anos e receitas anuais de 167,5M€. Isto foi alcançado com uma otimização bastante simples e com possibilidade de melhoramento. É de notar que esta rede devido ao défice energético que a caracteriza acarreta um grande nível de inatividade da pilha de combustível. Num cenário real o tempo de inatividade dos equipamentos seria menor e pode se inferir uma maior rentabilidade.

Com base na análise efetuada, o hidrogénio parece ser uma hipótese viável para a transição energética.

## 6.1 Trabalho futuro

Na perspectiva de trabalhos futuros relacionados com este modelo e caso de estudo foi pensado alguns tópicos de interesse

- Otimização da capacidade de armazenamento, célula de combustível e eletrolisador, visando maximizar a rentabilidade económica e flexibilidade da rede.
- Estimativas do mercado energético em 2030 e por sua vez otimização do preço de venda energética
- Possibilidade de vender hidrogénio para outros fins e rentabilidade associada.
- Introdução dos dados provenientes de outras fontes energéticas no modelo, de forma a representar uma rede eléctrica mais realista.
- Inclusão de rendimentos por venda de energia por outros modelos (disponibilidade de reserva de emergência...)

## BIBLIOGRAFIA

- [1] "PLANO NACIONAL ENERGIA E CLIMA 2021-2030 (PNEC 2030)."
- [2] P. Partidário, R. Aguiar, P. Martins, C. M. Rangel, and I. Cabrita, "The hydrogen roadmap in the Portuguese energy system – Developing the P2G case," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 47, pp. 25646–25657, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.10.132.
- [3] Entso-g and Entso-e, "TYNDP 2022 Scenario Report | Version. April 2022," 2022.
- [4] S. Shiva Kumar and V. Himabindu, "Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review," *Materials Science for Energy Technologies*, vol. 2, no. 3. KeAi Communications Co., pp. 442–454, Dec. 01, 2019. doi: 10.1016/j.mset.2019.03.002.
- [5] A. Boretti and B. K. Banik, "Advances in Hydrogen Production from Natural Gas Reforming," *Advanced Energy and Sustainability Research*, vol. 2, no. 11, p. 2100097, Nov. 2021, doi: 10.1002/aesr.202100097.
- [6] A. K. Rajvanshi, "Alternative Energy in Agriculture" *BIOMASS GASIFICATION*, vol. Vol. II. Maharashtra, 1986.
- [7] V. S. Sikarwar *et al.*, "An overview of advances in biomass gasification," *Energy and Environmental Science*, vol. 9, no. 10. Royal Society of Chemistry, pp. 2939–2977, Oct. 01, 2016. doi: 10.1039/c6ee00935b.
- [8] D. Mahajan, K. Tan, T. Venkatesh, P. Kileti, and C. R. Clayton, "Hydrogen Blending in Gas Pipeline Networks—A Review," *Energies*, vol. 15, no. 10. MDPI, May 01, 2022. doi: 10.3390/en15103582.
- [9] M. W. Melaina, O. Antonia, and M. Penev, "Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues," 2013. [Online]. Available: <http://www.osti.gov/bridge>
- [10] A. Ajanovic and R. Haas, "Economic and Environmental Prospects for Battery Electric- and Fuel Cell Vehicles: A Review," *Fuel Cells*, vol. 19, no. 5. John Wiley and Sons Ltd, pp. 515–529, Oct. 01, 2019. doi: 10.1002/fuce.201800171.
- [11] L. Schlapbach, "Hydrogen-fuelled vehicles," *Nature*, vol. 460, no. 7257, pp. 809–811, 2009, doi: 10.1038/460809a.

