

Análise técnico-financeira de unidade de produção de hidrogénio verde com integração de uma central fotovoltaica

TIAGO FILIPE COELHO DE ALMEIDA
outubro de 2024

Análise técnico-financeira de unidade de produção de hidrogénio verde com integração de uma central fotovoltaica

Tiago Filipe Coelho Almeida

**Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia**

Orientador: Manuel Maria Pereira de Azevedo

Júri:

Presidente:

Fernando Maurício Teixeira de Sousa Dias, Professor Adjunto, ISEP

Vogais:

Teresa Alexandra Ferreira Mourão Pinto Nogueira, Professor Adjunto, ISEP

Manuel Maria Pereira de Azevedo, Professor Adjunto, ISEP

Porto, outubro 2024

Página deixada intencionalmente em branco

Resumo

A presente dissertação, explora a viabilidade técnica e económica de uma unidade de produção de hidrogénio verde, utilizando uma central fotovoltaica, baterias e conexão à rede pública de eletricidade. Inicialmente, com o intuito de apresentar e compreender as temáticas a abordar foi realizada um estado da arte sobre os componentes do sistema de produção de hidrogénio verde, incluindo eletrolisadores, baterias e energia solar fotovoltaica. Também foi discutido os benefícios ambientais do hidrogénio verde, destacando a sua contribuição para a redução das emissões de gases de efeito estufa, a promoção da independência energética e a criação de uma matriz energética mais sustentável para Portugal e para o mundo. A integração da energia solar fotovoltaica no processo de produção de hidrogénio é apontada como um passo importante na caminhada rumo à neutralidade carbónica, alinhando-se com as metas estabelecidas por acordos internacionais, como o Acordo de Paris.

Em seguida, foi realizado o estudo em si, este propõe a integração de uma central solar fotovoltaica com uma potência de 20 MW e um eletrolisador de 10 MW, complementados por baterias que armazenam o excesso de energia solar. Foi realizado o dimensionamento da central fotovoltaica utilizada considerando a sua localização, as características dos equipamentos e ainda o cálculo do custo nivelado da energia (LCOE), com e sem o uso de baterias. Posteriormente, foi feita a escolha do eletrolisador com base numa análise técnica detalhada, abordando o seu funcionamento e características, como o tipo de membrana e os custos associados. Seguidamente foram considerados quatro cenários de operação, variando a integração das baterias e a aquisição de energia da rede através de contratos de Power Purchase Agreement (PPA), para garantir a aquisição de energia renovável da rede, quando necessário, que permitiram avaliar o impacto das diferentes configurações na eficiência e no custo da produção de hidrogénio.

No final, a tese apresenta uma análise detalhada dos resultados obtidos nos quatro cenários de operação, comparando o custo de produção de hidrogénio (€/kg-H₂), o tempo de operação do eletrolisador, a flexibilidade oferecida pelas baterias e o impacto da compra de energia da rede.

Palavras-chave: Descarbonização; Eletrolisador; Energia Fotovoltaica; Hidrogénio Verde; LCOE; LCOH

Página deixada intencionalmente em branco

Abstract

This dissertation explores the technical and economic feasibility of a green hydrogen production unit, using a photovoltaic power plant, batteries and connection to the public electricity grid. Initially, to present and understand the issues to be addressed, a state-of-the-art study was carried out on the components of the green hydrogen production system, including electrolyzers, batteries and photovoltaic solar energy. The environmental benefits of green hydrogen were also discussed, highlighting its contribution to reducing greenhouse gas emissions, promoting energy independence and creating a more sustainable energy matrix for Portugal and the world. The integration of photovoltaic solar energy into the hydrogen production process is seen as an important step on the road to carbon neutrality, in line with the targets set by international agreements such as the Paris Agreement.

Next, the study itself was carried out, which proposes the integration of a solar photovoltaic plant with a power of 20 MW and a 10 MW electrolyzer, complemented by batteries that store excess solar energy. The photovoltaic plant used was sized, considering its location, the characteristics of the equipment and the calculation of the levelized cost of energy (LCOE), with and without the use of batteries. Subsequently, the electrolyzer was chosen based on a detailed technical analysis of its operation and characteristics, such as the type of membrane and the associated costs. Four operating scenarios were then considered, varying the integration of batteries and the acquisition of energy from the grid through Power Purchase Agreement (PPA) contracts, to guarantee the acquisition of renewable energy from the grid, when necessary, which made it possible to assess the impact of the different configurations on the efficiency and cost of hydrogen production.

Finally, the thesis presents a detailed analysis of the results obtained in the four operating scenarios, comparing the cost of hydrogen production (€/kg-H₂), the operating time of the electrolyzer, the flexibility offered by the batteries and the impact of purchasing energy from the grid.

Keywords: Decarbonization; Electrolyzer; Green Hydrogen; LCOE; LCOH; Photovoltaic Energy

Página deixada intencionalmente em branco

Agradecimentos

Nesta parte quero prestar um agradecimento a todas as pessoas e entidades que contribuíram para que todo o meu progresso académico fosse possível.

Antes de mais queria agradecer aos meus pais por me terem possibilitado o ingresso no ensino superior, por me terem sempre apoiado em todos os momentos e por me motivarem sempre a seguir o melhor caminho. Na minha vida pessoal, queria agradecer à minha namorada, à minha família e aos meus amigos por me terem motivado, apoiado e ajudado durante esta fase da vida académica.

Um agradecimento ao Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP), por me ter acolhido desde o primeiro dia de vida académica. Quero também agradecer a todos os docentes que me acompanharam desde o primeiro ano. Um especial obrigado ao meu orientador, o Professor Manuel Azevedo que me acompanhou durante a dissertação.

Página deixada intencionalmente em branco

Índice

1	Introdução	1
1.1	Enquadramento Geral	1
1.2	Contexto Empresarial e Orientador.....	2
1.3	Objetivos da Dissertação	2
1.4	Estrutura da Dissertação	3
2	Estado da Arte	5
2.1	Descarbonização.....	6
2.1.1	Enquadramento Nacional.....	6
2.1.1.1	Plano Nacional Energia e Clima 2030	7
2.1.1.2	Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050	7
2.2	Componentes do Sistema	8
2.2.1	Energia Solar Fotovoltaica	8
2.2.2	Eletrolisador	10
2.2.3	Bateria	11
2.3	Produção de Hidrogénio	12
2.3.1	Hidrogénio Verde e Eletrólise	12
2.3.1.1	Eletrolisador Alcalino	13
2.3.1.2	Eletrolisador de Membrana de Troca de Aniões (AEM)	14
2.3.1.3	Eletrolisador de Membrana de troca de protões (PEM)	15
2.3.1.4	Avaliação geral dos eletrolisadores	17
2.3.2	Matérias-Primas da Eletrólise.....	18
2.4	Transporte e armazenamento do hidrogénio.....	21
2.5	Utilização do Hidrogénio	22
2.5.1	Power-to-Power	22
2.5.2	Power-to-Gas	23
2.5.3	Power-to-Mobility	23
2.5.4	Power-to-Fuel.....	24
2.5.5	Power-to-Industry	24
2.6	Análise do custo da produção de hidrogénio	25
2.6.1	Análise do sistema a implementar e os seus custos	26
2.6.2	Metodologia de Cálculo.....	27
2.6.2.1	Análise dos parâmetros de cálculo.....	28
2.7	Legislação e regulação aplicada à economia do hidrogénio.....	29
3	Dimensionamento da central solar fotovoltaica.....	33
3.1	Localização da central solar fotovoltaica.....	34
3.1.1	Características solares do local	34

3.2	Equipamentos utilizados na central	37
3.2.1	Painéis Solares	37
3.2.2	Inversor	37
3.3	Dimensionamento da central	38
3.3.1	Distribuição dos Painéis Solares	38
3.3.2	Resultados obtidos	41
3.4	Custo nivelado da energia	44
3.4.1	Cálculo do LCOE sem baterias	45
3.4.2	Cálculo do LCOE com baterias	47
4	Dimensionamento do eletrolisador	53
4.1	Escolha do eletrolisador	53
4.2	Funcionamento da Membrana de Troca de Ânions da Enapter	55
4.3	AEM Nexus 1000	56
4.3.1	Visão geral do eletrolisador	56
4.3.2	Funcionamento do sistema de produção	58
4.3.3	Especificações técnicas AEM Nexus 1000	59
4.4	Custos do eletrolisador	61
4.5	Obtenção do custo do hidrogénio	63
5	Casos de Estudo	65
5.1	Apresentação dos cenários	66
5.2	Metodologia e cálculos	68
5.3	Resultados	70
5.3.1	Cenário 1 - Sistema de Produção de Hidrogénio em Regime de Autoconsumo	70
5.3.1.1	Parâmetros Base	70
5.3.1.2	LCOH	72
5.3.2	Cenário 2 - Sistema de Produção de Hidrogénio em Regime de Autoconsumo com Baterias	73
5.3.2.1	Parâmetros Base	73
5.3.2.2	LCOH	74
5.3.3	Cenário 3 - Sistema de Produção de Hidrogénio em Regime de Autoconsumo com Aquisição de Energia da Rede através de Contratos PPA	76
5.3.3.1	Parâmetros Base	76
5.3.3.2	LCOH	80
5.3.4	Cenário 4 - Sistema de Produção de Hidrogénio em Regime de Autoconsumo com Utilização de Baterias e Aquisição de Energia da Rede através de Contratos PPA	82
5.3.4.1	Parâmetros Base	82
5.3.4.2	LCOH	84

6	Análise dos resultados.....	87
6.1	Análise quantitativa	88
6.2	Análise qualitativa	88
6.3	Análise final.....	89
7	Conclusão	93
7.1	Conclusões gerais	93
7.2	Contributos.....	94
7.3	Perspetivas para trabalho futuro	94

Página deixada intencionalmente em branco

Lista de Figuras

Figura 1. Diagrama da composição do sistema [3]	8
Figura 2. Capacidade solar fotovoltaica da Europa [12].....	9
Figura 3. Eletrólise da Água [16].....	10
Figura 4. Impacto das baterias num sistema fotovoltaico em autoconsumo [21].....	11
Figura 5. Funcionamento do eletrolisador alcalino [26]	13
Figura 6. Funcionamento do Eletrolisador de Membrana de Troca de Aniões (AEM) [26]	15
Figura 7. Funcionamento do Eletrolisador de Membrana de troca de protões [26]	16
Figura 8. Comparação do consumo unitário de água entre o eletrolisador alcalino e o PEM [31]	19
Figura 9. Necessidades de transporte e tratamento das águas provenientes de fontes diferentes [31].....	20
Figura 10. Custos de obtenção das diferentes fontes de água [31].....	20
Figura 11. Diagrama de Funcionamento da utilização P2P [36].....	22
Figura 12. Diagrama de Funcionamento da utilização P2G [36]	23
Figura 13. Diagrama de Funcionamento da utilização P2M [36]	24
Figura 14 Diagrama de Funcionamento da utilização P2FUEL [36].....	24
Figura 15. Diagrama de Funcionamento da utilização P2I [36].....	25
Figura 16. Fatores que provocam o aumento de custo do hidrogénio [38]	27
Figura 17. Licenciamento e controlo aplicado à economia do hidrogénio [39].....	30
Figura 18. Insolação anual media de Ferreira do Alentejo[40]	35
Figura 19. Diagrama de ligação da central fotovoltaica	41
Figura 20. Síntese das características da central.....	41
Figura 21. Energia produzida ao longo do ano.....	43
Figura 22. Diagrama de perdas da central fotovoltaica	44
Figura 23. Cálculo do LCOE sem baterias	47
Figura 24. Produção diária da central num ano	48
Figura 25. Energia utilizada pelo eletrolisador num ano.....	48
Figura 26. Gráfico da produção do dia em que se verificou o maior excedente	49
Figura 27. Efeito da bateria na produção.....	49
Figura 28. Cálculo do LCOE com baterias.....	52
Figura 29. Diagrama de comparação de tecnologias de eletrolisador [47]	54
Figura 30. Funcionamento da Membrana de Troca de Aniões (AEM) [47].....	55
Figura 31. Vista exterior do AEM Nexus 1000 [46]	56
Figura 32. Vista interior do AEM Nexus 1000 [46]	57
Figura 33. Vista das <i>strings</i> no interior do AEM Nexus 1000 [46].....	57
Figura 34. Módulo AEM [47]	58
Figura 35. Fluxograma do funcionamento do sistema de produção [46]	58
Figura 36. Especificações técnicas AEM Nexus 1000 [45]	60
Figura 37. Custos do eletrolisador [orçamento]	62

Figura 38. Sistema produtor de hidrogénio verde através de energia fotovoltaica (Gerada através de IA)	66
Figura 39. Diagrama de Ligações Cenário 1	67
Figura 40. Diagrama de Ligações Cenário 2	67
Figura 41. Diagrama de Ligações Cenário 3	68
Figura 42. Diagrama de Ligações Cenário 4	68
Figura 43. Produção da central fotovoltaica num ano.....	71
Figura 44. Energia autoconsumida pelo eletrolisador	71
Figura 45. Peso de cada um dos fatores no LCOH obtido no cenário 1	73
Figura 46. Autoconsumo sem a utilização de baterias (Cenário 1).....	74
Figura 47. Autoconsumo com a utilização de baterias (Cenário 2)	74
Figura 48. Peso de cada um dos fatores no LCOH obtido no cenário 2	76
Figura 49. Funcionamento do eletrolisador.....	77
Figura 50. Distribuição da energia consumida.....	78
Figura 51. Funcionamento do eletrolisador.....	79
Figura 52. Distribuição da energia consumida.....	79
Figura 53. Peso de cada um dos fatores no LCOH obtido no cenário 3	82
Figura 54. Funcionamento do eletrolisador cenário 4	83
Figura 55. Distribuição da Energia cenário 4	83
Figura 56. Peso de cada um dos fatores no LCOH obtido no cenário 4.....	86

Lista de Tabelas

Tabela 1. Avaliação geral dos eletrolisadores [28] (adaptado)	17
Tabela 2. Vantagens de Desvantagens de cada tecnologia de eletrolisador [28] (adaptado)...	18
Tabela 3. Características solares da região de Figueira de Cavaleiros	36
Tabela 4. Características do Painei JAM72S30-550W [41]	37
Tabela 5. Características técnicas do inversor SUN2000-300KTL-H0 [42]	38
Tabela 6. Resultados da simulação da energia produzida	42
Tabela 7. Inputs para o cálculo do LCOE sem baterias.....	45
Tabela 8. Cálculos intermédios para obtenção do LCOE sem baterias	46
Tabela 9. Inputs para o cálculo do LCOE com baterias	50
Tabela 10. Cálculos intermédios para obtenção do LCOE com baterias	51
Tabela 11. Características técnicas do sistema eletrolisador.....	61
Tabela 12. Parâmetros de entrada na equação do LCOH	63
Tabela 13. Valores de entrada e resultado do cenário 1	72
Tabela 14. Valores de entrada e resultado do cenário 2	75
Tabela 15. Valores de entrada e resultado do cenário 3	81
Tabela 16. Valores de entrada e resultado do cenário 4	85
Tabela 17. Resultados obtidos	87

Página deixada intencionalmente em branco

Lista de Siglas e Acrónimos

AEM	Membrana de Troca de Aniões
AIA	Avaliação de Impacte Ambiental
APA	Agência Portuguesa do Ambiente
ASTM	Sociedade Americana para testes e materiais
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> ou Custos de Capital
CCDR	Comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional
CDN	Contribuições Determinadas Nacionalmente
CELE	Comércio Europeu de Licenças de Emissão
CQNUAC	Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas
CSF	Central Solar Fotovoltaica
DC	Corrente Contínua do inglês <i>Direct Current</i>
EN-H₂	Estratégia Nacional para o Hidrogénio
EPC	Engenharia, Procuração e Construção
GEE	Gases de Efeito de Estufa
ISEP	Instituto Superior de Engenharia do Porto
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
LCOH	<i>Levelized Cost of Hydrogen</i>
LHV	<i>Lower Heating Value</i>
LUA	Licenciamento Único do Ambiente
OPEX	<i>Operational Expenditure</i> ou Custos de Operação
P2FUEL	Power-to-Synfuel
P2G	Power-to-Gas
P2I	Power-to-Industry
P2M	Power-to-Mobility

P2P	Power-to-Power
PAG	Prevenção de Acidentes Graves
PCIP	Prevenção e Controlo Integrados da Poluição
PEM	Membrana de troca de Protões
PNEC 2030	Plano Nacional Energia e Clima
PNI 2030	Plano Nacional de Investimentos
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
PSU_s	<i>Power Supply Units</i>
REAR	Regime de Emissões para o AR
RH	Regime de Utilização dos Recursos Hídricos
RNC 2050	Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050
SIR	Sistema de Indústria Responsável
TOC	Carbono Orgânico Total
TUA	Título Único Ambiental
ZER	Zonas Empresariais Responsáveis

1 Introdução

A presente dissertação é realizada no âmbito da obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia, pelo Departamento de Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia do Porto.

Neste capítulo inicial, será definido de forma detalhada o tema principal deste projeto, bem como o seu enquadramento no contexto atual da engenharia eletrotécnica e das necessidades energéticas globais. O tema central desta dissertação foca-se em estudar uma estratégia de funcionamento ótimo de um sistema de produção de hidrogénio verde de forma reduzir o custo do mesmo, uma alternativa sustentável aos combustíveis fósseis tradicionais, alinhada com os objetivos de descarbonização e redução das emissões de gases de efeito estufa.

Serão ainda apresentados os objetivos principais desta dissertação e ainda a estrutura geral da dissertação, fornecendo uma visão panorâmica dos capítulos subsequentes e do conteúdo abordado em cada um deles.

1.1 Enquadramento Geral

Um pilar importante para a caminhada da neutralidade carbónica da sociedade e nomeadamente nos setores da indústria e do transporte é a economia do hidrogénio. A economia do hidrogénio irá permitir a ligação entre os setores da economia da eletricidade e dos gases renováveis. Neste contexto, a produção de larga escala de hidrogénio verde a custos baixos só será possível recorrendo a produção de eletricidade renovável (solar e eólico) dedicada (em regime de autoconsumo ou através de contratos de *Power Purchase Agreement* (PPA)) ou ainda utilizando a produção excedente de produção renovável não dedicada. Com a procura de soluções energéticas sustentáveis, a integração da produção de hidrogénio verde

com fontes de energia renováveis surgiu como uma estratégia fundamental para enfrentar as alterações climáticas e promover a sustentabilidade ambiental [1]. Esta dissertação, procura explorar e avaliar a praticabilidade, os aspetos técnicos e a viabilidade financeira deste sistema. O foco central deste estudo baseia-se em torno da sinergia entre a produção de hidrogénio verde e a energia solar através da integração de uma central fotovoltaica, com o auxílio de baterias de modo a aproveitar toda a energia solar produzida, seja quando é excedente, seja quando o eletrolisador estiver em manutenção, traçando assim um perfil de produção mais estável e contínuo. O hidrogénio verde é produzido através da eletrólise da água utilizando energia renovável e está a ganhar destaque como um combustível limpo e versátil [2]. A incorporação de uma central fotovoltaica neste processo de produção aumenta a sustentabilidade global do sistema, fornecendo uma fonte de energia renovável e consistente para o processo de eletrólise [3]. O objetivo geral desta dissertação é realizar uma análise abrangente que aprofunde os aspetos técnicos do sistema, examinando a eficiência, confiabilidade, impacto ambiental e simultaneamente, será realizada uma avaliação financeira para avaliar a viabilidade económica e a atratividade de investimento de uma unidade de produção de hidrogénio verde com integração fotovoltaica. À medida que a comunidade global se esforça para cumprir as metas ambiciosas estabelecidas por acordos internacionais como o Acordo de Paris [4], a compreensão dos aspetos técnicos e financeiros das soluções energéticas inovadoras torna-se fundamental. Esta dissertação pretende contribuir com alguns conhecimentos para a crescente evolução em torno da produção de hidrogénio verde, fornecendo uma base para a tomada de decisões informadas na transição para um futuro energético sustentável e de baixo carbono.

1.2 Contexto Empresarial e Orientador

A dissertação será parcialmente realizada em ambiente empresarial, na empresa Simples Energia de España SL – Sucursal Portugal, cuja missão da mesma é atingir a neutralidade carbónica até 2035, dedicando-se assim a desenvolver soluções de autoconsumo e produção de energia renovável, livre de emissões de CO₂ [5]. O trabalho é desenvolvido com a orientação científica do professor Manuel Azevedo do Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP). O trabalho irá também ter o apoio técnico da empresa parceira do sistema de hidrogénio *H₂ Coresystems GmbH*.

1.3 Objetivos da Dissertação

A realização desta dissertação tem como objetivo central dimensionar e realizar um estudo técnico-financeiro detalhado de uma unidade de produção de hidrogénio verde. Esta unidade terá uma potência elétrica nominal de entrada de 10 MW e será integrada com uma central fotovoltaica com uma potência de ligação de 20 MW, a operar em regime de autoconsumo. Além disso, o sistema incluirá uma bancada de baterias para armazenamento de energia e uma conexão à rede pública de eletricidade.

O principal propósito deste estudo é desenvolver uma estratégia de operação otimizada para o sistema completo. Essa estratégia visa não apenas maximizar a eficiência operacional, mas também reduzir significativamente o custo de produção do hidrogénio verde.

Ao longo da dissertação, serão abordados diversos aspetos técnicos e financeiros, incluindo o dimensionamento dos componentes do sistema, a análise económica, a avaliação dos impactos ambientais e a modelagem dos cenários de operação. Esta análise detalhada permitirá uma compreensão das interações entre os diferentes elementos do sistema e das condições necessárias para alcançar um funcionamento ótimo e sustentável.

1.4 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação está organizada em seis capítulos (Introdução, Estado da Arte, Dimensionamento da Central Fotovoltaica, Dimensionamento do eletrolisador, Caso de Estudo e Conclusão) de forma a conduzir o leitor através de um percurso lógico e estruturado, começando com a revisão da literatura existente sobre o tema, passando pela análise do sistema a implementar e terminando na apresentação e discussão dos resultados obtidos. Cada capítulo desempenha um papel crucial na construção do argumento central da dissertação e na demonstração da validade das hipóteses formuladas.

No Capítulo 1, é feito um enquadramento geral do tema da dissertação. Este capítulo inicial tem como objetivo situar o contexto da pesquisa, apresentando uma visão geral do tema, os objetivos que se pretendem alcançar e a relevância do estudo. São delineadas as principais questões que a dissertação procura abordar, oferecendo uma introdução detalhada sobre a importância do hidrogénio verde como tema central da investigação.

O Capítulo 2 é dedicado a um estado da arte abrangente, que cobre todas as temáticas base relacionadas com o projeto. Este capítulo é essencial para estabelecer uma base teórica sólida, abordando conceitos fundamentais utilizados ao longo do trabalho. Inicialmente, são discutidos temas como a descarbonização e o enquadramento nacional deste tópico. Em seguida, o foco recai sobre o hidrogénio verde, o tema principal da dissertação, incluindo uma apresentação detalhada do sistema de produção de hidrogénio verde. São descritos os componentes que constituem este sistema, além de explorar aspetos relacionados ao transporte e armazenamento do hidrogénio, bem como as diversas aplicações possíveis para este recurso energético. Ainda neste capítulo, é realizada uma análise aprofundada do custo de produção do hidrogénio verde, incluindo a metodologia de cálculo utilizada e os fatores que podem influenciar diretamente o custo final do hidrogénio. Finalmente, é abordada a legislação aplicável à economia do hidrogénio, fornecendo um quadro regulatório para a compreensão do contexto em que este recurso se insere.

Os Capítulos 3, 4 e 5 concentram-se no estudo prático realizado. O Capítulo 3 inicia com o dimensionamento de uma central fotovoltaica, que será utilizada em autoconsumo para

alimentar o sistema eletrolisador. Este capítulo inclui cálculos detalhados do custo nivelado de energia (LCOE), com o intuito de utilizar estes valores posteriormente no cálculo do custo nivelado do hidrogénio (LCOH). Esta análise é fundamental para garantir a viabilidade económica do projeto.

No Capítulo 4, a análise do projeto continua, desta vez focando-se no eletrolisador. É realizada uma análise técnica detalhada do eletrolisador a ser utilizado no projeto e do sistema como um todo. Este capítulo examina as especificidades técnicas do equipamento, bem como a eficiência e os desafios associados à sua implementação.

O Capítulo 5 aborda os cenários realizados, onde são apresentados os resultados obtidos. Este capítulo é crucial para compreender as diferentes variáveis que podem impactar o sucesso do projeto e como estas foram consideradas na formulação dos cenários.

No Capítulo 6, é realizada uma análise detalhada dos resultados obtidos nos quatro cenários de produção de hidrogénio verde, considerando diferentes combinações de fontes de energia e o uso de baterias. Avalia-se o impacto da disponibilidade de energia, a operação do eletrolisador e os custos associados à produção de hidrogénio. São comparados o custo de produção (em €/kg) de hidrogénio, o tempo de operação, e a flexibilidade oferecida pelas baterias e pela compra de energia da rede. A análise também explora a viabilidade de maximizar a eficiência e minimizar os custos em diferentes condições de operação.

Finalmente, no Capítulo 7, são enumeradas algumas conclusões da dissertação. Este capítulo finaliza o trabalho resumindo as principais descobertas e contributos da pesquisa, refletindo sobre o cumprimento dos objetivos inicialmente propostos e sugerindo possíveis caminhos para pesquisas futuras.

2 Estado da Arte

O hidrogénio verde emerge como uma peça chave na transição para uma economia descarbonizada e desempenha um papel crucial na redução das emissões de gases de efeito estufa e na promoção de fontes de energia sustentáveis. Este capítulo pretende proporcionar uma visão abrangente e atualizada sobre o estado da arte na produção de hidrogénio, com um foco especial no contexto nacional. A análise começa com um enquadramento sobre a descarbonização e o contexto nacional, destacando as políticas e metas estabelecidas para reduzir as emissões de carbono. Em seguida, serão detalhados os componentes essenciais do sistema de produção de hidrogénio verde, incluindo a energia solar, os eletrolisadores e as baterias, que formam a base para a produção de hidrogénio. É ainda feita uma pequena abordagem sobre os contratos de *Power Purchase Agreement* (PPA). De seguida é explorada a produção de hidrogénio, abordando as tecnologias e processos envolvidos. Serão também discutidos os desafios e soluções para o transporte e armazenamento do hidrogénio, essenciais para garantir um fornecimento eficiente e seguro. Além disso, serão examinadas as diversas aplicações do hidrogénio, desde seu uso como combustível até à sua integração em processos industriais. Após abordados os temas desde a produção, transporte, armazenamento e utilização será feita uma análise sobre o custo do hidrogénio, que incluirá também a metodologia de cálculo do Custo Nivelado do Hidrogénio (LCOH, do inglês *Levelized Cost of Hydrogen*). Por fim, será abordada a legislação e regulação aplicadas à economia do hidrogénio. Este estado da arte oferece, assim, uma base sólida para a compreensão do projeto elaborado nesta dissertação.

2.1 Descarbonização

As alterações climáticas são o maior desafio ecológico atual e a preocupação social a esse respeito tem aumentado anualmente. A descarbonização, pode ser designado como o processo de redução de emissões de carbono na atmosfera, especialmente de dióxido de carbono (CO₂). O seu objetivo é alcançar uma economia global com emissões reduzidas para conseguir a neutralidade climática através da transição energética. O ser humano, ao queimar combustíveis fósseis para o desenvolvimento da sua economia, aumentou as emissões de CO₂, uma das causas do efeito estufa e, portanto, do aquecimento global e das mudanças climáticas. A descarbonização exige passar por um processo de transição energética, ou seja, realizar uma mudança estrutural que elimine o carbono da sociedade em geral. Consiste em eletrificar a economia mediante energias alternativas limpas que emitam apenas aquilo que o planeta pode absorver [2].

O Acordo de Paris, assinado em 2015 foi decisivo para passar à ação. Este, estabeleceu objetivos de longo prazo de contenção do aumento da temperatura média global a um máximo de 2°C acima dos níveis pré-industriais, com o compromisso por parte da comunidade internacional de prosseguir todos os esforços para que esse aumento não ultrapasse 1,5°C, valores que a ciência define como máximos para se garantir a continuação da vida no planeta sem alterações demasiado disruptivas [1][4]. A importância de limitar o aumento da temperatura para 1,5°C baseia-se no seu potencial para prevenir impactos irreversíveis do aquecimento global. A distinção entre um aumento de 1,5°C e 2°C tem implicações substanciais para ecossistemas e economias, considerando especialmente os possíveis aumentos de temperatura em regiões vulneráveis. Eventos extremos recentes, como ondas de calor, secas, inundações e incêndios florestais, destacam a vulnerabilidade e exposição de certos ecossistemas e sociedades às variações climáticas. O Acordo enfatiza a necessidade de colaboração global para alcançar a neutralidade de carbono até a segunda metade deste século e todas as partes participantes devem progressivamente aprimorar as suas Contribuições Determinadas Nacionalmente (CDN) para reduzir as emissões de gases de efeito estufa [6].

2.1.1 Enquadramento Nacional

Tal como acontece a nível global, Portugal está também empenhado na redução significativa das emissões de GEE e também na redução da dependência de combustíveis provenientes de fontes fósseis. Em 2016, o governo português comprometeu-se a assegurar a neutralidade das suas emissões até ao final de 2050, traçando uma visão clara relativamente à descarbonização profunda da economia nacional, enquanto contributo para o acordo de Paris e em consonância com os esforços mais ambiciosos em curso a nível internacional. Visando concretizar esta meta, o plano de ação português alicerçou-se em três grandes planos, o Plano Nacional Energia e Clima (PNEC 2030), o Plano Nacional de Investimentos (PNI 2030) e o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050) [1], [7].

2.1.1.1 Plano Nacional Energia e Clima 2030

O Plano Nacional Energia e Clima (PNEC 2030), garante a segurança do abastecimento e mercado interno e promove a investigação, a inovação e a competitividade, com este plano Portugal compromete-se a reduzir entre 45% a 55% as emissões de gases de efeito de estufa (GEE), comparativamente com as emissões verificadas no ano 2005, altura em que Portugal atingiu o seu pico de emissões nacionais, reduzir 35% do consumo de energia primária com vista a uma melhor eficiência energética, aumentar a contribuição das energias renováveis em 47% no consumo final bruto de energia (aumento de 20% no setor dos transportes) e por fim aumentar as interligações elétricas com a Europa em 15%. O PNEC 2030 integra um conjunto de investimentos do país refletidos no PNI 2030, que aposta na descarbonização da economia como uma das áreas estruturantes, contemplando o PNEC um total de cerca de 13,6 mil milhões de euros, que corresponde a 66% do PNI 2030. Dentro das áreas de investimento do PNI, destacam-se as áreas dos Transportes de Mobilidade, Ambiente e Energia [8].

2.1.1.2 Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050

O Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050) foi publicado através da Resolução de Conselho de Ministros n.º 107/2019, de 1 de julho [9]. Este documento constitui a Estratégia de longo prazo para a neutralidade carbónica da economia portuguesa até 2050 submetida à Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas (CQNUAC) a 20 de setembro de 2019 e identifica os principais vetores de descarbonização em todos os setores da economia, as opções de políticas e medidas e a trajetória de redução de emissões para atingir este fim, em diferentes cenários de desenvolvimento socioeconómico [1]. Todos os setores deverão contribuir para a redução de emissões, aumentando a eficiência e a inovação, promovendo melhorias, nomeadamente nos edifícios, na agricultura, na gestão dos resíduos e na indústria, sendo que caberá ao sistema energético o maior contributo, em particular no que respeita à produção de eletricidade e aos transportes [9].

O setor electroprodutor é visto como o mais fulcral para o cumprimento dos objetivos propostos no RNC2050, dado que existe um grande foco numa eletrificação massiva intersectorial, prevendo-se que em 2050 a eletricidade representará cerca de 80% do consumo de energia primária, havendo uma oportunidade de redução das emissões em 99% [6]. Já o setor energético pretende reduzir a sua dependência energética exterior de 78% (valores de 2019) para 20% em 2050, recorrendo para isso, principalmente, aos recursos endógenos renováveis do país (principalmente o vento e o sol), atingindo a meta de entre 66% a 68% do consumo de energia final ser satisfeito por eletricidade. É também deste setor que a produção de hidrogénio advém, onde, segundo o RNC2050, se pretende que entre 5% a 8% da eletricidade produzida seja canalizada para a produção de hidrogénio verde. O documento prevê também o encerramento das centrais termoelétricas a carvão até 2030 devido à sua contribuição de emissões de GEE, tendo Portugal já assumido este compromisso em 2021, ao fechar a central termoelétrica do Pego, a última central que utilizava carvão em Portugal [8], [9].

2.2 Componentes do Sistema

A realização desta dissertação tem como principal objetivo dimensionar e realizar um estudo técnico-financeiro de uma unidade de produção de hidrogénio verde com a integração de uma central fotovoltaica em regime de autoconsumo e uma bancada de bateria e ligação à rede pública de eletricidade e ainda aquisição de energia da rede através de contratos de compra de energia (PPA, do inglês *Power Purchase Agreement*). Neste contexto, este capítulo tem o intuito de apresentar brevemente os componentes envolvidos neste sistema. Na Figura 1, é apresentado um diagrama exemplificativo do sistema a ser estudado.

