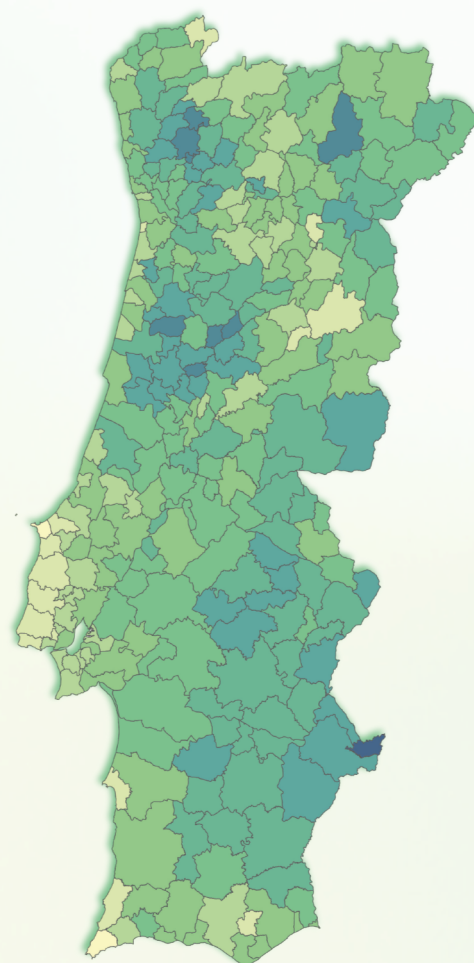
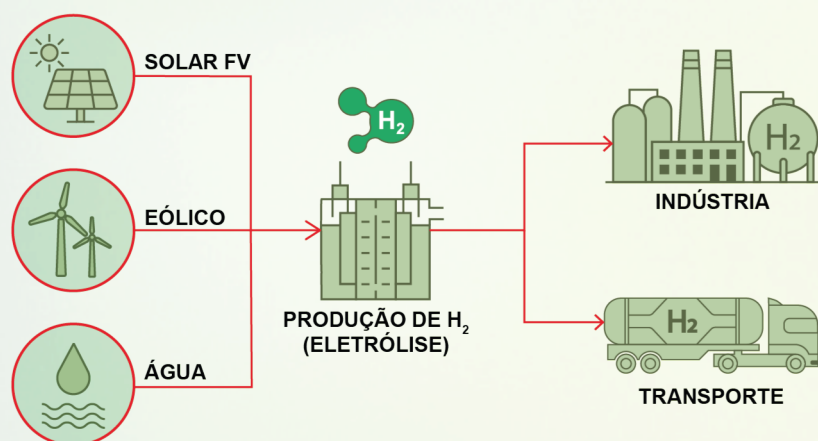




LNEG-H₂PTMap

Avaliação Geoespacial dos Custos do Hidrogénio Verde em Portugal

Análise do LCOH, da eletricidade renovável e dos recursos hídricos a nível municipal



LNEG-H₂PTMap

Calculadora Geoespacial do Custo do Hidrogénio

Relatório técnico
Junho 2026

Juan C. C. Portillo, Sofia G. Simões, Soraya Shabanifar,
Luisa J. R. Nascimento, Maria Ricou e Catarina Costa

Título

LNEG-H₂PTMap - Calculadora Geoespacial do Custo de Hidrogénio

Autores

Juan C. C. Portillo, Sofia G. Simões, Soraya Shabanifar, Luisa J. R. Nascimento, Maria Ricou e Catarina Costa.

Morada

LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia,
Estrada da Portela, Bairro do Zambujal
Apartado 7586 – Alfragide
2610-999 AMADORA, Portugal

Número de telefone

+351 210 924 600/1

Data de lançamento

Junho 2026

© LNEG, 2026. A reprodução é autorizada desde que a fonte seja mencionada. Para qualquer utilização ou reprodução de material que não esteja sob os direitos de autor do Laboratório Nacional de Energia e Geologia, a autorização deve ser solicitada diretamente aos titulares dos direitos de autor.

Citar este documento como:

J.C.C. Portillo, S.G. Simões, S. Shabanifar, L.J.R. Nascimento, M. Ricou e C. Costa, LNEG-H₂PTMap - Calculadora Geoespacial do Custo de Hidrogénio. Tech. rep., LNEG (2026). URL <http://hdl.handle.net/10400.9/6387>



Conteúdo

Nomenclature	8
1 Introdução	10
1.1 O Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) em síntese	11
1.1.1 Laboratório de Energia (LEN)	11
1.1.2 Laboratório de Geologia e Minas (LGM)	11
1.1.3 Laboratórios Acreditados	12
1.1.4 O LNEG como contribuinte para os ecossistemas de inovação	12
1.2 A Unidade de Economia de Recursos (UER)	13
1.3 Propósito da Ferramenta LNEG-H ₂ PTMap	13
1.4 Versão	14
1.5 Exclusões	14
1.6 Estrutura deste Documento	14
2 Metodologia de Cálculo do Custo do Hidrogénio	15
2.1 O que é o Custo Nivelado do Hidrogénio?	15
2.2 Visão Geral da Ferramenta LNEG-H ₂ PTMap	16
2.3 Fluxo de Trabalho de Produção de H ₂ (apenas)	18
Identificação do Modo e da Origem	18
Percurso e Resultados do Modo de Referência	18
Percurso e Resultados do Modo Personalizado	19
2.4 Fluxo de Trabalho de Transporte de H ₂	19
Identificação do Modo, da Origem e do Destino	19
Percurso e Resultados do Modo de Referência	20
Percurso e Resultados do Modo Personalizado	20
2.5 Fluxo de Trabalho de Indústria de H ₂	21
Identificação do Modo, da Origem e do Destino	21
Percurso e Resultados do Modo de Referência	21
Percurso e Resultados do Modo Personalizado	22
2.6 Componente de Produção de Hidrogénio: <i>Produção de H₂</i>	23
2.6.1 CAPEX	23
2.6.2 OPEX	24
Considerações sobre a Eletricidade ao Nível Municipal	24
Estimativa do Custo da Água ao Nível Municipal	24
Custos de substituição do stack	26
2.6.3 Relativamente à produção	26
2.6.4 Lista de variáveis para a componente de produção	26
2.7 Componente de Liquefação de Hidrogénio: <i>Liquefação de H₂</i>	26
2.7.1 CAPEX	27
2.7.2 OPEX	28
2.7.3 Quantidade de H ₂ considerada para o LCOH	28



2.7.4	Relativamente à vida útil	28
2.7.5	Lista de variáveis para a componente de liquefação	28
2.8	Componente de Armazenamento de Hidrogénio: <i>Armazenamento de H₂</i>	28
2.8.1	CAPEX	28
2.8.2	OPEX	28
2.8.3	Quantidade de H ₂ considerada para o LCOH	29
2.8.4	Relativamente à vida útil	29
2.8.5	Lista de variáveis para a componente de armazenamento	29
2.9	Distribuição de Hidrogénio - Componente de Distribuição Rodoviária: <i>Distribuição Rodoviária de H₂</i>	30
2.9.1	CAPEX	30
2.9.2	OPEX	30
2.9.3	Quantidade de H ₂ considerada para o LCOH	30
2.9.4	Relativamente à vida útil	31
2.9.5	Lista de variáveis para a componente de distribuição rodoviária	31
2.10	Componente do Posto de Abastecimento de Hidrogénio: <i>Abastecimento de H₂</i>	31
2.10.1	CAPEX	31
2.10.2	OPEX	32
2.10.3	Quantidade de H ₂ considerada para o LCOH	32
2.10.4	Relativamente à vida útil	32
2.10.5	Lista de variáveis para a componente HRS	32
3	Casos e Valores de Referência	34
3.1	Âmbito de Produção de H ₂ - Caso de Referência	34
3.2	Âmbito da Indústria de H ₂ (Cadeia de Valor) - Caso de Referência	34
3.3	Cadeia de Valor de Transporte de H ₂ - Caso de Referência	36
4	Como Reportar Erros, Sugestões e Comentários?	38
4.1	Procedimento e Contactos	38
5	Anexos	39
	Anexo A	39
	Abordagem do Valor do Dinheiro no Tempo	39
	Anexo B	40
	B.1 Indicadores Fotovoltaicos Solares Utilizados no Cálculo do LCOE	40
	B.1.1 CAPEX - Custo Total Instalado	41
	B.1.2 OPEX - Despesa Operacional	41
	B.1.3 Rácio de Desempenho e Fator de Capacidade	41
	B.1.4 Taxa de Desconto	42
	B.1.5 Produção de Eletricidade	42
	B.1.6 Taxa de Degradação Solar	42
	B.1.7 DECEX - Despesa de Desativação	43
	B.2 Indicadores Eólicos Onshore Utilizados no Cálculo do LCOE	43
	B.2.1 CAPEX - Custo Total Instalado	43
	B.2.2 OPEX - Despesa Operacional	43
	B.2.3 Fator de Capacidade	44



B.2.4 Taxa de Desconto	45
B.2.5 Produção de Eletricidade	45
B.2.6 DECEX - Despesa de Desativação	45
Anexo C	47
C.1 Metodologia de Custo da Água	47
C.1.1 Água da Rede	48
C.1.2 Água Residual	48
C.1.3 Água do Mar	49
Anexo D	52
D.1 Estimativa da Distância de Transporte ao Nível Municipal	52
D.1.1 Estimativa de Distância Intermunicipal	52
D.1.2 Estimativa de Distância Intramunicipal	52
Anexo E	53
Municípios de Portugal Continental	53
Anexo F	56
F.1 A Interface da LNEG-H ₂ PTMap tool	56
F.2 Acesso à LNEG-H ₂ PTMap Tool e Visão Geral da Interface Inicial	56
F.3 Separador Sobre: Descrição da LNEG-H ₂ PTMap Tool e Contexto Metodológico	57
F.4 Separador Contactos: Canais de Suporte e Comunicação da LNEG-H ₂ PTMap Tool	58
F.5 Separador Calculadora: Definição do Cenário e Seleção do Âmbito na LNEG- H ₂ PTMap Tool	59
F.6 Identificar Cenários e Resultados da LNEG-H ₂ PTMap Tool	60
Anexo G	64
Identificação Espacial de Potenciais Consumidores Industriais de Hidrogénio	64
Anexo H	65
Identificação Espacial de Potenciais Locais de Procura para Abastecimento de Hidrogénio	65