- [12] GE Gas Power, "How a Gas Turbine Works: GE Gas Power." Accessed: Nov. 07, 2024. [Online]. Available: <https://www.gevernova.com/gas-power/resources/education/what-is-a-gas-turbine>
- [13] "Hydrogen gas turbine offers promise of clean electricity," Nature Publishing Group. Accessed: Jul. 08, 2023. [Online]. Available: <https://www.nature.com/articles/d42473-022-00211-0>
- [14] P. Chiesa and G. Lozza, "USING HYDROGEN AS GAS TURBINE FUEL." [Online]. Available: <http://asme.org/terms>
- [15] D. Miguel Afonso Santos, P. de Carvalho Baptista Miguel Afonso Dias de Ayala Botto, C. Baptista Cardeira Supervisor, and M. Afonso Dias de Ayala Botto, "Retrofitting of an Off-Road Capable Passenger Vehicle with a Hydrogen-Electric Powertrain Mechanical Engineering Examination Committee," 2022.
- [16] "A SUSTAINABLE PATHWAY FOR THE EUROPEAN ENERGY TRANSITION HYDROGEN ROADMAP EUROPE", doi: 10.2843/249013.
- [17] C. Tarhan and M. A. Çil, "A study on hydrogen, the clean energy of the future: Hydrogen storage methods," *Journal of Energy Storage*, vol. 40. Elsevier Ltd, Aug. 01, 2021. doi: 10.1016/j.est.2021.102676.
- [18] California Energy Commission, "Electric Generation Capacity and Energy," California Energy Commission. Accessed: Jul. 10, 2023. [Online]. Available: <https://www.energy.ca.gov/data-reports/energy-almanac/california-electricity-data/electric-generation-capacity-and-energy>
- [19] "California ISO - Supply, Today's Outlook." Accessed: Jul. 10, 2023. [Online]. Available: <https://www.caiso.com/TodaysOutlook/Pages/supply.html>
- [20] IVAN PENN, "California invested heavily in solar power. Now there's so much that other states are sometimes paid to take it," LOS ANGELS TIMES.
- [21] B. Gillessen, H. U. Heinrichs, P. Stenzel, and J. Linssen, "Hybridization strategies of power-to-gas systems and battery storage using renewable energy," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 19, pp. 13554–13567, May 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.03.163.
- [22] R. Guo, Q. Li, and N. Zhao, "An overview of grid-connected fuel cell system for grid support," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 884–892, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.05.211.

- [23] "renewables.ninja." Accessed: Feb. 21, 2024. [Online]. Available: <https://www.renewables.ninja/>
- [24] "OMIE." Accessed: Mar. 26, 2024. [Online]. Available: <https://www.omie.es/pt>
- [25] C. Moran, P. Deane, S. Yousefian, and R. F. D. Monaghan, "The hydrogen storage challenge: Does storage method and size affect the cost and operational flexibility of hydrogen supply chains?," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 52, pp. 1090–1100, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.06.269.
- [26] I. A. Hassan, H. S. Ramadan, M. A. Saleh, and D. Hissel, "Hydrogen storage technologies for stationary and mobile applications: Review, analysis and perspectives," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 149. Elsevier Ltd, Oct. 01, 2021. doi: 10.1016/j.rser.2021.111311.
- [27] A. H. Reksten, M. S. Thomassen, S. Møller-Holst, and K. Sundseth, "Projecting the future cost of PEM and alkaline water electrolyzers; a CAPEX model including electrolyser plant size and technology development," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 90, pp. 38106–38113, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.08.306.
- [28] D. Ferrero, M. Gamba, A. Lanzini, and M. Santarelli, "Power-to-Gas Hydrogen: Techno-economic Assessment of Processes towards a Multi-purpose Energy Carrier," in *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, Nov. 2016, pp. 50–57. doi: 10.1016/j.egypro.2016.11.007.
- [29] V. Cigolotti, M. Genovese, and P. Fragiaco, "Comprehensive review on fuel cell technology for stationary applications as sustainable and efficient poly-generation energy systems," *Energies*, vol. 14, no. 16. MDPI AG, Aug. 02, 2021. doi: 10.3390/en14164963.
- [30] 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, Dec. 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.10.045.