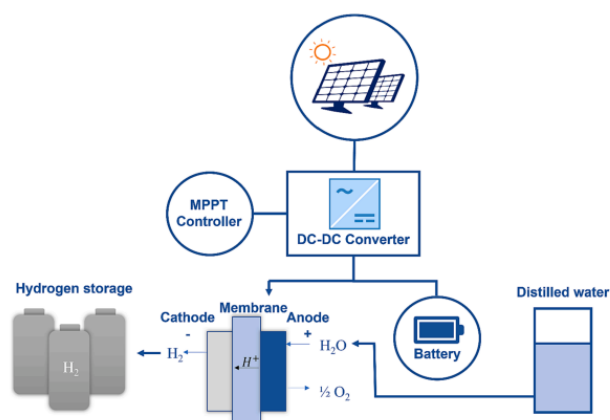


Figura 1. Diagrama da composição do sistema [3]

2.2.1 Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar é considerada inesgotável e livre de impactos ambientais negativos. A luz solar que irradia a superfície terrestre, cobre cerca de 0,16% desta, durante uma hora ($1,2 \times 10^5$ TW) e é mais do que todas as pessoas utilizam nas suas atividades diárias durante um ano. Considerando estes dados e sistemas de conversão de energia solar com uma eficiência próxima de 10%, poderiam produzir cerca de 20 TWh de energia, o que representa o dobro do consumo de combustíveis fósseis. Comparada com outros tipos de energia renovável, a energia solar fotovoltaica destaca-se por apresentar os valores mais baixos de emissões poluentes, o que torna esta tecnologia a indicada para a produção de hidrogénio verde. As limitações deste recurso são a impossibilidade de utilizá-lo durante a noite, os grandes investimentos envolvidos e o facto de ser recomendado que as centrais fotovoltaicas estejam localizadas perto das cidades para evitar perdas no transporte [10], [11]. No caso particular de Portugal, este apresenta uma grande vantagem relativamente a qualquer outro país da Europa devido à sua localização e clima. O *Levelized Cost of Energy* (LCOE), é uma medida do custo total médio para construir e operar um gerador ao longo da sua vida útil dividido pela produção total de energia ao longo da vida útil do mesmo. Noutras palavras esta medida permite calcular o preço mínimo necessário para vender energia para atender a uma certa taxa mínima de retorno de um projeto ou investimento [12]. Segundo esta medida e como se pode reparar na Figura 2, Portugal tem

um destaque considerável no que toca à capacidade para energia solar fotovoltaica, em toda a europa.

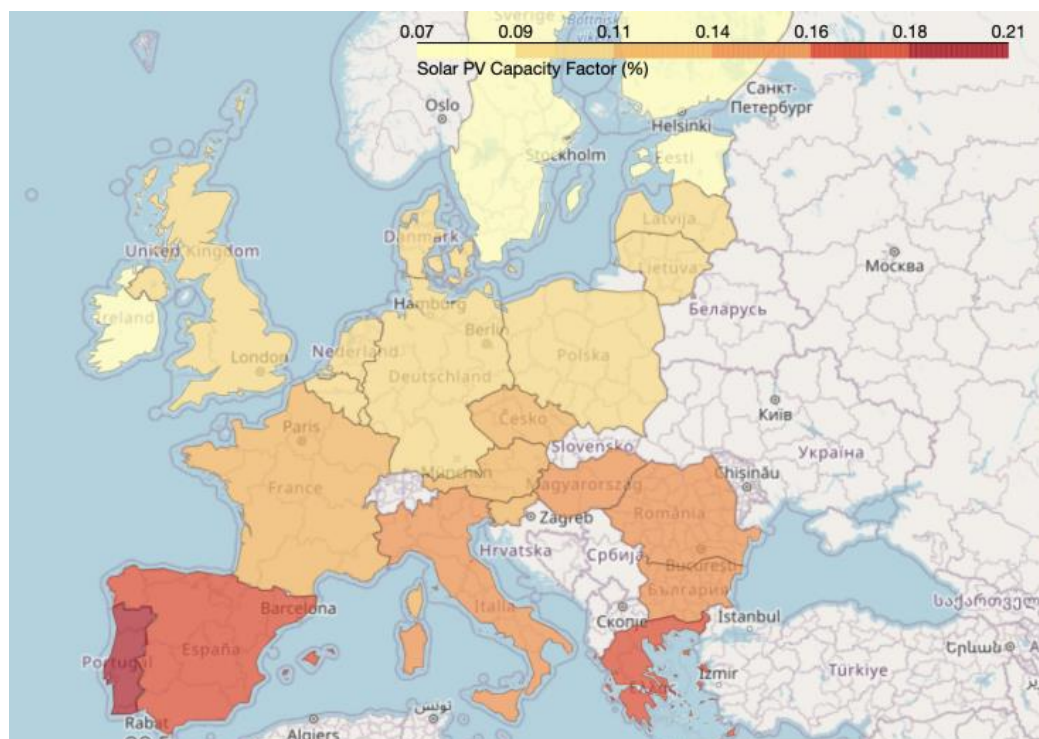


Figura 2. Capacidade solar fotovoltaica da Europa [12]

Neste estudo pretende-se utilizar a energia solar fotovoltaica, em específico, a integração de uma central solar fotovoltaica com uma potência nominal de 20 MW para a produção de hidrogénio verde, em regime de autoconsumo, para alimentar exclusivamente um eletrolisador com uma potência elétrica de entrada nominal de 10 MW. A produção fotovoltaica pode não ser suficiente para atingir preços de hidrogénio competitivos, uma vez que, a central pode não produzir horas anuais suficientes para alimentar o eletrolisador, logo, para aumentar as horas de produção do eletrolisador poderá recorrer-se à aquisição de energia elétrica da rede através de contratos PPA, estes desempenham um papel crucial na viabilização e expansão da produção de hidrogénio verde. Um PPA é um acordo de longo prazo entre um produtor de energia renovável e um comprador, onde o produtor se compromete a fornecer eletricidade 100% renovável, a um preço fixo ou variável durante a duração do contrato [13]. Na produção de hidrogénio verde, os PPA são utilizados para garantir um fornecimento estável e previsível de energia renovável, essencial para a operação dos eletrolisadores. Os PPA oferecem previsibilidade nos custos da eletricidade, permitindo aos produtores de hidrogénio verde calcular com maior precisão o Custo Nivelado do Hidrogénio (LCOH, do inglês *Levelized Cost Of Hydrogen*), o que é fundamental para a viabilidade económica dos projetos de hidrogénio verde. Além disso, ao assegurar o uso de energia renovável, os PPA ajudam a cumprir as metas

ambientais e de descarbonização, posicionando o hidrogénio verde como uma solução eficaz e sustentável para a transição energética [14].

2.2.2 Eletrolisador

A energia elétrica produzida pela central solar fotovoltaica (CSF), será utilizada para alimentar o eletrolisador e, por conseguinte, iniciar o processo de eletrólise da água. O eletrolisador é o componente principal para a produção de hidrogénio verde, este é o responsável por realizar a eletrólise. Em termos práticos, a eletrólise é um processo que injeta corrente contínua (DC) numa substância denominada por eletrólito por meio de dois eletrodos, o ânodo e o 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 [15]. Na Figura 3, é apresentado um esquema exemplificativo da eletrólise da água.

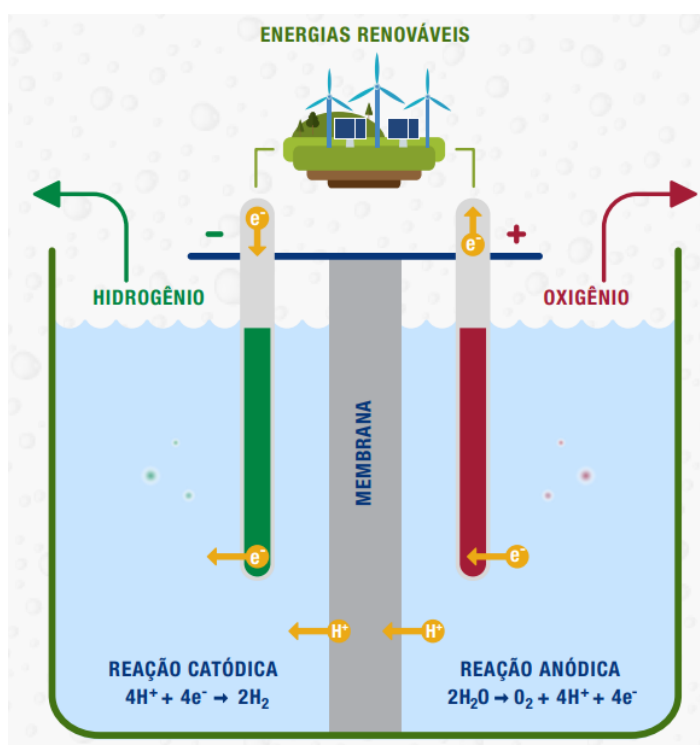


Figura 3. Eletrólise da Água [16]

Existem diferentes tipos de eletrolisadores, que recorrem a diferentes métodos, mas todos com o mesmo fim que é a produção de hidrogénio. Ao longo deste estado da arte serão abordados alguns tipos de eletrolisadores, bem como, as características e o princípio de funcionamento de cada um.

2.2.3 Bateria

A produção de hidrogénio verde, está diretamente dependente, do fornecimento de energia de uma fonte renovável, quer seja ela eólica ou solar. Neste caso em particular, a energia fornecida para a eletrólise provém de uma central solar fotovoltaica. A utilização de baterias neste sistema Central Solar Fotovoltaica (CSF) – Bateria – Eletrolisador, vem colmatar os desequilíbrios da produção fotovoltaica, uma vez que, a produção de energias renováveis caracteriza-se por ser variável (tanto a curto como a longo prazo) e incerta, exigindo assim uma flexibilidade do sistema [17]. Uma das potenciais soluções que surgiu para a flexibilidade a curto prazo é o armazenamento da energia em baterias [18], com base na tecnologia de iões lítio [19], uma vez que, as baterias de iões lítio funcionam em escalas temporais de segundos a horas e não são adequadas para transferir energia entre dias, semanas ou meses. As baterias de iões lítio são altamente eficientes (> 85%) e são capazes de cobrir o investimento através de ciclos frequentes [19]. A utilização de baterias no sistema permite equilibrar a frequência e a tensão, o que é importante para um fornecimento de energia estável e fiável. Além disso, as baterias ajudam a armazenar a energia produzida em excesso. Ao armazenar o excesso de energia solar em baterias, esta pode ser utilizada mais tarde para produzir hidrogénio verde. Isto pode aumentar a eficiência global do sistema e reduzir a necessidade de combustíveis fósseis de reserva [20]. Através da Figura 4, é possível explicar o impacto das baterias num sistema fotovoltaico a funcionar em autoconsumo.

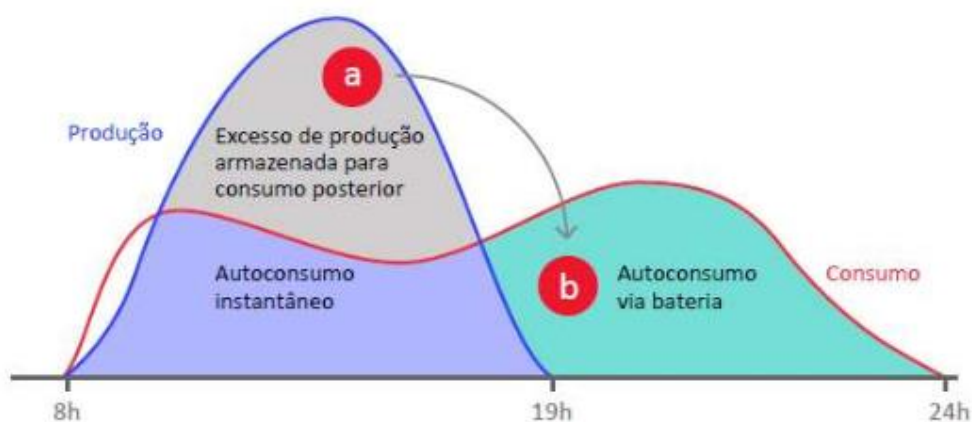


Figura 4. Impacto das baterias num sistema fotovoltaico em autoconsumo [21]

Analisando a Figura, é possível analisar o gráfico característico da produção fotovoltaica (linha azul) num dia, esta que começa a produzir pela manhã (8 horas) quando se verificam as primeiras horas de sol, atinge o seu pico a meio do dia (13/14 horas) e vai diminuindo com o passar do tempo até que deixa de produzir à noite quando o sol se põe. As baterias neste sistema CSF – Bateria - Eletrolisador, servem para armazenar a energia produzida, quando esta é superior ao consumo do eletrolisador, com isto, a energia armazenada pode ser utilizada posteriormente quando a produção for mais baixa ou mesmo quando não existe produção. A utilização de baterias previne picos de produção muito característicos das energias renováveis, podendo até limitar a energia que é enviada para o eletrolisador mantendo um fornecimento

de energia estável e armazenando o excedente. A inclusão de baterias no sistema de produção de hidrogénio influencia diretamente o custo do hidrogénio produzido, embora estas adicionem custos de capital e operacionais, os benefícios associados à estabilidade e eficiência energética podem compensar esses custos, resultando num preço competitivo.

2.3 Produção de Hidrogénio

O hidrogénio é o mais simples e mais farto elemento existente no Universo, existe em praticamente todas as substâncias, em cerca de 76% da massa do Universo e em 93% das suas moléculas. O hidrogénio não aparece simplesmente na terra, encontra-se sim combinado com outros elementos e por esta mesma razão não é considerado um recurso de energia primária, assim como o petróleo e o gás natural, mas sim um vetor de energia [22]. Como o hidrogénio não surge naturalmente na terra, para ser utilizado como um combustível, tem de ser obtido de outro modo, ou seja, extraído de outras substâncias químicas. À semelhança da produção de energia elétrica existem diferentes maneiras de a obter, umas mais favoráveis ao ambiente outras menos, a obtenção do hidrogénio também pode ser, existem tipos de hidrogénio mais limpos e outros menos, sendo caracterizados através de cores dependentes da matéria-prima a partir da qual é obtido. Dentro dos demais tipos de hidrogénio, os três mais conhecidos são o hidrogénio cinzento, o azul e o verde, com o cinzento a ser o mais poluente, seguido do azul e por fim o verde, que é o que realmente interessa, pois é produzido através de energias limpas [23], [24]. O hidrogénio cinzento e o hidrogénio azul, o hidrogénio cinzento é obtido através do gás natural através da reforma do vapor, neste processo estimam-se que por cada tonelada de hidrogénio produzem-se cerca de 10 toneladas de dióxido de carbono (CO_2), em que todo o dióxido de carbono produzido é libertado para a atmosfera. O processo de obtenção do hidrogénio azul é igual ao do cinzento, o que distingue os dois é que aquando da produção do hidrogénio azul, algum do CO_2 (cerca de 85 a 90%) é capturado e armazenado no solo [23], [24]. Em 1766, Henry Cavendish descobriu o átomo de hidrogénio através da decomposição da água [22] e é exatamente assim que é obtido o hidrogénio verde. O hidrogénio verde é obtido através da eletrólise da água, com auxílio a eletrolisadores que são alimentados eletricamente, única e exclusivamente, por energia proveniente de fontes renováveis (principalmente energia solar e eólica), daí a nomenclatura verde, é um processo de obtenção de hidrogénio limpo e amigo do ambiente. O custo de produção de hidrogénio verde está diretamente relacionado com o custo da energia proveniente das fontes de energia renovável e do respetivo eletrolisador.

2.3.1 Hidrogénio Verde e Eletrólise

Ao contrário dos métodos convencionais de produção de hidrogénio, como a reforma a vapor do metano, o hidrogénio verde é gerado através de um processo sem emissões de CO_2 conhecido como eletrólise. A eletrólise envolve a divisão da água (H_2O) em hidrogénio (H_2) e oxigénio (O_2) usando uma corrente elétrica. O processo ocorre num eletrolisador, que normalmente consiste em dois elétrodos submersos em água e separados por um eletrólito.

Quando uma corrente elétrica é aplicada, as moléculas de água dissociam-se, libertando hidrogénio no cátodo e oxigénio no ânodo. Comparativamente com outros métodos de produção de hidrogénio, como a reforma a vapor do metano, o hidrogénio verde é gerado através de um processo mais limpo e ecologicamente correto conhecido como eletrólise. A característica distintiva da produção de hidrogénio verde reside na fonte de eletricidade utilizada para a eletrólise. Neste contexto, fontes de energia renováveis, como a energia solar, eólica ou hídrica, são aproveitadas para fornecer a eletricidade necessária para o processo de eletrólise. Ao utilizar energia limpa, a pegada global de carbono da produção de hidrogénio é significativamente reduzida, tornando-a uma alternativa ambientalmente sustentável. As vantagens do hidrogénio verde são múltiplas. Em primeiro lugar, oferece uma fonte de energia limpa e eficiente, respondendo à crescente necessidade de alternativas ecológicas em vários setores. Em segundo lugar, o processo de eletrólise é integrado com sistemas de energias renováveis, criando uma relação sinérgica entre a produção de hidrogénio e a produção de energia renovável. Os três tipos principais de tecnologias de eletrólise são o por processo alcalino, através de membrana de troca de aniões (AEM) e através de membrana de troca de prótons (PEM) e serão apresentados mais detalhadamente nos subcapítulos seguintes.

2.3.1.1 Eletrolisador Alcalino

O eletrolisador alcalino, é atualmente a tecnologia mais utilizada industrialmente para a produção de hidrogénio. O eletrólito que está presente nos eletrolisadores alcalinos é uma solução aquosa de potássio ou hidróxido de sódio. A solução aquosa pode variar consoante as temperaturas a serem praticadas, normalmente entre 20% a 30% para um domínio de temperaturas entre os 30°C e os 80°C e uma variação de temperatura entre 1 bar e 30 bar. Na Figura 5, é apresentado o princípio de funcionamento de um eletrolisador alcalino [25]

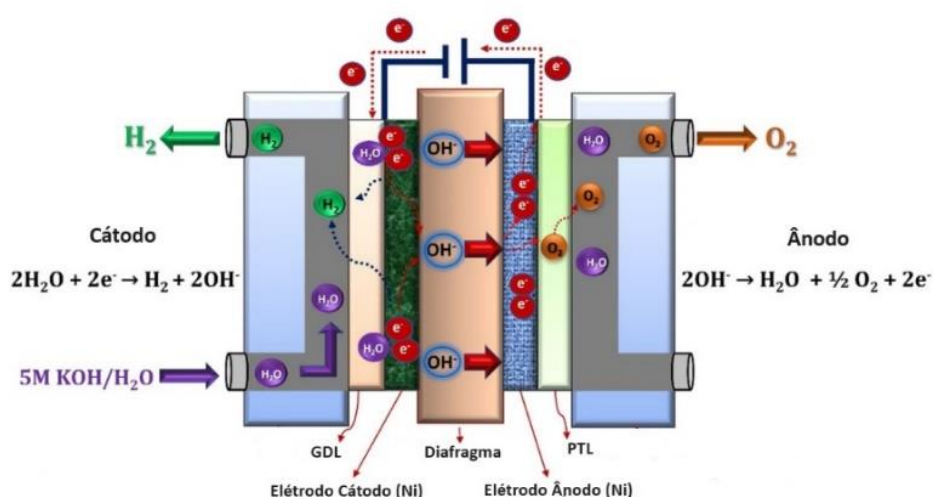
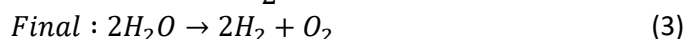
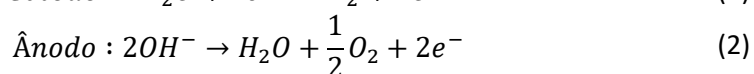
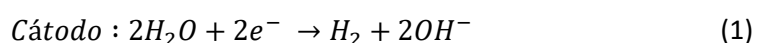


Figura 5. Funcionamento do eletrolisador alcalino [26]

Os dois elétrodos que se encontram a operar nesta solução aquosa (ânodo e cátodo) encontram-se separados por um diafragma onde ocorre a passagem de iões de hidróxido (OH^-). O processo inicia-se no cátodo onde acontece uma redução eletroquímica e duas moléculas da solução alcalina do eletrólito são reduzidas em hidrogénio e formam-se dois iões de hidróxido (OH^-). O hidrogénio que é produzido nesta fase é difundido da superfície do cátodo em forma gasosa, enquanto os iões de hidróxido (OH^-) são transferidos para o ânodo através do diafragma, devido à influência do potencial elétrico. No ânodo, duas moléculas de água são oxidadas e formam uma molécula diatómica de oxigénio (O_2) e quatro átomos de hidrogénio (H) [27]. A reação química deste processo pode ser descrita nas equações (1 a 3):



Dentro dos diferentes tipos de eletrolisadores, este destaca-se devido ao estado de maturidade. Além disso, os eletrolisadores alcalinos têm o benefício distinto de empregar principalmente componentes de baixo custo para ambos os elétrodos e materiais porosos da camada de transporte. Os eletrolisadores alcalinos possuem alta durabilidade e tolerância às impurezas o que resulta numa vida útil estimada mais longa. Como resultado, os custos de manutenção são significativamente reduzidos. Neste momento, os eletrolisadores alcalinos permitem a produção de hidrogénio em maior escala com os menores custos de investimento [28]. Embora pareçam a melhor opção para produção de hidrogénio verde, devido ao seu baixo custo, os eletrolisadores alcalinos têm uma série de desvantagens, que podem limitar significativamente a sua utilização. A principal desvantagem e mais importante é necessitar de bastante energia, o que impede o seu acoplamento com alguns tipos de energias renováveis. Outra desvantagem, é que a corrente deve ser alterada lentamente, pois estes eletrolisadores são projetados para operarem em processos fixos, embora esta desvantagem possa ser parcialmente mitigada através do uso de baterias e sistemas de controlo [29], os eletrolisadores alcalinos não parecem ser a melhor opção para serem utilizados através da alimentação a partir fontes de energia renováveis variáveis, como a eólica e a solar fotovoltaica [28].

2.3.1.2 Eletrolisador de Membrana de Troca de Aniões (AEM)

O eletrolisador de membrana de troca de aniões (AEM), em vez de aplicar hidróxido de potássio concentrado (KOH), como no caso dos eletrolisadores alcalinos, as instalações AEM utilizam uma solução alcalina de menor concentração e são menos propensos à corrosão. Na Figura 6, é apresentado o princípio de funcionamento de um eletrolisador AEM [28].

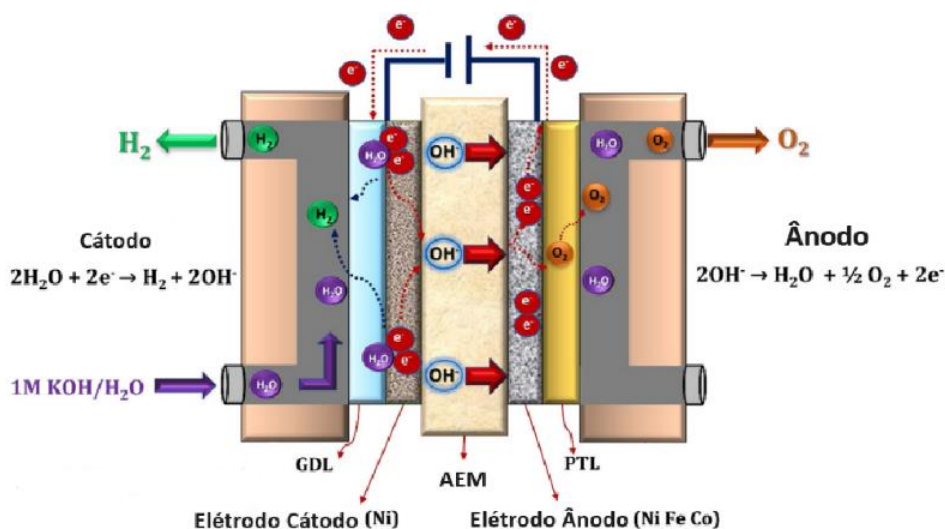


Figura 6. Funcionamento do Eletrolisador de Membrana de Troca de Ânions (AEM) [26]

A eletrólise AEM consiste eletroquímica da água em hidrogénio e oxigénio com a ajuda de uma membrana de troca de aniões (AEM), a integração desta membrana ajuda na separação dos gases e permite que os eléctrodos estejam bastante perto um do outro, limitando a possibilidade de difusão dos gases entre eléctrodos. À semelhança do eletrolisador alcalino tradicional, a água é introduzida no cátodo e os aniões atravessam a membrana para chegar ao ânodo [30].

Os eletrolisadores AEM evitam qualquer potencial fuga de eletrólito e gás através da substituição dos diafragmas que separam o hidrogénio e o oxigénio pela membrana de troca aniões. Comparativamente com os eletrolisadores alcalinos, os eletrolisadores AEM, consomem menos energia e produzem hidrogénio mais puro. Tal como acontece com outros eletrolisadores de polímeros alcalinos e alcalinos, os eletrolisadores AEM podem usar eléctrodos e materiais de núcleo baratos para eléctrodos, o que reduzirá significativamente os custos de investimento [30].

2.3.1.3 Eletrolisador de Membrana de troca de protões (PEM)

O desenvolvimento da tecnologia dos eletrolisadores de membrana de troca de protões (PEM) iniciou-se em 1960 na *GeneralElectric Co*, aquando do acesso comercial a polímeros condutores

de protões [26]. Na Figura 7, é apresentado o princípio de funcionamento de um eletrolisador PEM.

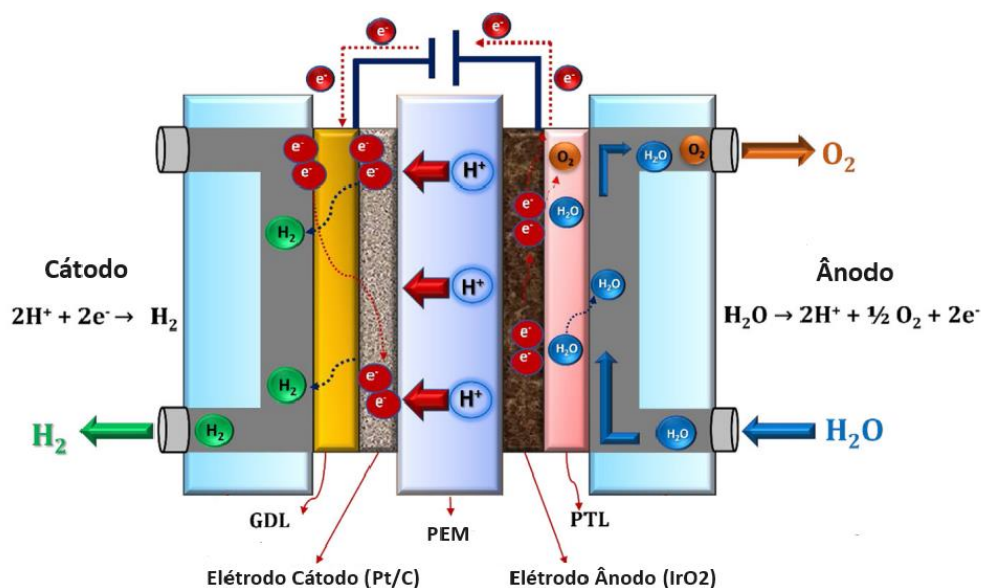
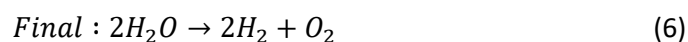
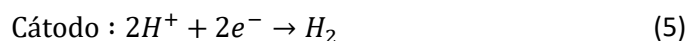
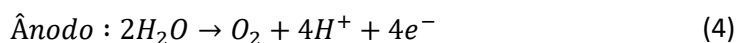


Figura 7. Funcionamento do Eletrolisador de Membrana de troca de protões [26]

A estrutura e o princípio de operação de um eletrolisador de membrana de troca de protões (PEM) consistem numa membrana de polímeros que apenas permite a passagem dos protões H^+ , levando a que no ânodo, através de reações eletroquímicas, a água seja decomposta e forme oxigénio e no cátodo seja formado hidrogénio. De uma forma mais pormenorizada, este processo, inicialmente no lado do ânodo, a molécula de água é decomposta para formar oxigénio (O_2), protões (H^+) e eletrões (e^-). O oxigénio formado é eliminado da superfície do ânodo e os protões (H^+) atravessam a membrana condutora de protões para o lado do cátodo e os eletrões são transportados através do circuito externo para o lado do cátodo. No cátodo, o protões e os eletrões reagem para produzir o hidrogénio (H_2) [26]. A reação química deste processo pode ser descrita nas equações (4 a 6):



Uma das principais vantagens dos eletrolisadores PEM é o seu baixo nível de carga parcial (0–10 por cento da capacidade), o que distingue significativamente esta tecnologia do resto das tecnologias atualmente disponíveis. Além disso, a natureza não porosa da membrana PEM permite uma produção de hidrogénio rápida em condições operacionais flexíveis e fornece uma velocidade de resposta adequada para serviços de equilíbrio da rede elétrica. Devido a estas notáveis características, os sistemas PEM são os mais adequados para funcionar com energias renováveis intermitentes. Além disso, os eletrolisadores PEM demonstram maior eficiência do que os eletrolisadores alcalinos, e geralmente com uma maior pureza do hidrogénio. Estes

eletrolisadores, operam normalmente em temperaturas e correntes mais altas, em contraste com o eletrolisador alcalino, estes design compacto e podem ser relativamente pequenos mesmo em escalas maiores, posto isto, oferece vantagens significativas tanto para a fabricação quanto para o desenvolvimento no local e também pode reduzir despesas de transporte e manutenção. No entanto, apesar de possuir características únicas que poderiam transformar os eletrolisadores PEM no principal impulsionador do crescimento industrial da energia para o hidrogénio, esta tecnologia ainda não conseguiu resolver com sucesso alguns dos principais impedimentos. Uma das principais barreiras que impedem a utilização de sistemas PEM num âmbito mais amplo base é o alto custo dos elétrodos, devido principalmente ao gasto associado com metais nobres (principalmente a platina (Pt)). A outra questão é que no ambiente ácido, a maioria dos óxidos de metais não nobres estão sujeitos a corrosão e, portanto, não são particularmente adequados como elétrodos para eletrólise PEM. Neste contexto, estes sistemas são desafiados pela falta de opções para minimizar os custos [28].

2.3.1.4 Avaliação geral dos eletrolisadores

Neste subcapítulo, é apresentado em tabelas um resumo geral dos eletrolisadores mencionados nos subcapítulos anteriores, avaliando e comparando algumas características técnicas de cada um dos eletrolisadores e em seguida são enumeradas algumas vantagens e desvantagens dos mesmos. Na Tabela 1, são analisadas as características técnicas.

Tabela 1. Avaliação geral dos eletrolisadores [28] (adaptado)

	Eletrolisador Alcalino	Eletrolisador AEM	Eletrolisador PEM
Tipo de eletrólito	Alcalino	Polímero Alcalino	Polímero Ácido
Tecnologia	Diafragma	Membrana de troca de Aniões (AEM)	Membrana de troca de Protões (PEM)
Reagente	Água no estado líquido		
Elétrodos mais comuns	Níquel (Ni)	Níquel (Ni)	Platina (Pt)
Carga mínima (% capacidade projetada)	15-40	10-20	0-10 (~5 valor típico)
Temperatura de Operação (°C)	50-80	50-60	60-200
Eficiência média do sistema (%)	68-77	<=74	70-80
Pureza do H₂ (%)	99.5-99.99998	99.9999	99.9-99.9999
Tempo de vida da <i>stack</i> estimado (h)	60000-100000	30000	50000-90000
Tempo de vida do sistema estimado (anos)	20-30	<20	20-30
Custo aproximado do investimento (€/kW)	740-1400	n/a	1300-1950
Faixa de potência do sistema (kW)	1.8-5300	>100	100-1300
Produção por <i>stack</i> (Nm³/h)	<760	n/a	<400
Maturidade da tecnologia	Madura	Em desenvolvimento	Comercial

Na Tabela 2, são apresentadas algumas vantagens e desvantagens de cada um dos eletrolisadores.

Tabela 2. Vantagens e Desvantagens de cada tecnologia de eletrolisador [28] (adaptado)

	Eletrolisador Alcalino	Eletrolisador AEM	Eletrolisador PEM
Vantagens	- Baixo custo dos elétrodo - Tecnologia desenvolvida - Baixo custo de Produção - Alto tempo de vida estimado - Tolerância para impurezas	- Previne fugas de eletrólito - Boa eficiência - Alta pureza de H₂ - Consumo de energia reduzido - Mais compacto - Baixo custo dos elétrodo	- Baixa carga mínima - Pouca manutenção - Alta pureza de H₂ - Eficiência Alta - Alta durabilidade - Compacto
Desvantagens	- Projetado para operação em condições fixas - Menor Pureza do H₂ - Eficiência aceitável - Projeto de <i>stack</i> volumoso - Potencial fuga de eletrólito - Propenso a corrosão	- Tempo de vida médio - AEM sofisticada - Extrema sensibilidade a intrusão de CO₂ - Baixa condutividade iônica da AEM - Tecnologia em desenvolvimento - Alta carga mínima - Pequenos tamanhos do sistema disponíveis	- Alto custo da membrana - Alto custo do elétrodo (Pt) - Difícil de substituir os elétrodo de platina - Tamanho médio do sistema - Propenso a infiltrações de CO

2.3.2 Matérias-Primas da Eletrólise

Como foi anteriormente abordado, o eletrolisador utiliza a água e energia elétrica para produzir o hidrogênio. A energia elétrica provém diretamente da central solar fotovoltaica (ou da rede elétrica), já a água passa por um processo um pouco mais exigente e necessita de ser previamente tratada para poder ser utilizada no eletrolisador, uma vez que as impurezas presentes na mesma podem afetar o processo de eletrólise, depositando-se nos eletrolisadores, nas superfícies dos elétrodo e na membrana. Dependendo do fabricante do eletrolisador, os requisitos podem variar, mas normalmente é necessária água desmineralizada como a água do Tipo I ou II declarada pela Sociedade Americana para Testes e Materiais (ASTM) ou, um pouco menos exigente, com uma condutividade <5 µS/cm, sendo que a maioria dos eletrolisadores existentes inclui o processo de remoção de iões para tratar a água. A água tipo I ASTM é caracterizada por ser ultrapura com resistividade superior a 18 MΩ·cm e condutividade menor que 0,056 µS/cm e menos de 50 ppb de Carbono Orgânico Total (TOC), já a água do tipo II caracteriza-se por ter uma resistividade superior a 1 MΩ·cm e condutividade menor que 1 µS/cm e menos de 50 ppb de TOC [31].