Lista de Figuras

2.1	Dois modos diferentes considerados na Ferramenta LNEG-H ₂ PTMap.	17
2.2	Os três âmbitos de hidrogénio considerados na Ferramenta LNEG-H ₂ PTMap. . .	17
2.3	Fluxo de trabalho global da Ferramenta LNEG-H ₂ PTMap	18
2.4	Fluxo de trabalho do âmbito de Produção de H ₂ (apenas) da Ferramenta LNEG-H ₂ PTMap	19
2.5	Fluxo de trabalho do âmbito (cadeia de valor) de Transporte de H ₂ da Ferramenta LNEG-H ₂ PTMap	21
2.6	Fluxo de trabalho do âmbito (cadeia de valor) de Indústria de H ₂ da Ferramenta LNEG-H ₂ PTMap	23
5.1	Acesso à LNEG-H ₂ PTMap Tool através do menu de navegação do geoPortal . .	56
5.2	Interface do separador Início da LNEG-H ₂ PTMap Tool (visão geral da página inicial)	57
5.3	Interface do separador Sobre da LNEG-H ₂ PTMap Tool	58
5.4	Interface do separador Contactos da LNEG-H ₂ PTMap Tool	59
5.5	Interface da Calculadora da LNEG-H ₂ PTMap Tool	60
5.6	Interface da Calculadora apresentando as opções de filtro, e a tabela de resultados ao nível municipal da LNEG-H ₂ PTMap Tool	61
5.7	Interface de filtros e tabelas para a produção de H ₂ em Lisboa na interface da LNEG-H ₂ PTMap Tool	61
5.8	Interface de gráficos e tabelas de resultados da LNEG-H ₂ PTMap Tool	62
5.9	Interface pop-up enquanto o utilizador passa o cursor sobre o mapa na LNEG-H ₂ PTMap Tool	62
5.10	Interface de filtros e tabela para os âmbitos de Transporte de H ₂ e Indústria de H ₂ (cadeias de valor) da LNEG-H ₂ PTMap Tool	63



Lista de Tabelas

2.1	Variáveis para a componente de produção de hidrogénio.	27
2.2	Variáveis para a componente de liquefação de hidrogénio.	29
2.3	Variáveis para a componente de armazenamento de hidrogénio.	30
2.4	Variáveis para a componente de distribuição rodoviária de hidrogénio.	31
2.5	Variáveis para a componente do posto de abastecimento de hidrogénio.	33
3.1	Valores de referência para as variáveis consideradas na componente de produção de H ₂	35
3.2	Valores de referência para as variáveis consideradas na componente de armazenamento de H ₂	36
3.3	Valores de referência para as variáveis consideradas na componente de distribuição rodoviária de H ₂	36
3.4	Valores de referência para as variáveis consideradas na componente de posto de abastecimento de H ₂	37
5.1	Indicadores fotovoltaicos solares utilizados no cálculo do LCOE.	43
5.2	Indicadores eólicos onshore utilizados no cálculo do LCOE.	46
5.3	Componentes do sistema de fornecimento de Água Residual e custos associados. .	48
5.4	Consumo de eletricidade da Água Residual.	49
5.5	Componentes do sistema de fornecimento de Água do Mar e custos associados. .	50
5.6	Consumo de eletricidade da Água do Mar.	51
5.7	Municípios e códigos DTMN em Portugal Continental	53
5.8	Potenciais consumidores industriais de hidrogénio identificados a partir do E-PRTR, por setor e classificação de atividade.	64



Nomenclature

AEP	Produção anual de eletricidade
AHP	Produção anual de hidrogénio
AHP _{nom}	Produção anual nominal de hidrogénio – conforme especificado pelo fabricante
ALK	Eletrolisador alcalino
AMM	Amoníaco
ANTRAM	Associação Nacional de Transportadores Públicos Rodoviários de Mercadorias
CAPEX	Despesas de capital
DECEX	Custos de desmantelamento ou custos de fim de vida
DTMN	Código de quatro dígitos da Divisão Territorial dos Municípios
E-PRTR	Registo Europeu das Emissões e Transferências de Poluentes
ERSAR	Entidade Reguladora dos Serviços de Águas e Resíduos
GHG	Gases com efeito de estufa
GIH	Global horizontal irradiation
H ₂	Hidrogénio
HICP	Índice harmonizado de preços no consumidor
HRS	Estação de abastecimento de hidrogénio
HVO	Óleo vegetal hidrotratado
IEA	Agência Internacional da Energia
IMT	Instituto da Mobilidade e dos Transportes
IRENA	Agência Internacional para as Energias Renováveis
LCOE	Custo nivelado da eletricidade
LCOH	Custo nivelado do hidrogénio
NECP	Plano Nacional Energia e Clima
NEPS	Número de horas em plena carga (h/ano)
O&M	Operação e manutenção
OEM	Fabricantes de equipamentos originais
OPEX	Despesas operacionais
OPEX _{fix}	Despesas operacionais fixas anuais
OPEX _{var}	Despesas operacionais variáveis anuais
P2X	Power-to-X
PCIP	Prevenção e Controlo Integrados da Poluição
PEM	Eletrolisador de membrana de permuta protónica
PR	Taxa de desempenho
PRR	Plano de Recuperação e Resiliência
PV	Fotovoltaico
R&D	Investigação e desenvolvimento
RES	Fontes de energia renovável
RO	Osmose inversa
SWRO	Osmose inversa de água do mar



WACC	Custo médio ponderado do capital
WO	Onshore wind
WWTPs	Estações de tratamento de aguas residuais
r	Taxa anual de desconto
$r_{\text{degradation}}$	Taxa anual de degradação
t	Ano t
t_f	Último ano de operação dos ativos, correspondente ao fim da sua vida útil



1 Introdução

O Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) apresenta a primeira versão da Ferramenta LNEG-H₂PTMap, disponibilizada através do GeoPortal do LNEG. Esta calculadora geoespacial gratuita permite a estimativa rápida do Custo Nivelado do Hidrogénio (Levelised Cost of Hydrogen – LCOH) nos 278 municípios de Portugal Continental. A ferramenta integra os custos de produção de hidrogénio (H₂) verde com as principais componentes da sua cadeia de valor aplicáveis aos setores do transporte e da indústria, incluindo o armazenamento e a distribuição até ao utilizador final, permitindo a realização de análises flexíveis com base em parâmetros de referência atualizados e em condições locais. A Ferramenta LNEG-H₂PTMap foi desenvolvida no âmbito da iniciativa “Simulador Geoespacial de Custos de H₂”, integrado na Agenda PRR M-ECO2. O presente relatório descreve a abordagem metodológica adotada para o desenvolvimento da ferramenta, incluindo o enquadramento metodológico do cálculo de custos, as fontes de dados, os pressupostos considerados e a sua implementação.

Ao contrário de outras ferramentas para a avaliação de custos do hidrogénio, como a Calculadora LCOH do Observatório Europeu do Hidrogénio, que disponibilizam estimativas baseadas principalmente em dados à escala nacional, a Ferramenta LNEG-H₂PTMap permite a estimativa dos custos nivelados do hidrogénio à escala municipal em todo o território de Portugal Continental. Tanto quanto é do conhecimento dos autores, não existe atualmente nenhuma ferramenta de acesso público que disponibilize estimativas do custo nivelado do hidrogénio à escala municipal para a totalidade dos municípios de Portugal Continental. Esta resolução geográfica mais detalhada permite incorporar variações espaciais em fatores determinantes dos custos, incluindo a disponibilidade e o custo da eletricidade renovável, os requisitos de captação e tratamento de água e as distâncias de transporte de hidrogénio. Consequentemente, a ferramenta permite identificar diferenças de custo entre municípios que podem ficar ocultas quando se utilizam médias nacionais ou regionais, apoiando decisões mais informadas de investimento, planeamento e definição de políticas públicas.

Ao captar estas variações espaciais à escala municipal, a ferramenta responde a uma necessidade concreta identificada por agentes da indústria, investidores, investigadores e decisores políticos de disporem de um instrumento de apoio à decisão prático, transparente e baseado em evidência. A ferramenta LNEG-H₂PTMap facilita a identificação de localizações economicamente mais competitivas para a produção, armazenamento e distribuição de hidrogénio verde, apoiando o planeamento estratégico e contribuindo para uma implementação mais rápida, eficiente e direcionada da economia do hidrogénio em Portugal.

As secções seguintes apresentam uma visão geral do LNEG e das suas unidades de investigação, seguida de uma explicação do propósito da ferramenta e das exclusões aplicadas no cálculo do LCOH.



1.1 O Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) em síntese

O Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P. (LNEG) é uma instituição de investigação que desenvolve Ciência nos domínios da Energia, Geologia e Recursos Geológicos, com vista à sua aplicação em soluções avançadas que permitam a valorização da Economia Portuguesa. O LNEG está sob a tutela do Ministério do Ambiente e Energia de Portugal.

O LNEG, sob o lema “Construir um futuro mais limpo”, tem como Missão promover e realizar ações de investigação, demonstração e transferência de conhecimento, assistência técnica e tecnológica e apoio laboratorial a empresas, nos domínios da Energia e da Geologia (Decreto-Lei n.º 129/2014, de 29 de agosto).

A visão do LNEG é ser uma instituição de referência capaz de contribuir com soluções de excelência para uma economia descarbonizada. Os Valores seguidos pelo LNEG centram-se na Excelência, no Compromisso, nas Pessoas e na Inovação.

Em 2010, o Laboratório Nacional de Energia e Geologia aderiu aos princípios da Carta Europeia do Investigador e do Código de Conduta para o Recrutamento de Investigadores. Em 2013, o LNEG recebeu o direito de utilizar o logótipo de Excelência em Recursos Humanos de Investigação (HR Excellence in Research).

O LNEG está organizado cientificamente em dois principais laboratórios: o Laboratório de Energia (LEN) e o Laboratório de Geologia e Minas (LGM). Além disso, existe uma unidade de investigação transversal denominada Unidade de Economia de Recursos (UER), bem como diversas unidades administrativas e de gestão de apoio, que asseguram o bom funcionamento do LNEG (por exemplo, a Unidade de Gestão Estratégica, o Departamento de Gestão e Organização, entre outras).