ANEXO



@author: João Augusto

"""

```
import pandas as pd
import os
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
```

```
##### OBTENÇÃO DE PREÇOS #####
```

```
# Directory do ficheiro
directory = "Pasta com os ficheiros"
```

```
# criação de dataframe para guardar os preços ,data e hora
df_info_hora = pd.DataFrame()
```

```
# Loop pelos ficheiros na diretoria
```

```
for filename in os.listdir(directory):
```

```
    if filename.startswith("marginalpdbcpt_") and filename.endswith(".1"):
```

```
        # Construção do caminho do ficheiro
```

```
        file_path = os.path.join(directory, filename)
```

```
        # guardar a informação numa dataframe temporaria respetiva a cada ficheiro
```

```
        ficheiro = pd.read_csv(file_path, sep=';', skiprows=1, header=None, names=['Year',
'Month', 'Day', 'Hour', 'Price', '_', 'o'])
```

```
        ficheiro = ficheiro[ficheiro['Year'] != '*']
```

```
        ficheiro['Date'] = pd.to_datetime(ficheiro[['Year', 'Month', 'Day']], format='%Y-%m-%d')
```

```
        ficheiro['time'] = pd.to_datetime(ficheiro[['Year', 'Month', 'Day', 'Hour']], format='%Y-
%m-%d-%h')
```

```
        ficheiro = ficheiro[['time', 'Date', 'Hour', 'Price']]
```

```
        # concatenar a dataframe temporaria à data frame completa
```

```
        df_info_hora = pd.concat([df_info_hora, ficheiro], ignore_index=True)
```

```
# Read the Excel file into a DataFrame
```

```
df_excel = pd.read_excel(r'Ficheiro excel com o balanço energetico')
```

```
# Extract the 'net' column from the Excel file
```

```
net_column = df_excel['net']
```

```
# Add the 'net' column to the existing df_info_hora DataFrame
```

```
df_info_hora['Net'] = net_column
```

```

#para guardar o estado do tanque
df_info_hora['Armazenado'] = 0

#para guardar o balanço por hora e a receita acumulada
df_info_hora['balanço']=0
df_info_hora['receita']=0
#esta variável é a interação com a rede e conta com perdas
df_info_hora['injetado']=0

# não há dados para energia da última hora do ano por isso apago
df_info_hora = df_info_hora.iloc[:-1]

##### Variáveis de rendimento #####
x=0

transporte_rede=1 # não é considerado
eletrolisador=0.6
armazenamento=0.9

fuelcell=0.65

fuelcell_power=6100#2640#
eletrolisador_power=3330#1470#
capacidade_Armazenamento=60000#38740 #em MW

custo_armazenamento=500/0.03333# euros por MWh preço por (€/kg)/Energia no hidrogénio
custo_eletrolisador_MW=400000
custo_fuelcell_Mw=500000

capex= custo_eletrolisador_MW*eletrolisador_power + custo_fuelcell_Mw*fuelcell_power +
capacidade_Armazenamento*custo_armazenamento
opex=custo_eletrolisador_MW*eletrolisador_power*0.03+custo_fuelcell_Mw*fuelcell_power*0.03 +
capacidade_Armazenamento*custo_armazenamento*0.03

gas_to_power = fuelcell
power_to_gas=eletrolisador*armazenamento

#####Algoritmo que percorre a data frame calcula preços energia armazenada e injetada#####

for i, row in df_info_hora.iterrows():

    #para o valor de armazenado estar sempre atualizado

```

```

if i>0:
    df_info_hora.at[i,'Armazenado']= df_info_hora.loc[i-1,'Armazenado']
    df_info_hora.at[i,'receita'] = df_info_hora.loc[i-1,'receita']

##### Algoritmo de compra
#####
#verifica se há excesso
if row['Net'] > 0 and df_info_hora.loc[i, 'Armazenado']<capacidade_Armazenamento:
    #calcula a energia utilizada
    df_info_hora.at[i,'injetado']=- power_to_gas*(df_info_hora.loc[i, 'Net'])

    #para verificar que não ultrapassamos o limite do eletrolisador
    if (- df_info_hora.loc[i,'injetado'] > eletrolisador_power):
        df_info_hora.at[i,'injetado']=- eletrolisador_power

    # Armazena o excesso contando com rendimentos
    df_info_hora.at[i, 'Armazenado'] = - df_info_hora.at[i,'injetado'] + df_info_hora.loc[i-1,
'Armazenado']
    if(df_info_hora.loc[i, 'Armazenado']>capacidade_Armazenamento):
        df_info_hora.at[i,'injetado'] = df_info_hora.loc[i, 'injetado'] + (df_info_hora.at[i, 'Arma-
zenado'] - capacidade_Armazenamento)
        df_info_hora.at[i, 'Armazenado'] = capacidade_Armazenamento

##### Algoritmo de venda #####
#para iniciar a venda, verifica quando o índice é igual à primeira posição da dataframe dos
melhores preços
if row['Net'] < 0 and row['Price']>88:

    #quando o net mais as perdas é menor que o armazenado
    if abs((df_info_hora.loc[i, 'Net'])/gas_to_power) < df_info_hora.loc[i, 'Armazenado']:

        #injetar na rede o correspondente ao net mais as perdas em rendimento
        df_info_hora.at[i,'injetado'] = - (df_info_hora.loc[i,'Net'])/gas_to_power

        #para verificar que não ultrapassamos o limite da fuelcell
        if(df_info_hora.loc[i,'injetado'] > fuelcell_power):
            df_info_hora.at[i,'injetado'] = fuelcell_power

        #calcula o preço