Volumes de água para a eletrólise

Os volumes de água necessários para alimentar o eletrolisador, rondam valores entre os 9 litros/kg-H₂ (para atingir a estequiometria da reação) até a um máximo de 22,4 litros/kgH₂. Estes valores podem variar de acordo com o tipo de tecnologia de eletrolisador, a capacidade

instalada, a empresa fornecedora ou o tipo de fonte de água utilizada. O acréscimo de volume é devido ao facto de a qualidade da água ser muito exigente. As necessidades diárias de água, em termos médios, são de 5,70 m³/MWh H₂ para um eletrolisador alcalino e de 6,33 m³/MWh H₂ para um PEM. Na Figura 8, é apresentado uma comparação de consumos de água entre um eletrolisador alcalino e um eletrolisador PEM.

Consumo unitário de água		
Consumo de água (@ potência nominal)		
Unidade	Alcalino	PEM
m ³ /kg H ₂	0.01	0.01
l/kg H ₂	11.11	10.00
m ³ /MWh H ₂	3.00	3.33
Input no eletrolisador		
 + 90% média para perdas com transporte & tratamento água		
Unidade	Alcalino	PEM
m ³ /kg H ₂	0.02	0.01
l/kg H ₂	21.11	19.00
m ³ /MWh H ₂	5.70	6.33
Consumo "total" água (inclui perdas)		

Figura 8. Comparação do consumo unitário de água entre o eletrolisador alcalino e o PEM [31]

Fontes de água para a eletrólise

Existem diferentes fontes de água que podem ser utilizadas para a eletrólise, como águas superficiais de rios, albufeiras e lagos, água subterrânea, águas residuais tratadas, água do mar e água pluvial, no entanto não importa concretamente de onde provém água, mas sim qual a necessidade de tratamentos para garantir o nível de qualidade da água para a eletrólise, que vai variar de onde esta provem. Na Figura 9, é apresentado um esquema elucidativo das necessidades de transporte e tratamento das águas provenientes das fontes apresentadas anteriormente.

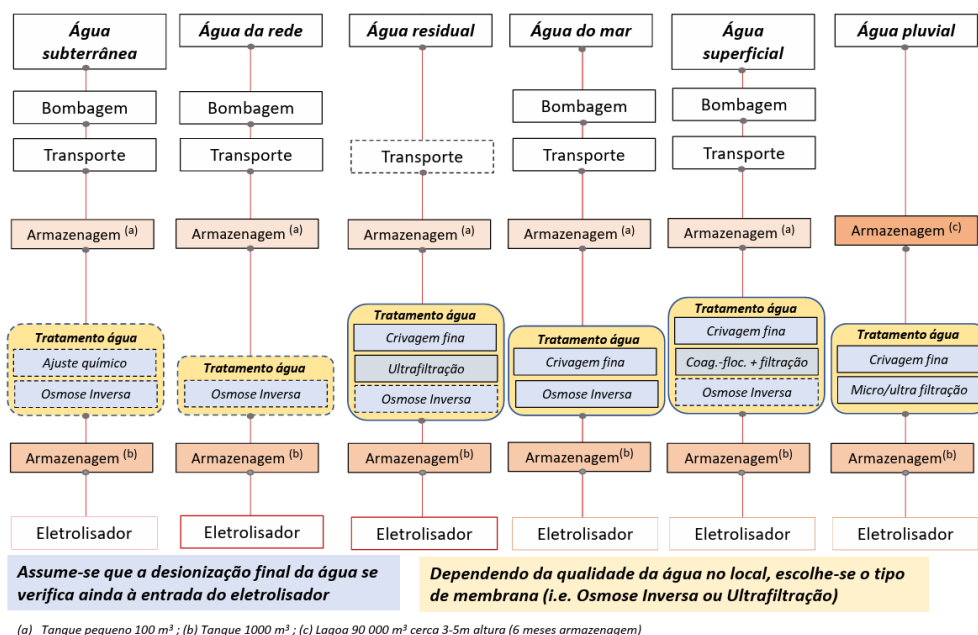


Figura 9. Necessidades de transporte e tratamento das águas provenientes de fontes diferentes [31]

A maior ou menor necessidade de tratamento vai influenciar diretamente o preço da água. Segundo [31], que realizou um estudo do custo atualizado da água tratada tendo em conta estas necessidade de tratamento e transporte, obteve valores, que são apresentados na Figura 10, para o custo de capital (CAPEX) para a captação, transporte, tratamento de água, armazenamento e deposição de resíduos do tratamento e os custos operacionais (OPEX) para a captação, para deposição final dos efluentes de tratamento da água, para eletricidade necessária (bombeamento, transporte, tratamento e outros), para as tarifas da água e para a mão de obra.

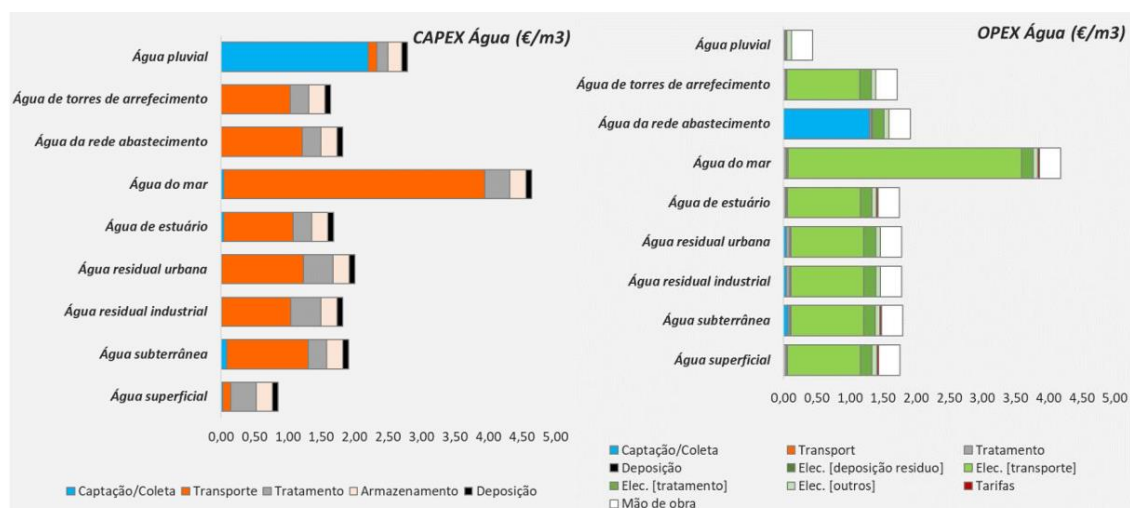


Figura 10. Custos de obtenção das diferentes fontes de água [31]

2.4 Transporte e armazenamento do hidrogénio

Um dos grandes desafios a enfrentar na cadeia de produção do hidrogénio, passa pelo seu transporte e armazenamento. Apesar da produção de hidrogénio parecer simples, o seu transporte e armazenamento, pode ser mais complicado atendendo às suas características. Como já foi anteriormente mencionado, a molécula do gás hidrogénio trata-se da molécula mais leve que existe e possui uma densidade volumétrica muito baixa à temperatura ambiente, tornando assim o seu transporte mais difícil e dispendioso, uma vez que, embora o hidrogénio apresente uma energia muito elevada por quilograma, é necessário a existência de um volume muito grande de hidrogénio para obter uma quantidade considerável de massa e, consequentemente de energia. Uma possibilidade é o hidrogénio ser produzido no próprio local de reabastecimento, com isto pode-se ignorar os inconvenientes que o transporte traz, caso seja necessário o transporte deste varia tendo em conta as quantidades a transportar e a distância do transporte. Assim, para se realizar o transporte de hidrogénio é necessário aumentar a densidade de energia, isto é aumentar a densidade de hidrogénio, isto é possível recorrendo à compressão ou à criogenia [32]. Através da compressão, o gás é comprimido até cerca de 800 bar em relação à pressão atmosférica, em contrapartida, este método requer bastante energia para realizar a compressão, os eletrolisadores produzem o hidrogénio a diferentes pressões, nomeadamente o eletrolisador alcalino produz hidrogénio a rondar os 30 bar e os eletrolisadores PEM ou AEM por volta dos 165 bar, logo este método funcionará melhor para os eletrolisadores PEM ou AEM, uma vez que, a pressão inicial do hidrogénio produzido por estes é significativamente maior, logo será necessária menos energia para comprimir o hidrogénio [33]. Já recorrendo ao método da criogenia, o gás é convertido para o estado líquido, sendo arrefecido até aos -253°C , este processo de liquefação possui uma grande vantagem relativamente ao seu armazenamento, uma vez que, o tanque que armazena o hidrogénio arrefecido criogenicamente é bastante mais leve que o tanque que armazena hidrogénio comprimido, no entanto possui uma grande desvantagem que torna este processo bastante dispendioso, pois o processo de liquefação consome muita energia e este consumo deve ser considerado na eficiência global do sistema e no custo de operação [33]. Além destas duas opções para o transporte e armazenamento de hidrogénio, nas quais é possível utilizar 100% da matéria em apenas hidrogénio existe ainda outra forma de transporte e armazenamento, que se baseia em transportar o hidrogénio agregado a outras substâncias líquidas, como por exemplo, a amónia e o tolueno [34]. Nestes casos não se irá transportar apenas hidrogénio, mas torna o transporte e armazenamento do hidrogénio mais fácil em diversos aspetos, uma vez que, estas substâncias são ricas em hidrogénio a baixa pressão e perto da temperatura ambiente, sendo possível transformá-las em hidrogénio a qualquer momento, no entanto a formação destas substâncias e a reconversão em hidrogénio deve ser o mais eficiente possível em termos energéticos, de forma a minimizar as perdas.

2.5 Utilização do Hidrogénio

A utilização do hidrogénio verde abrange diversos grupos e setores, refletindo seu potencial para transformar a matriz energética global. A sua utilização pode ser dividida em 5 grandes grupos:

- P2P, Power-to-Power
- P2G, Power-to-Gas
- P2M, Power-to-Mobility
- P2FUEL, Power-to-Synfuel
- P2I, Power-to-Industry

Cada uma destas categorias mostra a versatilidade do hidrogénio verde e seu potencial para impulsionar uma transição energética global rumo a fontes mais limpas e sustentáveis. A pesquisa contínua e o desenvolvimento tecnológico nestes campos são essenciais para maximizar os benefícios ambientais e económicos do uso do hidrogénio verde à escala mundial. Serão em seguida apresentados cada um dos grupos.

2.5.1 Power-to-Power

O termo P2P (Power-to-Power) surge para disponibilizar um método alternativo ao armazenamento de energia. Este princípio funciona por meio do armazenamento de hidrogénio e utilização de células de combustível para converter este hidrogénio novamente em energia elétrica. As células de combustível, são também mais sustentáveis do que as opções tradicionais utilizados, como baterias de lítio, permitem o armazenamento de grandes quantidades de energia por um longo período, o que a torna uma opção viável para reduzir as variações entre picos de produção de energia renovável e picos de consumo de energia [35], [36]. Na Figura 11, é apresentado um esquema exemplificativo do funcionamento do P2P.

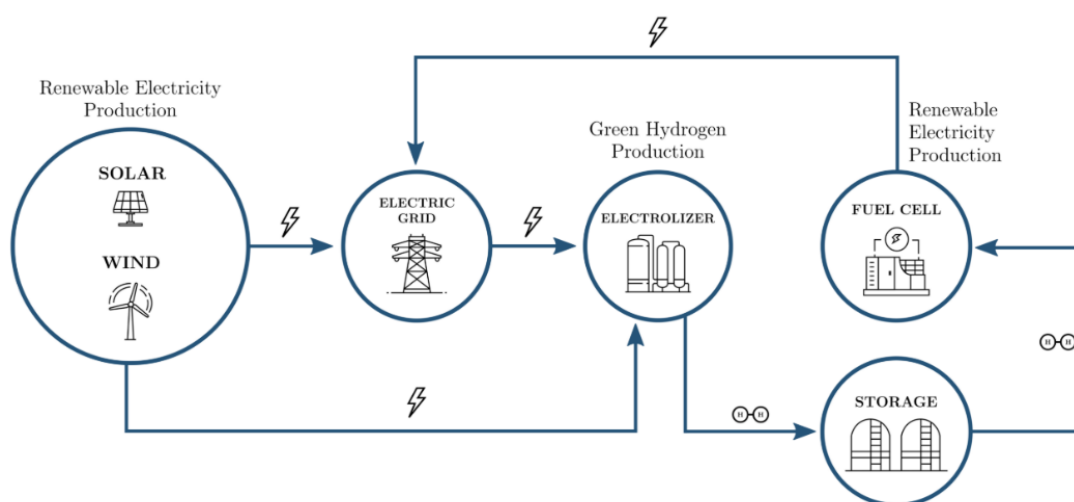


Figura 11. Diagrama de Funcionamento da utilização P2P [36]

2.5.2 Power-to-Gas

O termo P2G (Power-to-Gas) é definido como a utilização da energia elétrica proveniente de fontes de energia renováveis para produzir o gás hidrogénio num eletrolisador. Existem duas aplicações gerais deste método, uma delas, é a produção de metano sintético, para esta tecnologia é utilizada eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis e armazenada na forma de metano. Outra aplicação é armazenar energia elétrica na forma de hidrogénio, ou utilizá-lo diretamente, especialmente no setor dos transportes ou como matéria-prima para descarbonizar indústrias com utilização intensiva de energia. Além disso, o hidrogénio como portador de energia pode ser adicionado e substituir parcialmente o gás natural e, como tal, pode ser utilizado em todos os segmentos energéticos (calor, eletricidade, transportes) [36],[37]. Na Figura 12, é apresentado um esquema exemplificativo do funcionamento do P2G.

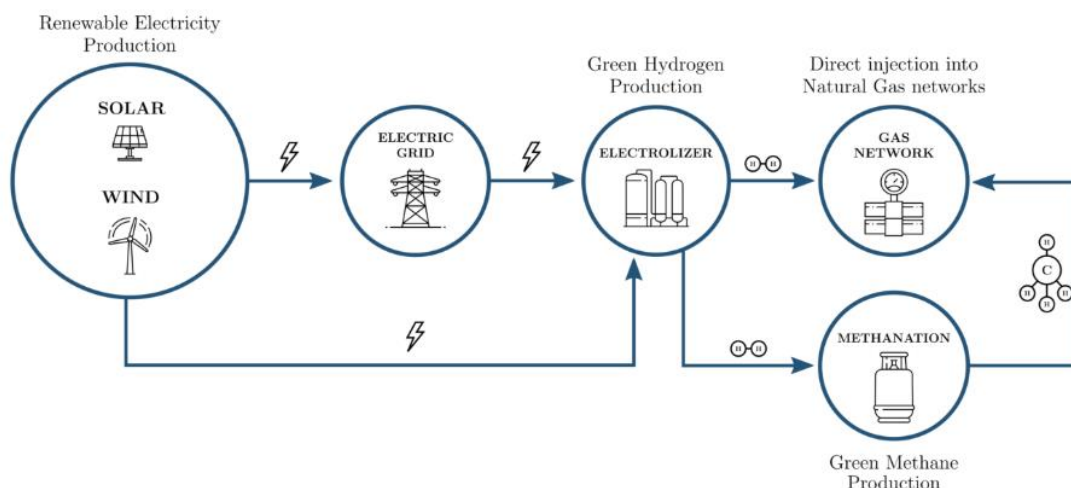


Figura 12. Diagrama de Funcionamento da utilização P2G [36]

2.5.3 Power-to-Mobility

O termo P2M (Power-to-Mobility) refere-se às soluções de mobilidade e de transporte que minimizem as emissões de gases de efeito de estufa por quilómetro percorrido, particularmente, com a utilização de células de combustível na mobilidade, estas que, convertem hidrogénio e oxigénio em eletricidade. Este termo remete também à implementação de uma rede de abastecimento capaz responder às necessidades relacionadas [36]. Na Figura 13, é apresentado um esquema exemplificativo do funcionamento do P2M.

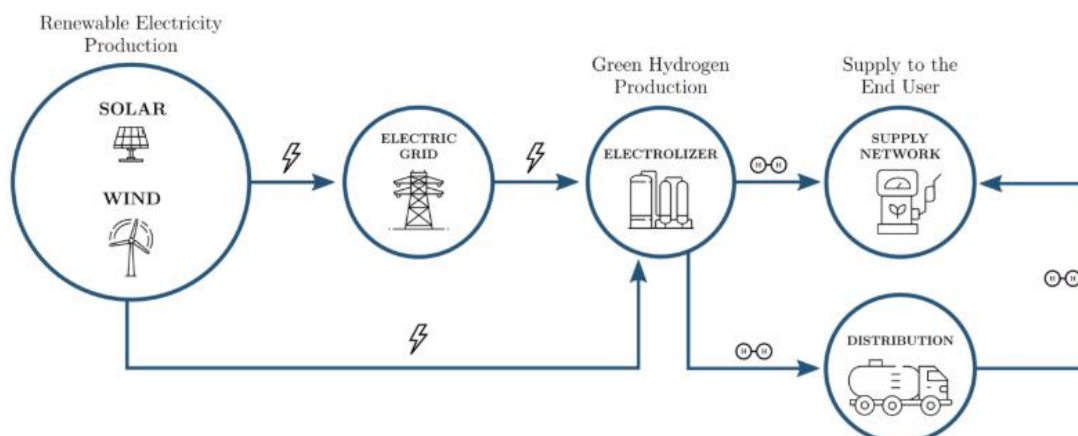


Figura 13. Diagrama de Funcionamento da utilização P2M [36]

2.5.4 Power-to-Fuel

O termo P2FUEL (Power-to-Fuel) surge com o objetivo de evitar a utilização de combustíveis fósseis na produção de combustíveis sintéticos, estes que atualmente são produzidos através da reforma de vapor, normalmente metano e pela gasificação do carvão ou biomassa [36]. Na Figura 14, é apresentado um esquema exemplificativo do funcionamento do P2FUEL.

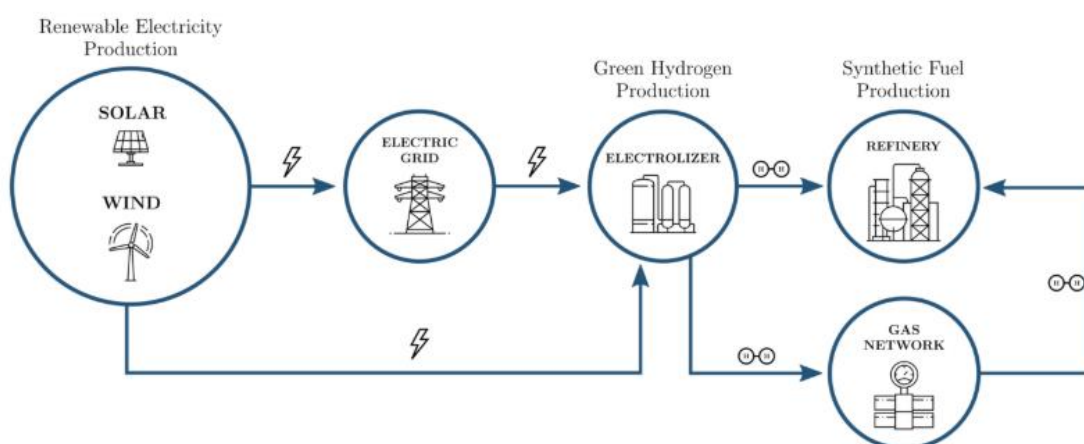


Figura 14 Diagrama de Funcionamento da utilização P2FUEL [36]

2.5.5 Power-to-Industry

Por fim, o termo P2I (Power-to-Industry) remete ao uso de hidrogénio na indústria, atualmente, o hidrogénio é utilizado para a produção de amónia, metanol, diversos polímeros e outros compostos, um dos objetivos é utilizar o hidrogénio verde para a produção destes composto, mas não só, uma vez que, o hidrogénio tem o potencial para substituir o gás natural como fonte de calor na indústria, em processos onde a eletrificação não é possível ou é economicamente ineficiente, tais como sectores que utilizam alta temperaturas, o que pode exigir a adaptação

ou substituição de equipamentos, mas não precisam de hidrogénio altamente puro [36]. Na Figura 15, é apresentado um esquema exemplificativo do funcionamento do P2I.

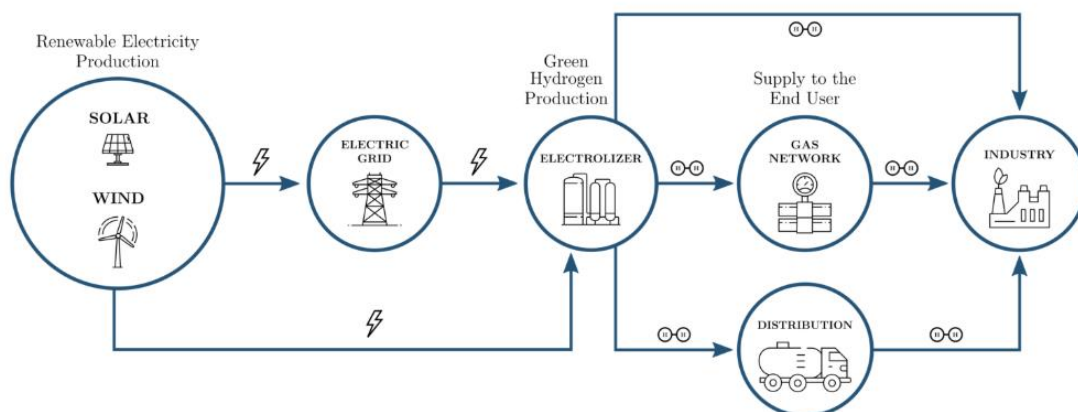


Figura 15. Diagrama de Funcionamento da utilização P2I [36]

2.6 Análise do custo da produção de hidrogénio

A produção de hidrogénio verde será crucial para a transição energética, no entanto para ser economicamente competitiva e fiável é necessário que apresente números que sejam apelativos. De maneira a apresentar um número fiável relativo ao preço do hidrogénio existe uma métrica que é utilizada para avaliar o custo nivelado do hidrogénio ao longo do tempo denominada LCOH (Levelized Cost Of Hydrogen), muito semelhante ao conceito de LCOE que é frequentemente utilizado para analisar o custo nivelado da eletricidade. O LCOH leva em consideração os custos associados à produção do hidrogénio, isto inclui o capital inicial, custos de operação e manutenção, bem como custos relacionados à infraestrutura, como eletrolise, armazenamento, transporte e conversão do hidrogénio. Ao calcular o LCOH, os custos totais ao longo da vida útil do projeto são normalmente divididos pelo total de hidrogénio produzido durante esse período, o que permite uma comparação mais precisa entre diferentes tecnologias de produção de hidrogénio e fornece uma estimativa do custo por unidade de hidrogénio produzido. O LCOH pode ser influenciado por uma variedade de fatores, incluindo o custo da energia utilizada na produção do hidrogénio, a eficiência do processo de produção, os custos de capital inicial e os custos da operação e manutenção ao longo do tempo do projeto. A análise do LCOH é importante para avaliar a viabilidade económica de projetos de hidrogénio e para orientar investimentos e políticas relacionadas a essa tecnologia. À medida que os custos de produção de hidrogénio continuam a cair e a demanda por energia limpa e renovável aumenta, o LCOH pode desempenhar um papel crucial na promoção da adoção e expansão do uso de hidrogénio como uma fonte de energia sustentável. Nos seguintes subcapítulos serão abordados concretamente os parâmetros que intervêm no cálculo do LCOH.

2.6.1 Análise do sistema a implementar e os seus custos

Para realizar um estudo do custo de produção de hidrogénio num determinado sistema, é fundamental definir claramente os limites do mesmo. A escolha desses limites influencia significativamente o cálculo do LCOH. Por exemplo, o cálculo pode incluir ou excluir custos como os de terrenos, edifícios, bem como despesas relacionadas a engenharia, planeamento e construção. A abordagem utilizada varia de estudo para estudo e a seleção dos fatores a serem considerados impacta diretamente o resultado do custo obtido [38].

Ao definir o sistema a ser estudado, alguns fatores importantes devem ser levados em consideração:

1. Demanda de energia e eficiência do sistema: É essencial especificar como a energia será utilizada no sistema. Deve-se determinar se o cálculo considerará toda a energia consumida pelo sistema ou apenas a energia utilizada pelo eletrolisador. Além disso, é possível incluir o consumo energético dos sistemas auxiliares ou compressores e refrigeradores, o que influenciará o resultado.
2. Vida útil e substituição de componentes: É importante considerar a vida útil de todos os componentes do sistema, os custos de substituição e se será levado em conta o fator de degradação do sistema ao longo do tempo. Isso ajuda a estimar com precisão o custo de reposição dos equipamentos, como as células do eletrolisador.
3. Qualidade da água utilizada: Outro ponto crucial é o tipo de água a ser utilizada no processo de eletrólise. Caso seja necessária purificação, o custo do equipamento de purificação deve ser incluído, pois o uso de água inadequada pode acelerar a degradação do eletrolisador, aumentando os custos de manutenção e substituição.
4. Modo de operação do sistema: Deve-se definir quantas horas o eletrolisador operará por dia e se ele funcionará na sua capacidade total ou parcial, já que isso influencia a eficiência e, portanto, o custo de produção do hidrogénio.
5. Pressão de saída do hidrogénio: A pressão com que o hidrogénio é produzido no eletrolisador é outro fator importante. Quanto maior for essa pressão, menor será o consumo de energia necessário para comprimir o hidrogénio para transporte, o que impacta diretamente o custo operacional.

Na análise dos fatores que mais influenciam o custo do hidrogénio (Figura 16), destaca-se que os principais fatores são a taxa de desconto aplicada ao CAPEX, o custo da energia elétrica e a depreciação dos componentes, tanto das *stacks* quanto das construções. Por outro lado, fatores como os custos de terrenos e edifícios, a purificação, arrefecimento e compressão do hidrogénio, e o custo da água têm um menor impacto no LCOH [38].

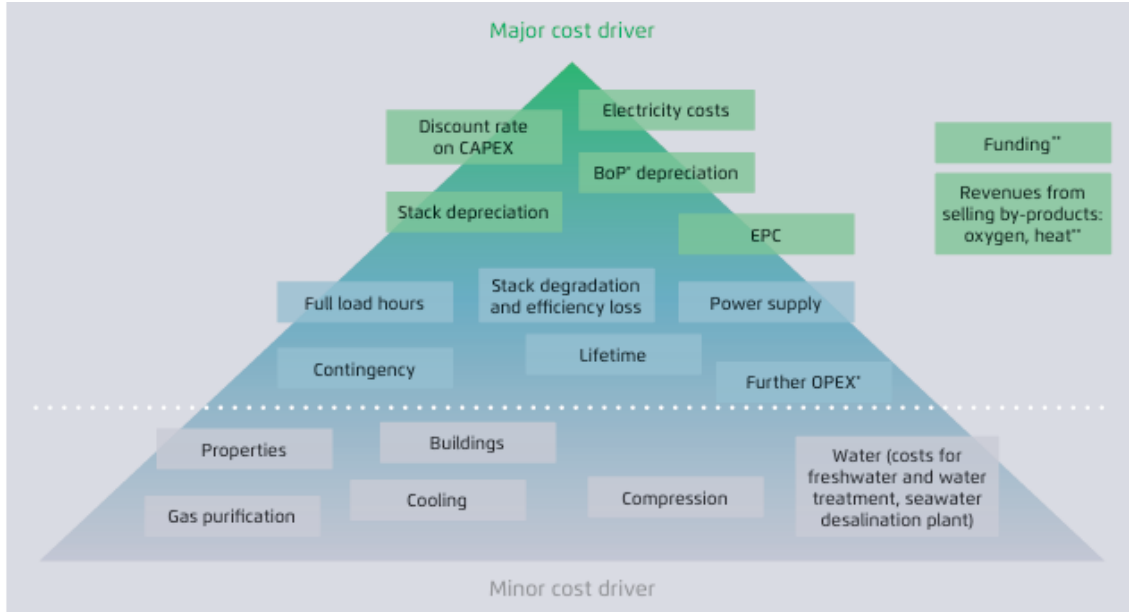


Figura 16. Fatores que provocam o aumento de custo do hidrogênio [38]

2.6.2 Metodologia de Cálculo

Para o cálculo do LCOH, são somados todos os custos dos componentes. A equação 7 representa a forma como se calcula o LCOH [38]. Esta fórmula contém quatro elementos importantes: o capital inicial (CAPEX), o custo de operação e manutenção (OPEX), a anuidade e o custos da eletricidade, sendo estes custos apresentados separadamente devido à sua importância. O valor do CAPEX sofre depreciação durante o tempo de operação do projeto. O cálculo da anuidade inclui a taxa de juro ou o custo do capital. O OPEX é normalmente dado como uma percentagem do CAPEX de forma a simplificar o cálculo.

$$LCOH = \frac{LHV}{\eta_{sys,LHV}} \left(\left(\frac{\frac{i}{100} \cdot \left(1 + \frac{i}{100}\right)^n}{\left(1 + \frac{i}{100}\right)^n - 1} + \frac{OPEX}{100} \right) \frac{CAPEX}{\tau} + E \right) \quad (7)$$

Onde,

- LCOH – Custo nivelado do hidrogénio [€/kgH₂]
- LHV – Menor valor do poder calorífico do hidrogénio [kWh/kgH₂]
- $\eta_{sys,LHV}$ – Eficiência do Sistema em relação ao LHV
- i – Taxa de juro [%]
- n – Tempo de vida do projeto [anos]
- OPEX – Custos de operação e manutenção [% CAPEX/ano]
- CAPEX – Custos de capital [€/kW]
- τ – Horas de carga completa [h]
- E – Custo da energia elétrica [€/kWh]

2.6.2.1 Análise dos parâmetros de cálculo

Neste subcapítulo irá dar-se mais atenção a cada um dos parâmetros que intervêm na fórmula de cálculo do LCOH.

Menor valor do poder calorífico do hidrogénio (LHV)

O LHV é o menor valor do poder calorífico do hidrogénio e relaciona a quantidade de energia necessária para aquecer um quilograma de hidrogénio, apresenta as unidades [kWh/kgH₂]. O uso deste valor serve para obter a eficiência do sistema e ser possível comparar com outros sistemas. Pode também ser utilizado o consumo específico da eletrolise, no entanto, este valor tem de incluir toda a energia que o sistema eletrolisador requer, o que significa que o consumo auxiliar do sistema também deve ser considerado.

Eficiência do sistema em relação ao LHV

Tal como o nome indica este parâmetro representa a eficiência geral do sistema, isto é a razão entre a produção de hidrogénio e a quantidade de energia necessária para a produzir, obtida através do valor do LHV ou do consumo específico do sistema eletrolisador.

Nota: A divisão do menor valor do poder calorífico do hidrogénio (LHV) pela eficiência do sistema resulta no consumo específico de energia do eletrolisador, apresentado em kWh/kgH₂.

$$\text{Anuidade} \left(\frac{\frac{i}{100} \left(1 + \frac{i}{100} \right)^n}{\left(1 + \frac{i}{100} \right)^n - 1} \right)$$

Anuidade é uma designação que pode ser utilizada quer a frequência de cash-flows seja anual ou não. Numa situação em que se obtém um empréstimo num período e existe rendas ou pagamentos constantes (Anuidades), durante n períodos com uma taxa de atualização i .

Custos de operação e manutenção (OPEX)

Os custos de operação e manutenção representam custos assumidos com pessoal, seguros, manutenção de equipamentos, financiamento, serviços, água e tudo o que é necessário para operar um eletrolisador. Normalmente estes custos são representados como uma percentagem do CAPEX e variam entre os 1,5% e 5%.

Custos de Capital (CAPEX)

O CAPEX engloba todos os custos iniciais associados à aquisição e instalação dos componentes do sistema.

Horas de carga completa (τ)

As horas de carga completa são referentes às horas anuais que o eletrolisador irá operar.

Custos da energia elétrica (E)

Custos relativos à energia elétrica utilizada para injetar no eletrolisador.