Assente nos valores de Excelência, Compromisso, Pessoas e Inovação, o LNEG procura contribuir para a construção de um futuro mais limpo e melhor.

1.1.1 Laboratório de Energia (LEN)

O LEN atua nas áreas dos recursos energéticos renováveis endógenos e da eficiência energética. É responsável pelo desenvolvimento do conhecimento sobre o potencial das fontes de energia renovável (FER) e pela exploração de tecnologias inovadoras e estratégicas que apoiem a utilização ótima dos recursos. O conhecimento acumulado através da sua atividade de investigação permite-lhe estar permanentemente pronto para apoiar a implementação de políticas públicas e do setor empresarial. O LEN está dividido em três unidades principais:

- Unidade de Bioenergia e Biorrefinarias
- Unidade de Energias Renováveis e Eficiência Energética
- Unidade de Materiais para Energia

1.1.2 Laboratório de Geologia e Minas (LGM)

O LGM desempenha funções permanentes do Estado no desenvolvimento do conhecimento geocientífico do território emerso, da plataforma continental e das zonas de águas profundas. É também responsável pelo levantamento geológico sistemático dos riscos e recursos geológicos, incluindo os recursos energéticos geotérmicos, o armazenamento geológico, nomeadamente de



CO₂, e o património geológico. Desempenha as funções de Serviço Geológico Nacional. O conhecimento acumulado através da sua atividade de investigação permite-lhe estar permanentemente pronto para apoiar a implementação de políticas públicas e do setor empresarial. O LNEG está dividido em quatro unidades principais:

- Unidade de Geologia, Hidrogeologia e Geologia Costeira
- Unidade de Informação Geocientífica
- Unidade de Recursos Minerais e Geofísica
- Unidade de Ciência e Tecnologia Mineral

1.1.3 Laboratórios Acreditados

O LNEG conta com três laboratórios acreditados que servem o Estado, a indústria e a sociedade:

- Laboratório de Biocombustíveis e Biomassa
- Laboratório de Materiais e Revestimentos
- Laboratório de Energia Solar

1.1.4 O LNEG como contribuinte para os ecossistemas de inovação

O LNEG integra cinco infraestruturas tecnológicas nas quais se estabelece uma estreita cooperação entre parceiros públicos e privados, de forma a fomentar ecossistemas de inovação, aproveitando o conhecimento complementar já existente, os equipamentos e as instalações experimentais. Estas estruturas encontram-se também abertas à cooperação externa. Algumas delas são apresentadas de seguida:

- BBRI – Infraestrutura de Investigação em Biomassa e Bioenergia;
- C4G – Colaboratório para as Geociências;
- INIESC – Infraestrutura Nacional de Investigação para Energia Solar de Concentração;
- NZEB LAB – Infraestrutura de Investigação sobre a Integração de Sistemas de Energia Solar em Edifícios;
- WindScanner – A Infraestrutura Europeia WindScanner.

Os Laboratórios Colaborativos (CoLabs) fazem parte de uma abordagem recente do Estado Português, e o LNEG desenvolve atividades no âmbito dos seguintes CoLabs:

- CoLAB BIOREF - Laboratório Colaborativo para as Biorrefinarias;
- HyLAB - Laboratório Colaborativo para o Hidrogénio Verde;
- CECOLAB – Laboratório Colaborativo rumo à Economia Circular; e
- GreenCoLab – Associação Oceano Verde.



Os Laboratórios Colaborativos visam ainda ter um efeito positivo no emprego qualificado e científico em Portugal, através da definição e implementação de agendas de investigação e inovação orientadas para a criação de valor económico e social.

O LNEG é também o Serviço Geológico Português e é membro de pleno direito das European Geological Surveys, EuroGeoSurveys. De destacar ainda a atividade das três litotecas geridas pelo LNEG, nas quais, para além de 700 mil metros de testemunhos de sondagem, se encontram também disponíveis para consulta mais de uma centena de secções geológicas, bem como milhares de amostras, lâminas delgadas de rochas e células de microfósseis. Estas fornecem informação científica valiosa a investigadores, estudantes, autarquias, organizações e empresas. O LNEG gere ainda o geoPortal de Energia e Geologia

O Museu Geológico constitui também um ativo importante do LNEG, proporcionando visitas públicas regulares ao seu espaço museológico. Encontram-se também disponíveis coleções de referência para consulta e estudo por parte de investigadores, tanto a nível nacional como internacional.

1.2 A Unidade de Economia de Recursos (UER)

A Unidade de Economia de Recursos (UER) atua transversalmente nas áreas de Energia e Geologia do LNEG. Desenvolve atividades de I&D&D (Investigação, Desenvolvimento e Demonstração) e ferramentas de apoio à decisão para decisores políticos e para o setor privado, no domínio da economia dos recursos energéticos e geológicos, com o objetivo de alcançar a neutralidade carbónica e a exploração e utilização sustentável dos recursos. A unidade aplica abordagens analíticas técnico-económicas e sociais nas áreas de (1) Sistemas energéticos sustentáveis, (2) Utilização de recursos para a produção e consumo de energia, (3) Classificação de depósitos geológicos nacionais e recursos energéticos numa economia global, (4) Impacto económico e social da transição energética, e (5) Economia circular, incluindo o design de produtos, serviços, sistemas e modelos de negócio. A UER é a unidade responsável pela criação e manutenção da ferramenta LNEG-H₂PTMap e serve de interface com os utilizadores externos.

1.3 Propósito da Ferramenta LNEG-H₂PTMap

O propósito da ferramenta LNEG-H₂PTMap - Calculadora Geoespacial de Custos de Hidrogénio, é disponibilizar um serviço gratuito para a estimativa rápida de custos ao longo das diferentes componentes da cadeia de valor do hidrogénio, ao nível municipal, em Portugal continental. A ferramenta foi concebida para proporcionar flexibilidade de acordo com as necessidades dos utilizadores e para fornecer valores de referência baseados em tendências atuais.

O LNEG contribui ativamente para reduzir o fosso entre a investigação e o mercado, apoiando a inovação. O LNEG desenvolve ferramentas de elevado valor acrescentado para uso público, de modo a analisar as cadeias de valor e de fornecimento associadas ao hidrogénio, acompanhando de perto o intercâmbio de ideias nesta área emergente.



1.4 Versão

A versão desta edição é identificada como Versão Beta 01.2026. Para mais informações sobre contactos e sobre como submeter um relatório de erro ou outras questões, consulte a Secção 4.1.

1.5 Exclusões

A versão da ferramenta LNEG-H₂PTMap descrita neste manual exclui as seguintes variáveis, itens, componentes, parâmetros, ideias ou dimensões no cálculo do LCOH:

- Impostos, subsídios ou incentivos de qualquer forma;
- Distribuição por gasoduto;
- Armazenamento subterrâneo em caverna salina;
- A consideração de outros co-produtos ou subprodutos, como o oxigénio e a sua valorização económica, ou outros combustíveis sustentáveis que possam ser produzidos com hidrogénio verde, por exemplo, óleos vegetais hidrotratados (HVO) ou amoníaco (NH₃);
- Créditos associados à redução das Emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE).

1.6 Estrutura deste Documento

Este documento está dividido em quatro secções principais. A Secção 1 apresenta uma introdução ao LNEG, o objetivo da Ferramenta LNEG-H₂PTMap, e o controlo de versões. A Secção 2 apresenta a metodologia global de cálculo do LCOH e o fluxo de trabalho da Ferramenta LNEG-H₂PTMap. A Secção 3 apresenta os valores de referência e os estudos de caso/cenários. A Secção 4 apresenta informação sobre contactos e sobre como reportar Erros, Sugestões e Comentários. Encontram-se também disponíveis detalhes complementares nos Anexos.



2 Metodologia de Cálculo do Custo do Hidrogénio

Esta secção apresenta a metodologia utilizada para o cálculo do custo nivelado do hidrogénio (LCOH). Começa com a definição e a equação do LCOH, descreve os diferentes modos, o âmbito e as cadeias de valor consideradas no processo de cálculo, e prossegue com uma visão holística das componentes correspondentes da Ferramenta LNEG-H₂PTMap implementadas na versão atual.

2.1 O que é o Custo Nivelado do Hidrogénio?

O custo nivelado do hidrogénio (LCOH) é um indicador ou métrica amplamente aceite para comparar opções de projetos que envolvem hidrogénio ou outros projetos energéticos, servindo também para avaliar a competitividade de tais projetos. É também um método utilizado para avaliar os custos envolvidos em projetos de hidrogénio ao longo de todo o seu ciclo de vida. Além disso, representa o preço de venda mínimo de venda do hidrogénio, calculado em média ao longo da vida útil do projeto, necessário para assegurar os retornos esperados.

O LCOH permite aos decisores políticos, investidores, agentes industriais e outros agentes económicos tomar decisões mais informadas relativamente a estratégias para a promoção de casos de negócio de hidrogénio sustentáveis e rentáveis, e para a subsequente alocação de recursos.

O LCOH pode ser definido como uma métrica que relaciona todas as despesas ao longo da vida útil dos ativos de hidrogénio, incluindo despesas de capital ou custos de investimento (CAPEX), os custos operacionais e de manutenção (OPEX), e as despesas de desativação (DECEX) ou custos de fim de vida, com a produção ou quantidade de referência de hidrogénio. Os custos associados ao *balance of plant* (BoP), incluindo sistemas auxiliares e armazenamento interno integrado na instalação de eletrólise, são considerados nas respetivas categorias de CAPEX, OPEX e DECEX. O LCOH considera todas as quantidades (custos e quantidade de hidrogénio) descontadas ao longo do tempo a uma taxa de desconto anual, bem como a sua contribuição desde o início até ao fim da operação, ou seja, ao longo da vida útil do projeto.