```

```
df_info_hora.at[i,'balanço'] = gas_to_power*df_info_hora.loc[i,'injetado']*  
df_info_hora.loc[i,'Price']  
#atualiza o armazenado  
df_info_hora.at[i,'Armazenado']= df_info_hora.loc[i,'Armazenado']-(df_info_hora.loc[i,  
'injetado'])
```

```
#para o caso em que o armazenado menos perdas é menor que o Net  
else:
```

```
#variavel para guardar o que é injetado na rede a cada hora  
df_info_hora.at[i,'injetado'] = gas_to_power*(df_info_hora.loc[i,'Armazenado'])
```

```
#para verificar que não ultrapassamos o limite da fuelcell
```

```
if(df_info_hora.loc[i,'injetado'] > fuelcell_power):  
x= df_info_hora.loc[i,'injetado'] - fuelcell_power  
df_info_hora.at[i,'injetado'] = fuelcell_power
```

```
#vender o que está armazenado
```

```
df_info_hora.at[i,'balanço'] = df_info_hora.loc[i,'injetado']* df_info_hora.loc[i,'Price']
```

```
#reset armazenado
```

```
df_info_hora.at[i,'Armazenado']=0+ (x / gas_to_power)  
x=0
```

```
# atualizar o receita
```

```
df_info_hora.at[i,'receita']=df_info_hora.loc[i,'receita']+df_info_hora.loc[i,'balanço']
```

```
##### calcular custo #####
```

```
amortizacao=capex/(df_info_hora.loc[8758,'receita']-opex)  
print(amortizacao)
```

```
##### Calcular energia compensada  
#####
```

```
Defice_anual = df_info_hora[df_info_hora['Net'] < 0]['Net'].sum()  
print("Defice_anual", Defice_anual)
```

```

Energia_compensada = df_info_hora[df_info_hora['injetado'] > 0]['injetado'].sum()*gas_to_po-
wer
print("Energia_compensada",Energia_compensada)

percentagem_compensada= (100*Energia_compensada)/-Defice_anual
print(percentagem_compensada)

retirado_rede=df_info_hora[df_info_hora['injetado'] < 0]['injetado'].sum()
print("retirado_rede ",retirado_rede)

energia_excedente = df_info_hora[df_info_hora['Net'] > 0]['Net'].sum()
print("energia_excedente",energia_excedente)

percentagem_armazenada=(100*Energia_compensada)/energia_excedente
print("percentagem_armazenada",percentagem_armazenada)

preço_medio=df_info_hora['Price'].sum() / 8760
print("preço medio", preço_medio)
#####
#####
# # Plot 'Armazenado' against 'Date'
# plt.figure(figsize=(10, 6))
# plt.plot( df_info_hora['receita'], marker='o', linestyle='-', color='b')

# # Set labels and title
# plt.xlabel('index')
# plt.ylabel('receita')
# plt.title('Armazenado Over Time')

# # Display the plot
# plt.show()

# Criar dois DataFrames diferentes para valores positivos e negativos
df_positivos = df_info_hora[df_info_hora['injetado'] > 0]
df_negativos = df_info_hora[df_info_hora['injetado'] < 0]

# Criar os histogramas
plt.hist(df_positivos['injetado'], bins=100, color='blue', alpha=0.7, label='fuelcell')
plt.hist(df_negativos['injetado'], bins=100, color='red', alpha=0.7, label='eletrolisador')

# Adiciona rótulos e legenda
plt.xlabel('Valores')

```

```

plt.ylabel('Frequência')
plt.legend(loc='upper right')

# Adiciona linhas para representar os 95% dos dados
percentile_70_positivos = np.percentile(df_positivos['injetado'], 70)
percentile_30_negativos = np.percentile(df_negativos['injetado'], 30)

plt.axvline(percentile_70_positivos, color='blue', linestyle='dashed', linewidth=2, label=f'95%
Positivos ({percentile_70_positivos:.2f})')
plt.axvline(percentile_30_negativos, color='red', linestyle='dashed', linewidth=2, label=f'5%
Negativos ({percentile_30_negativos:.2f})')

# Exiba os histogramas com as linhas
plt.show()

plt.figure()
armazenado_filtered = df_info_hora[df_info_hora['Armazenado'] !=0]['Armazenado']
plt.hist(armazenado_filtered, bins=100, color='green', alpha=0.7, label='Armazenado')

percentile_90 = np.percentile(armazenado_filtered, 90)
plt.axvline(percentile_90, color='green', linestyle='dashed', linewidth=2, label=f'90% Positivos
({percentile_90})')

plt.xlabel('Values')
plt.ylabel('Frequency')
plt.legend(loc='upper right')

# Display the histogram
plt.show()

# Define the size of each time interval
interval_size = '1D' # Change this to the desired interval size, e.g., '1H' for hourly intervals

# Group the data into intervals and calculate the mean of 'Net' for each interval
df_grouped = df_info_hora.groupby(pd.Grouper(key='time', freq=interval_size))['Net'].mean().reset_index()

# Plot the grouped data as a column graph
plt.figure(figsize=(12, 6))
plt.bar(df_grouped['time'], df_grouped['Net'], color='skyblue')

# Set labels and title

```

```
plt.xlabel('Date')
plt.ylabel('Average Net Energy')
plt.title('Average Net Energy Over Time (Grouped by Day)')

# Rotate x-axis labels for better readability
plt.xticks(rotation=45)

# Display the plot
plt.tight_layout()
plt.show()
```





João Augusto

Estudo do potencial de conversão de excedente de produção elétrica renovável em



João Augusto

# Estudo do potencial de conversão de excedente de produção elétrica reno-