2.7 Legislação e regulação aplicada à economia do hidrogénio

Como já foi abordado anteriormente, o Acordo de Paris realizado em 2015, estabeleceu metas a longo prazo de contenção do aumento da temperatura média global a um máximo de 2°C acima dos níveis pré-industriais, com o compromisso da comunidade internacional de realizar todos os esforços para que o aumento não ultrapasse 1,5°C. Posto isto, em 2016, Portugal comprometeu-se em assegurar a neutralidade das suas emissões até 2050, traçando uma trajetória concisa relativamente à descarbonização profunda da economia nacional. Para alcançar este objetivo da neutralidade carbónica em 2050, implica uma redução substancial das emissões de GEE, como descrito no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050), os GEE diminuirão de -45% a -55% em 2030, -65% a -75% em 2040 e -85% a -90% em 2050, em comparação com os níveis de 2005 [39]. No seguimento desta trajetória, Portugal deve, entre outros, apostar na produção e incorporação de gases renováveis, principalmente no hidrogénio verde, promovendo assim, a substituição dos combustíveis fósseis mais intensa nos diferentes setores da economia onde a eletrificação não seja a melhor solução, consequentemente, Portugal preparou e apresentou em agosto de 2020 a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H₂), cujo principal objetivo é introduzir de forma gradual o hidrogénio como vetor de transição para uma economia descarbonizada. Esta Estratégia enquadra o papel atual e futuro do hidrogénio no sistema de energia e propõe um conjunto de metas de incorporação do hidrogénio nos vários setores da economia [39]. As principais metas da EN-H₂ para 2030 são:

- I. 5% de hidrogénio verde no consumo final de energia, no transporte rodoviário e na indústria;
- II. 15% de hidrogénio verde injetados nas redes de gás natural;
- III. 50 a 100 estações de abastecimento para hidrogénio;
- IV. entre 2 e 2,5 GW de capacidade de produção (eletrolisadores).

Licenciamento da atividade

Para proceder ao licenciamento da instalação de produção de hidrogénio verde, é necessário cumprir o Sistema de Indústria Responsável (SIR), aprovado em anexo ao Decreto-Lei n.º 169/2012, de 1 de agosto, este estabelece os procedimentos necessários ao acesso e exercício da atividade industrial, à instalação e exploração de Zonas Empresariais Responsáveis (ZER), bem como o processo de acreditação de entidades no seu âmbito, no quadro da aplicação de diversos regimes jurídicos. É necessário também a aplicação do Regime Jurídico da organização

e funcionamento do Sistema Nacional de Gás, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, este prevê a regulação das atividades de produção de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono. Para o exercício dessas atividades, os interessados deverão proceder ao seu registo prévio como produtores de gases de origem renovável ou de gases de baixo teor de carbono, nos termos dos artigos 69.º e seguintes desse regime jurídico [39].

Enquadramento em regimes ambientais

A atividade de produção de hidrogénio verde passa por uma série de avaliações e diretivas no domínio do ambiente de forma a regular a atividade e ter em conta o impacto ambiental da mesma. Os critérios a serem cumpridos são a Avaliação de Impacte Ambiental (AIA), a Prevenção de Acidentes Graves (PAG), a Prevenção e Controlo Integrados da Poluição (PCIP), o Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), o Regime de Emissões para o AR (REAR) e por fim o Regime de Utilização dos Recursos Hídricos (RH), estes critérios têm de ser cumpridos de forma a aprovar a atividade e serão posteriormente abordados na dissertação. Na Figura 17, são apresentadas as decisões de licenciamento e controlo no domínio do ambiente abordados, com os respetivos prazos de emissão [39].

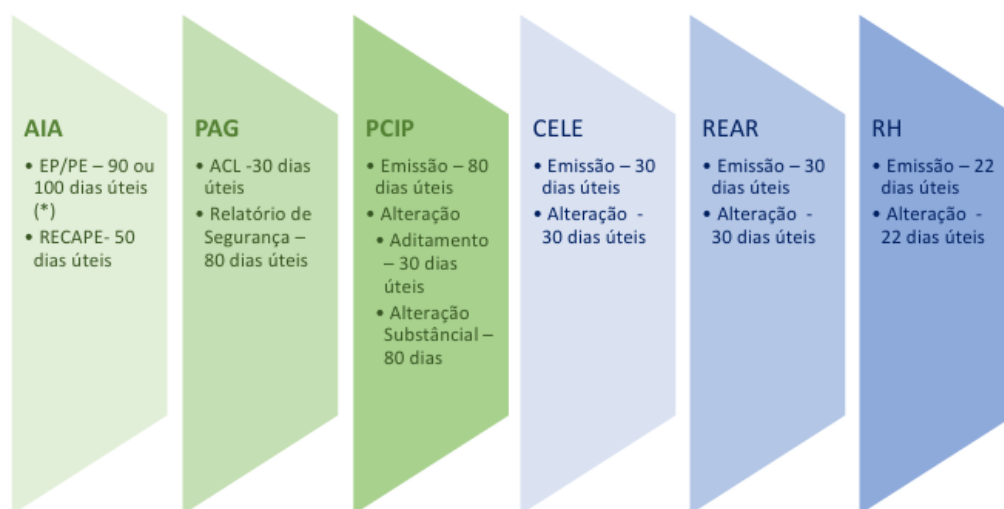


Figura 17. Licenciamento e controlo aplicado à economia do hidrogénio [39]

Avaliação de Impacte Ambiental (AIA)

O regime jurídico de avaliação de impacte ambiental (AIA) em Portugal, estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 151-B/2013 e alterado pelo Decreto-Lei n.º 152-B/2017, avalia os efeitos ambientais de projetos públicos e privados, em conformidade com a Diretiva 2014/52/UE. A necessidade de AIA é determinada pela natureza, dimensão e localização dos projetos, conforme os limiares especificados nos anexos. Para projetos de hidrogénio, é crucial verificar a aplicabilidade do regime jurídico de AIA de acordo com essas diretrizes [39].

Prevenção de Acidentes Graves (PAG)

O Decreto-Lei n.º 150/2015, de 5 de agosto, estabelece o regime de prevenção de acidentes graves envolvendo substâncias perigosas e a limitação das suas consequências para a saúde humana e o ambiente. Aplica-se a estabelecimentos com substâncias perigosas em quantidades iguais ou superiores às do Anexo I, incluindo o hidrogénio (nível inferior: ≥ 5 toneladas, nível superior: ≥ 50 toneladas) [39].

Prevenção e Controlo Integrados da Poluição (PCIP)

A produção de hidrogénio em escala industrial é regulada pela Diretiva de Emissões Industriais (Diretiva 2010/75/UE) e transposta para a legislação portuguesa pelo Decreto-Lei n.º 127/2013, que estabelece o Regime de Emissões Industriais (REI). A produção de hidrogénio por processos químicos ou biológicos requer um Título Único Ambiental (TUA), emitido pela Agência Portuguesa do Ambiente (APA) antes da exploração das instalações. O pedido de licenciamento ou alteração deve ser feito através da plataforma SILIAMB [39].

Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE)

O Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril, estabelece o regime jurídico aplicável ao Comércio de Licenças de Emissão de Gases com Efeito de Estufa (CELE), transpondo a Diretiva (UE) 2018/410 para o direito nacional. Neste caso em específico, que se trata da produção de hidrogénio verde, ou seja, uma produção que tem por base a eletrólise da água com recurso a fontes de energia renováveis, não está abrangido por este regime jurídico, embora outro tipo de produção de hidrogénio possa ser [39].

Regime de Emissões para o AR (REAR)

O Decreto-Lei nº 39/2018, de 11 de junho, estabelece o regime de prevenção e controlo das emissões de poluentes para o ar (REAR), aplicável a diversas atividades industriais, incluindo a produção de hidrogénio. Este regime visa assegurar que as atividades industriais minimizam a poluição do ar, promovendo práticas ambientalmente responsáveis. Como acontece com o CELE, este regime é também irrelevante para a produção de hidrogénio verde [39].

Regime de Utilização dos Recursos Hídricos (RH)

O regime de utilização dos recursos hídricos para a produção de hidrogénio abrange diferentes fontes de água, como água doce, águas residuais tratadas e água do mar. Relativamente à captação de água doce, não é recomendada em larga escala devido à escassez hídrica. O licenciamento deve respeitar os usos existentes, usos futuros prioritários e manutenção dos caudais ecológicos. A utilização de águas residuais tratadas, é considerada produção industrial, quando é utilizada esta água como subproduto para a produção de hidrogénio. A utilização de água do mar, requer atenção especial para evitar danos aos ecossistemas devido à elevada salinidade. O licenciamento inclui ocupação do espaço marítimo, captação e rejeição de águas residuais, seguindo regulamentações específicas. Este regime procura garantir a utilização

sustentável dos recursos hídricos, considerando preocupações ambientais e disponibilidade em diferentes regiões [39].

Licenciamento Único do Ambiente (LUA)

O Regime de Licenciamento Único de Ambiente (LUA), estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 75/2015, tem como objetivo simplificar os procedimentos de licenciamento ambiental, integrando as decisões da Agência Portuguesa do Ambiente (APA) e das Comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional (CCDR) num único título, o Título Único Ambiental (TUA). Esse regime visa melhorar a eficiência e eficácia nos processos de licenciamento, articulando-se com outros regimes e sendo operacionalizado através do SILIAMB, uma plataforma informática que desmaterializa processos e facilita a comunicação entre as entidades envolvidas [39].

3 Dimensionamento da central solar fotovoltaica

A integração de centrais fotovoltaicas na produção de hidrogénio verde desempenha um papel fundamental na transição para uma economia de baixo carbono. Este capítulo tem como objetivo detalhar o processo de dimensionamento de uma central fotovoltaica de 20 MW de potência de ligação, com ênfase na determinação da energia total produzida, essencial para o cálculo do Custo Nivelado de Energia (LCOE, do inglês *Levelized Cost of Energy*). A análise começará com a avaliação dos requisitos técnicos e geográficos para a instalação de painéis solares, incluindo fatores como irradiação solar, orientação e inclinação dos painéis, e a eficiência dos módulos fotovoltaicos. Em seguida, serão considerados os aspetos económicos, como os custos de capital e operação e manutenção. O dimensionamento correto da central fotovoltaica permitirá estimar com precisão a quantidade de energia gerada ao longo da vida útil do projeto. Essa estimativa é crucial para o cálculo do LCOE, uma métrica que permite comparar a competitividade económica das fontes de energia e ainda utilizar o valor do custo da energia elétrica para posteriormente na dissertação serem realizados estudos relativos ao custo nivelado do hidrogénio (LCOH). Este capítulo, portanto, não só fornecerá uma compreensão técnica detalhada do dimensionamento de centrais fotovoltaicas, mas também uma análise económica.

3.1 Localização da central solar fotovoltaica

A central dimensionada em questão, não se trata de um projeto real de implementação da central, sendo projetada apenas para obter os valores de energia produzidos pela central numa determinada zona. A zona escolhida foi Figueira de Cavaleiros, uma freguesia do concelho de Ferreira do Alentejo, na região do Baixo Alentejo, apresentando as seguintes coordenadas geográficas:

Latitude 38.10°N

Longitude -8.17°O

Altitude 98 m

E foi considerado um albedo ou coeficiente de reflexão de 0.2.

Tendo em conta as restrições do terreno há que ter em conta as distâncias de segurança, o espaçamento entre as filas de módulos e os sombreamentos, neste caso em específico não foi realizado o estudo dos sombreamentos, considerando assim que não existe sombreamento sobre os painéis e assumiu-se também que o terreno é plano e não será necessário ter cuidados com os diferentes tipos de relevo. Embora não seja uma condicionante da produtividade do projeto fotovoltaico há que ter em consideração também a existência de vias de acesso ao local da central, pois a inexistência destas vias afeta o investimento do projeto o que afetará consequentemente o preço por quantidade de energia produzida.

3.1.1 Características solares do local

A região de Ferreira do Alentejo verifica valores de insolação médios anuais significativamente elevados, como é possível verificar na Figura 18, valores acima das 2750 horas em toda a região e mais concretamente na região de Figueira de Cavaleiros valores entre as 2750 e as 2800 horas anuais, tornando-se assim um local apropriado para a implantação de uma central solar fotovoltaica.

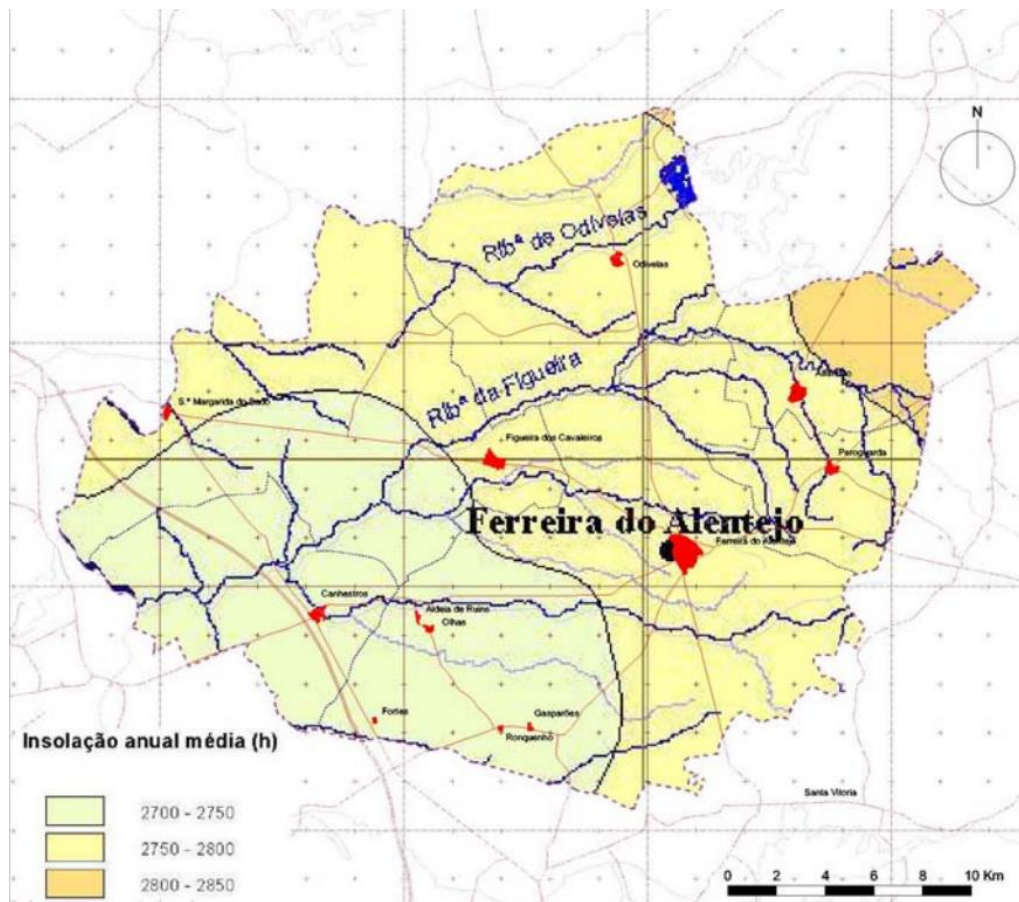


Figura 18. Insolação anual média de Ferreira do Alentejo[40]

Segundo o relatório do software PVSyst, é possível retirar informações mais precisas relativas a radiação solar da região. Neste software através da introdução das coordenadas da central, este retribui os dados meteorológicos necessários para indicar a irradiação solar por hora de cada mês e a temperatura. Na Tabela 3, é possível observar os valores mensais e anual das características solares da região.

Tabela 3. Características solares da região de Figueira de Cavaleiros

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²
January	72.0	32.53	9.77	112.9
February	92.7	39.29	10.49	130.4
March	138.8	53.35	12.91	170.0
April	169.1	61.03	14.68	185.3
May	212.5	73.59	18.06	208.5
June	227.8	71.34	21.49	214.1
July	243.5	55.61	23.27	232.5
August	217.9	54.58	23.89	228.2
September	162.0	43.36	21.35	194.5
October	116.0	46.82	18.41	156.0
November	78.4	29.12	13.02	122.2
December	63.8	27.28	10.49	107.1
Year	1794.5	587.91	16.52	2061.5

Onde:

- GlobHor – Irradiação Horizontal Global
- DiffHor – Irradiação Horizontal Difusa
- T_Amb – Temperatura Ambiente
- GlobInc – Irradiação Global à inclinação do painel

Ao observar a Tabela é possível verificar que, para a região de Figueira de Cavaleiros é considerada uma irradiação global horizontal de 1.794,5 kWh/m²/ano, uma irradiação horizontal difusa de 587,91 kWh/m²/ano, uma temperatura média anual de 16,52°C e irradiação anual tendo em conta a inclinação dos painéis de 2.061,5 kWh/m²/ano. Estes valores de irradiação e temperatura aliados à insolação anual da região tornam a região de Figueira de Cavaleiros um local propício à produção de energia fotovoltaica.

3.2 Equipamentos utilizados na central

3.2.1 Painéis Solares

O painel solar a ser utilizado nesta central fotovoltaica é um módulo de silício monocristalino 550 W e 144 células (6x24) da marca JA Solar, com a referência JAM72S30-550W, optou-se por painéis de silício monocristalino em vez de policristalino, visto possuírem um rendimento semelhante aos de silício policristalino e apresentarem um preço mais baixo. A folha de características do painel é apresentada na Tabela 4.

Tabela 4. Características do Painel JAM72S30-550W [41]

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC						
TYPE	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.15	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.15	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.65	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α_{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β_{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ_{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G					

3.2.2 Inversor

O inversor é um equipamento responsável por converter a corrente contínua gerada pelos painéis fotovoltaicos para corrente alternada, os inversores escolhidos foram os SUN2000-300KTL-H0 da Huawei Technologies. Optou-se por inversores de 300 kW de maneira a aumentar a fiabilidade da central, isto é, em caso de falha de um dos inversores, o número de painéis que ficam inoperáveis é menor do que se utilizasse um inversor de maior potência. As principais características técnicas do inversor são apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5. Características técnicas do inversor SUN2000-300KTL-H0 [42]

Technical Specification	SUN2000-300KTL-H0
Efficiency	
Max. efficiency	99,01%
European efficiency	98.52%
Input	
Max. Input Voltage	1500V
Number of MPPT trackers	6
Max. Current per MPPT	65A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115A
Number of MPPT input strings per channel	4/5/5/4/5/5
MPPT Operating Voltage Range	500V~1500V
Rated Input Voltage	1080 V
Output	
Rated AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power ($\cos\phi=1$)	330,000 W
Rated Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz
Normal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	<1%

3.3 Dimensionamento da central

De forma a dimensionar o parque fotovoltaico é necessário ter em atenção alguns pontos essenciais de forma que haja um bom funcionamento e produção desejada ótima, como por exemplo o número de módulos fotovoltaicos ligados em série numa fila, normalmente designado por *string*. Deste dimensionamento, resultam:

- As características da instalação;
- Os custos da instalação;
- A eficiência global do sistema.

3.3.1 Distribuição dos Painéis Solares

De forma a dimensionar a central e o número de painéis há que relacionar estes com os inversores, uma vez que, os inversores possuem um limite de tensão de entrada que tem de ser respeitado. O número de módulos em série deve ser tal que a tensão de saída do painel fotovoltaico esteja dentro da faixa ótima de tensão de operação recomendada pelo fabricante do inversor, neste caso entre os 500V e 1500V, com uma tensão nominal de 1080V. O valor da tensão de saída do painel fotovoltaico resulta do somatório das tensões de cada um dos

módulos fotovoltaicos. Para determinar a quantidade de painéis por *string* é necessário também as tensões relativas aos módulos fotovoltaicos, nomeadamente a tensão em circuito aberto (Voc) que relativo ao modulo que se vai utilizar é 49,9 V e a tensão máxima em funcionamento (Vmp) que é 41,96 V. Após saber a faixa de tensão de operação relativa aos inversores e as tensões praticadas pelos módulos fotovoltaicos pode-se realizar os cálculos.

$$\frac{V_{\min \text{ inversor}}}{V_{mp \text{ painel}}} < N_s < \frac{V_{\max \text{ inversor}}}{V_{oc \text{ painel}}} \quad (8)$$

$$\frac{500}{41,96} < N_s < \frac{1500}{49,9} \quad (9)$$

$$11,92 < N_s < 30,06 \quad (10)$$

Onde,

- $V_{\min \text{ inversor}}$ – Tensão mínima do inversor
- $V_{\max \text{ inversor}}$ – Tensão máxima do inversor
- $V_{mp \text{ painel}}$ – Tensão máxima em funcionamento do painel
- $V_{oc \text{ painel}}$ – Tensão em circuito aberto do painel
- N_s – Número de painéis por *string*

Após realizados os cálculos, conclui-se que o número de módulos em série em cada *string* pode variar entre 12 e 30 módulos. Para calcular exatamente o número ótimo de módulos a utilizar recorreu-se à tensão nominal do inversor (1080 V) e dividiu-se pela tensão máxima de produção do módulo fotovoltaico.

$$N_{\text{ótimo}_s} = \frac{V_{\text{nominal inversor}}}{V_{mp \text{ painel}}} = \frac{1080}{41,96} \cong 25,76 \text{ módulos} \quad (11)$$

Onde,

- $N_{\text{ótimo}_s}$ - Número ótimo de painéis por *string*
- $V_{\text{nominal inversor}}$ – Tensão nominal do inversor
- $V_{mp \text{ painel}}$ – Tensão máxima em funcionamento do painel

Realizado este pequeno cálculo, obteve-se um número ótimo de painéis por *string* de 26, que totaliza uma tensão de 1090,96 V que é muito próxima da tensão nominal do inversor, o que aumenta a fiabilidade de operação. Para confirmar a faixa de tensão de operação da *string* pode-se multiplicar o número de módulos pelas tensões e verifica-se que a faixa de tensão de operação da *string* compreende-se entre os 1090,96 V e os 1297,4 V, respeitando assim a faixa de tensão do inversor.

Após calculado o número de painéis por *string* é necessário calcular o número de *strings* total para isso é necessário saber qual a potencia ativa máxima do inversor, que neste caso são 330 kW e dividir pela potência de cada módulo que são 550 W.

$$N_{paineis_s} = \frac{P_{m\acute{a}x\ inversor}}{P_{painel}} = \frac{330000}{550} = 600\ pain\acute{e}is \quad (12)$$

Onde,

- $N_{paineis_s}$ – Número de painéis por *string*
- $P_{m\acute{a}x\ inversor}$ – Potência ativa máxima do inversor
- P_{painel} – Potência do módulo fotovoltaico

O número total de módulos por inversor resultou em 600, no entanto ao distribuir este número de painéis por cada *string*, haveria *strings* com mais painéis que outras e, portanto, para que cada *string* fosse formada pelo mesmo número de painéis, optou-se por contabilizar apenas 598 painéis que divididos pelo número de painéis por *string* (26) retorna 23 *strings*.

$$\frac{N^{\circ}\ total\ de\ paineis\ por\ inversor}{N^{\circ}\ de\ paineis\ por\ string} = \frac{598}{26} = 23\ strings \quad (13)$$

Neste momento, cada inversor está dimensionado e  necessário então calcular quantos inversores são necessários, para tal divide-se a potência desejada que neste caso são 20MW mais 10% de forma a não limitar a produção aumentando o seu pico, o que totaliza 22MWp, pela potência fornecida por cada inversor.

$$P_{inversor} = 598 \times 0,55 = 328,9\ kW \quad (14)$$

$$\frac{P_{instalada}}{P_{inversor}} = \frac{22000}{328,9} \cong 67\ inversores \quad (15)$$

Onde,

- $P_{instalada}$ – Potência a instalar
- $P_{inversor}$ – Potência associada ao inversor

Calculado o número total de inversores, que corresponde a 67, com cada inversor a receber 23 *strings* com 26 painéis cada, corresponde a um total de 1541 *strings* e um total de 40.066 painéis. Na Figura 19, é apresentado o diagrama de ligação da central fotovoltaica.

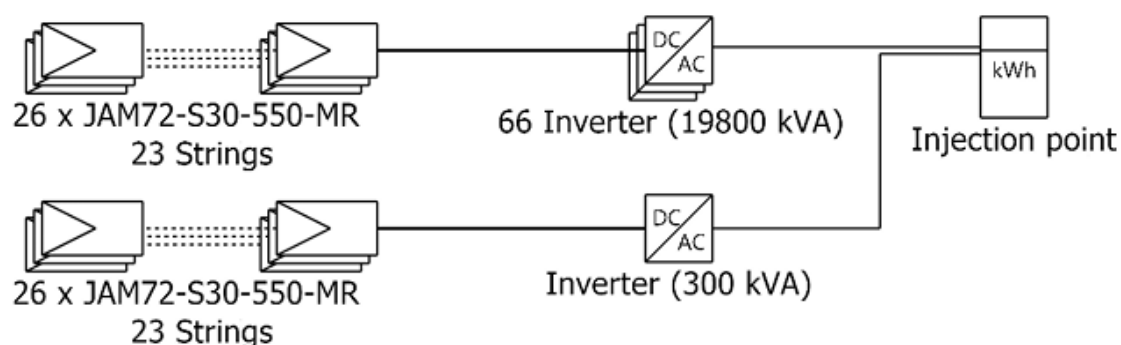


Figura 19. Diagrama de ligação da central fotovoltaica

Concluindo, na Figura 20, é apresentado um resumo que contém as características mais importantes da central fotovoltaica, especificando quais os equipamentos a ser utilizados e também as quantidades.

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	JA Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	JAM72-S30-550-MR	Model	SUN2000-300KTL-H0
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	550 Wp	Unit Nom. Power	300 kWac
Number of PV modules	40066 units	Number of inverters	67 units
Nominal (STC)	22.04 MWp	Total power	20100 kWac
Modules	1541 string x 26 in series	Operating voltage	550-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C)	330 kWac
Pmpp	20.23 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
U mpp	989 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	20462 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	22036 kWp	Total power	20100 kWac
Total	40066 modules	Max. power	22110 kWac
Module area	103501 m²	Number of inverters	67 units
		Pnom ratio	1.10

Figura 20. Síntese das características da central

3.3.2 Resultados obtidos

Os resultados para a energia produzida por esta central em Ferreira do Alentejo foram obtidos utilizando o software PVsyst. Após calculados e inseridos os parâmetros necessários ao cálculo retornaram os valores de produção, que são apresentadas na Tabela 6.

Tabela 6. Resultados da simulação da energia produzida

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	72.0	32.53	9.77	112.9	111.8	2324067	2287602	0.919
February	92.7	39.29	10.49	130.4	129.1	2655181	2617223	0.911
March	138.8	53.35	12.91	170.0	167.9	3388537	3339596	0.891
April	169.1	61.03	14.68	185.3	182.8	3650708	3595941	0.881
May	212.5	73.59	18.06	208.5	204.9	4048162	3988946	0.868
June	227.8	71.34	21.49	214.1	210.2	4086770	4024916	0.853
July	243.5	55.61	23.27	232.5	228.4	4376836	4313512	0.842
August	217.9	54.58	23.89	228.2	224.8	4304295	4245143	0.844
September	162.0	43.36	21.35	194.5	192.2	3721476	3669991	0.856
October	116.0	46.82	18.41	156.0	154.2	3079042	3034415	0.883
November	78.4	29.12	13.02	122.2	121.1	2471032	2433302	0.904
December	63.8	27.28	10.49	107.1	106.0	2201955	2165755	0.918
Year	1794.5	587.91	16.52	2061.5	2033.4	40308061	39716341	0.874

Onde:

- GlobHor – Irradiação Horizontal Global
- DiffHor – Irradiação Horizontal Difusa
- T_Amb – Temperatura Ambiente
- GlobInc – Irradiação Global à inclinação do painel
- GlobEff – Irradiação Global efetiva
- EArray – Energia produzida à saída
- E_Grid – Energia injetada
- PR – Rácio de Performance

Analisando a tabela de resultados é de notar uma produção total de 40.308.061 kWh, sendo que com após as perdas verificadas totaliza 39.716.341 kWh. Através da análise da Figura, consegue-se fazer uma divisão em dois períodos ao longo de todo o ano, que se podem agrupar em inverno (de outubro a março, com valores de produção inferiores a 3.500.000 kWh) e verão (de abril a setembro, com valores de produção acima de 3.500.000 kWh), sendo que durante a altura de verão a produção foi bastante superior à produção durante a altura de inverno, como se pode ver na Figura 21.

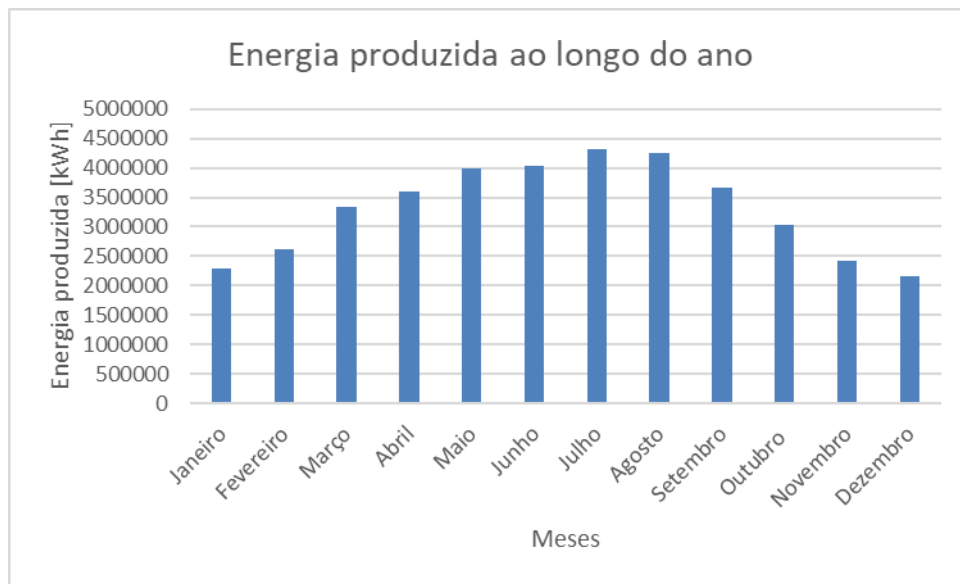


Figura 21. Energia produzida ao longo do ano

Analisando ainda os resultados de produção obtidos é possível saber quantas horas totais anuais a central solar produziu, através do seguinte cálculo:

$$N_{horasprod} [h] = \frac{E_{prod} [kWh]}{P_{instalada} [kW]} = \frac{39716342}{20000} = 1985.82 h \quad (16)$$

Após realizado o cálculo determinou-se que a central produzirá por volta de 1.985,82 horas, este é um valor que poderá limitar a produção de hidrogénio, caso o eletrolisador seja alimentado exclusivamente pela central fotovoltaica.

É de notar também que nos meses em que a produção foi alta (verão), o rácio de performance verificou-se ser ligeiramente mais baixo, o que não se verifica nos meses em que a produção foi mais baixa (inverno), isto pode dever-se ao sobreaquecimento dos painéis, isto é, a temperatura verificada nos meses de verão é superior, o que consequentemente aumenta a temperatura dos painéis e diminui a sua eficiência. De um modo geral esta central representa um bom funcionamento, uma vez que, apresenta um rácio medio de performance efetivo de 0,874, este valor podia ter sido menor caso tivessem sido feitos estudos de sombreamentos e do terreno, pois iria diminuir a exposição solar em algumas horas do dia, o que representaria uma quebra na produção. Na Figura 22, é apresentado um diagrama de perdas da central especificando a razão e o impacto das perdas.

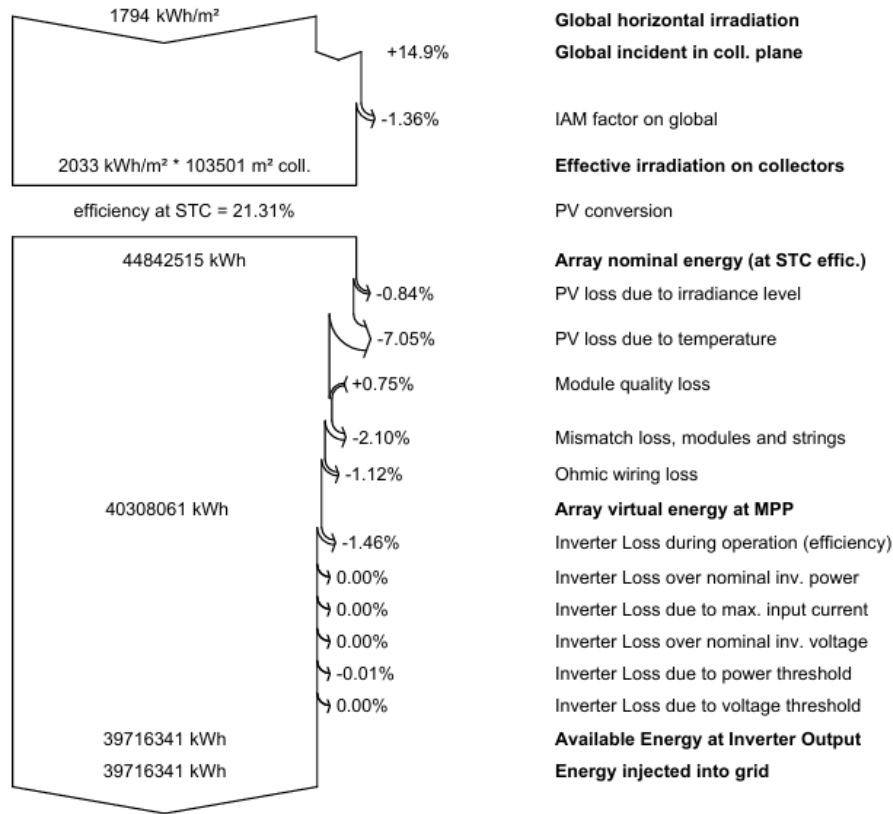


Figura 22. Diagrama de perdas da central fotovoltaica

Observando a Figura, é de notar que as perdas mais significativas são representadas pela temperatura verificada nos painéis, as perdas por incompatibilidade de módulos e *strings*, isto é, devido a que numa *string* de módulos, a corrente mais baixa é a que tem impacto ao longo de toda a *string* e por fim outras perdas que também têm impacto é a eficiência do inversor.