A seguinte fórmula geral é utilizada na ferramenta LNEG-H₂PTMap para calcular o custo nivelado do hidrogénio:

$$\text{LCOH} = \frac{\text{CAPEX} + \sum_{t=0}^{t_f} \frac{\text{OPEX}_{\text{fix}} + \text{OPEX}_{\text{var}}}{(1+r)^t} + \frac{\text{DECEX}}{(1+r)^{t_f}}}{\sum_{t=0}^{t_f} \frac{\text{AHP}}{(1+r)^t}} \quad (2.1)$$

onde as novas variáveis são: os custos fixos de operação e manutenção - **OPEX_{fix}** (por exemplo, mão-de-obra, custos administrativos ou outros custos que não dependem de variações na quantidade de hidrogénio), os custos variáveis de operação e manutenção - **OPEX_{var}** (por exemplo, eletricidade, água para a produção de hidrogénio, substituição do stack do eletrolisador, combustível, ou outros custos dependentes da quantidade de hidrogénio produzido, liquefeito, armazenado, transportado ou distribuído), a taxa de desconto - **r**, o ano da despesa ou da produção de hidrogénio - **t**, sendo **t_f** correspondente ao último ano, e o termo



(**AHP**) que designa a produção anual de hidrogénio ou, dependendo da componente analisada, a quantidade anual equivalente de hidrogénio armazenado, transportado ou distribuído.

A Equação 2.1 representa a equação geral para o cálculo do LCOH de qualquer uma das componentes dentro das cadeias de valor implementadas na ferramenta. Deve notar-se que a versão atual da ferramenta inclui as despesas de desativação ou custos de fim de vida - **DECEX_{tf}** (isto é, os custos associados ao desmantelamento, remoção e reabilitação do local no final da vida útil operacional de um projeto) no cálculo do LCOH para todas as componentes da cadeia de valor, exceto na “Distribuição rodoviária de hidrogénio”, que se refere aos camiões utilizados para entregar hidrogénio da origem ao destino. Esta é excluída do cálculo do DECEX porque esta componente é representada por camiões utilizados para a entrega de hidrogénio, e não por infraestrutura fixa que exija desmantelamento e reabilitação do local.

A definição de LCOH adotada e apresentada na Equação 2.1 é equivalente ao Custo Nivelado da Eletricidade - **LCOE**, pelo que a conversão do LCOH expresso em EUR/kgH₂ pode ser facilmente convertida para EUR/MWh. Isto permite comparações mais fáceis entre diferentes projetos energéticos, para além dos projetos de hidrogénio.

2.2 Visão Geral da Ferramenta LNEG-H₂PTMap

A ferramenta LNEG-H₂PTMap - Calculadora Geoespacial de Custos de Hidrogénio, é um simulador interativo baseado em SIG que fornece estimativas do custo nivelado do hidrogénio verde ao longo de toda a cadeia de valor do hidrogénio, para os 278 municípios de Portugal continental (a lista dos municípios é apresentada no Anexo E). A ferramenta vai além de um cálculo básico, integrando camadas geoespaciais para fornecer informação detalhada e específica por região sobre o LCOH, através de uma interface de mapeamento intuitiva.

Para evitar ambiguidade entre a cadeia de valor global de transporte de hidrogénio e a componente específica relativa à distribuição de hidrogénio por transporte rodoviário, especificamente por camião, o termo “**distribuição rodoviária de hidrogénio**” é utilizado ao longo deste relatório para se referir especificamente à componente de transporte rodoviário de H₂.

O cálculo do LCOH na Ferramenta LNEG-H₂PTMap está organizado e inicia-se com a escolha de um dos dois modos operacionais distintos (Figura 2.1):

1. **LCOH de referência para Portugal continental:** este modo fornece valores predefinidos para cada parâmetro utilizado na versão atual de cada cadeia de valor;
2. **LCOH com variáveis definidas pelo utilizador:** este modo permite aos utilizadores personalizar os valores dos parâmetros de entrada.

Em cada modo, são consideradas três configurações de âmbito, juntamente com as respetivas componentes, tal como apresentado a seguir:

1. **Âmbito de Produção de H₂ (apenas),** que se centra exclusivamente nos custos associados à produção de hidrogénio verde. Esta configuração está limitada à componente de produção de H₂.
2. **Âmbito de Transporte de H₂ (Cadeia de Valor),** que considera os custos totais associados à produção, distribuição e entrega de hidrogénio ao setor da mobilidade,



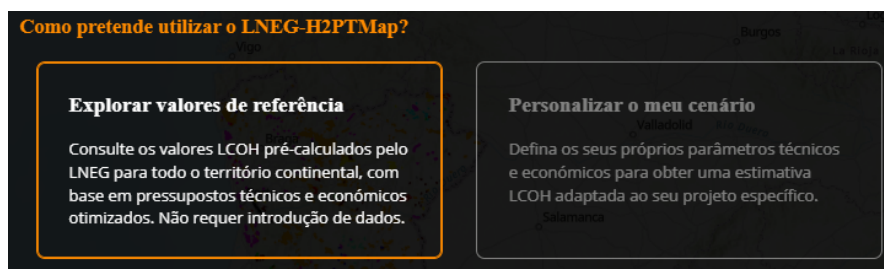


Figura 2.1: Dois modos diferentes considerados na Ferramenta LNEG-H₂PTMap.

especificamente através de postos de abastecimento de hidrogénio (HRS). Esta configuração inclui as seguintes componentes: (i) produção de H₂, (ii) armazenamento de H₂, (iii) distribuição rodoviária de H₂, e (iv) postos de abastecimento de H₂.

3. **Âmbito de Indústria de H₂ (Cadeia de Valor)**, no qual a ferramenta analisa os custos integrados do fornecimento de hidrogénio verde para utilizações finais industriais. Esta configuração inclui as seguintes componentes: (i) produção de H₂, (ii) armazenamento de H₂, e (iii) distribuição rodoviária de H₂.

A Figura 2.2 mostra os três âmbitos considerados na ferramenta, que podem ser selecionados individualmente para calcular o LCOH correspondente, quer em modo de Referência quer em modo Personalizado, com valores de entrada definidos pelo utilizador.

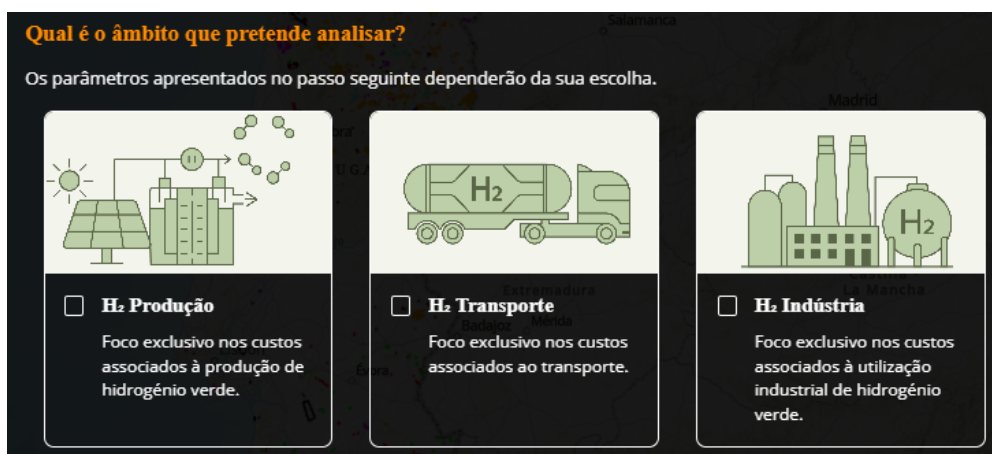


Figura 2.2: Os três âmbitos de hidrogénio considerados na Ferramenta LNEG-H₂PTMap.

Cada percurso e as respetivas componentes serão descritos com maior detalhe nas secções seguintes. Uma vez preenchidos todos os filtros, entradas e parâmetros necessários, a ferramenta processa os dados e gera os resultados. Estes resultados podem depois ser explorados através de tabelas, gráficos e/ou visualizações em mapa, consoante o modo e a configuração de âmbito selecionados.

A Figura 2.3 mostra um fluxo de trabalho global da Ferramenta LNEG-H₂PTMap. A cadeia de valor do hidrogénio pode ser consideravelmente mais ampla do que as componentes atualmente implementadas na ferramenta. Contudo, as limitações do projeto e as restrições de tempo definiram o âmbito da presente versão da Ferramenta LNEG-H₂PTMap.



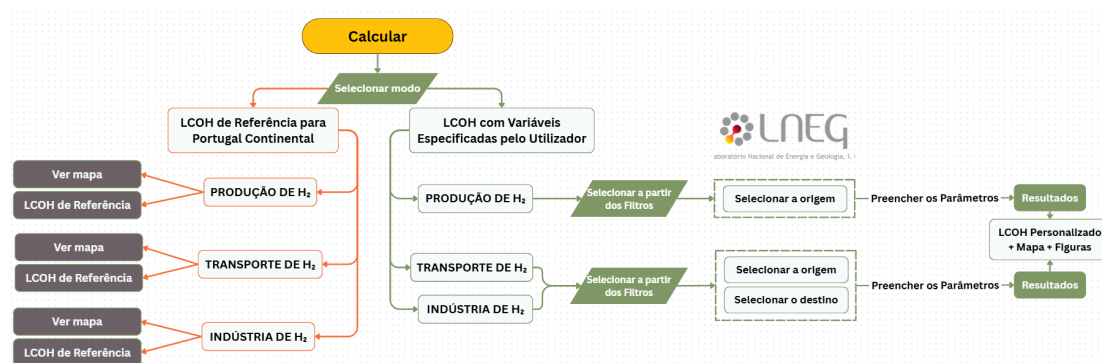


Figura 2.3: Fluxo de trabalho global da Ferramenta LNEG-H₂PTMap

2.3 Fluxo de Trabalho de Produção de H₂ (apenas)

Identificação do Modo e da Origem

Como ilustrado na Figura 2.4, o fluxo de trabalho do âmbito de produção de H₂ (apenas) está estruturado em torno de um processo sequencial que começa com a seleção do modo operacional, nomeadamente referência ou personalizado. Em seguida, define-se a origem geográfica, que estabelece a localização dos potenciais locais de produção de hidrogénio, como base para a avaliação; esta pode ser especificada quer através da seleção direta de um município no mapa, quer através da barra de pesquisa ou da lista pendente.

Percurso e Resultados do Modo de Referência

Na configuração de referência, foram pré-calculados diferentes cenários para Portugal continental. Para a seleção do cenário, é necessário especificar um conjunto de parâmetros através da seleção de filtros, nomeadamente o tipo de eletrolisador (PEM ou ALK), a fonte de água (Água da Rede, Água Residual, ou Água do Mar), e a composição do mix de eletricidade renovável, isto é, a percentagem (%) de solar fotovoltaico e de eólica onshore (WO), selecionada a partir de opções predefinidas: (a) PV[100%] – WO[0%], (b) PV[75%] – WO[25%], (c) PV[50%] – WO[50%], (d) PV[25%] – WO[75%], e (e) PV[0%] – WO[100%]. O mesmo conjunto de filtros é também necessário para a especificação de cenários nos âmbitos (cadeias de valor) de Transporte de H₂ e de Indústria de H₂.

Uma vez selecionados os parâmetros do cenário, os resultados do LCOH são apresentados, quer para um município específico, quer para todos os municípios de Portugal continental, através de uma interface baseada em mapa, bem como de resultados tabulares e gráficos. O mapa apresenta o valor de LCOH correspondente quando o utilizador passa o cursor sobre um município, enquanto os resultados tabulares fornecem resultados numéricos adicionais, incluindo os valores de LCOH (EUR/kgH₂) e parâmetros de custo chave, como o custo da eletricidade (EUR/MWh) e o custo da água (EUR/m³). Estes resultados podem também ser exportados para utilização posterior. Quando o município é selecionado, o resultado gráfico ilustra a contribuição percentual das diferentes componentes do LCOH.



Percurso e Resultados do Modo Personalizado

Por outro lado, a configuração personalizada envolve um processo de parametrização mais detalhado. Uma vez definida a origem, que serve como localização de produção de hidrogénio, é apresentada uma tabela de parâmetros abrangente com valores predefinidos, permitindo a inserção e o ajuste de valores de entrada definidos pelo utilizador para as condições de produção de hidrogénio verde. No modo personalizado, os resultados correspondem a valores de LCOH específicos da localização e são apresentados para o município selecionado, incluindo o custo de eletricidade associado (EUR/MWh) e o custo de água (EUR/m³), juntamente com uma decomposição gráfica das componentes do LCOH por parâmetro de custo, permitindo uma análise e comparação detalhadas da configuração selecionada.

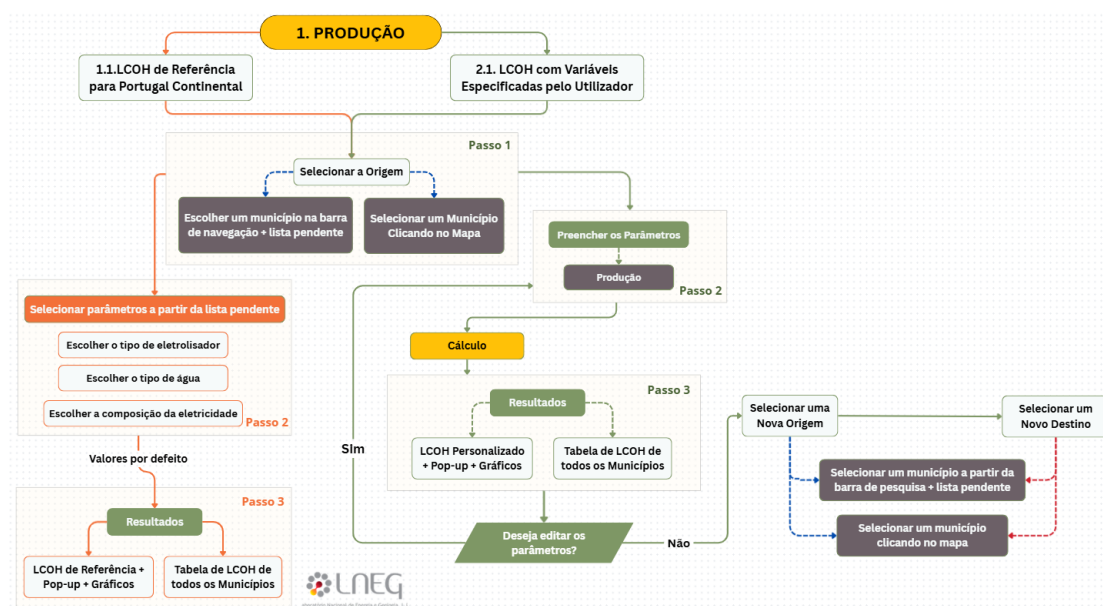


Figura 2.4: Fluxo de trabalho do âmbito de Produção de H₂ (apenas) da Ferramenta LNEG-H₂PTMap

2.4 Fluxo de Trabalho de Transporte de H₂

Identificação do Modo, da Origem e do Destino

A Figura 2.5 apresenta o fluxo de trabalho do âmbito (cadeia de valor) de Transporte de H₂ da Ferramenta LNEG-H₂PTMap, que segue um processo estruturado e sequencial, iniciando-se com a seleção do modo operacional, referência ou personalizado.

Em seguida, com uma etapa adicional de seleção do destino em comparação com o âmbito de Produção de H₂, tanto o município de origem como o de destino são definidos como base para a avaliação dentro do âmbito de Transporte de H₂. A origem, que define a localização dos potenciais locais de produção de hidrogénio, pode ser especificada quer através da seleção de municípios pela barra de pesquisa, quer pela lista pendente. O destino, que representa a localização onde o hidrogénio produzido é entregue, pode ser selecionado utilizando diferentes opções, incluindo a barra de pesquisa, a lista pendente, ou a seleção direta no mapa.



Percurso e Resultados do Modo de Referência

Na configuração de referência, foram pré-calculados diferentes cenários para Portugal continental. Para a seleção do cenário no âmbito (cadeia de valor) de Transporte de H_2 , é necessário especificar o mesmo conjunto de filtros utilizado no âmbito de Produção de H_2 , nomeadamente o tipo de eletrolisador (PEM ou ALK), a fonte de água (Água da Rede, Água Residual, ou Água do Mar), e a composição do mix de eletricidade renovável, isto é, a percentagem (%) de solar fotovoltaico e de eólica onshore (WO). A distância de entrega do hidrogénio por expedição, juntamente com os valores de entrada associados, são pré-calculados dentro da ferramenta. A metodologia e os pressupostos utilizados para obter estes valores estão descritos no Anexo D.

Uma vez selecionados os parâmetros do cenário, os resultados do LCOH são apresentados, quer para um município específico, quer para todos os municípios de Portugal continental, através de uma interface baseada em mapa, bem como de resultados tabulares e gráficos. O mapa apresenta os valores totais de LCOH correspondentes ao município de origem selecionado e a todos os municípios de destino. Os valores totais de LCOH para os municípios de destino são apresentados quando o utilizador passa o cursor sobre um município, enquanto os resultados tabulares fornecem resultados numéricos adicionais, incluindo os valores de LCOH (EUR/kg H_2) e parâmetros de custo chave, como o custo da eletricidade (EUR/MWh) e o custo da água (EUR/m³). Estes resultados podem também ser exportados para utilização posterior.

Quando o utilizador seleciona um município de destino específico, quer diretamente no mapa, quer através do filtro correspondente na janela de filtros, são apresentadas tabelas e resultados gráficos para cada componente da cadeia de valor de Transporte de H_2 . Estes incluem o valor total de LCOH (EUR/kg H_2), parâmetros de custo como o custo da eletricidade (EUR/MWh) e o custo da água (EUR/m³), e a contribuição percentual das diferentes componentes para o LCOH, nomeadamente produção de H_2 , armazenamento de H_2 , distribuição rodoviária de H_2 , e posto de abastecimento de H_2 . Isto permite uma interpretação visual clara dos principais fatores de custo dentro da cadeia de valor de transporte. Estes resultados podem também ser exportados para utilização posterior.

Percurso e Resultados do Modo Personalizado

Em contraste com o modo de referência, a configuração personalizada envolve um processo de parametrização mais detalhado. Uma vez definidos a origem e o destino, representando as localizações de produção e entrega de hidrogénio, é apresentado um conjunto de tabelas de parâmetros, permitindo a inserção e o ajuste de valores de entrada definidos pelo utilizador em todas as componentes relevantes, incluindo produção de H_2 , armazenamento de H_2 , distribuição rodoviária de H_2 , e postos de abastecimento de H_2 . A componente de liquefação de H_2 pode ser opcionalmente ativada, permitindo a introdução de valores definidos pelo utilizador quando necessário.

Uma vez definidas as entradas necessárias, é executado um cálculo para estimar os valores de LCOH e os parâmetros associados, especificados pelo utilizador para o âmbito de transporte selecionado. Os resultados são apresentados em formato tabular e gráfico. Todas as entradas e saídas são apresentadas para cada componente da cadeia de valor de Transporte de H_2 . Estes resultados podem também ser exportados para utilização posterior.



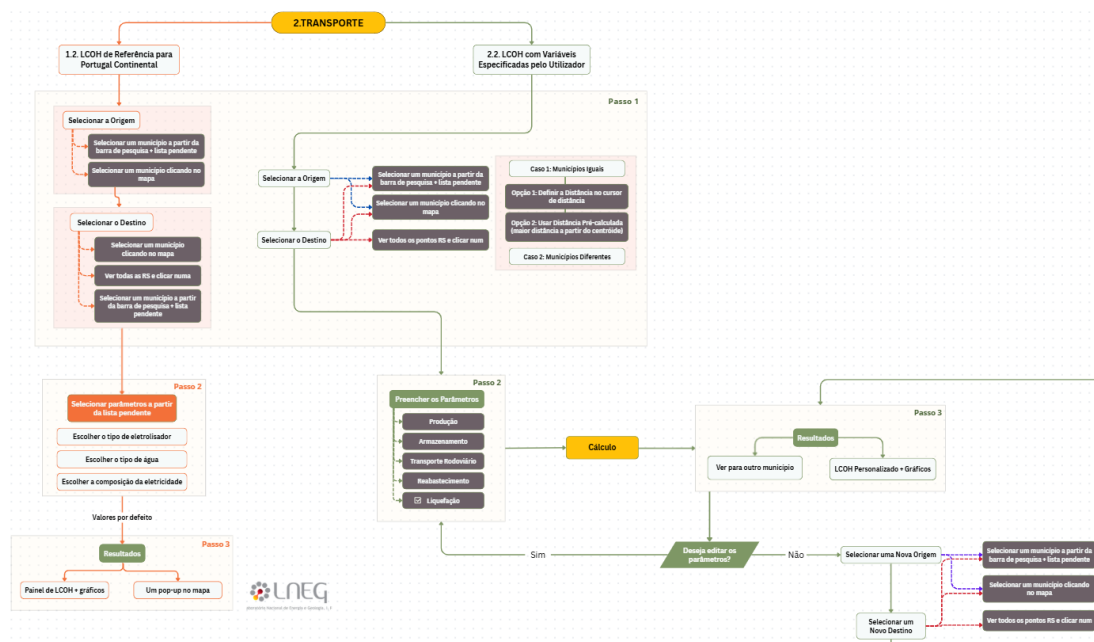


Figura 2.5: Fluxo de trabalho do âmbito (cadeia de valor) de Transporte de H₂ da Ferramenta LNEG-H₂PTMap

2.5 Fluxo de Trabalho de Indústria de H₂

Identificação do Modo, da Origem e do Destino

Como apresentado na Figura 2.6, o fluxo de trabalho da cadeia de valor de indústria de H₂ segue um processo estruturado e sequencial, iniciando-se com a seleção do modo operacional, referência ou personalizado.