3.4 Custo nivelado da energia

O custo nivelado de energia (LCOE), é uma forma de calcular o custo médio líquido da energia produzida por um gerador ao longo da sua vida útil. O resultado do LCOE é apresentado como €/kWh ou €/MWh, representando assim o preço unitário da energia, podendo ser utilizado para estimar o custo de uma unidade de produção tendo em conta a quantidade de energia que a unidade de produção produz num ano, o custo efetivo da construção da unidade de produção, o custo anual de operar e manter a unidade de produção e também o tempo de vida útil da mesma. A fórmula utilizada para calcular o LCOE é apresentada na equação 17 [43].

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{Ct + Ot}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{Et}{(1+r)^t}} \quad (17)$$

$$\text{Onde, } r = \frac{1}{(1+i)^t} \quad (18)$$

Com:

- Ct - Custos de construção ou CAPEX;
- Ot - Custos de operação e manutenção ou OPEX;
- r - Taxa de desconto;
- Et - Energia anual produzida;
- T - Vida útil do sistema;
- i – Taxa de juro.

3.4.1 Cálculo do LCOE sem baterias

De forma a realizar o cálculo do LCOE, foi desenvolvida uma folha de cálculo com recurso ao software Excel, na qual foi criada uma secção onde se insere os inputs do sistema e é apresentada na Tabela 7.

Tabela 7. Inputs para o cálculo do LCOE sem baterias

Parâmetros	Unidade	Valor
Potência de ligação	kW	20.000
Potência instalada	kWp	22.110
Energia anual produzida (Et)	kWh	39.716.341
CAPEX	€/kWp	500
CAPEX Total	€	11.055.000
CAPEX anual (Ct)	€	442.200
OPEX	€/kWp/ano	15
OPEX anual (Ot)	€	367.650
Arrendamento Terreno	€/ha/mês	1000
Tamanho terreno	ha	20
Renda mensal terreno	€/mês	30.000
Arrendamento do terreno	€/ano	360.000
Taxa de inflação	%	2.00%
Taxa de juro (i)	%	8.00%
Vida útil do sistema (T)	anos	25
Fator de degradação do sistema	%	0.50%

Através do estudo e análise da central fotovoltaica no PVSyst, determinou-se que a energia a ser produzida num ano pela central (Et) totaliza 39.716.341 kWh. Relativamente aos custos de construção, em conjunto com a empresa e o orientador determinou-se um total de 500 €/kWp, neste valor está incluído todo o material necessário para a construção da central, desde painéis, inversores, estrutura e ligação à rede, multiplicando pela capacidade instalada totaliza 11.055.000€, que dividido pelo tempo de vida útil do sistema resultam 442.200 € anuais, este valor representa o CAPEX anual (Ct). Os custos de operação e manutenção definiu-se um valor de 15 €/kWp, nestes custos estão incluídos os custos de manutenção e operação, seguros e sistema de monitorização, mais o custo de arrendamento anual do terreno, que totaliza 367.650 € anuais.

367.650€ de OPEX anual (Ot). A taxa de desconto (r) a aplicar definiu-se como 8%, a vida útil do sistema (T) em 25 anos, ainda um fator de degradação do sistema de 0.5%, a ser aplicado anualmente na energia produzida e ainda uma taxa de inflação aplicada aos custos de operação e manutenção ao longo dos anos. Com os inputs inseridos, prossegue-se para a realização dos cálculos intermédios, onde foi aplicado o fator de degradação do sistema à energia anual produzida ao longo dos anos e também a atualização do total dos custos e da energia anual produzida através da taxa de desconto. Os cálculos intermédios realizados são apresentados na Tabela 8.

Tabela 8. Cálculos intermédios para obtenção do LCOE sem baterias

Parâmetros								
		Energia anual produzida (Et)	CAPEX (Ct)	OPEX atualizado à inflação	CAPEX + OPEX	Taxa de desconto (r)	CAPEX + OPEX atualizado	Energia anual produzida atualizada
		kWh	€	€	€		€	kWh
Períodos (anos)	1	39.716.341	442.200	571.650,00	1.013.850,00	0,926	938.750,00	36.774.390
	2	39.517.759	442.200	583.083,00	1.025.283,00	0,857	879.014,92	33.880.109
	3	39.320.170	442.200	594.744,66	1.036.944,66	0,794	823.160,10	31.213.619
	4	39.123.570	442.200	606.639,55	1.048.839,55	0,735	770.928,38	28.756.992
	5	38.927.952	442.200	618.772,34	1.060.972,34	0,681	722.079,95	26.493.710
	6	38.733.312	442.200	631.147,79	1.073.347,79	0,630	676.391,18	24.408.557
	7	38.539.645	442.200	643.770,75	1.085.970,75	0,583	633.653,50	22.487.513
	8	38.346.947	442.200	656.646,16	1.098.846,16	0,540	593.672,39	20.717.662
	9	38.155.213	442.200	669.779,09	1.111.979,09	0,500	556.266,39	19.087.106
	10	37.964.436	442.200	683.174,67	1.125.374,67	0,463	521.266,22	17.584.880
	11	37.774.614	442.200	696.838,16	1.139.038,16	0,429	488.513,94	16.200.885
	12	37.585.741	442.200	710.774,92	1.152.974,92	0,397	457.862,21	14.925.815
	13	37.397.812	442.200	724.990,42	1.167.190,42	0,368	429.173,50	13.751.098
	14	37.210.823	442.200	739.490,23	1.181.690,23	0,340	402.319,49	12.668.836
	15	37.024.769	442.200	754.280,03	1.196.480,03	0,315	377.180,41	11.671.751
	16	36.839.645	442.200	769.365,64	1.211.565,64	0,292	353.644,46	10.753.141
	17	36.655.447	442.200	784.752,95	1.226.952,95	0,270	331.607,29	9.906.829
	18	36.472.170	442.200	800.448,01	1.242.648,01	0,250	310.971,46	9.127.125
	19	36.289.809	442.200	816.456,97	1.258.656,97	0,232	291.646,00	8.408.787
	20	36.108.360	442.200	832.786,11	1.274.986,11	0,215	273.545,98	7.746.984
	21	35.927.818	442.200	849.441,83	1.291.641,83	0,199	256.592,07	7.137.268
	22	35.748.179	442.200	866.430,67	1.308.630,67	0,184	240.710,19	6.575.538
	23	35.569.438	442.200	883.759,28	1.325.959,28	0,170	225.831,13	6.058.019
	24	35.391.591	442.200	901.434,46	1.343.634,46	0,158	211.890,26	5.581.230
	25	35.214.633	442.200	919.463,15	1.361.663,15	0,146	198.827,20	5.141.967
Total		935.556.199	11.055.000	18.310.120,84	29.365.120,84		11.965.498,61	407.059.810

Após serem realizados os cálculos procedeu-se então para o cálculo do LCOE, que neste ponto é só aplicar a divisão dos custos totais atualizados pela energia total produzida atualizada. Obtendo-se então um valor de 2,9 cêntimos por kWh e 29,39 €/MWh, como é demonstrado na Figura 23.

$$\text{LCOE} = \frac{11,965,498.61}{407095810.3} \frac{(\text{€})}{(\text{kWh})}$$

LCOE	0.029	€/kWh
	29.39	€/MWh

Figura 23. Cálculo do LCOE sem baterias

3.4.2 Cálculo do LCOE com baterias

Para realizar um cenário no qual são utilizadas baterias, é necessário recalculer o LCOE, uma vez que, o CAPEX irá ser impactado pelo custo das baterias. Para tal é necessário dimensionar a capacidade de baterias a instalar, uma tarefa que é dificultada por não existir dados da produção da central projetada, contudo foram utilizados dados da produção de 2023 de uma central de 2,2 MWp localizada muito perto da central que foi dimensionada para este projeto, logo os dados climatológicos do local são idênticos. Estes dados foram projetados para a central de 22,11 MWp, tendo em conta a energia produzida por esta num ano (obtida pelo software PVSyst). Posto isto, sabe-se que a central produz cerca de 39,716 MWh e que a potência nominal do eletrolisador são 10 MW, como tal significa que o eletrolisador é capaz de estar em funcionamento por 3.971,63 horas, ao utilizar toda a energia produzida pela central.

Uma vez que, a central fotovoltaica se encontra sobredimensionada, existem excedentes de produção, com o auxílio dos dados de produção foi possível identificar os dias em que a central produz acima da energia utilizada pelo eletrolisador e assim foi calculado o excedente para saber quantas horas o eletrolisador poderá funcionar sem a utilização das baterias. Para tal, utilizou-se a produção horária da central e subtraiu-se a energia necessária para o eletrolisador funcionar uma hora (10 MWh) e foi obtido um excedente total de 11,93 MWh que se traduz numa diminuição da produção de 1.193,19 horas, o que resulta em 2.778,45 horas que o eletrolisador pode funcionar sem a utilização de baterias. Na Figura 24 e 25, são apresentados dois gráficos que mostram a produção e os excedentes diários da central num ano, respetivamente.

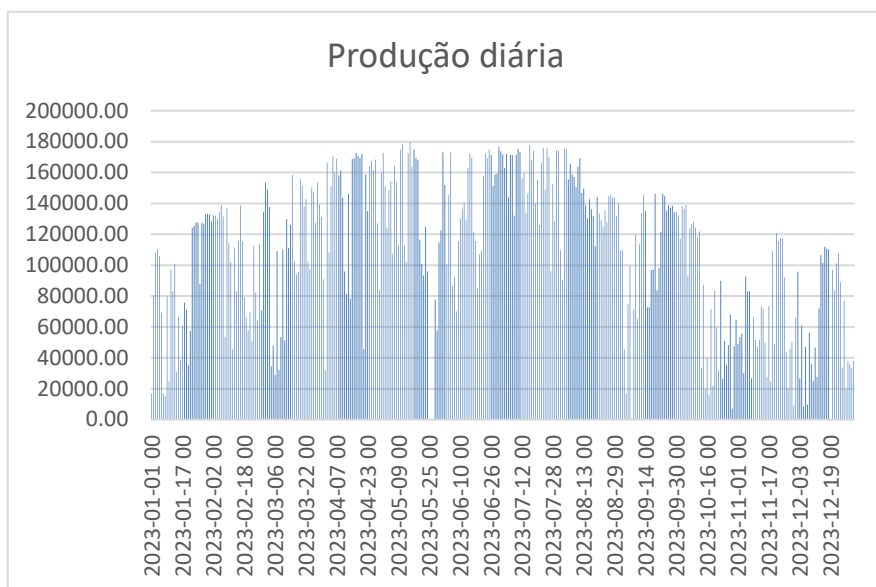


Figura 24. Produção diária da central num ano

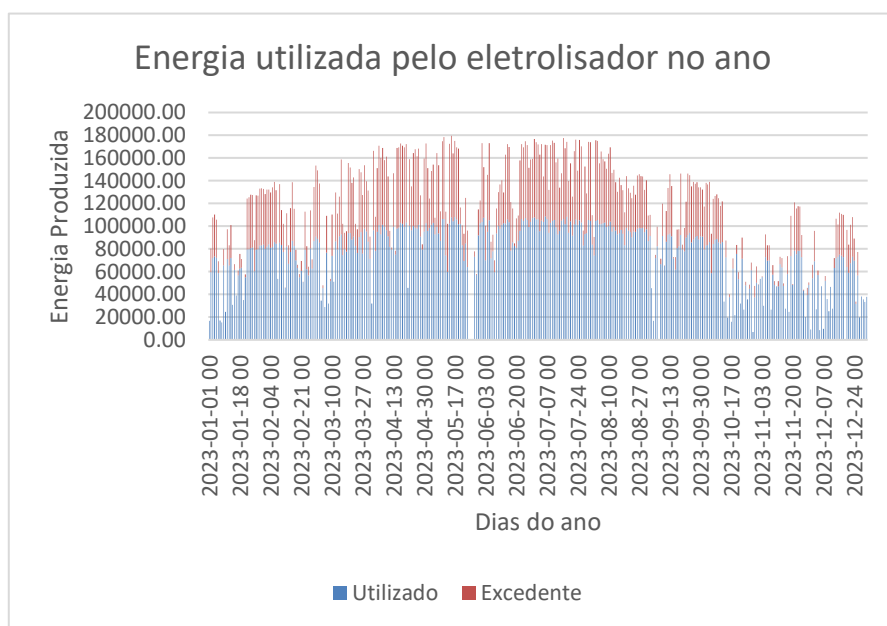


Figura 25. Energia utilizada pelo eletrolisador num ano

Para dimensionar a capacidade das baterias, foram utilizados os dados relativos ao excedente diário e localizou-se o dia em que o excedente foi mais alto, que totalizou 72.140 kWh que seria a energia necessária armazenar para colmatar o excedente de produção, como se pode ver na Figura 26.

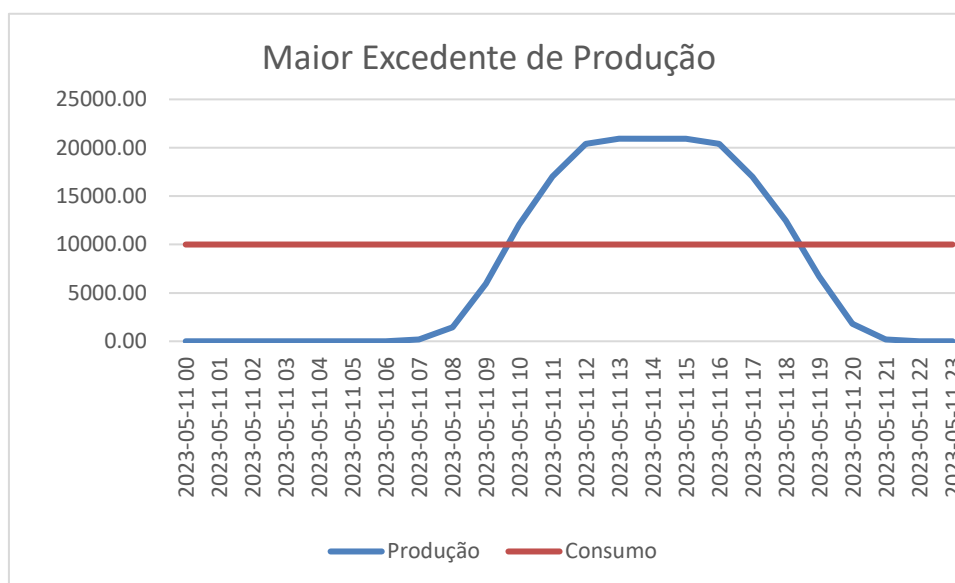


Figura 26. Gráfico da produção do dia em que se verificou o maior excedente

A utilização da bateria prevê o aumento da produção utilizando o excedente, como o que é possível reparar no gráfico presente na Figura 27.

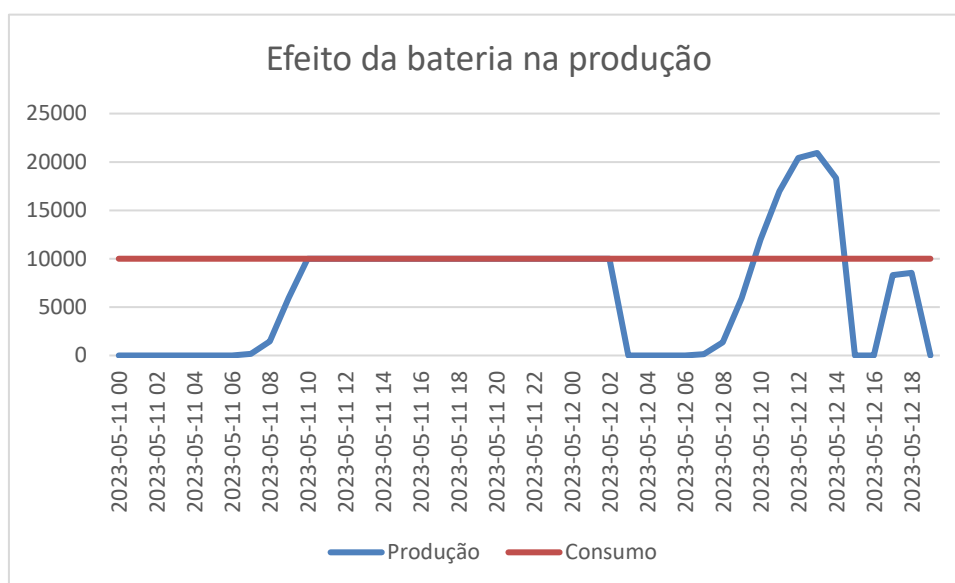


Figura 27. Efeito da bateria na produção

Verificada a energia que é necessário armazenar, calculou-se o custo que a inserção das baterias no sistema irá ter. Para isto, assumiu-se a utilização de baterias de íões lítio com um custo associado de 120 €/kWh [44], totalizando assim um investimento total de 8.656.730,40€ que dividido pela potência de pico da central fotovoltaica totaliza um aumento do CAPEX em 391,53 €/kWp.

Posto isto, é possível calcular o LCOE relativo à central com a utilização das baterias, e é calculado de forma muito parecida ao do LCOE sem a utilização das baterias, sendo que a única

alteração é o aumento do CAPEX. Em seguida, na Tabela 9 são apresentados os inputs relativos ao cálculo do LCOE.

Tabela 9. Inputs para o cálculo do LCOE com baterias

Parâmetros	Unidade	Valor
Capacidade instalada	kWp	22.110
Energia anual produzida (Et)	kWh	39.716.341
CAPEX	€/kWp	891,53
CAPEX Total	€	19.711.728,30
CAPEX anual (Ct)	€	788.469,132
OPEX	€/kWp/ano	15
OPEX anual (Ot)	€	571.650
Arrendamento Terreno	€/ha/mês	1000
Tamanho terreno	ha	20
Renda mensal Terreno	€/mês	20.000
Arrendamento terreno	€/ano	240.000
Taxa de inflação	%	2%
Taxa de desconto (r)	%	8.00%
Vida útil do sistema (T)	anos	25
Fator de degradação do sistema	%	0.50%

Os cálculos de obtenção do LCOE são apresentados na Tabela 10.

Tabela 10. Cálculos intermédios para obtenção do LCOE com baterias

Parâmetros								
		Energia anual produzida (Et)	CAPEX (Ct)	OPEX (Ot)	CAPEX + OPEX	Taxa de desconto (r)	CAPEX + OPEX atualizado	Energia anual produzida atualizada
		kWh	€	€	€		€	kWh
Períodos (anos)	1	39.716.341	788.469,13	571.650,00	1.360.119,13	0,93	1.259.369,57	36.774.389
	2	39.517.759	788.469,13	583.083,00	1.371.552,13	0,86	1.175.884,89	33.880.109
	3	39.320.170	788.469,13	594.744,66	1.383.213,79	0,79	1.098.039,70	31.213.619
	4	39.123.570	788.469,13	606.639,55	1.395.108,69	0,74	1.025.446,53	28.756.991
	5	38.927.952	788.469,13	618.772,34	1.407.241,48	0,68	957.744,90	26.493.709
	6	38.733.312	788.469,13	631.147,79	1.419.616,92	0,63	894.599,47	24.408.556
	7	38.539.645	788.469,13	643.770,75	1.432.239,88	0,58	835.698,21	22.487.512
	8	38.346.947	788.469,13	656.646,16	1.445.115,29	0,54	780.750,83	20.717.662
	9	38.155.213	788.469,13	669.779,09	1.458.248,22	0,50	729.487,16	19.087.105
	10	37.964.436	788.469,13	683.174,67	1.471.643,80	0,46	681.655,82	17.584.879
	11	37.774.614	788.469,13	696.838,16	1.485.307,29	0,43	637.022,84	16.200.884
	12	37.585.741	788.469,13	710.774,92	1.499.244,06	0,40	595.370,44	14.925.814
	13	37.397.812	788.469,13	724.990,42	1.513.459,55	0,37	556.495,94	13.751.098
	14	37.210.823	788.469,13	739.490,23	1.527.959,36	0,34	520.210,64	12.668.835
	15	37.024.769	788.469,13	754.280,03	1.542.749,17	0,32	486.338,88	11.671.751
	16	36.839.645	788.469,13	769.365,64	1.557.834,77	0,29	454.717,12	10.753.141
	17	36.655.447	788.469,13	784.752,95	1.573.222,08	0,27	425.193,08	9.906.829
	18	36.472.170	788.469,13	800.448,01	1.588.917,14	0,25	397.624,97	9.127.125
	19	36.289.809	788.469,13	816.456,97	1.604.926,10	0,23	371.880,74	8.408.786
	20	36.108.360	788.469,13	832.786,11	1.621.255,24	0,21	347.837,41	7.746.983
	21	35.927.818	788.469,13	849.441,83	1.637.910,96	0,20	325.380,43	7.137.267
	22	35.748.179	788.469,13	866.430,67	1.654.899,80	0,18	304.403,11	6.575.538
	23	35.569.438	788.469,13	883.759,28	1.672.228,41	0,17	284.806,06	6.058.019
	24	35.391.591	788.469,13	901.434,46	1.689.903,60	0,16	266.496,68	5.581.230
	25	35.214.633	788.469,13	919.463,15	1.707.932,29	0,15	249.388,69	5.141.966
Total		935.556.199	19.711.728,30	18.310.120,84	38.021.849,14		15.661.844,10	407.059.810

Em seguida, através da divisão dos custos atualizados pela energia anual produzida se obtém o LCOE presente na Figura 28.

$$\text{LCOE} = \frac{15.661.844,10 \text{ (€)}}{407095810,3 \text{ (kWh)}}$$

LCOE	0.038	€/kWh
	38,48	€/MWh

Figura 28. Cálculo do LCOE com baterias

Página deixada intencionalmente em branco

4 Dimensionamento do eletrolisador

Este capítulo tem como objetivo fornecer uma base sólida para o projeto, da escolha do eletrolisador, será feita uma análise que abordará aspetos técnicos como a capacidade de produção, eficiência energética, bem como comparações com outras tecnologias de eletrolisadores e ainda algumas considerações económicas incluindo custos de capital e operacionais.

4.1 Escolha do eletrolisador

O eletrolisador a ser escolhido é o AEM Nexus 1000 da Enapter, este eletrolisador, tal como o nome indica utiliza a tecnologia de Membrana de Troca de Aniões (AEM), como já foi abordado anteriormente, esta tecnologia utiliza uma membrana eletrolítica de polímero, semelhante à tecnologia mais conhecida PEM (Membrana de Troca de Protões). O design da célula AEM apresenta uma membrana semipermeável que transporta íões OH^- carregados negativamente para dividir as moléculas de água em hidrogénio e oxigénio.

A tecnologia AEM, ao contrário da PEM não tem restrições que impeçam reduções significativas de custos, sendo esta a maior desvantagem da tecnologia PEM, esta desvantagem pode ser superada na tecnologia AEM, uma vez que, a tecnologia PEM opera transportando protões (H^+), o que cria um ambiente altamente ácido próximo dos elétrodos o que potencializa a corrosão, logo os elétrodos devem ser feitos de um material bastante resistente à corrosão, mas também muito caro, como o titânio ou a platina. Além disso é necessário também a utilização de um metal nobre raro e caro, o irídio, como catalisador. Por outro lado, a AEM funciona utilizando aniões (OH^-), que levam a um ambiente alcalino perto dos elétrodos, onde a proteção contra a corrosão pode ser tratada com maior facilidade, não sendo necessários nem o titânio nem a

platina como elétrodos, estes podem facilmente ser trocados por níquel e ferro e o catalisador de irídio pode ser eliminado completamente.

Outra vantagem da utilização desta tecnologia é a pressão de saída do hidrogénio produzido, isto deve-se a que a solução eletrolítica que circula no ânodo não é pressurizada, por esse motivo, o hidrogénio produzido no cátodo aumenta até 35 bar de pressão. Esta compressão eletroquímica é altamente eficiente, pois não existe perdas de calor associadas aos processos mecânicos de compressão. Esta diferença de pressão através da membrana, proporcionam também que quantidades extremamente baixas de oxigénio possam infiltrar-se no hidrogénio, o que resulta numa elevada pureza do hidrogénio produzido sem necessitar de um sistema de purificação de hidrogénio [45].

Esta pilha AEM, possui também uma característica exclusiva e patenteada da Enapter, que é o “cátodo seco”, este permite que roda a água necessária para a produção de H_2 é transportada através da membrana AEM, logo nenhum líquido precisa de circular no cátodo. Esta característica permite simplificar o sistema, eliminando bombas de água, tubos e separadores de gás dentro do circuito do hidrogénio, o que reduz em parte o custo do eletrolisador [46].

A escolha deste eletrolisador parece a escolha mais competitiva relativamente às tecnologias alcalina e PEM, uma vez que, este reúne o melhor das duas, o baixo custo dos eletrolisadores alcalinos e o desempenho e tamanho dos eletrolisadores PEM. A tecnologia AEM da Enapter é fácil de operar e manter, o que resulta em custos de serviço mais baixos do que as outras tecnologias, diminuindo o custo associado. Assim, através das vantagens como o custo do material, combinado com avanços tecnológicos, os baixos custos operacionais, padronização e fácil fabricação em massa, a tecnologia AEM da Enapter tem as condições necessárias para inovar a indústria do hidrogénio, conseguindo produzir hidrogénio verde ao menor custo possível. Na Figura 29, é possível constatar as principais vantagens e desvantagens de cada uma destas tecnologias.

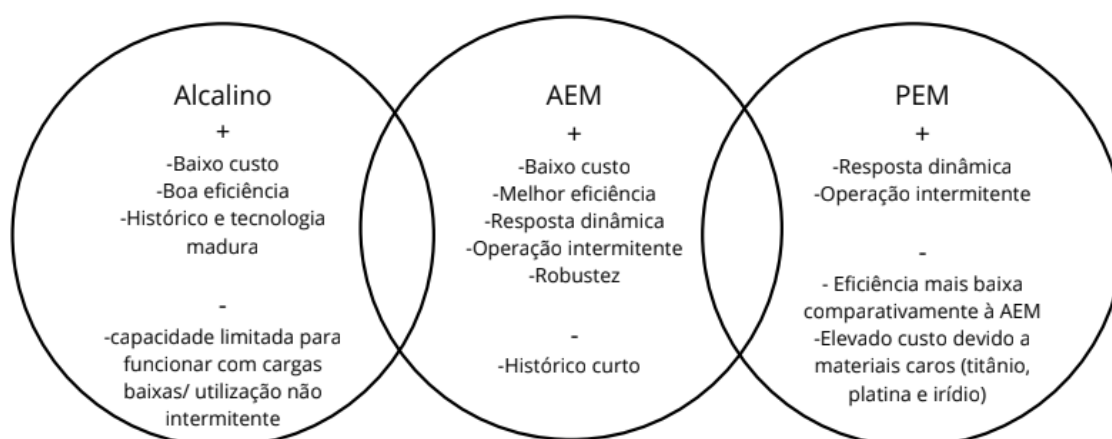


Figura 29. Diagrama de comparação de tecnologias de eletrolisador [47]

4.2 Funcionamento da Membrana de Troca de Aniões da Enapter

O funcionamento desta membrana de troca de aniões, pode ser explicado em 4 passos seguindo a Figura 30.

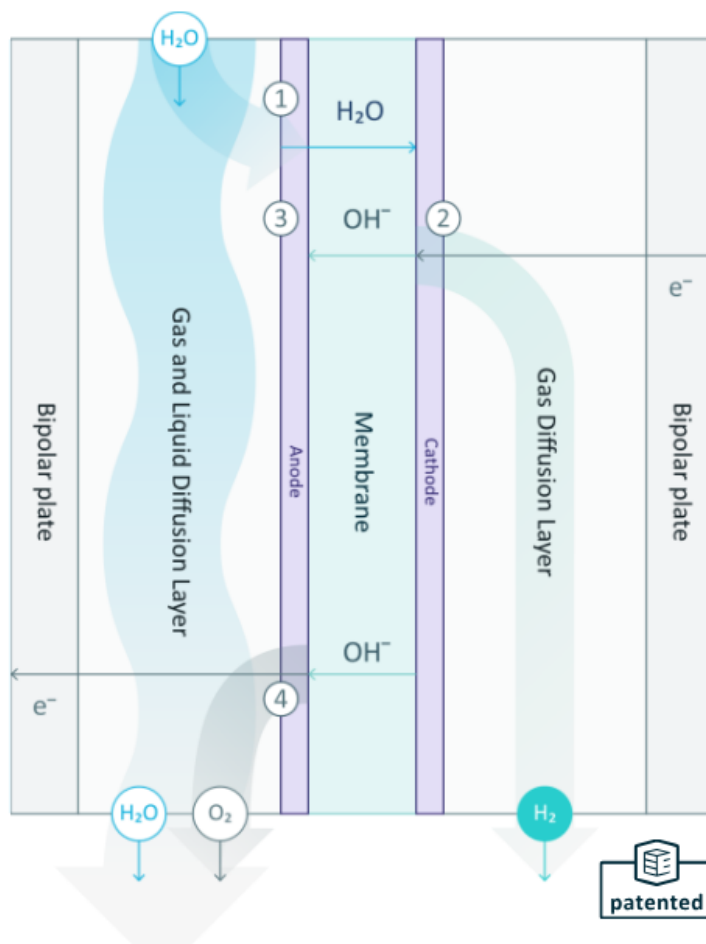


Figura 30. Funcionamento da Membrana de Troca de Aniões (AEM) [47]

1. A água passa ao longo do ânodo através da membrana.
2. O hidrogénio é produzido no cátodo seco e expelido através da camada de difusão de gás.
3. O anião OH^- volta para o ânodo através da membrana.
4. O oxigénio é produzido no ânodo a partir do OH^- e expelido através da camada de difusão de gás.

4.3 AEM Nexus 1000

Neste subcapítulo será apresentada uma visão geral do eletrolisador a ser utilizado, bem como as especificações técnicas.

4.3.1 Visão geral do eletrolisador

O eletrolisador AEM Nexus 1000 da Enapter, com capacidade de 1 MW, que produz cerca de 453 kg de hidrogénio por dia. Este utiliza a tecnologia de membrana de troca de aniões (AEM), como já foi abordado antes, uma tecnologia emergente que possibilita a produção de hidrogénio a baixos custos. Este eletrolisador foi projetado para ser eficiente e modular, adequado para diversas aplicações de produção de hidrogénio, esta característica torna-se bastante importante, uma vez que, se trata de um projeto com capacidade de 20 MW, será necessário interligar 10 eletrolisadores para atingir esta potência. Na Figura 31 e 32, é apresentada uma visão do exterior do eletrolisador e do interior que mostra os componentes integrantes, respetivamente.

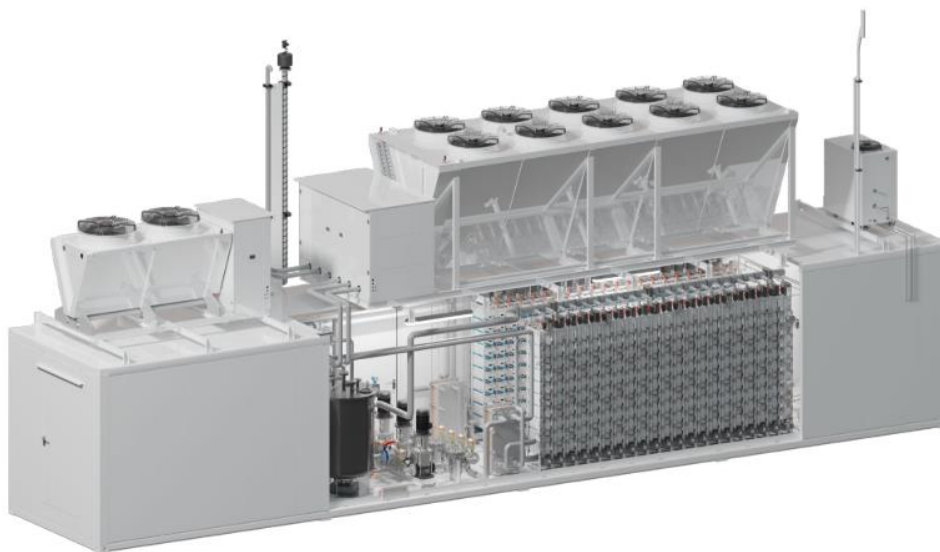


Figura 31. Vista exterior do AEM Nexus 1000 [46]

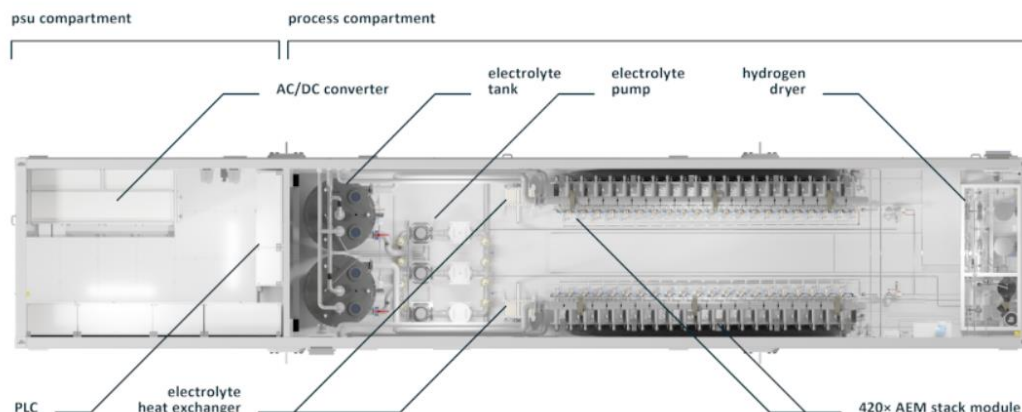


Figura 32. Vista interior do AEM Nexus 1000 [46]

Este eletrolisador possui um design por módulos de pilha AEM, a partir dos quais são formadas *strings* de 10 módulos cada ligadas em série montados em *racks*. Estas *strings* são então conectadas em paralelo e alimentadas por unidades de fonte de alimentação individuais (PSUs) e conectadas ao circuito eletrolítico. O AEM Nexus 1000 apresenta dois conjuntos de 21 *strings* e cada uma delas pode operar na faixa de 60 a 100% da produção nominal. Esta abordagem modular resulta num sistema mais confiável e robusto, pois se uma pilha falhar, apenas uma *string* é interrompida e essa mesma pilha pode ser rapidamente substituída [45]. As PSUs permitem a regulação individual e ligar ou desligar cada *string*, o que garante uma operação ótima tendo em conta os diferentes níveis de carga que se espera das energias renováveis. Na Figura 33 e 34, é apresentada uma vista do interior do eletrolisador onde se pode reparar no sistema modular utilizado e uma representação do módulo AEM.