Em seguida, com uma etapa adicional de seleção do destino em comparação com o âmbito de Produção de H₂, tanto o município de origem como o de destino são definidos como base para a avaliação dentro do âmbito de Indústria de H₂. A origem, que define a localização dos potenciais locais de produção de hidrogénio, pode ser especificada quer através da seleção de municípios pela barra de pesquisa, quer pela lista pendente.

O destino, que representa a localização onde o hidrogénio produzido é entregue, pode ser selecionado utilizando diferentes opções, incluindo a barra de pesquisa, a lista pendente, ou a seleção direta no mapa.

Percurso e Resultados do Modo de Referência

Na configuração de referência, foram pré-calculados diferentes cenários para Portugal continental. Para a seleção do cenário no âmbito (cadeia de valor) de Indústria de H₂, é necessário especificar o mesmo conjunto de filtros utilizado nos âmbitos de Produção e Transporte de H₂, nomeadamente o tipo de eletrolisador (PEM ou ALK), a fonte de água (Água da Rede, Água Residual, ou Água do Mar), e a composição do mix de eletricidade renovável, isto é, a percentagem (%) de solar fotovoltaico e de eólica onshore (WO). A distância de entrega do hidrogénio por expedição, juntamente com os valores de entrada associados considerados na distribuição rodoviária de H₂, são pré-calculados dentro da ferramenta. A metodologia e os pressupostos utilizados para obter



estes valores estão descritos no Anexo D.

Uma vez selecionados os parâmetros do cenário, os resultados do LCOH são apresentados através de uma interface baseada em mapa, bem como de resultados tabulares e gráficos. O mapa apresenta os valores totais de LCOH correspondentes ao município de origem selecionado e a todos os municípios de destino. Os valores totais de LCOH para os municípios de destino são apresentados quando o utilizador passa o cursor sobre um município, enquanto os resultados tabulares fornecem resultados numéricos adicionais, incluindo os valores de LCOH (EUR/kgH₂) e parâmetros de custo chave, como o custo da eletricidade (EUR/MWh) e o custo da água (EUR/m³). Estes resultados podem também ser exportados para utilização posterior.

Quando o utilizador seleciona um município de destino específico, quer diretamente no mapa, quer através do filtro correspondente na janela de filtros, são apresentadas tabelas e resultados gráficos para cada componente da cadeia de valor de Indústria de H₂. Estes incluem o valor total de LCOH (EUR/kgH₂), parâmetros de custo como o custo da eletricidade (EUR/MWh) e o custo da água (EUR/m³), e a contribuição percentual das diferentes componentes para o LCOH, nomeadamente produção de H₂, armazenamento de H₂, e distribuição rodoviária de H₂. Isto permite uma interpretação visual clara dos principais fatores de custo dentro da cadeia de valor de indústria. Estes resultados podem também ser exportados para utilização posterior.

Percurso e Resultados do Modo Personalizado

Em contraste com o modo de referência, a configuração personalizada envolve um processo de parametrização mais detalhado. Uma vez definidos a origem e o destino, representando as localizações de produção e entrega de hidrogénio, é apresentado um conjunto de tabelas de parâmetros, permitindo a inserção e o ajuste de valores de entrada definidos pelo utilizador em todas as componentes relevantes, incluindo produção de H₂, armazenamento de H₂, e distribuição rodoviária de H₂. A componente de liquefação de H₂ pode ser opcionalmente ativada, permitindo a introdução de valores definidos pelo utilizador quando necessário.

Uma vez definidas as entradas necessárias, é executado um cálculo para estimar os valores de LCOH e os parâmetros associados, especificados pelo utilizador para o âmbito de indústria selecionado. Os resultados são apresentados em formato tabular e gráfico. Todas as entradas e saídas são apresentadas para cada componente da cadeia de valor de Indústria de H₂. Estes resultados podem também ser exportados para utilização posterior.



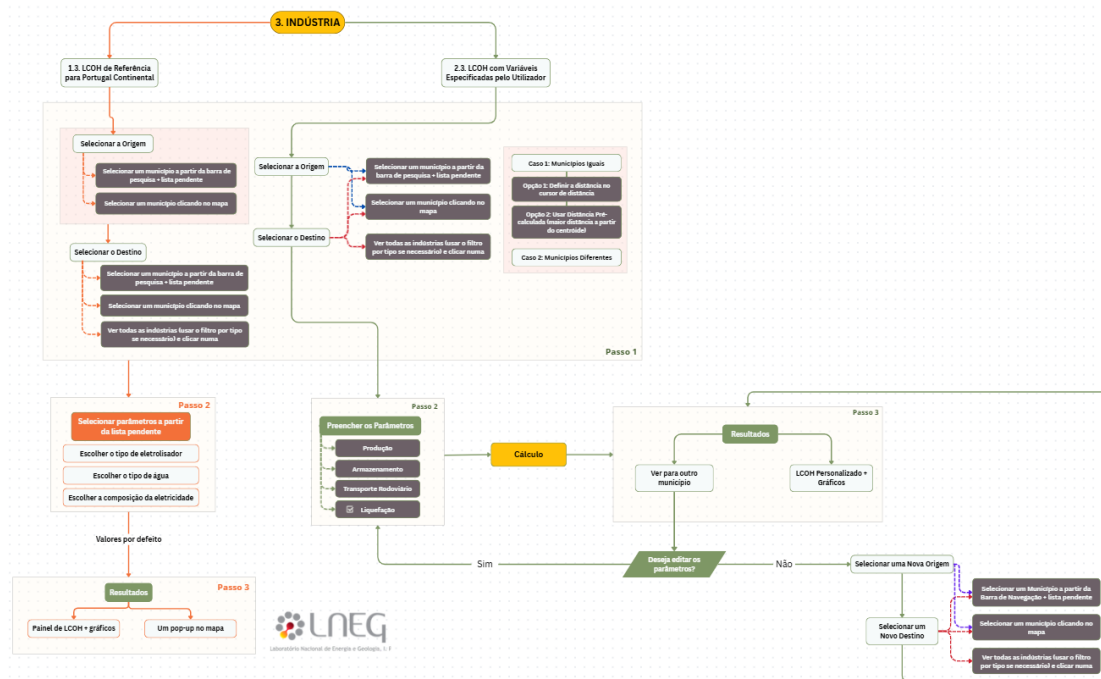


Figura 2.6: Fluxo de trabalho do âmbito (cadeia de valor) de Indústria de H₂ da Ferramenta LNEG-H₂PTMap

Na Ferramenta LNEG-H₂PTMap, para cada configuração, os custos de eletricidade são calculados automaticamente com base na disponibilidade média de recursos renováveis ao nível municipal, para solar fotovoltaico e eólica onshore. O consumo de água é modelado considerando apenas uma fonte de água de cada vez. A ferramenta fornece valores de referência para todas as variáveis utilizadas ao longo das cadeias de valor, com os pressupostos de produção de hidrogénio baseados numa instalação hipotética de eletrólise de água de 50 MW. Embora os utilizadores possam selecionar eletrólizadores ALK ou PEM, a versão atual aplica um valor médio de CAPEX para a instalação de eletrólise. São adotados pressupostos consistentes de desempenho tecnológico e de vida útil em todos os municípios, para o cálculo dos custos relacionados com eletricidade e água.

2.6 Componente de Produção de Hidrogénio: *Produção de H₂*

A componente de produção de H₂ considera uma instalação de eletrólise de água e utiliza a Equação 2.1 para obter um LCOH para a produção de hidrogénio.

2.6.1 CAPEX

O CAPEX pode ser introduzido pelos utilizadores, ou podem ser utilizados valores predefinidos. O valor introduzido pelo utilizador não deve considerar o custo do stack, o qual é calculado internamente utilizando o CAPEX introduzido pelo utilizador e a percentagem do custo do stack em relação ao CAPEX (sem os custos iniciais do stack). Os custos de substituição do stack ao longo da vida útil da instalação são explicados com maior detalhe abaixo, uma vez que são considerados OPEX_{var} quando “incorridos” após o início das operações.



2.6.2 OPEX

O OPEX está dividido em valores anuais fixos e variáveis. A componente variável considera o consumo de água e eletricidade da instalação de eletrólise, bem como os custos de substituição do stack ao longo da vida útil do ativo. Os custos unitários de eletricidade e água são pré-calculados ao nível municipal e aplicados de acordo com a localização selecionada e a configuração de entrada.

Considerações sobre a Eletricidade ao Nível Municipal

O consumo de eletricidade é também incluído como parte do OPEX variável da componente de produção de H_2 . Ao contrário da água, que é selecionada como uma única fonte de entrada, a eletricidade pode ser definida como uma combinação de fontes de energia renovável. Na versão atual da ferramenta, são consideradas duas opções de fornecimento de eletricidade: solar fotovoltaico (PV) e eólica onshore (OnW).

O mix de eletricidade renovável pode ser selecionado pelo utilizador através de cinco cenários de composição predefinidos: 1) PV[100%]- WO[0%], 2) PV[75%]- WO[25%], 3) PV[50%]- WO[50%], 4) PV[25%]- WO[75%], e 5) PV[0%]- WO[100%]. Estes cenários permitem a avaliação de diferentes configurações de fornecimento de eletricidade renovável no âmbito do cálculo do LCOH.

O custo da eletricidade é pré-calculado ao nível municipal e aplicado de acordo com a composição de eletricidade renovável selecionada. Esta abordagem permite que a ferramenta reflita as diferenças espaciais na disponibilidade de energia renovável e no custo de geração de eletricidade em todo o território de Portugal continental, apoiando uma estimativa do LCOH mais específica por localização.

Estimativa do Custo da Água ao Nível Municipal

O consumo de água é incluído como parte do OPEX variável da componente de produção de H_2 . Na versão atual da ferramenta, o utilizador pode selecionar uma de três fontes de entrada de água: água proveniente da rede pública (Água da Rede), águas residuais tratadas (Água Residual), ou água do mar dessalinizada (Água do Mar). Apenas uma fonte de água pode ser utilizada de cada vez. Uma vez que a disponibilidade de água, os requisitos de tratamento e as tarifas variam entre municípios, a incorporação de custos de água específicos por localização é essencial para se obterem resultados de LCOH mais representativos.

O quadro adotado para estimar os custos relacionados com a água foi desenvolvido ao nível municipal para Portugal continental. As três fontes de água consideradas refletem diferentes limites de sistema, etapas de tratamento, requisitos de infraestrutura e pressupostos específicos de cenário. Para cada fonte de água, os custos ao longo da vida útil do ativo, incluindo CAPEX, OPEX e DECEX, bem como a configuração da unidade de tratamento de água e os principais pressupostos, são detalhados no Anexo C.

Assume-se que o consumo específico de água do eletrolisador é de 18 L/kg H_2 . Este valor situa-se dentro do intervalo típico reportado na literatura, nomeadamente 10–22 L/kg H_2 [1]. Considerando uma capacidade de referência do eletrolisador de 50 MW e uma taxa específica de produção de hidrogénio de 18 kg H_2 /h por MW, a produção nominal de hidrogénio é estimada em 21.600 kg H_2 /dia. Para este caso de referência, considera-se uma necessidade total de água



de 700 m³/dia, correspondente a 255.500 m³/ano, à entrada do eletrolisador.

Para a **Água da Rede**, o custo baseia-se exclusivamente nas tarifas cobradas pelos operadores de serviços de águas em cada município, obtidas junto da *Entidade Reguladora dos Serviços de Águas e Resíduos (ERSAR)* [2]. Assume-se que a captação, o tratamento e o transporte de água, bem como o consumo de energia associado, já se encontram incorporados na tarifa aplicada ao consumidor final. Por conseguinte, não são consideradas etapas ou custos de tratamento adicionais para adaptar a qualidade da água aos requisitos da eletrólise. Assume-se que a etapa de desionização é parte integrante do sistema do eletrolisador para todas as fontes de água, não sendo por isso detalhada no âmbito da análise das fontes de água.

Para a Água Residual tratada, as tarifas associadas aos serviços de tratamento de águas residuais são também recolhidas para cada município, mas representam apenas parte do custo total. Assume-se que estas tarifas refletem as etapas de tratamento secundário tipicamente realizadas na maioria das Estações de Tratamento de Águas Residuais (ETAR) em Portugal. São consideradas etapas de tratamento adicionais, nomeadamente “ultrafiltração” e “osmose inversa”, de forma a cumprir os requisitos de pureza da água exigidos pela eletrólise.

Os custos adicionais associados incluem o armazenamento, a eliminação dos resíduos do tratamento de água, e o consumo de eletricidade. Assume-se que a eletricidade necessária para estas etapas de tratamento adicionais é produzida localmente através de fontes de energia solar fotovoltaica e/ou eólica onshore, aplicando-se os mesmos custos de eletricidade renovável considerados para a unidade de eletrólise. Quanto à eliminação de resíduos, os custos incluem o transporte e a gestão dos resíduos gerados pela osmose inversa em duas etapas, assumindo o transporte rodoviário por camião. Assim, a estimativa final de custo considera as tarifas associadas ao tratamento secundário na ETAR, os custos relativos ao tratamento adicional por ultrafiltração e osmose inversa, e os custos associados ao transporte e gestão de resíduos.

Para a **Água do Mar**, os custos são estimados apenas para os municípios costeiros, resultando na identificação de 51 municípios elegíveis. Os limites do sistema incluem a captação de água do mar por bombagem, a dessalinização por osmose inversa, o armazenamento, a descarga de salmoura, e o consumo de eletricidade associado aos processos de bombagem e dessalinização. Os custos de descarga de salmoura refletem o custo de um emissário submarino. Tal como no cenário da Água Residual, assume-se que a eletricidade necessária é produzida localmente a partir de fontes de energia solar fotovoltaica e/ou eólica onshore. São consideradas duas configurações de comprimento de conduta e de emissário, para a captação de água do mar por bombagem e para a descarga de salmoura, respetivamente, sendo a configuração de maior comprimento aplicada aos municípios localizados em áreas ambientalmente sensíveis. Neste contexto, são consideradas sete áreas classificadas incluídas no Atlas Nacional do Hidrogénio Verde Sustentável, desenvolvido pelo LNEG [3]: (a) Rede Nacional de Áreas Protegidas (RNAP), (b) Rede Natura 2000, (c) Reservas da Biosfera da UNESCO, (d) Sítios RAMSAR, (e) Geossítios, (f) Reserva Ecológica Nacional, e (g) Reserva Agrícola Nacional.

Os resultados permitem uma avaliação comparativa da influência das diferentes fontes de água utilizadas na eletrólise, nomeadamente água da rede pública de abastecimento, água residual tratada e água do mar. No entanto, a utilização de água da rede pública em projetos de produção de hidrogénio de grande escala poderá ser condicionada pelos elevados volumes necessários. Assim, os resultados associados aos diferentes cenários de abastecimento de água devem ser interpretados sobretudo numa perspetiva comparativa.



Custos de substituição do stack

Os custos de substituição do stack são calculados como uma percentagem do CAPEX, excluindo o custo inicial do stack. Tanto a percentagem como os valores de CAPEX são fornecidos pelo utilizador. Mais informações sobre o calendário de substituição do stack são apresentadas de seguida.

2.6.3 Relativamente à produção

A produção de hidrogénio é ajustada ao longo do ano e da vida útil de duas formas complementares. A primeira está associada ao número real de horas de funcionamento ao longo de um ano, através da aplicação de um fator de carga (LF) médio anual, introduzido pelo utilizador. A segunda está associada à degradação do stack, uma questão conhecida sobre a qual os fabricantes devem fornecer informação.

Relativamente ao fator de carga, a capacidade anual nominal da instalação (AHP_{nom}) é multiplicada por este. Este fator de carga corresponde ao número de horas equivalentes de funcionamento à capacidade nominal dividido pelas 8760 horas do ano, assumindo valores entre 0 e 1 (ver Equação 2.2). Assim sendo, um valor igual a 1 corresponderia a 8760 horas de funcionamento à capacidade nominal.

$$AHP = AHP_{nom} \times LF \quad (2.2)$$

A degradação do stack ao longo do tempo permite considerar a redução da quantidade total de hidrogénio produzido após a aplicação do LF. O utilizador indica a taxa de degradação do stack; caso contrário, aplicam-se valores predefinidos. Deve ter-se especial atenção à unidade da taxa de degradação exigida, que deve ser expressa numa base anual e não horária. Por outras palavras, todos os anos, incluindo o primeiro, a produção nominal da instalação sofre uma diminuição relativamente ao ano anterior, numa fração proporcional à taxa de degradação (ver Equação 2.3). O primeiro ano utiliza como referência a produção anual nominal após a aplicação do LF, enquanto do segundo ano até à vida útil da instalação ($n_{lifetime}$), o valor de referência é o do ano anterior. O período de substituição do stack é especificado pelo utilizador em horas; assim que a ferramenta determina o período de substituição do stack (isto é, o(s) ano(s) específico(s)), a produção é reiniciada, assumindo-se que esse ano tem a mesma produção do primeiro ano, e a progressão da degradação recomeça. Uma lista das variáveis de entrada, a sua definição e as respetivas unidades consideradas são descritas na subsecção seguinte.

$$AHP_i = AHP_{i-1} \times (1 - r_{degradation}), \quad \text{para } i = 2, 3, 4 \dots n_{lifetime} \quad (2.3)$$

2.6.4 Lista de variáveis para a componente de produção

A Tabela 2.1 apresenta as variáveis consideradas para a componente de produção, juntamente com as respetivas unidades tal como utilizadas na ferramenta e breves descrições.

2.7 Componente de Liquefação de Hidrogénio: *Liquefação de H_2*

A componente de Liquefação de H_2 considera uma instalação de liquefação e utiliza a Equação 2.1 para obter um LCOH para a liquefação de hidrogénio.



Tabela 2.1: Variáveis para a componente de produção de hidrogénio.