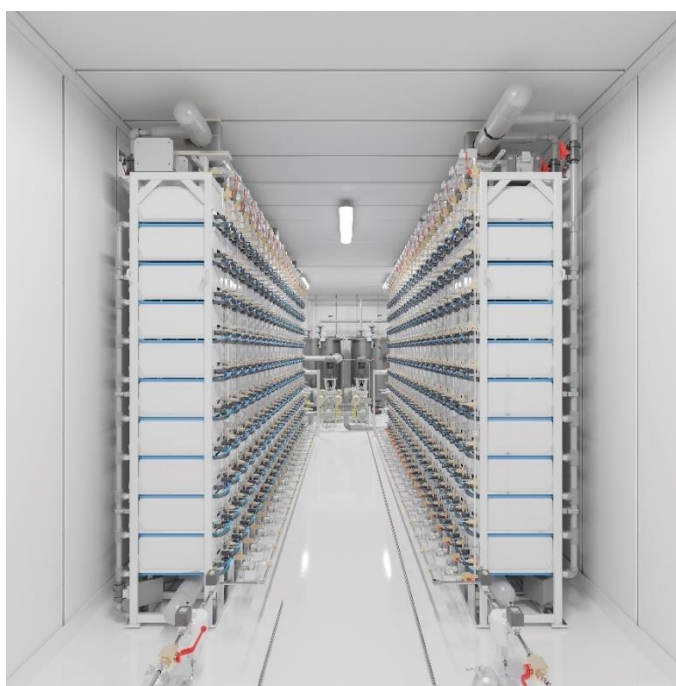


Figura 33. Vista das *strings* no interior do AEM Nexus 1000 [46]

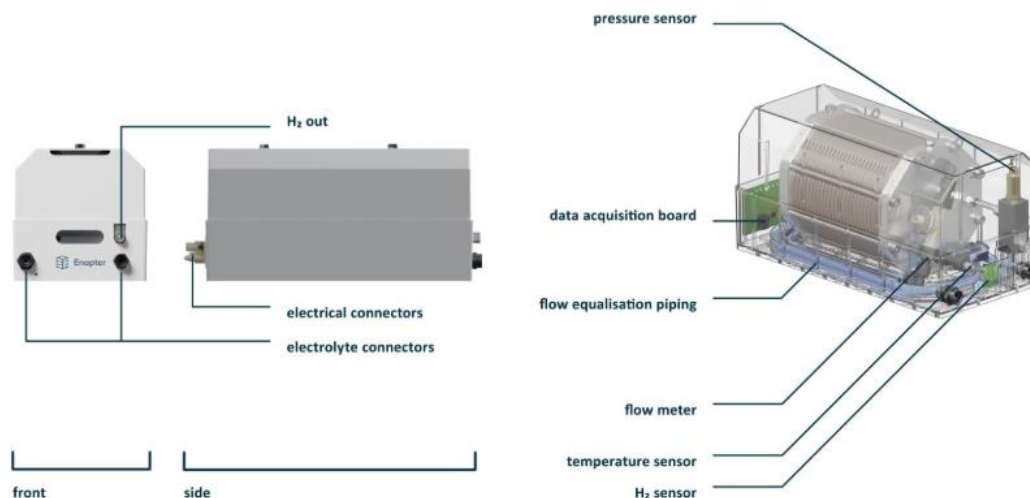


Figura 34. Módulo AEM [47]

4.3.2 Funcionamento do sistema de produção

O funcionamento do sistema de produção de hidrogénio pode ser explicado através do fluxograma presente na Figura 35.

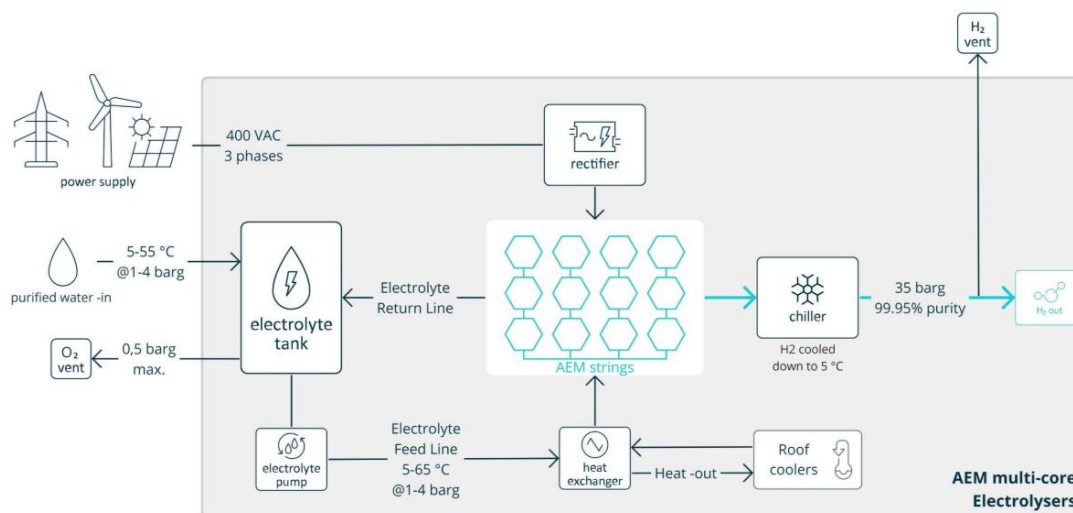


Figura 35. Fluxograma do funcionamento do sistema de produção [46]

Traduzindo o fluxograma, o sistema é alimentado por uma fonte de energia elétrica, em corrente alternada trifásica de tensão 400 V, neste caso concreto proveniente da central solar fotovoltaica, a energia elétrica fornecida passa por um retificador que converte a corrente alternada em corrente contínua necessária para a operação do eletrolisador. A corrente contínua é então direcionada para as *strings* de AEM, onde ocorre a eletrólise da água. Existe também dentro do eletrolisador um tanque de eletrólito, que recebe a água purificada, que

entra no sistema a uma temperatura de 5 a 55°C e a uma pressão de 1 a 4 bar, no qual é preparada a solução eletrolítica. Esta solução eletrolítica é inserida nas *strings* de AEM através de uma bomba, que opera a uma temperatura de 5 a 65°C e a uma pressão de 1 a 4 bar, este passa por um permutador de calor que permite manter a temperatura da solução dentro dos parâmetros ideais, o calor excedente é dissipado por ventiladores presentes no telhado do eletrolisador. Este tanque possui também um sistema de ventilação de oxigénio o qual serve para libertar o oxigénio produzido durante a eletrólise, a uma pressão máxima de 0.5 bar. O hidrogénio após ser produzido, passa por um sistema de arrefecimento, até a uma temperatura de 5°C, para garantir a pureza e a estabilidade do gás. O hidrogénio produzido sai do sistema de arrefecimento a uma pressão de 35 bar e com uma pureza de 99.95%. Este hidrogénio é redirecionado então para a saída onde existe também um sistema de ventilação para segurança. A solução eletrolítica utilizada, juntamente com o oxigénio capturado retorna ao tanque para voltar a circular.

4.3.3 Especificações técnicas AEM Nexus 1000

Neste subcapítulo serão apresentadas as especificações técnicas do eletrolisador com recurso à tabela presente na Figura 36, que serão necessárias do desenvolvimento do trabalho relativo ao cálculo do LCOH.

	NX1000	NX500	Flex120	
H₂ nominal flow	210 Nm ³ /h 453 kg/24h	105 Nm ³ /h 226.5 kg/24h	25 Nm ³ /h 53.9 kg/24h	Net volume flow rate
H₂ outlet pressure	Up to 35 barg	=	=	
H₂ purity	99.95% in molar fraction, equals dew point of -30°C	=	=	Impurities: H ₂ O < 500 ppm, O ₂ < 5 ppm
H₂ purity with optional dryer	99.999% in molar fraction, equals dew point of -65°C	=	=	Impurities: H ₂ O < 5 ppm, O ₂ < 5 ppm
H₂ outlet temperature	5 – 55 °C	=	=	
O₂ nominal flow	105 Nm ³ /h	52,5 Nm ³ /h	12.5 Nm ³ /h	Vented at atmospheric pressure
Nominal power	1,008 kW	504 kW	120 kW	Beginning of life (BOL)
consumption	1,200 kW	600 kW	150 kW	Near end of life (EOL)
Voltage	3 × 400VAC	=	=	± 10 %
Frequency	50 Hz	=	=	THD < 5 %
H₂O nominal consumption	190 L/h	95 L/h	23 L/h	Purified water.
H₂O inlet purity (minimum)	Type IV water Acidity < 0.1 meq/l	=	=	According to ASTM D1193-06 According to ASTM D1067
H₂O inlet temperature	5 – 55 °C	=	=	1 – 4 barg
Operational flexibility	3% – 100%	=	12% – 100 %	Of nominal H ₂ flow rate
Turndown ratio	33:1	=	8:1	Maximum flow/Minimum flow
Specific power consumption (Efficiency)	4.8 kWh/Nm ³ H ₂ 53.3 kWh/kgH ₂ 62.5% (LHV)	=	=	Including all utilities inside the battery limits of the AEM Nexus (at BOL)
System efficiency over different loads	60 – 100%: 4.8 kWh/Nm ³ 30 – 60%: 5.0 kWh/Nm ³ 3 – 30%: 5.2 kWh/Nm ³	=	=	
Hot startup time	0 – 100% in 100 seconds	=	=	Electrolyte is at min. 35° C
Cold startup time	0 – 100% in 30 minutes	=	=	Assuming 5° C ambient
Shut down time	100 – 0 % in 3 minutes	=	=	Normal, gradual shut down
Hot standby power consumption	160 kW Max.	80 kW Max.	20 kW Max.	Stacks are hydrated and electrolyte circulates at min. temperature (35° C)
Cold standby power consumption	20 kW Max.	10 kW Max.	n/a	All components in standby; container heating is on (only with < 5 °C ambient)
Ambient operating temperature	-15 – 35 °C	=	5 – 35 °C	Up to 45°C optionally
Sound Pressure Level	62 db(A) Max.	=	=	At 10 m (Including all utilities)
Start-Stop cycle	Max. 5 cycles/day	=	=	Recommended. Strings are optimized automatically
Process heat output	300 kW	150 kW	35 kW	BOL; ~50 °C
Dimensions	16 × 3 × 7.3 m	12.19 × 2.44 × 6.89 m	3.2 × 2.5 × 3 m	(L x W x H)
Transport dimensions	16 × 3 × 3 m	12.19 × 2.44 × 2.59 m	20 ft high cube	Additional containers needed
Weight	~40 tons	~31 tons	~3.7 tons	
System design lifetime	20 years	=	=	

Figura 36. Especificações técnicas AEM Nexus 1000 [45]

Relativamente às especificações é de ter especial atenção à quantidade de hidrogénio produzido em 24 horas, que corresponde a 453 kg, a potência nominal que será 1000 kW no início de vida do equipamento que ao aproximar-se do fim de vida aumentará para 1200 kW, a tensão trifásica de 400 V.

O sistema eletrolisador a implementar tem como potência instalada 10 MW, para tal será necessário instalar 10 eletrolisadores de 1 MW, como tal, na Tabela 11 é feito um resumo das características mais importantes tendo em conta a utilização de não um, mas 10 eletrolisadores.

Tabela 11. Características técnicas do sistema eletrolisador

	Nexus 1000	10 x Nexus 1000	
Fluxo nominal de H ₂	210 Nm ³ /h	4.200 Nm ³ /h	
	453 kg/24h	4.530 kg/24h	
Potência nominal	1.008 kW	10.080 kW	Início de Vida
	1.200 kW	12.000 kW	Fim de Vida
Consumo específico de Energia	4,8 kWh/Nm ³ H ₂	4,8 kWh/Nm ³ H ₂	
	53,3 kWh/kgH ₂	53,3 kWh/kgH ₂	
	62.5% LHV	62.5% LHV	

4.4 Custos do eletrolisador

Relativamente aos custos do eletrolisador o orçamento obtido foi para apenas um, sendo que neste projeto utilizar-se-á 10 eletrolisadores o custo de um eletrolisador conseguirá reduzir-se para metade [Reunião com H₂ Coresystems GmbH]. Na Figura 37 é apresentado o orçamento para um eletrolisador.

Hardware - AEM Nexus 1000	Units	Price per Unit	Total
AEM Nexus 1000 - 450 kg/24h 420 AEM stack modules, control system, 42 power supplies, safety system, electrolyte circuit, hydrogen purification, cooling / heating, assembled and pre-tested, KOH and Glycol containment; Containerized in 16 x 3 m container. Set of consumables for commissioning included.	1	€ 2.000,000	€ 2,000,000
Set of on site spare parts - AEM Nexus AEM stack modules, electrolyte pump, sensor Kit, PLC spares Kit, cooling system spares, glycol, valve and solenoid Kit, PSUs.	1	€ 34,500	€ 34,500
Annual on site consumables - AEM Nexus KOH pellets, electrolyte filters, amin trap resin, detectors sensors, cleaning products.	1	€ 12,000	€ 12,000
Hydrogen dryer for 99.999% purity Within AEM Nexus container. Includes annual consumables and set of spare parts.	Optional	€ 140,000	€ 0
Water Purification System Containerized in 20 ft container. Includes a 1000 L buffer tank, annual consumables and set of spare parts. Includes storage space for spare parts and consumables of the AEM Nexus and auxiliaries.	Optional	€ 63,000	€ 0
Hot ambient version For up to 45°C weather conditions	Optional	€ 50,000	€ 0
Project Execution*			
Project engineering support	1	€ 80,000	€ 80,000
Support for certifications and local regulations	1	€ 40,000	€ 40,000
Installation (fully prepared site)	1	€ 75,600	€ 75,600
Start up, Commissioning and Training	1	€ 55,600	€ 55,600
Project engineering manhours for deviations from standard offer	Optional		€ 0
Shipping, Travel, Accommodation, +15%	n/a	(€ on effort)	€ 0
Total			€ 2,297,700

Figura 37. Custos do eletrolisador [orçamento]

Como foi referido o custo reduzirá para metade então o valor para um eletrolisador será de 1.148.850€, logo para os 10 eletrolisadores totaliza um custo de 11.488.500€ que resulta em 1.148,85€/kW, que corresponde a 1.023,25€/kW para equipamentos e 125,6€/kW para execução do projeto (EPC).

4.5 Obtenção do custo do hidrogénio

Com as informações relativas ao custo do eletrolisador e ao custo da energia produzida na central anteriormente dimensionada, o custo do hidrogénio vai ser obtido pela fórmula:

$$LCOH = \frac{LHV}{\eta_{sys,LHV}} \left(\left(\frac{\frac{i}{100} \cdot \left(1 + \frac{i}{100}\right)^n}{\left(1 + \frac{i}{100}\right)^n - 1} + \frac{OPEX}{100} \right) \frac{CAPEX}{\tau} + E \right) \quad (19)$$

Relativamente aos parâmetros iniciais da equação já se conhece quase todos, com exceção do OPEX, que em conjunto com a empresa se definiu como 3% do CAPEX do eletrolisador e são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12. Parâmetros de entrada na equação do LCOH

Consumo específico de energia relativamente ao LHV $\left(\frac{LHV}{\eta_{sys,LHV}}\right)$	53,3	kWh/kgH ₂
Taxa de juro (i)	8	%
Vida útil do sistema eletrolisador (n)	20	anos
Custos de operação e manutenção (OPEX)	3	% do CAPEX
Custos de capital do eletrolisador (CAPEX Eletrolisador)	1.023,25	€/kW
Engenharia, Procuração e Construção (EPC)	125,6	€/kW
Custos de capital totais (CAPEX Total)	1.148,85	€/kW
Horas de carga completa (τ)	1.982,85	horas
Preço da energia elétrica (E)	29,39	€/MWh

Página deixada intencionalmente em branco

5 Casos de Estudo

O hidrogénio verde, produzido a partir de fontes renováveis como energia solar, emerge como uma solução promissora para a descarbonização de diversos setores da economia global. No entanto, a viabilidade económica e operacional deste vetor energético ainda enfrenta desafios significativos. Com o objetivo de superar esses obstáculos, este capítulo dedica-se ao estudo detalhado de diferentes cenários de produção de hidrogénio verde. A análise abrange algumas variáveis que influenciam o custo do hidrogénio, especialmente o número de horas de funcionamento do eletrolisador, ou seja, como o LCOH responde com o aumento do fator de capacidade do sistema. Serão primeiramente apresentados os cenários com as diferentes configurações dos quais serão realizadas simulações, com o objetivo de identificar estratégias que maximizem a eficiência e minimizem os custos, proporcionando um funcionamento ótimo do sistema de produção de hidrogénio verde. As simulações serão executadas com recurso a uma folha de cálculo do *software* Excel. Os cenários são relativos ao sistema de produção de hidrogénio em regime de autoconsumo de uma central solar fotovoltaica e os valores obtidos são relativos ao preço de produção do hidrogénio verde, não sendo considerados custos alusivos a armazenamento nem transporte do mesmo. Na Figura 38, é apresentada uma imagem elucidativa do sistema a implementar.



Figura 38. Sistema produtor de hidrogénio verde através de energia fotovoltaica (Gerada através de IA)

5.1 Apresentação dos cenários

Este capítulo dedica-se à apresentação dos diversos cenários de produção de hidrogénio verde, com o intuito de calcular o Custo Nivelado do Hidrogénio (LCOH) para cada um. A análise destes cenários visa identificar as soluções mais eficientes e económicas para a produção de hidrogénio, considerando diferentes configurações de sistemas e fontes de energia. Serão considerados quatro cenários que iram variar a utilização ou não de baterias e também com a aquisição ou não de energia da rede e ainda apresentados esquemas de ligação de cada um dos cenários.

Cenário 1: Sistema de Produção de Hidrogénio em Regime de Autoconsumo

Neste cenário, a produção de hidrogénio verde é realizada utilizando exclusivamente energia solar, com conexão à rede elétrica de serviço público (RESP) de forma a providenciar energia apenas para os sistemas auxiliares da central e do eletrolisador, contudo sem utilização da energia da rede para a produção de hidrogénio. Toda a energia elétrica utilizada para a operação dos eletrolisadores é produzida pela central fotovoltaica, dimensionada para atender às necessidades energéticas do sistema. Este modelo é completamente independente da rede elétrica para a produção, o que elimina custos de energia, mas pode enfrentar desafios de intermitência e necessidade de sobredimensionamento para garantir a continuidade da produção. Na Figura 39, é apresentado um esquema exemplificativo do cenário 1.

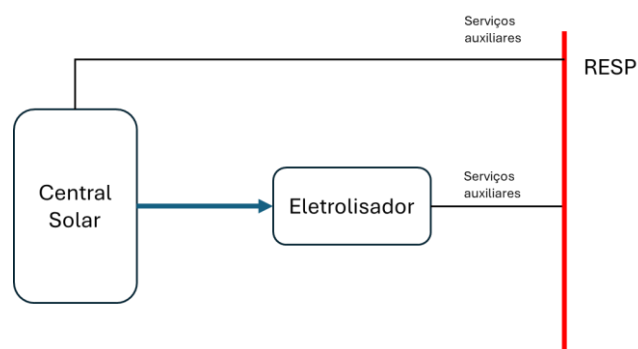


Figura 39. Diagrama de Ligações Cenário 1

Cenário 2: Sistema de Produção de Hidrogénio em Regime de Autoconsumo com Baterias

Este cenário expande o primeiro ao incluir um sistema de armazenamento de energia por baterias. As baterias permitem armazenar o excedente de energia gerado durante os períodos de alta irradiação solar e utilizá-lo durante os períodos de baixa produção ou alta demanda. Isso melhora a estabilidade e a eficiência do sistema, mas adiciona custos relacionados às baterias, incluindo investimento inicial, manutenção e substituição ao longo da vida útil do projeto. Na Figura 40, é apresentado um diagrama de ligações do cenário 2.

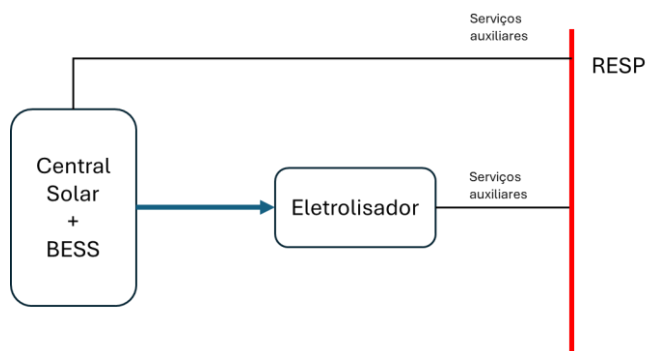


Figura 40. Diagrama de Ligações Cenário 2

Cenário 3: Sistema de Produção de Hidrogénio em Regime de Autoconsumo com Aquisição de Energia da Rede através de Contratos PPA

Neste cenário, a produção de hidrogénio é realizada utilizando uma combinação de energia solar produzida no local pela central solar fotovoltaica e energia adquirida da rede elétrica de serviço público (RESP) através de contratos de compra de energia (PPA, do inglês *Power Purchase Agreement*). A central fotovoltaica fornece parte da energia elétrica necessária, enquanto o restante é complementado pela rede, garantindo uma produção contínua e estável de hidrogénio. Os contratos PPA oferecem previsibilidade de custos de energia, mas a dependência da rede pode influenciar o LCOH com base nas *tarifas de acesso à rede* e condições contratuais. Na Figura 41, é apresentado um diagrama de ligações do cenário 3.

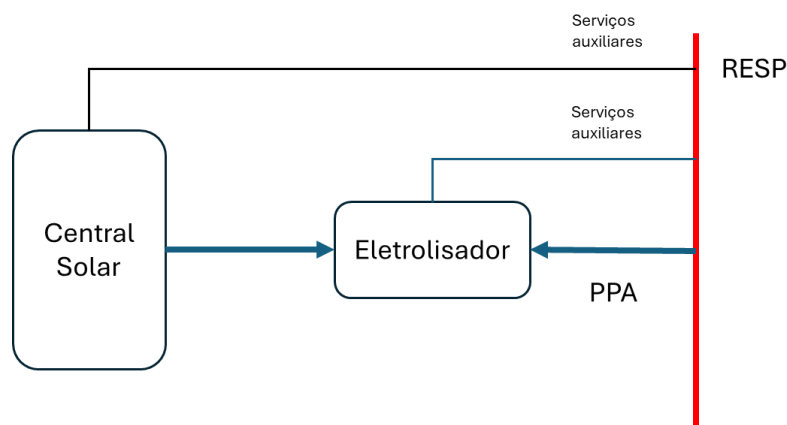


Figura 41. Diagrama de Ligações Cenário 3

Cenário 4: Sistema de Produção de Hidrogénio em Regime de Autoconsumo com Utilização de Baterias e Aquisição de Energia da Rede através de Contratos PPA

Este cenário combina as abordagens dos cenários 2 e 3, utilizando tanto baterias quanto energia adquirida da rede elétrica de serviço público (RESP) por meio de contratos PPA. A central fotovoltaica fornece a energia primária, com baterias armazenando o excedente para uso posterior, e a rede elétrica atua como uma fonte de energia suplementar confiável. Esta configuração procura otimizar a produção de hidrogénio ao maximizar o uso de energia renovável e garantir a continuidade da produção, equilibrando os custos e a eficiência do sistema. Na Figura 42, é apresentado um diagrama de ligações do cenário 4.

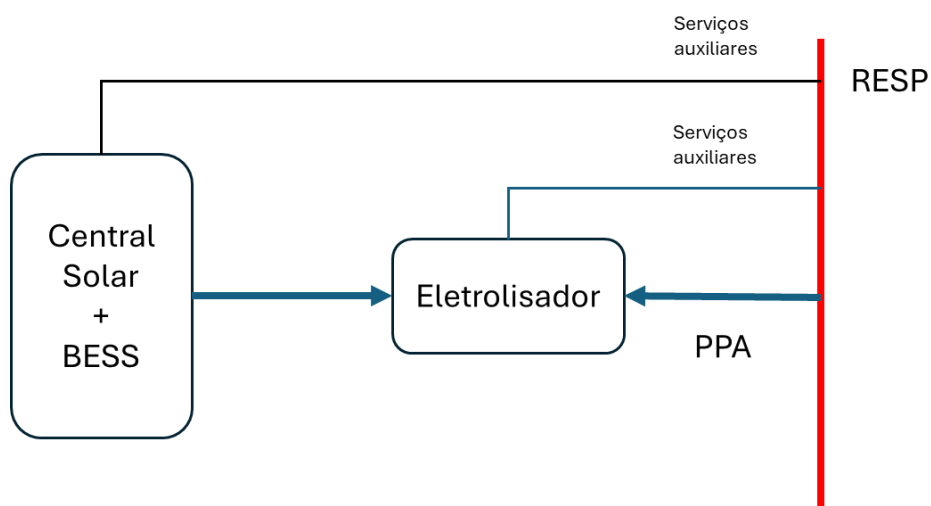


Figura 42. Diagrama de Ligações Cenário 4

5.2 Metodologia e cálculos

Em seguida pretende-se estudar vários cenários com diferentes configurações e consequentemente calcular o Custo Nivelado do Hidrogénio (LCOH), avaliando o cada um dos cenários. A fórmula do LCOH utilizada foi a que já foi anteriormente apresentada e encontra-se

na equação 19. Pretende-se ainda saber qual o peso de cada um dos fatores em cada um dos custos obtidos. Os fatores que serão avaliados são:

- a) a Depreciação do CAPEX,
- b) o OPEX,
- c) os Custos da energia elétrica,
- d) os Custos de capital.

e serão seguidamente apresentados.

Para a obtenção do custo associado à Depreciação do CAPEX utilizar-se-á a fórmula presente na equação 20 [38]:

$$\text{Depreciação CAPEX} = C_{\text{específico}} \times \frac{\text{CAPEX}_{\text{total}}}{\tau \times N} \quad (20)$$

$$\text{CAPEX}_{\text{total}} = \text{CAPEX}_{\text{eletrolisador}} + \text{EPC} + \text{CAPEX}_{\text{subststack}} \times \left(\frac{N}{N_{\text{stack}}} - 1 \right) \quad (21)$$

Onde,

- $C_{\text{específico}}$ – Consumo Específico de Energia [kWh/kgH₂]
- $\text{CAPEX}_{\text{total}}$ – Total do CAPEX [€/kW]
- τ – Número de horas de carga completa [h]
- N – Tempo de vida do eletrolisador [anos]
- $\text{CAPEX}_{\text{eletrolisador}}$ – CAPEX do sistema eletrolisador [€/kW]
- EPC – Custos de EPC [€/kW]
- $\text{CAPEX}_{\text{subststack}}$ – CAPEX associado à substituição da *stack* [€/kW]
- N_{stack} – Tempo de vida da *stack* [anos]

A fórmula relativa à obtenção do custo associado ao OPEX esta presente na equação 22 [38]:

$$\text{Custos OPEX} = C_{\text{específico}} \times \frac{\text{OPEX}}{\tau} \quad (22)$$

Onde,

- OPEX – custos de operação e manutenção [€/kW]

Já para a obtenção dos custos associados à energia é calculado através da equação 23 [38]:

$$\text{Custos}_{\text{eletricidade}} = C_{\text{específico}} \times \frac{E}{1000} \quad (23)$$

Onde,

- E – Custos da Energia Elétrica [€/MWh]

Já o peso dos custos de capital obtém-se através da fórmula presente na equação 24 [38]:

$$Custos\ Capital = C_{eletrolisador} + C_{substack} + C_{EPC} \quad (24)$$

Com,

$$C_{eletrolisador} = \frac{CAPEX_{eletrolisador} \times A_{eletrolisador} - \frac{CAPEX_{eletrolisador}}{N}}{\tau} \times C_{especifico} \quad (25)$$

$$C_{substack} = \frac{CAPEX_{substack} \times A_{stack} - \frac{CAPEX_{eletrolisador}}{N}}{\tau} \times C_{especifico} \times \left(\frac{N}{N_{stack}} - 1 \right) \quad (26)$$

$$C_{EPC} = \frac{EPC \times A_{eletrolisador} - \frac{EPC}{N}}{\tau} \times C_{especifico} \quad (27)$$

Onde,

- $C_{eletrolisador}$ – Custos associados ao eletrolisador por kgH₂ [€/kgH₂]
- $C_{substack}$ - Custos associados à substituição da *stack* por kgH₂ [€/kgH₂]
- C_{EPC} - Custos associados ao EPC por kgH₂ [€/kgH₂]
- $A_{eletrolisador}$ – Anuidade do eletrolisador
- A_{stack} – Anuidade da *stack*

5.3 Resultados

São apresentados, em seguida, os resultados obtidos para cada um dos cenários de produção de hidrogénio verde. A avaliação concentra-se no cálculo do Custo Nivelado do Hidrogénio (LCOH), comparando as diferentes configurações de sistemas para identificar a opção mais eficiente e economicamente viável.

5.3.1 Cenário 1 – Sistema de Produção de Hidrogénio em Regime de Autoconsumo

5.3.1.1 Parâmetros Base

Energia produzida pela central fotovoltaica

Para todos os cenários a energia produzida pela central fotovoltaica é a mesma, visto que, todos utilizam a mesma central e esta produz anualmente um valor a rondar os 39,72 GWh. O gráfico presente na Figura 43, ilustra a produção verificada ao longo de um ano.

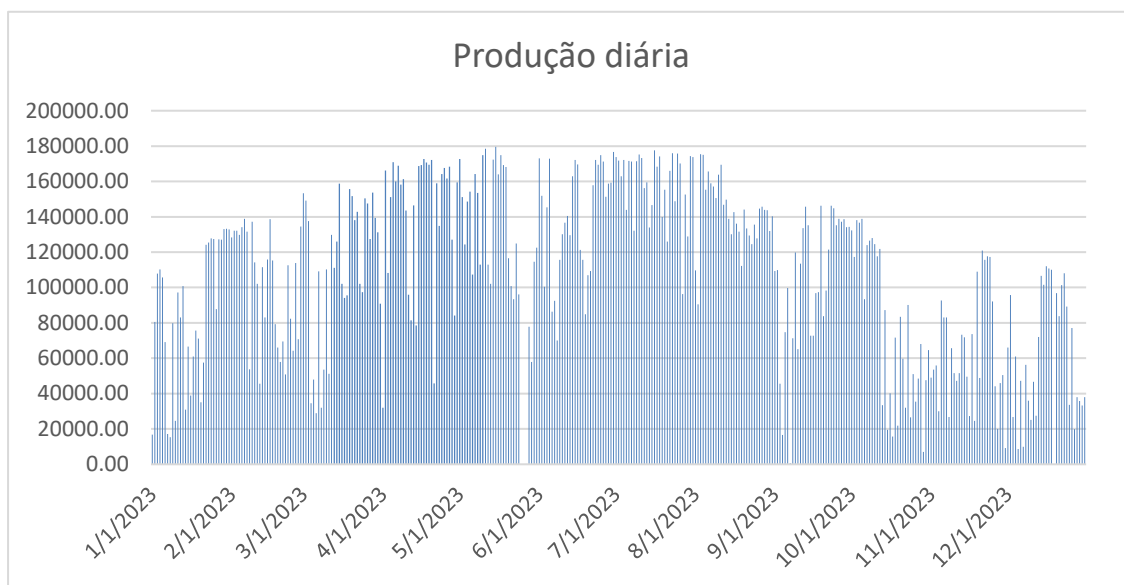


Figura 43. Produção da central fotovoltaica num ano

Energia autoconsumida e Energia excedente

Neste cenário, uma vez que não utiliza baterias, a energia autoconsumida é limitada pelo consumo do eletrolisador. Posto isto, numa hora o eletrolisador consome 10 MWh, logo, por hora, toda a energia produzida pela central superior a 10 MWh será excedente. Através dos cálculos realizados verificou-se que o eletrolisador irá autoconsumir cerca de 27,78 GWh, totalizando então cerca de 11,93 GWh de energia excedente. O gráfico presente na Figura 44, ilustra o total de energia consumida e excedente, no qual é possível notar graficamente o limite imposto pelo consumo nominal do eletrolisador (10 MWh).

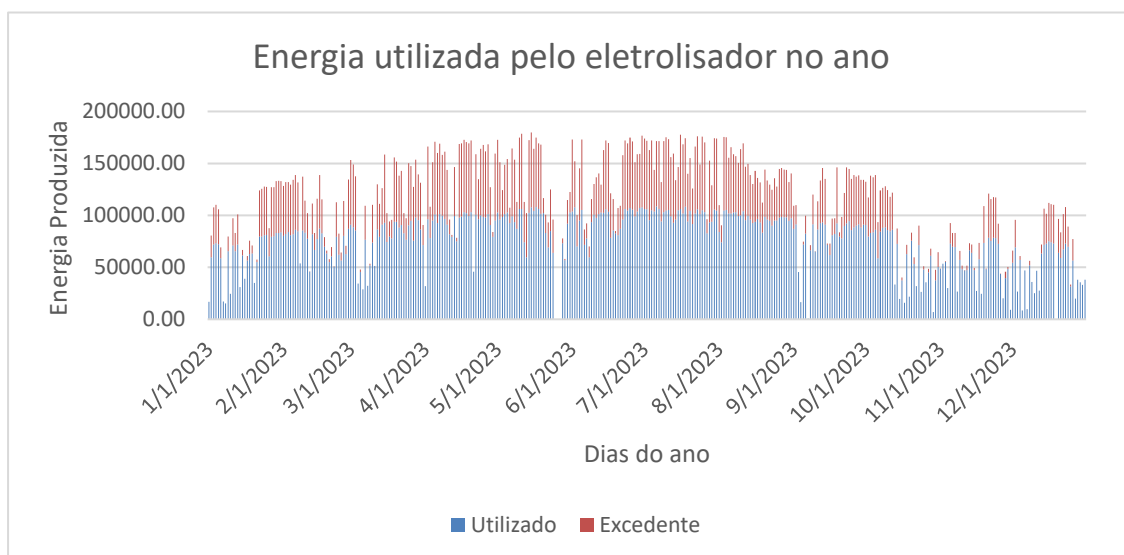


Figura 44. Energia autoconsumida pelo eletrolisador

É de notar um volume de energia excedente muito farto, resultante do sobredimensionamento da central fotovoltaica face ao eletrolisador, no entanto toda a energia excedente pode ser vendida à rede.

5.3.1.2 LCOH

Neste cenário o sistema de produção de hidrogénio em regime de autoconsumo opera de forma independente da rede elétrica para a produção de hidrogénio. Será utilizado o eletrolisador AEM Nexus 1000 da Enapter neste cenário, operando por 2.778,45 horas anuais, estas correspondentes ao número de horas de produção da central fotovoltaica correspondentes à energia admitida pelo eletrolisador. Para este cenário é ainda assumido que o custo da energia elétrica utilizada é o mesmo que resulta do LCOE realizado para a central fotovoltaica. Neste cenário não são consideradas as tarifas de acesso à rede, uma vez que, a energia da rede é apenas utilizada para o funcionamento dos sistemas auxiliares, o que não representa um consumo de energia significativo.

Entradas do sistema:

- **Tempo de Operação:** 2.778,45 horas por ano.
- **Custo da Energia:** 29,39€/MWh.

Os valores de entrada e o respetivo resultado da simulação são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13. Valores de entrada e resultado do cenário 1

Especificações do sistema	Taxa de juro	8	%
	Tempo de vida do eletrolisador	20	a
	Tempo de vida da <i>stack</i>	80.000	h
	Anuidade	0,102	-
	Consumo específico de energia	53,3	kWh/kgH ₂
	Tempo de carga total	2.778,45	h
	Fator de capacidade	0,317	-
Outros custos	Custo da energia elétrica	29,39	€/MWh
	Preço de venda de O ₂	0,00	€/kgO ₂
	Preço de venda de calor	0	€/MWh
OPEX	OPEX	3,00	% do CAPEX por ano
Entradas CAPEX	CAPEX sistema eletrolisador	1.023,25	€/kW
	EPC	12,2746	% do CAPEX sistema eletrolisador
	Tempo de vida da <i>stack</i> (calculado)	28,8	a
	Custos de substituição da <i>stack</i>	30	% do CAPEX sistema eletrolisador
	CAPEX do sistema sem <i>stack</i>	716,28	€/kW
	CAPEX TOTAL	1.055,10	€/kW
LCOH		4,23	€/kgH₂

Na Figura 45 é apresentado um gráfico que mostra o impacto de cada um dos fatores no LCOH obtido para o cenário 1, o qual revela que os custos de energia elétrica são o maior componente do LCOH, seguidos dos custos de capital e a depreciação do CAPEX. O OPEX tem a menor contribuição, indicando que, neste cenário específico, a maior parte do custo está associada à energia e ao investimento inicial em infraestrutura.

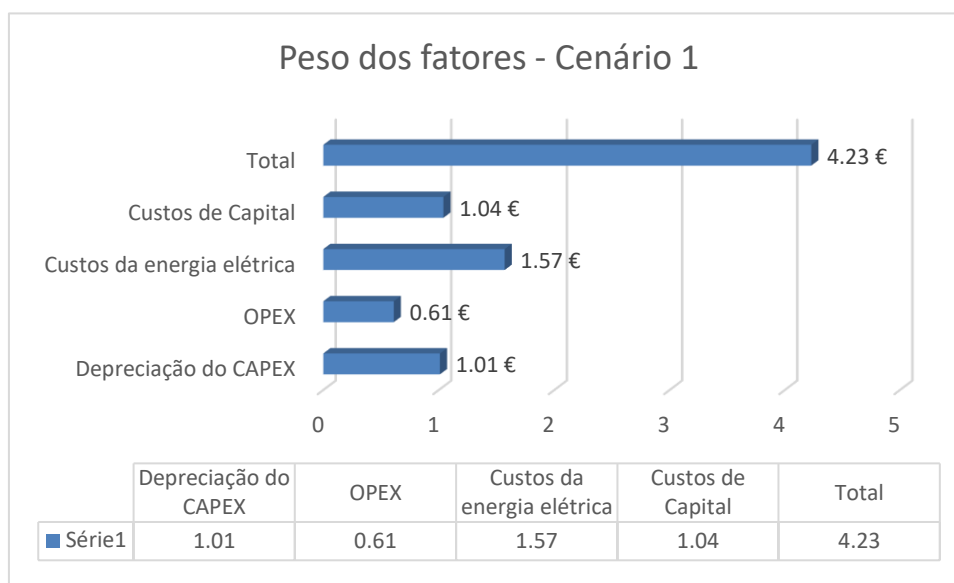


Figura 45. Peso de cada um dos fatores no LCOH obtido no cenário 1

5.3.2 Cenário 2 – Sistema de Produção de Hidrogénio em Regime de Autoconsumo com Baterias

5.3.2.1 Parâmetros Base

Energia produzida pela central fotovoltaica

Para todos os cenários a central fotovoltaica utilizada foi a mesma, esta produz cerca de 39,72 GWh de energia elétrica.

Energia autoconsumida e excedente

Neste cenário foram dimensionadas baterias com o intuito de utilizar toda a energia elétrica produzida pela central fotovoltaica. Neste caso, não existe excedente de energia, uma vez que, esta é toda utilizada, os 39,72 GWh produzidos pela central são autoconsumidos pelo eletrolisador. Para ilustrar o efeito das baterias na produção, nas Figuras 46 e 47 são apresentados dois gráficos, um que retrata o autoconsumo sem a utilização das baterias referente ao cenário 1 e um já com a utilização das baterias referente ao cenário 2, respetivamente.

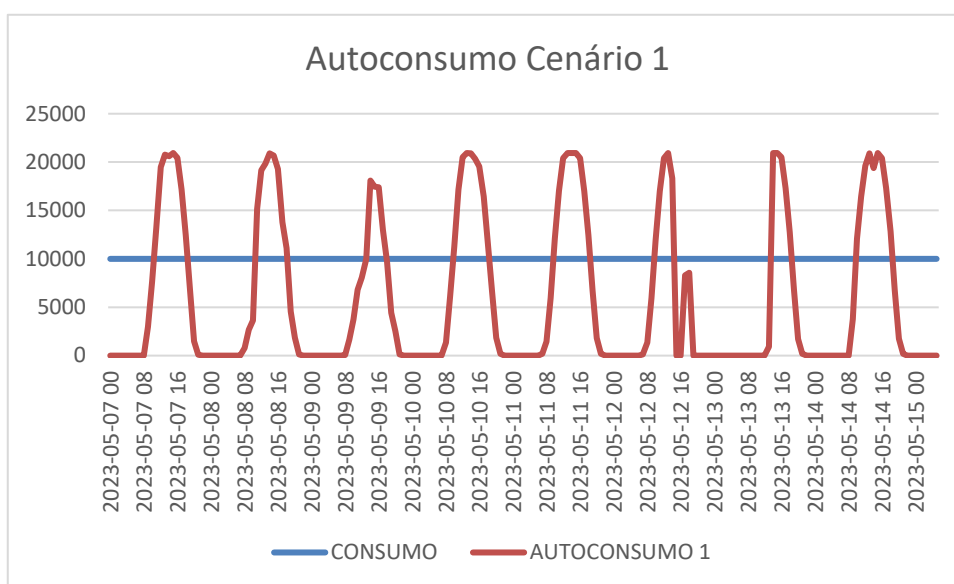


Figura 46. Autoconsumo sem a utilização de baterias (Cenário 1)

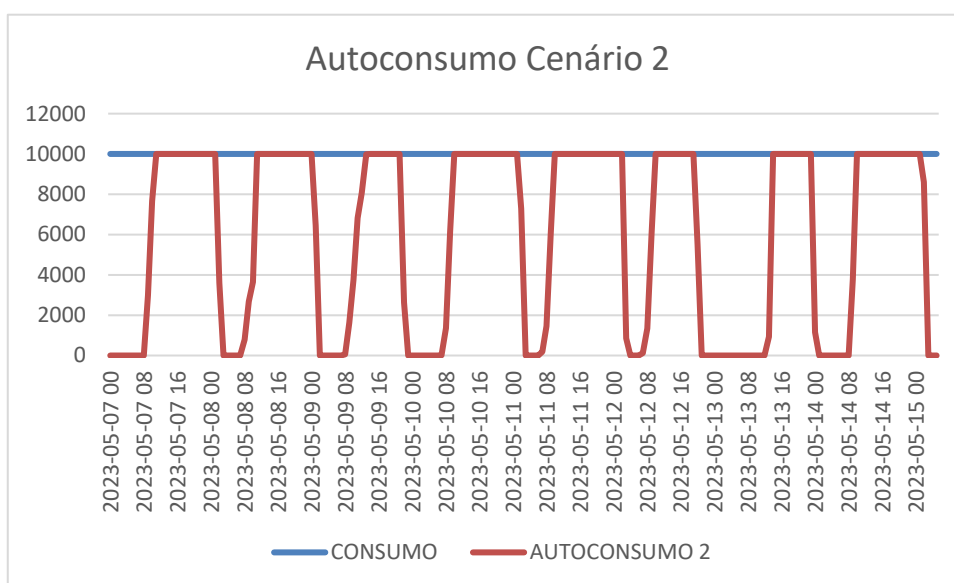


Figura 47. Autoconsumo com a utilização de baterias (Cenário 2)

Analisando os gráficos é de notar que a utilização das baterias aproveita toda a energia excedente e utiliza-a nas horas seguintes quando a produção é mais baixa, ou que não se verifica efetivamente produção.

5.3.2.2 LCOH

Neste cenário pretende-se estudar o impacto da utilização de baterias no sistema, tendo em conta o cenário 1, no qual o sistema de produção de hidrogénio se encontra sem a utilização da energia da rede. Para este caso será utilizado um valor diferente do custo de energia referente à inserção das baterias no sistema, que foi anteriormente calculado. Além disso, a utilização

das baterias leva a um aumento do custo de operação e manutenção das mesmas, considerando assim um aumento de 1% no OPEX.

Entradas do sistema:

- **Tempo de Operação:** 3.971,63 horas por ano.
- **Custo da Energia:** 38,48 €/MWh.
- **CAPEX:** 1.023,25 €/kW.
- **OPEX:** Aumento de 1% no OPEX relativo à operação e manutenção das baterias, totalizando 4% do CAPEX por ano.

A tabela 14 apresenta os valores de entrada utilizados na simulação e os respetivos resultados.

Tabela 14. Valores de entrada e resultado do cenário 2

Especificações do sistema	Taxa de juro	8	%
	Tempo de vida do eletrolisador	20	a
	Tempo de vida da <i>stack</i>	80.000	h
	Anuidade	0,102	-
	Consumo específico de energia	53,3	kWh/kgH ₂
	Tempo de carga total	3.971,63	h
	Fator de capacidade	0,453	-
Outros custos	Custo da energia elétrica	38,48	€/MWh
	Preço de venda de O ₂	0,00	€/kgO ₂
	Preço de venda de calor	0	€/MWh
OPEX	OPEX	4,00	% do CAPEX por ano
Entradas CAPEX	CAPEX sistema eletrolisador	1.023,25	€/kW
	EPC	12,2746	% do CAPEX sistema eletrolisador
	Tempo de vida da <i>stack</i> (calculado)	20,1	a
	Custos de substituição da <i>stack</i>	30	% do CAPEX sistema eletrolisador
	CAPEX do sistema sem <i>stack</i>	716,28	€/kW
	CAPEX TOTAL	1.146,67	€/kW
LCOH		4,23	€/kgH₂

A Figura 48 demonstra a distribuição dos custos pelos diversos fatores do LCOH, comparativamente ao cenário 1 é de notar um aumento dos custos da energia elétrica como era expectável e ainda uma diminuição dos outros custos associados, uma vez que, estes não sofreram alterações, à exceção de um ligeiro aumento do OPEX, que se traduziu num pequeno acréscimo no peso deste.

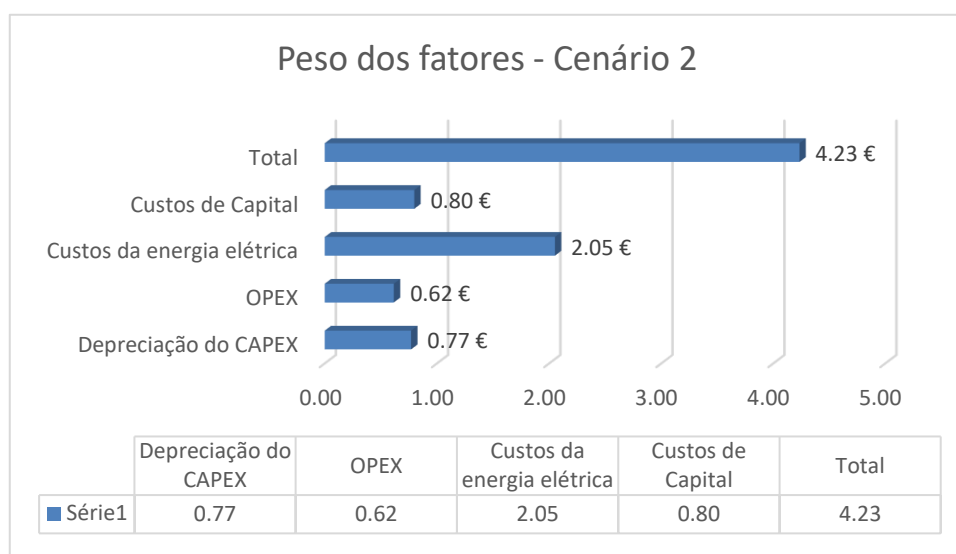


Figura 48. Peso de cada um dos fatores no LCOH obtido no cenário 2

5.3.3 Cenário 3 – Sistema de Produção de Hidrogénio em Regime de Autoconsumo com Aquisição de Energia da Rede através de Contratos PPA

5.3.3.1 Parâmetros Base

Energia produzida pela central fotovoltaica

Para todos os cenários a central fotovoltaica utilizada foi a mesma, esta produz cerca de 39,72 GWh de energia elétrica.

Energia autoconsumida e Energia excedente

Assim como acontece no cenário 1, neste cenário, uma vez que não utiliza baterias, a energia autoconsumida é limitada pelo consumo do eletrolisador. Logo, a energia autoconsumida é a mesma do cenário 1 27,78 GWh e cerca de 11,93 GWh de energia excedente.

Energia adquirida da rede

Neste cenário, a energia utilizada combina a energia elétrica produzida pela central com a aquisição de energia da rede. Definiu-se uma utilização do eletrolisador de 7.000 horas, logo é necessário o fornecimento de 70 GWh. Com a utilização da energia da central resta então 42,22 GWh de energia que tem de ser adquirida da rede. Como a compra de energia da rede se baseia num contrato PPA, o custo da energia será constante então a esta aquisição pode ser feita a qualquer momento ao mesmo preço. Sabe-se que o eletrolisador para trabalhar 7.000 horas tem de funcionar 291,67 dias do ano à potência total, o que restam 73,33 dias em que este não precisa de funcionar:

$$\text{Funcionamento Eletrolisador} = \frac{7000}{8760} * 365 \approx 291,67 \text{ dias} \quad (28)$$

$$\text{Dias sem funcionar} = 365 - 291,67 = 73,33 \text{ dias} \quad (29)$$

Neste caso em específico existem diferentes formas em que o eletrolisador poderá operar, devendo cumprir as 7000 horas e existindo tempo para que seja possível realizar as manutenções necessárias.

Uma das formas é, o eletrolisador operar enquanto existe produção fotovoltaica e completar a demanda com energia da rede e durante a noite ou quando não existir produção fotovoltaica, guardar esses períodos para realizar as manutenções ou se não continuar a utilização do eletrolisador com energia da rede. Através dos dados de produção de um ano da central reparou-se que existiram 4.411 horas do ano em que a central não produziu, posto isto, pode-se adquirir a energia da rede e, portanto, completar a demanda necessária (10 MWh) enquanto existir produção fotovoltaica e aproveitar os momentos em que não existe produção e realizar nesse período as manutenções, existirão ainda nesses períodos onde será necessário adquirir energia da rede para completar as 7.000 horas. Através dos gráficos das Figuras 49 e 50 é possível reparar na forma de funcionamento descrita e na distribuição da energia consumida, respetivamente.

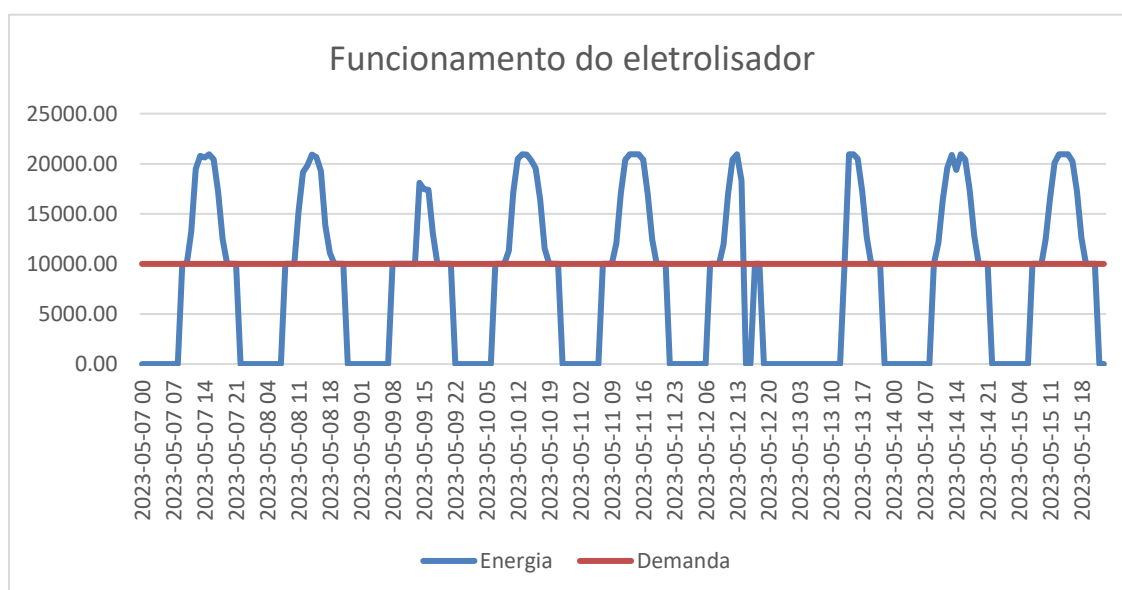


Figura 49. Funcionamento do eletrolisador

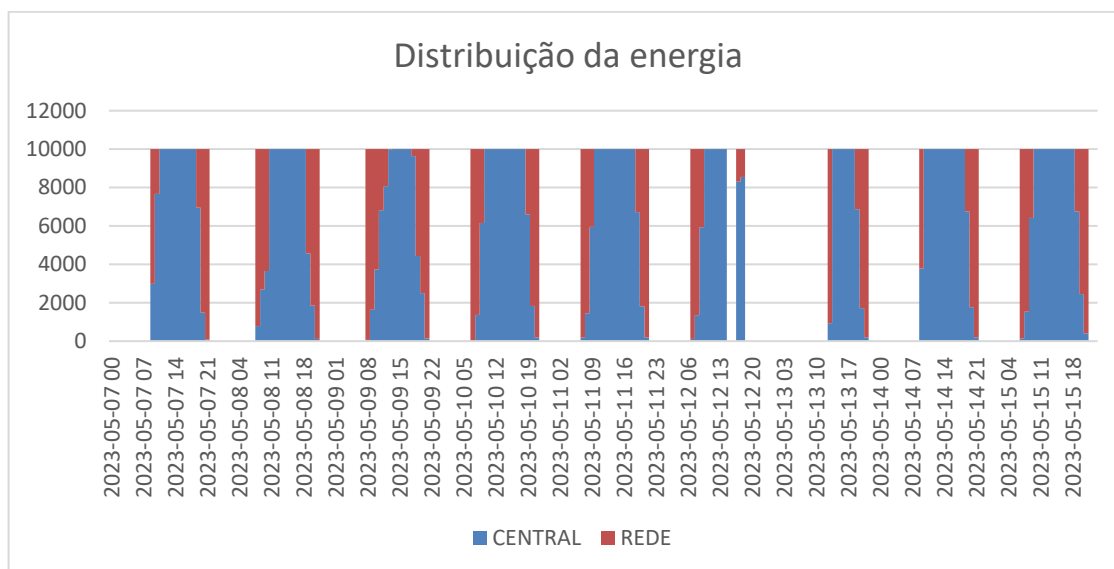


Figura 50. Distribuição da energia consumida

Este perfil de operação, tem uma vantagem devido ao facto de a manutenção poder ser feita a todos os eletrolisadores ao mesmo tempo, uma vez que, estes estarão todos disponíveis.

Outra forma, é encontrar quanta energia fornecer ao eletrolisador de forma constante ao longo do ano para este funcionar durante 7.000 horas, tendo em conta que toda a energia que pode ser autoconsumida da central, será. Através de diversas iterações obteve-se um valor mínimo que o eletrolisador terá de consumir constantemente para cumprir as 7.000 horas de funcionamento, que é 7.347,56 MWh. Neste caso as manutenções terão de ser feitas nos períodos em que os eletrolisadores não estiverem a funcionar, por exemplo, quando não há produção fotovoltaica, os eletrolisadores estarão a consumir apenas o mínimo de energia (7.347,56 MWh), então estarão 8 eletrolisadores a funcionar e outros 2 livres e, neste caso, poderão ser feitas as manutenções a estes 2 eletrolisadores. Através dos gráficos presentes nas Figuras 51 e 52, é possível entender o perfil de operação descrito e a distribuição da energia consumida pelo eletrolisador, respetivamente.

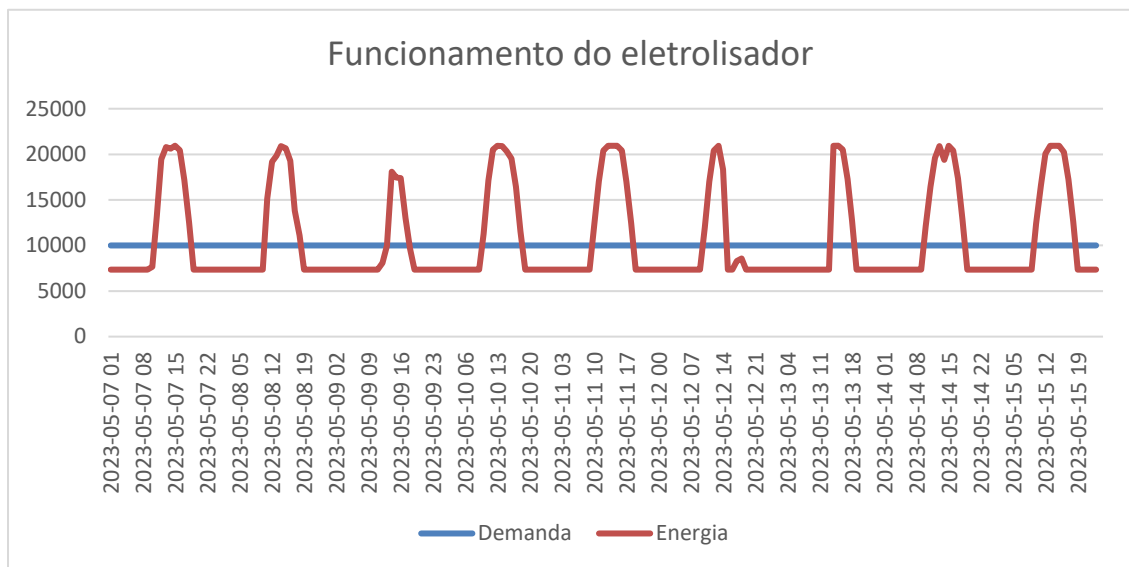


Figura 51. Funcionamento do eletrolisador

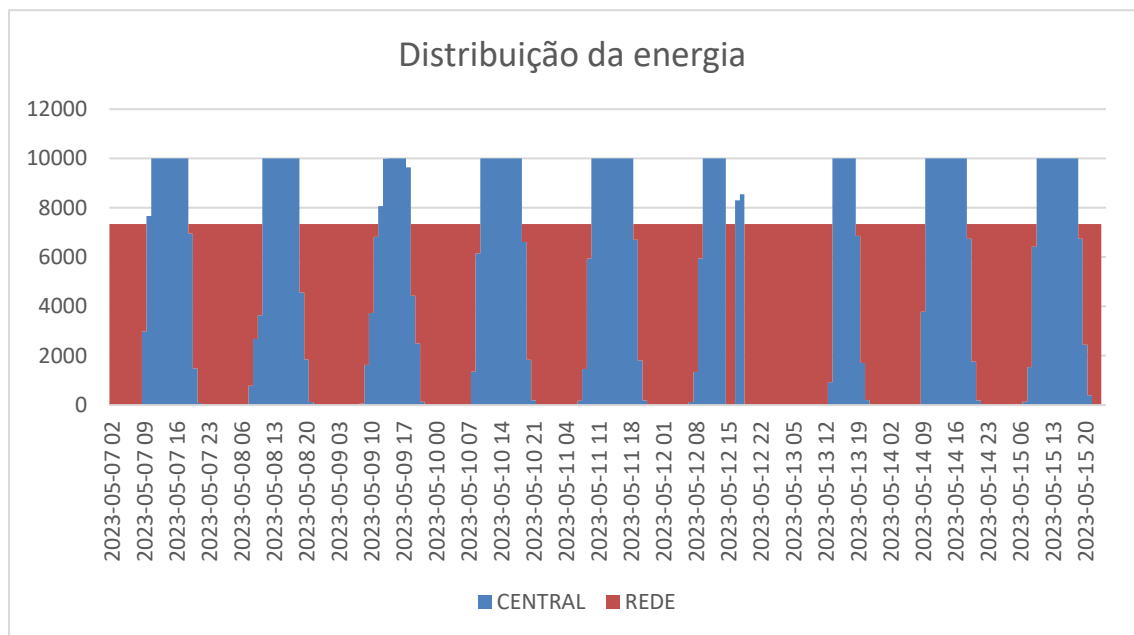


Figura 52. Distribuição da energia consumida

5.3.3.2 LCOH

O Cenário 3 visa analisar como a utilização de contratos de Compra de Energia (PPA) afetará o preço do hidrogénio produzido.

Para realizar essa simulação, é essencial compreender o impacto dos contratos PPA no sistema. Ao conectar o sistema produtor de hidrogénio à rede elétrica, a aquisição ou venda de energia torna-se possível. Através do contrato PPA, a aquisição de energia permite, por exemplo, a produção de hidrogénio durante a noite, expandindo o tempo de operação do eletrolisador conforme necessário. No entanto, a compra de energia da rede impacta diretamente o custo da energia considerada na simulação. Considerando esses fatores, estimou-se um tempo de produção de 7.000 horas anuais, assumindo uma utilização efetiva do eletrolisador de cerca de 80% e os períodos de manutenção do sistema. O preço da energia foi calculado de acordo com o regime de utilização do eletrolisador, neste cenário é considerado o sistema de produção de hidrogénio sem a utilização das baterias, logo este é capaz de fornecer energia ao eletrolisador durante 2.778,45 horas a um preço de 29,39 €/MWh, sendo que o restante das horas, ou seja, 4.221,55 horas, o eletrolisador é alimentado com recurso de energia verde certificada de um produtor (eólico + solar) baseado num contrato PPA, a um preço médio definido como 40 €/MWh (valor definido em conjunto com a empresa). No custo da energia elétrica da rede são ainda considerados os custos de acesso à rede, consultadas através da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) (Anexo 1), dos quais se assumiu uma média dos valores de horas de ponta, cheia, vazio e super vazio que resultou em 0,014 €/kWh, ou seja, 14 €/MWh, e realizou-se o seguinte cálculo para a obtenção do custo da energia:

$$\text{Custo Energia} = \frac{2778,45}{7000} \times 29,39 + \frac{4221,55}{7000} \times 54 = 44,24 \text{ €/MWh} \quad (28)$$

Entradas do sistema:

- **Tempo de Operação:** 7.000 horas por ano.
- **Custo da Energia:** 44,24 €/MWh.

A tabela 15 apresenta os valores de entrada utilizados na simulação e os respetivos resultados.

Tabela 15. Valores de entrada e resultado do cenário 3

Especificações do sistema	Taxa de juro	8	%
	Tempo de vida do eletrolisador	20	a
	Tempo de vida da <i>stack</i>	80.000	h
	Anuidade	0,102	-
	Consumo específico de energia	53,3	kWh/kgH ₂
	Tempo de carga total	7.000	h
	Fator de capacidade	0,799	-
Outros custos	Custo da energia elétrica	44,24	€/MWh
	Preço de venda de O ₂	0,00	€/kgO ₂
	Preço de venda de calor	0	€/MWh
OPEX	OPEX	3,00	% do CAPEX por ano
Entradas CAPEX	CAPEX sistema eletrolisador	1.023,25	€/kW
	EPC	12,2746	% do CAPEX sistema eletrolisador
	Tempo de vida da <i>stack</i> (calculado)	11,4	a
	Custos de substituição da <i>stack</i>	30	% do CAPEX sistema eletrolisador
	CAPEX do sistema sem <i>stack</i>	716,28	€/kW
	CAPEX TOTAL	1.379,08	€/kW
LCOH		3,75	€/kgH ₂

A Figura 53, revela o peso de cada um dos fatores no custo final do hidrogénio produzido referente ao cenário 3, demonstrando que o custo da energia elétrica tem o maior impacto no custo de produção do hidrogénio.

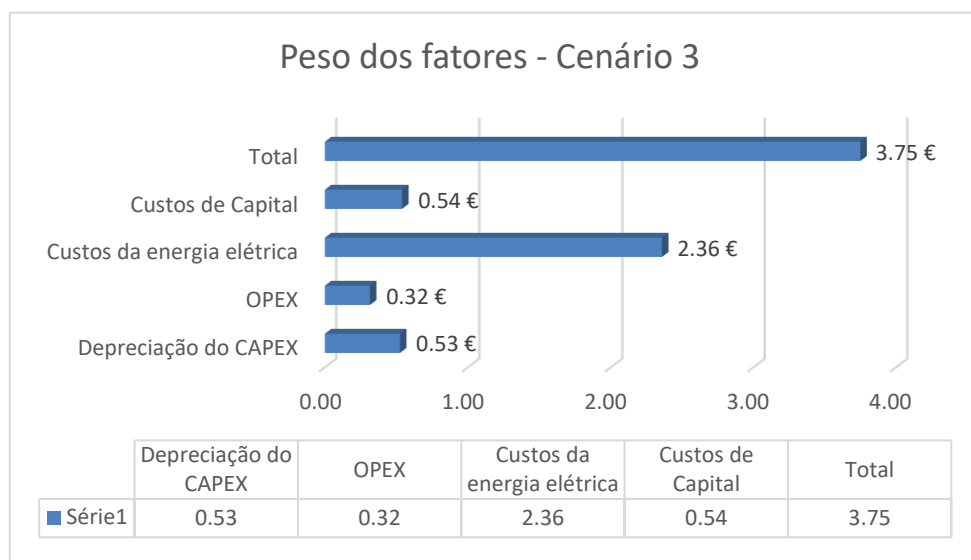


Figura 53. Peso de cada um dos fatores no LCOH obtido no cenário 3

5.3.4 Cenário 4 – Sistema de Produção de Hidrogénio em Regime de Autoconsumo com Utilização de Baterias e Aquisição de Energia da Rede através de Contratos PPA

5.3.4.1 Parâmetros Base

Energia produzida pela central fotovoltaica

Para todos os cenários a central fotovoltaica utilizada foi a mesma, esta produz cerca de 39,72 GWh de energia elétrica.

Energia autoconsumida e Energia excedente

Assim como acontece no cenário 2, neste cenário, em que são utilizadas baterias, toda a energia produzida pela central é autoconsumida pelo eletrolisador, logo não existe excedente e a energia total consumida são 39,72 GWh.

Energia adquirida da rede

Este cenário não necessita tanta energia da rede como o cenário 3, uma vez que, a energia autoconsumida é superior à do cenário 3, a energia a ser adquirida da rede para o eletrolisador funcionar 7.000 horas é menor e totaliza 30,28 GWh. Os regimes de operação do eletrolisador podem ser organizados de forma semelhante ao descrito no cenário 3, com a diferença de que, neste cenário, o eletrolisador funciona por mais horas exclusivamente utilizando a energia proveniente da central fotovoltaica. Além disso, a presença de baterias permite otimizar o uso da energia disponível. Sabe-se que o eletrolisador opera durante 3.972 horas utilizando a energia da central e, para atingir as 7.000 horas de funcionamento anual, ele deverá consumir

os 30,28 GWh restantes ao longo das 4.788 horas remanescentes. Um cálculo simples indica que, nessas horas adicionais, o consumo médio necessário será de 6.301,67 kWh. Esse consumo pode ser facilmente gerenciado e equilibrado com a ajuda das baterias, garantindo o funcionamento contínuo do eletrolisador. Os gráficos presentes nas Figuras 54 e 55 ilustram, respectivamente, o perfil de operação do eletrolisador e a distribuição da energia utilizada ao longo do ano.

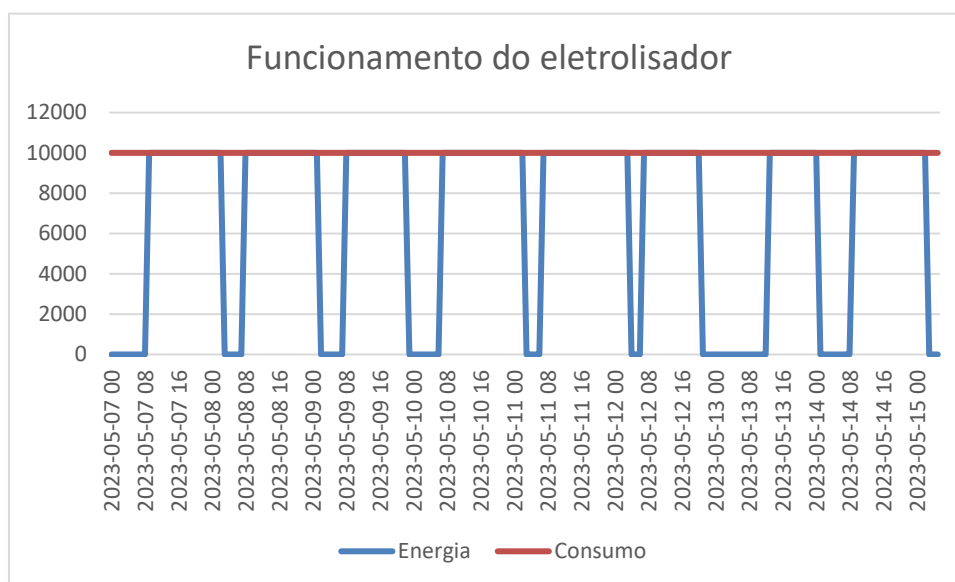


Figura 54. Funcionamento do eletrolisador cenário 4

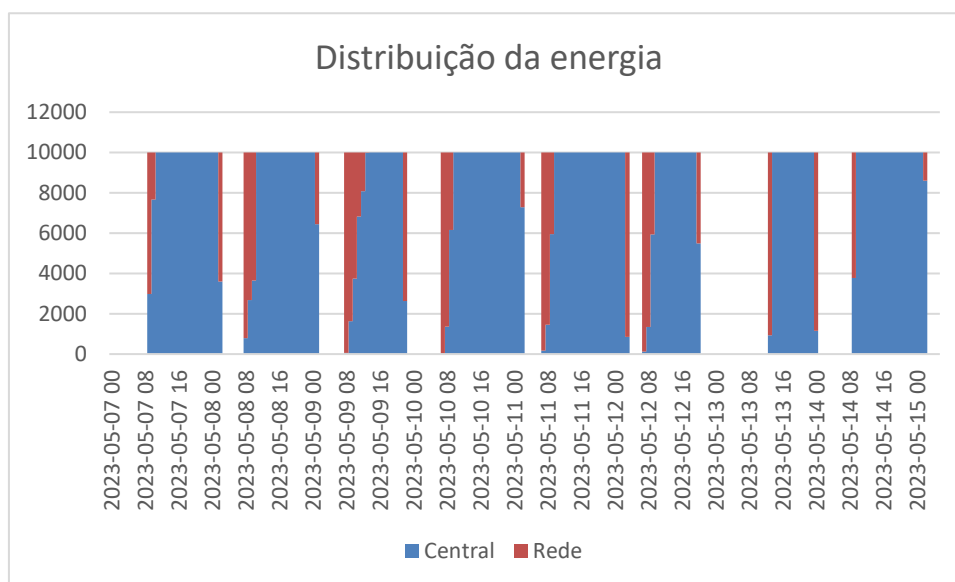


Figura 55. Distribuição da Energia cenário 4

5.3.4.2 LCOH

O Cenário 4 procura estudar um modelo híbrido e flexível para a produção de hidrogénio verde, combinando o autoconsumo, o armazenamento de energia e aquisição de energia externa de maneira eficiente e económica. Este sistema maximiza a utilização de energia renovável, estabiliza os custos de energia e garante uma produção contínua e confiável de hidrogénio. O sistema irá funcionar 7.000 horas ao ano e será contabilizada também a instalação de baterias e ainda a aquisição de energia da rede, que resultará no aumento também no aumento do custo da energia elétrica. O procedimento para a averiguação do custo médio de energia será igual ao do cenário 3, pelo qual:

$$\text{Custo Energia} = \frac{3971,63}{7000} \times 38,48 + \frac{3028,37}{7000} \times 54 = 45,2 \text{ €/MWh} \quad (28)$$

Parâmetros do sistema:

- **Tempo de Operação:** 7.000 horas por ano.
- **Custo da Energia:** 45,2 €/MWh.
- **OPEX:** Aumento de 1% no OPEX relativo à operação e manutenção das baterias, totalizando 4% do CAPEX por ano.

A tabela 16 apresenta os valores de entrada utilizados na simulação e os respetivos resultados.

Tabela 16. Valores de entrada e resultado do cenário 4

Especificações do sistema	Taxa de juro	8	%
	Tempo de vida do eletrolisador	20	a
	Tempo de vida da <i>stack</i>	80000	h
	Anuidade	0.102	-
	Consumo específico de energia	53.3	kWh/kgH ₂
	Tempo de carga total	7000	h
	Fator de capacidade	0.799	-
Outros custos	Custo da energia elétrica	45,2	€/MWh
	Preço de venda de O ₂	0.00	€/kgO ₂
	Preço de venda de calor	0	€/MWh
OPEX	OPEX	4.00	% do CAPEX por ano
Entradas CAPEX	CAPEX sistema eletrolisador	1023.25	€/kW
	EPC	12.2746	% do CAPEX sistema eletrolisador
	Tempo de vida da <i>stack</i> (calculado)	11.4	a
	Custos de substituição da <i>stack</i>	30	% do CAPEX sistema eletrolisador
	CAPEX do sistema sem <i>stack</i>	716.28	€/kW
	CAPEX TOTAL	1379.08	€/kW
LCOH		3,90	€/kgH₂

A Figura 56 apresenta os pesos dos fatores do LCOH, a maior parte do custo total é dominada pelos custos da energia elétrica, indicando que a utilização das baterias e a aquisição de energia da rede, mesmo com contratos PPA, é um fator crítico e dispendioso.

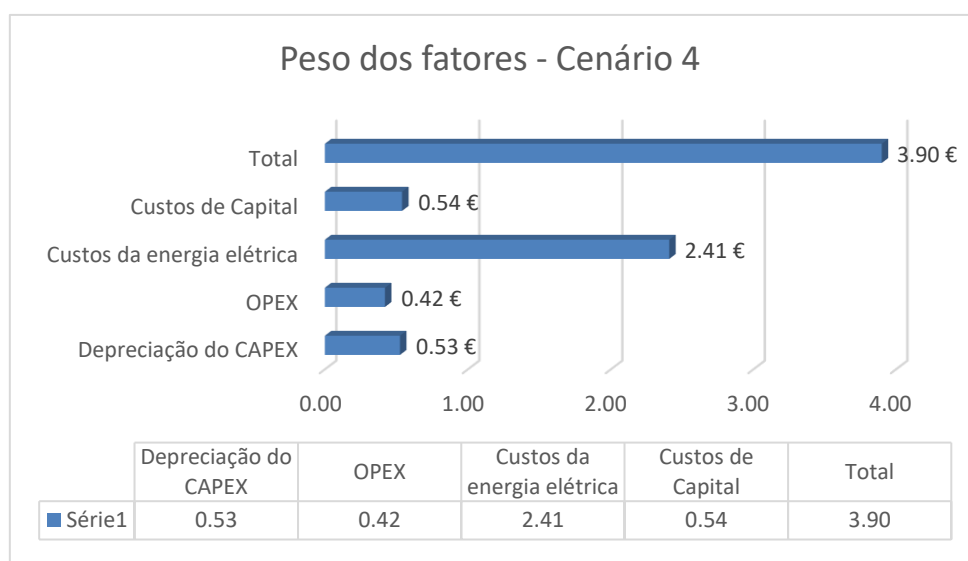


Figura 56. Peso de cada um dos fatores no LCOH obtido no cenário 4

Página deixada intencionalmente em branco

6 Análise dos resultados

Neste capítulo, são avaliados e analisados os resultados conseguidos em cada um dos cenários. É importante notar que, todos os cenários foram estudados tendo em conta a utilização do mesmo sistema produtor de hidrogénio e consideradas apenas configurações distintas que incorporam variações no uso de baterias e a compra de energia da rede. Na Tabela 17, é apresentado um resumo dos resultados obtidos.

Tabela 17. Resultados obtidos

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Fluxo nominal de H ₂ (kg/h)	188,75	188,75	188,75	188,75
Horas de Produção (h)	2.778,45	3.971,63	7.000,00	7.000,00
Custo do H ₂ produzido (€/kgH ₂)	4,23	4,23	3,75	4,32
Massa de H ₂ produzida (kgH ₂)	524.432,44	749.645,16	1.321.250,00	1.321.250,00
Fluxo nominal de O ₂ (kg/h)	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00
Massa de O ₂ produzida (kg)	4.167.675,00	5.957.445,00	10.500.000,00	10.500.000,00
Calor produzido durante o processo (kW)	3.000,00	3.000,00	3.000,00	3.000,00
Calor total produzido (kWh)	8.335.350,00	11.914.890,00	21.000.000,00	21.000.000,00

6.1 Análise quantitativa

Nos quatro cenários, o fluxo nominal de hidrogénio produzido é constante em 188,75 kg/h, o que representa a capacidade máxima do eletrolisador de 10 MW, dado que todos os cenários utilizam o mesmo eletrolisador. A principal diferença entre os cenários está no número de horas que o sistema pode operar, influenciado pela disponibilidade de energia.

No cenário 1, a produção é limitada pelas 2.778,45 horas de operação, resultando em uma massa total de hidrogénio produzida de 524.432,44 kg. Por sua vez, no cenário 2, com o uso de baterias, o sistema é capaz de operar por 3.971,63 horas, aumentando a produção para 749.645,16 kg. Já nos cenários 3 e 4, o sistema opera durante 7.000 horas, resultando numa produção total de 1.321.250 kg de hidrogénio produzido em ambos os casos. Esta quantidade reflete o uso de fontes externas de energia para complementar a produção, maximizando o tempo de operação.

Além disso, durante a produção de hidrogénio, o sistema produz dois subprodutos, o oxigénio (O_2) e calor. Este sistema eletrolisador produz 1.500 kg/h de oxigénio e 3.000 kW de calor, durante a sua operação e foram verificados valores de 4167,67 toneladas de O_2 e 8,335 MWh de calor para o cenário 1, 5.957,44 toneladas de O_2 e 11,914 MWh de calor para o cenário 2 e nos cenários 3 e 4 10.500 toneladas de O_2 e 21 MWh de calor.

6.2 Análise qualitativa

O Cenário 1, representa a configuração mais simples, utilizando apenas a energia da central fotovoltaica. Neste cenário, a produção de hidrogénio é limitada pelo consumo nominal do eletrolisador, uma vez que, a central fotovoltaica se encontra sobredimensionada e a falta de armazenamento de energia reduz significativamente o volume de hidrogénio produzido, o que resulta num preço mais elevado por quilograma de hidrogénio (4,23 €/kg). O custo do hidrogénio poderia baixar caso fosse considerada a receita proveniente venda da energia excedente produzida pela central, no entanto, a produção total é a menor em comparação aos demais cenários.

O Cenário 2, obteve um custo do hidrogénio igual ao do cenário 1, embora neste cenário tenha sido considerada a utilização das baterias, estas mostraram o seu impacto positivo na operação ao aproveitar toda a energia produzida pela central, expandindo o número de horas de operação para 3.971,63, armazenando o excedente de energia verificados durante os picos de produção solar e disponibilizando-a nos momentos em que a produção solar é insuficiente, permitindo assim maior continuidade na produção e um melhor aproveitamento da energia produzida, reduzindo o “desperdício” de recursos e melhorando o retorno do investimento, uma vez que, embora se tenha verificado um aumento no CAPEX da central fotovoltaica, este foi diluído pelo aumento da produção do sistema.

O Cenário 3, obteve o melhor resultado em termos de custo (3,75 €/kg), uma vez que, o CAPEX da central fotovoltaica foi menor e permitiu a que o custo da energia elétrica fosse igualmente menor e ainda a compra de energia da rede permite que o sistema opere nos momentos em que a produção solar é insuficiente ou mesmo nula, neste caso 7.000 horas, o que reduziu o custo. Comparativamente com o cenário 1, este destaca a vantagem de comprar energia à rede para aumentar a produção, aumentando assim a massa de hidrogénio produzida e não depender apenas do fornecimento de energia da central.

O Cenário 4, embora o preço do hidrogénio tenha subido para 3,90 €/kg devido ao uso combinado das baterias e a compra de energia da rede, este traduz-se no cenário mais completo, isto porque, o uso de baterias é um elemento central na melhoria da flexibilidade e continuidade da operação do sistema. Neste cenário, o preço de compra de energia da rede é definido através de um contrato PPA, ou seja, constante. No entanto, este cenário oferece uma oportunidade interessante no mercado livre de energia, desde que com garantias de origem, pois permite que o sistema compre energia nos períodos de tarifas mais baixas (como durante a noite ou quando a demanda de eletricidade é baixa) e armazene essa energia nas baterias para utilizá-la quando necessário, o que pode ser particularmente vantajoso em mercados de eletricidade onde os preços são altamente variáveis ao longo do dia. Ao armazenar energia comprada a preços mais baixos, o sistema pode reduzir ainda mais o custo operacional, beneficiando-se de uma estratégia de compra e armazenamento que visa minimizar o custo da energia elétrica utilizada. Esta abordagem, no entanto, requer uma gestão inteligente da operação das baterias e das compras de energia, para garantir que o sistema não apenas maximize as horas de produção, mas também otimize o custo da eletricidade, isto é, caso seja proveitoso o armazenamento da energia da central fotovoltaica e utilização da energia da rede, o que acontece quando o preço da energia da rede for inferior ao custo de produção da central. Este gerenciamento inteligente de energia pode ser realizado por meio de algoritmos de controlo e softwares de otimização que monitoram em tempo real os preços da eletricidade no mercado, o estado de carga das baterias e a demanda do eletrolisador.

Um aspeto relevante, mas ainda não totalmente explorado nos cálculos apresentados, é a possibilidade de monetização dos subprodutos gerados pelo processo de eletrólise: o oxigénio e o calor. No processo de produção de hidrogénio, grandes volumes de oxigénio são gerados como subproduto. Nos cenários de maior produção, como os Cenários 3 e 4, a quantidade de oxigénio produzido atinge 10.500 toneladas por ano, o que representa uma oportunidade considerável de receita adicional. A venda desses subprodutos, se viabilizada, tem o potencial de reduzir significativamente o preço final do hidrogénio, tornando-o ainda mais competitivo em comparação com outras formas de produção de hidrogénio, especialmente as que dependem de combustíveis fósseis.

6.3 Análise final

Após a avaliação quantitativa e qualitativa dos quatro cenários de produção de hidrogénio verde, fica claro que cada cenário oferece vantagens e desvantagens distintas em função das

variáveis analisadas, como o custo do hidrogénio, a utilização de energia excedente, a flexibilidade operacional. No entanto, ao avaliar essas métricas, alguns cenários apresentam-se como soluções mais viáveis para maximizar a produção e minimizar os custos, além de oferecerem flexibilidade e oportunidades de receita adicional.

Os cenários 1 e 2, apesar de apresentarem a simplicidade de um sistema exclusivamente fotovoltaico, limitam-se pela dependência da intermitência da energia solar e consequentemente uma menor utilização do eletrolisador. Mesmo com o auxílio de baterias no cenário 2, a limitação nas horas de operação e produção menor de hidrogénio tornam estes cenários menos competitivos.

Nestes parâmetros em que os cenários foram realizados, em que aquisição da energia da rede é feita através de contratos PPA, ou seja, a um preço constante, o cenário 3, apresenta-se como a melhor opção, especialmente quando o objetivo é minimizar o custo de produção do hidrogénio, uma vez que, este não acarreta o custo das baterias logo o CAPEX é significativamente mais baixo, pelo contrário a configuração do cenário 4 assume o custo extra das baterias refletindo-se num custo de produção superior.

Por outro lado, como foi mencionado anteriormente, caso a aquisição de energia da rede fosse realizada a preços variáveis, embora que com garantias de origem, a escolha do melhor cenário mudaria significativamente. Neste caso, os cenários 3 e 4 que envolvem a compra de energia da rede, teriam de lidar com a volatilidade dos preços da energia, o que traz novos desafios de gestão dos custos e operação. O cenário 3, que opera, sem baterias, durante 7.000 horas anuais combinando a energia solar e a energia da rede, a compra da energia teria de ser feita diretamente nos períodos em que a energia solar não está disponível, o que pode coincidir com horários de picos nos mercados de energia. A falta de flexibilidade devido à ausência de baterias seria uma desvantagem significativa neste cenário, uma vez que, o sistema não teria como armazenar energia durante os períodos de preços baixos e utilizar essa energia nos momentos de maior custo. O que significa que o custo operacional pode aumentar consideravelmente em momentos de alta demanda elétrica, tornando o preço do hidrogénio mais volátil e imprevisível, o que afetaria diretamente a viabilidade económica do projeto. O Cenário 4, por outro lado, seria muito mais adequado num contexto de preços variáveis, devido à presença de baterias. As baterias proporcionam ao sistema uma flexibilidade operacional crucial, que permitem que a energia seja armazenada nos períodos de menor preço (como durante a noite ou em horários de baixa demanda) e seja utilizada para manter o eletrolisador em operação quando os preços da eletricidade estão mais altos. Este modelo permitiria uma estratégia de compra e armazenamento de energia eficiente, garantindo que o eletrolisador operasse continuamente durante as 7.000 horas, mas sempre utilizando a energia mais barata disponível. Isso reduziria a dependência imediata dos preços de mercado no momento da operação. A combinação de baterias e uma gestão inteligente da compra de energia (possivelmente com o auxílio de softwares de otimização) tornariam este cenário muito mais resiliente às flutuações do mercado de eletricidade. Consequentemente, mesmo que o custo por quilograma de hidrogénio suba ligeiramente (como foi visto com a inclusão de baterias), o impacto da

volatilidade dos preços da rede seria suavizado, garantindo uma operação mais estável e previsível.

A maior conclusão que se tira com a análise destes cenários que possuem o mesmo grupo eletrolisador – central solar fotovoltaica é que o fator que mais implica o custo do hidrogénio é o custo da energia.

Página deixada intencionalmente em branco

7 Conclusão

Este trabalho teve como objetivo realizar uma análise técnico-financeira de uma unidade de produção de hidrogénio verde integrada com uma central fotovoltaica, demonstrando a viabilidade e os desafios inerentes à implementação deste sistema. As conclusões mais relevantes podem ser agrupadas em três áreas principais: a análise técnica do sistema, a análise financeira e o impacto ambiental e estratégico.

7.1 Conclusões gerais

Em termos técnicos, a produção de hidrogénio verde a partir da eletrólise da água, alimentada por energia solar fotovoltaica, mostrou-se um processo eficiente e ambientalmente vantajoso. A integração de fontes renováveis com a produção de hidrogénio verde revelou-se uma solução eficaz para a descarbonização de setores intensivos em energia e para aumentar a independência energética de Portugal. A implementação de projetos como o estudado nesta dissertação alinha-se com os objetivos de neutralidade carbónica definidos pelo país, em consonância com as metas estabelecidas no Acordo de Paris e nos planos nacionais de descarbonização.

A análise dos diferentes componentes, como os eletrolisadores e as baterias, revelou a importância de otimizar a escolha das tecnologias para maximizar a eficiência e garantir a estabilidade da produção de hidrogénio, especialmente considerando a variabilidade das energias renováveis. A integração de baterias no sistema desempenhou um papel crucial ao permitir o armazenamento do excedente de energia, mitigando os impactos da intermitência solar e assegurando um funcionamento mais contínuo do eletrolisador.

O estudo também sublinhou a importância da localização geográfica da central fotovoltaica. A elevada incidência solar em regiões de Portugal, como o Alentejo, é uma vantagem estratégica, permitindo a maximização da produção de eletricidade e, consequentemente, do hidrogénio.

No entanto, o sobredimensionamento da central fotovoltaica, em relação à capacidade do eletrolisador, mostrou-se essencial para evitar subaproveitamento, visto numa fase inicial o estudo ter começado por 20 MW de potência de ligação da central fotovoltaica e 20 MW de potência do eletrolisador.

Do ponto de vista financeiro, foi evidenciado que os custos iniciais de implementação são consideráveis, particularmente em relação aos equipamentos necessários, como os eletrolisadores e baterias. Contudo, à medida que as tecnologias evoluem e os custos de capital (CAPEX) continuam a diminuir, principalmente no que se refere à energia fotovoltaica, o custo nivelado de hidrogénio (LCOH) tende a se tornar cada vez mais competitivo. A possibilidade de firmar contratos de compra de energia (PPA) com preços vantajosos é um fator determinante para reduzir o custo de produção de hidrogénio verde e aumentar a viabilidade económica do projeto.

Por outro lado, o estudo destacou algumas limitações. A intermitência das fontes renováveis ainda representa um desafio, especialmente durante períodos de menor irradiação ou falhas de produção. Embora as baterias mitiguem parte desse problema, a necessidade de uma maior flexibilidade do sistema é fundamental. O recurso à rede pública para suprir deficiências da produção em tempo real ou para vender o excedente de energia pode ser uma solução, mas implica custos adicionais.

Em suma, o hidrogénio verde apresenta-se como uma alternativa sustentável e de grande potencial para o futuro energético de Portugal e do mundo. A sua produção, representa um passo crucial na transição energética, enquanto contribui para o combate às alterações climáticas e para o fortalecimento da segurança energética do país. Contudo, para que esta tecnologia possa atingir o seu potencial, será necessário continuar a investir em inovação tecnológica e a promover políticas públicas de incentivo à sua adoção.

7.2 Contributos

O principal contributo desta dissertação, foi a apresentação de uma análise detalhada e realista de uma unidade de produção de hidrogénio verde para autoconsumo em Portugal. Este estudo forneceu não apenas uma visão técnica do dimensionamento e funcionamento do sistema, mas também uma análise financeira, mostrando como os custos de produção de hidrogénio podem ser otimizados com diferentes combinações de energia solar, baterias e aquisição de energia da rede.

7.3 Perspetivas para trabalho futuro

A realização desta dissertação desenvolveu motivação e interesse neste tema da produção de hidrogénio. Assim se for possível no futuro, seria benéfico realizar estudos experimentais para validar os cenários de produção teóricos e avaliar a performance em diferentes condições

climáticas e de carga. A integração de outras fontes renováveis, como a energia eólica, também poderia ser investigada para diversificar o fornecimento de energia e reduzir a dependência exclusiva da energia solar fotovoltaica. Finalmente, a análise da utilização de hidrogénio para outras aplicações, como mobilidade e ainda avaliar a melhor forma de chegar o hidrogénio verde aos consumidores finais, uma vez que, o transporte do mesmo é uma desvantagem, estes temas representariam um avanço significativo na consolidação do hidrogénio verde como um vetor essencial para a descarbonização da economia.

Página deixada intencionalmente em branco

Referências

- [1] DGEG and APA, 'Guia promotor_Hidrogénio_FINAL24052021', 2021.
- [2] 'Descarbonização', <https://www.iberdrola.com/quem-somos/descarbonizacao-economia-principios-aco-es-regulacao>.
- [3] M. A. Abdelkareem *et al.*, 'Optimized solar photovoltaic-powered green hydrogen: Current status, recent advancements, and barriers', Nov. 15, 2023, *Elsevier Ltd.* doi: 10.1016/j.solener.2023.112072.
- [4] United Nations, 'ADOPTION OF THE PARIS AGREEMENT - Paris Agreement text English', 2015.
- [5] 'Energia Simples', <https://www.energiasimples.pt/institucional/empresa/quem-somos>.
- [6] APA, 'Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050', <https://apambiente.pt/clima/roteiro-para-neutralidade-carbonica-2050>.
- [7] R. Barbosa, 'MAIS DE 30 ANOS A CONVERTER CONHECIMENTO EM VALOR © INEGI todos os direitos reservados Hidrogénio e armazenamento de energia Roadmap para o Hidrogénio: a visão da AP2H2 para Portugal'.
- [8] FI Group, 'Aprenda mais sobre o PNEC 2030', <https://pt.fi-group.com/plano-nacional-integrado-de-energia-e-clima-pnec/>.
- [9] República Portuguesa - Ambiente e transição energética, Fundo Ambiental, and APA, 'ROTEIRO PARA A NEUTRALIDADE CARBÓNICA 2050 (RNC2050) ESTRATÉGIA DE LONGO PRAZO PARA A NEUTRALIDADE CARBÓNICA DA ECONOMIA PORTUGUESA EM 2050', Jun. 2019.
- [10] K. Rajeshwar, R. McConnell, and S. Licht, Eds., *Solar Hydrogen Generation*. New York, NY: Springer New York, 2008. doi: 10.1007/978-0-387-72810-0.
- [11] M. G. Pinto and L. Martins Da Silva, 'Produção de H₂ a partir de água, em pequena escala, utilizando elétrodos de Ni foam e com recurso a energia fotovoltaica Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente'.
- [12] A. Christensen and A. Co, 'Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe'.
- [13] 'POWER PURCHASE AGREEMENTS (PPAs)'. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pt/IP_23_1591.
- [14] IRENA, 'Renewable power purchase agreements for green hydrogen', <https://www.irena.org/Innovation-landscape-for-smart-electrification/Power-to-hydrogen/11-Renewable-power-purchase-agreements-for-green-hydrogen>.

- [15] Britannica, 'Eletrólisis', <https://www.britannica.com/science/electrolysis>.
- [16] IBERDROLA, 'Como é obtido o hidrogénio Verde'.
- [17] S. Impram, S. Varbak Nese, and B. Oral, 'Challenges of renewable energy penetration on power system flexibility: A survey', *Energy Strategy Reviews*, vol. 31, p. 100539, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.esr.2020.100539.
- [18] M. Miletic *et al.*, 'A Review of Energy Storage Systems Applications', in *Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2018)*, Institution of Engineering and Technology, 2018, pp. 94 (6 pp.)-94 (6 pp.). doi: 10.1049/cp.2018.1926.
- [19] I. Pavić, N. Čović, and H. Pandžić, 'PV–battery-hydrogen plant: Cutting green hydrogen costs through multi-market positioning', *Appl Energy*, vol. 328, Dec. 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.120103.
- [20] I. Viole, G. Valenzuela-Venegas, M. Zeyringer, and S. Sartori, 'A renewable power system for an off-grid sustainable telescope fueled by solar power, batteries and green hydrogen', *Energy*, vol. 282, Nov. 2023, doi: 10.1016/j.energy.2023.128570.
- [21] EDP, 'ENERGIA SOLAR COM BATERIA Manual do seu Sistema de Energia Solar com Bateria EDP'.
- [22] T. Esmeralda Rodrigues Estêvão and A. Tomé Ribeiro, 'O Hidrogénio como combustível Relatório do Projecto Final / Dissertação do MIEM', 2008.
- [23] Nuno Miguel Oliveira, 'Há vários tipos de hidrogénio, mas nem todos são limpos!', <https://www.leak.pt/tipos-de-hidrogenio/>.
- [24] L. Martins and B. Monteiro, 'HIDROGÉNIO VERDE ESTUDO ENERGÉTICO E VIABILIDADE ECONÓMICA'.
- [25] 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, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.mset.2019.03.002.
- [26] S. Shiva Kumar and H. Lim, 'An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production', *Energy Reports*, vol. 8, pp. 13793–13813, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.egyr.2022.10.127.
- [27] L. Vidas and R. Castro, 'Recent Developments on Hydrogen Production Technologies: State-of-the-Art Review with a Focus on Green-Electrolysis', *Applied Sciences*, vol. 11, no. 23, p. 11363, Dec. 2021, doi: 10.3390/app112311363.
- [28] A. Patonia and R. Poudineh, *Cost-competitive green hydrogen: how to lower the cost of electrolyzers?*

- [29] M. Becker, J. Brauns, and T. Turek, 'Battery-Buffered Alkaline Water Electrolysis Powered by Photovoltaics', *Chemie Ingenieur Technik*, vol. 93, no. 4, pp. 655–663, Apr. 2021, doi: 10.1002/cite.202000151.
- [30] I. Vincent and D. Bessarabov, 'Low cost hydrogen production by anion exchange membrane electrolysis: A review', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 1690–1704, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.258.
- [31] A. G. Sofia Simões *et al.*, 'ÁGUA PARA A PRODUÇÃO DE HIDROGÉNIO VERDE (RENOVÁVEL) VIA ELETRÓLISE EM PORTUGAL QUAIS AS FONTES DE ÁGUA PARA A PRODUÇÃO DE HIDROGÉNIO VERDE EM PORTUGAL?' [Online]. Available: www.astm.org
- [32] IEA, 'The Future of Hydrogen', IEA for the G20, Japan, 2019.
- [33] R. Hren, A. Vujanović, Y. Van Fan, J. J. Klemeš, D. Krajnc, and L. Čuček, 'Hydrogen production, storage and transport for renewable energy and chemicals: An environmental footprint assessment', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 173, Mar. 2023, doi: 10.1016/j.rser.2022.113113.
- [34] J. Hinkley, J. Hayward, R. Mcnaughton, R. Gillespie, M. Watt, and K. Lovegrove, 'Cost assessment of hydrogen production from PV and electrolysis Ayako Matsumoto (Mitsui Global Strategic Studies Institute)', 2016.
- [35] M. S. Okundamiya, 'Size optimization of a hybrid photovoltaic/fuel cell grid connected power system including hydrogen storage', *Int J Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 59, pp. 30539–30546, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.11.185.
- [36] L. Vidas and R. Castro, 'Recent developments on hydrogen production technologies: State-of-the-art review with a focus on green-electrolysis', Dec. 01, 2021, *MDPI*. doi: 10.3390/app112311363.
- [37] R. Tichler and S. Bauer, 'Power-to-Gas', in *Storing Energy*, Elsevier, 2016, pp. 373–389. doi: 10.1016/B978-0-12-803440-8.00018-X.
- [38] 'Levelised cost of hydrogen Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful'. [Online]. Available: www.agora-industry.org
- [39] 'Guia promotor_Hidrogénio_FINAL24052021'.
- [40] C. Climática, 'REVISÃO DO PDM 3. CARACTERIZAÇÃO DO TERRITÓRIO MUNICIPAL DE FERREIRA DO ALENTEJO 3.3 COMPONENTES BIOFÍSICAS E AMBIENTAIS'.
- [41] JA Solar, 'JAM72S30 525-550 MR'.
- [42] Enf Solar, 'Inverter Datasheet', <https://www.enfsolar.com/pv/inverter-datasheet/18194>.

- [43] 'Levelized Cost of Energy (LCOE)',
<https://corporatefinanceinstitute.com/resources/valuation/levelized-cost-of-energy-lcoe/>.
- [44] 'Lithium Battery Price Trends & Comparisons 2024',
<https://blog.feniceenergy.com/lithium-battery-price-trends-comparisons-2024-2/>.
- [45] D. James and M. Azevedo, 'AEM Nexus™ Subject: AEM Nexus and AEM Flex 120-Budgetary Offer Simples Energia', 2024. [Online]. Available: www.h2coresystems.com
- [46] Enapter, 'AEM Nexus', <https://www.enapter.com/aem-electrolysers/aem-nexus/>.
- [47] Enapter, 'AEM multi-core Electrolysers AEM Flex 120 kW AEM Nexus 500 kW AEM Nexus 1000 kW'.

Anexo 1



Tarifas de Acesso às Redes (MAT, AT, MT, BTE e BTN)

		Junho-Dezembro 2024
TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0.0627
	Contratada	0.0152
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0.0084
	Horas cheias	0.0081
	Horas de vazio normal	0.0080
	Horas de super vazio	0.0076
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0.0231
	Capacitiva	0.0173

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0.1375
	Contratada	0.0067
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0.0156
	Horas cheias	0.0146
	Horas de vazio normal	0.0131
	Horas de super vazio	0.0121
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0.0231
	Capacitiva	0.0173

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

Diogo Filipe Coelho Almeida

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

Declaro ter conduzido este trabalho académico com integridade. Não plagiei ou apliquei qualquer forma de uso indevido de informações ou falsificação de resultados ao longo do processo que levou à sua elaboração.

Declaro que o trabalho apresentado neste documento é original e de minha autoria, não tendo sido utilizado anteriormente para nenhum outro fim.

Declaro ainda que tenho pleno conhecimento do Código de Conduta Ética do P.PORTO.

ISEP, Porto, 29 de setembro de 2024