Nome	Unidade	Descrição
Capacidade do eletrolisador	MW	Capacidade nominal do eletrolisador em MW
Vida útil da instalação de eletrólise	anos	Vida útil da instalação de eletrólise, em anos
Taxa de desconto anual	%/ano	Taxa de desconto anual indicada em percentagem por ano.
Tipo de entrada de água	-	Opções: Água da Rede, Água Residual ou Água do Mar
Tipo de eletrolisador	-	Opções: Eletrolisador Alcalino (ALK) ou Eletrolisador de Membrana de Permuta Protónica (PEM)
Período de substituição do stack do eletrolisador	horas	Recomendado pelo fabricante, em horas (de funcionamento).
Fator de carga médio anual	fração/ano	Número de horas operacionais dividido pelo número total de horas num ano (8760 h).
Capacidade de produção de H ₂	kgH ₂ /h/MW	Indicado pelo fabricante na ficha técnica.
Taxa de degradação anual do stack	%/ano	Percentagem de degradação do stack esperada ao longo de um ano, que afeta a produção de hidrogénio.
CAPEX da instalação de eletrólise	EUR/kW	Valor das despesas de capital da instalação de eletrólise de água, expresso em EUR por quilowatt de capacidade total da instalação do eletrolisador.
Custo do stack	% CAPEX	Custo do stack expresso como percentagem do CAPEX, com valores entre 0 e 100.
OPEX fixo anual	% CAPEX/ano	Despesas operacionais anuais de custos fixos, expressas como percentagem do CAPEX por ano.
DECEX da instalação de eletrólise	% CAPEX	Despesa de desativação (custos de fim de vida) da instalação de eletrólise, expressa como percentagem do CAPEX.
Consumo de eletricidade por kgH ₂	kWh/kgH ₂	Consumo de eletricidade em kWh por quilograma de hidrogénio. Esta quantidade é utilizada para estimar a parte variável do OPEX.
Consumo de água por kgH ₂	l/kgH ₂	Consumo de água por quilograma de hidrogénio, incluindo perdas. Esta quantidade é utilizada para estimar a parte variável do OPEX.
Fornecimento de eletricidade solar fotovoltaica	%	Corresponde à percentagem do fornecimento de eletricidade para a eletrólise proveniente de sistemas de geração solar fotovoltaica, com valores entre 0 e 100.
Fornecimento de eletricidade eólica onshore	%	Corresponde à percentagem do fornecimento de eletricidade para a eletrólise proveniente de sistemas de geração eólica onshore, com valores entre 0 e 100.
Fornecimento de eletricidade eólica offshore	%	Corresponde à percentagem do fornecimento de eletricidade para a eletrólise proveniente de sistemas de geração eólica offshore, com valores entre 0 e 100.
Fornecimento de eletricidade da rede	%	Corresponde à percentagem do fornecimento de eletricidade para a eletrólise proveniente da rede elétrica, com valores entre 0 e 100.

2.7.1 CAPEX

O CAPEX pode ser especificado pelo utilizador ou, em alternativa, podem ser utilizados valores predefinidos.



2.7.2 OPEX

O OPEX está dividido em valores anuais fixos e variáveis. A componente variável considera o consumo de eletricidade. Assume-se que os custos unitários de eletricidade são os mesmos especificados para a componente de produção.

2.7.3 Quantidade de H_2 considerada para o LCOH

A instalação de liquefação de H_2 tem uma capacidade específica em toneladas por dia (t/dia), que o utilizador pode especificar. Contudo, na versão atual, a quantidade considerada para o cálculo do LCOH corresponde à produção de hidrogénio definida na componente de produção pelo utilizador. A componente de liquefação é opcional e apenas é incluída no cálculo do LCOH quando está ativada. Assume-se que todas as componentes ativas numa cadeia de valor selecionada pertencem ao mesmo projeto, e, por conseguinte, o LCOH total é calculado como a soma das contribuições de cada componente incluída. Desta forma, são asseguradas a “compatibilidade”, a “aditividade” e a “comparabilidade” das contribuições do LCOH.

2.7.4 Relativamente à vida útil

A vida útil da instalação de liquefação é especificada pelo utilizador e pode ser diferente da especificada na componente de Produção de H_2 . Se estes valores forem diferentes, apenas são considerados os custos da instalação de liquefação “incorridos” durante a vida útil da componente de Produção de H_2 . Isto pressupõe que uma métrica de LCOH de um projeto completo, envolvendo várias componentes da ferramenta, é referenciada à instalação de produção de hidrogénio.

2.7.5 Lista de variáveis para a componente de liquefação

A Tabela 2.2 apresenta as variáveis consideradas para a componente de liquefação de hidrogénio, as respetivas unidades tal como contabilizadas na ferramenta, e a sua descrição.

2.8 Componente de Armazenamento de Hidrogénio: *Armazenamento de H_2*

Na versão atual da Ferramenta LNEG- H_2 PTMap, a componente de armazenamento de H_2 considera apenas o armazenamento em tanques de alta pressão (à superfície). O LCOH é calculado utilizando a Equação 2.1.

2.8.1 CAPEX

O CAPEX pode ser fornecido pelo utilizador ou, em alternativa, podem ser aplicados valores predefinidos.

2.8.2 OPEX

Nesta componente, o OPEX anual é simplificado e expresso como uma percentagem do CAPEX introduzido pelo utilizador.



Tabela 2.2: Variáveis para a componente de liquefação de hidrogénio.

Nome	Unidade	Descrição
Capacidade da instalação de liquefação	tH ₂ /dia	Capacidade da instalação de liquefação em toneladas de hidrogénio por dia
Vida útil da instalação de liquefação	anos	Vida útil da instalação de liquefação
Taxa de desconto anual	%/ano	Taxa de desconto anual indicada em percentagem por ano
Disponibilidade da instalação de liquefação	%	Número de horas operacionais dividido pelo número total de horas num ano (8760 h), expresso em percentagem, com valores entre 0 e 100
CAPEX da instalação de liquefação	MEUR	Valor total das despesas de capital da instalação de liquefação, expresso em milhões de euros.
OPEX fixo anual	EUR/ano	Despesas operacionais anuais de custos fixos, em euros
DECEX da instalação de liquefação	% CAPEX	Despesa de desativação (custos de fim de vida) da instalação de liquefação, expressa como percentagem do CAPEX.
Consumo elétrico anual	MWh/ano	Consumo elétrico anual total para a instalação de liquefação. Os projetistas podem expressar este valor em função do quilograma de hidrogénio; nesse caso, o valor total de eletricidade necessário num ano pode ser obtido multiplicando o total de quilogramas de hidrogénio liquefeito num ano pelo consumo unitário de eletricidade por quilograma. Esta quantidade é utilizada para estimar a parte variável do OPEX.

2.8.3 Quantidade de H₂ considerada para o LCOH

O sistema de armazenamento tem uma capacidade específica em toneladas de hidrogénio, que o utilizador pode especificar. Contudo, na versão atual, a quantidade considerada para o cálculo do LCOH corresponde à produção de hidrogénio definida na componente de produção pelo utilizador. Assume-se que todas as componentes ativas numa cadeia de valor selecionada pertencem ao mesmo projeto, e, por conseguinte, o LCOH total é calculado como a soma das contribuições de cada componente incluída. Desta forma, são asseguradas a “compatibilidade”, a “aditividade” e a “comparabilidade” das contribuições do LCOH.

2.8.4 Relativamente à vida útil

A vida útil do sistema de armazenamento é especificada pelo utilizador e pode ser diferente da especificada nas outras componentes. Se estes valores forem diferentes, apenas são considerados os custos do sistema de armazenamento “incorridos” durante a vida útil da componente de Produção de H₂. Isto pressupõe que uma métrica de LCOH de um projeto completo, envolvendo várias componentes da ferramenta, é referenciada à instalação de produção de hidrogénio.

2.8.5 Lista de variáveis para a componente de armazenamento

A Tabela 2.3 apresenta as variáveis consideradas para a componente de armazenamento de hidrogénio, as respetivas unidades tal como contabilizadas na ferramenta, e a sua descrição.



Tabela 2.3: Variáveis para a componente de armazenamento de hidrogénio.

Nome	Unidade	Descrição
Capacidade de armazenamento	tH ₂	Capacidade de armazenamento em toneladas de hidrogénio
CAPEX do sistema de armazenamento - tanques, tubagens e compressores	EUR/tH ₂	Valor das despesas de capital do sistema de armazenamento, em euros por tonelada de hidrogénio. Este valor deve considerar o tanque, as tubagens e o sistema de compressão.
OPEX fixo anual	% CAPEX/Ano	Despesas operacionais anuais expressas como percentagem do CAPEX de armazenamento, com valores entre 0 e 100
DECEX do sistema de armazenamento	% CAPEX	Despesa de desativação (custos de fim de vida) do sistema de armazenamento, expressa como percentagem do CAPEX.
Taxa de desconto anual	%/ano	Taxa de desconto anual indicada em percentagem por ano
Vida útil do sistema de armazenamento	anos	Vida útil do sistema de armazenamento

2.9 Distribuição de Hidrogénio - Componente de Distribuição Rodoviária: *Distribuição Rodoviária de H₂*

A componente de Distribuição Rodoviária de H₂ considera algumas características do reboque/camião e métricas de desempenho selecionadas. Esta componente permite a especificação de transporte gasoso ou líquido. O LCOH é obtido utilizando a Equação 2.1.

2.9.1 CAPEX

Os valores de CAPEX podem ser definidos pelo utilizador ou derivados de pressupostos predefinidos na ferramenta.

2.9.2 OPEX

O OPEX está dividido em valores anuais fixos e variáveis. O OPEX variável anual considera o consumo de combustível dos reboques/camiões.

2.9.3 Quantidade de H₂ considerada para o LCOH

A quantidade utilizada para o cálculo do LCOH na versão atual é a quantidade de hidrogénio produzida quando a componente de Produção de H₂ está ativada. O pressuposto subjacente é que as componentes ativas para o cálculo pertencem ao mesmo projeto, e, consequentemente, o LCOH de cada componente é calculado como uma contribuição para o LCOH total. Desta forma, garantem-se a “compatibilidade”, a “aditividade” e a “comparabilidade” das contribuições do LCOH. Se apenas a componente de distribuição rodoviária de H₂ estiver ativada, então é considerada a quantidade anual de referência de hidrogénio transportado pelos reboques/camiões, devendo esta ser introduzida pelo utilizador.



2.9.4 Relativamente à vida útil

A vida útil dos reboques/camiões é geralmente inferior à das instalações de produção de hidrogénio. Se a vida útil for inferior à especificada para a componente de Produção de H_2 , existe um reinvestimento num novo reboque/camião, e apenas são tidos em conta os custos dentro da vida útil da Produção de H_2 .

2.9.5 Lista de variáveis para a componente de distribuição rodoviária

A Tabela seguinte (2.4) apresenta as variáveis utilizadas na componente de distribuição de hidrogénio por transporte rodoviário, incluindo as respetivas unidades e descrições, tal como implementadas na ferramenta.

Tabela 2.4: Variáveis para a componente de distribuição rodoviária de hidrogénio.

Nome	Unidade	Descrição
CAPEX do camião/reboque	EUR/kgH ₂	Valor das despesas de capital expresso em euros por quilograma de capacidade de transporte de hidrogénio de um camião/reboque
Capacidade do camião/reboque	kgH ₂	Capacidade de transporte de um camião/reboque, expressa em quilogramas de hidrogénio
Número de expedições por dia	expedição/dia	Valor médio de viagens de expedição por dia por camião/reboque, expresso em viagens por dia
OPEX fixo anual	EUR/kgH ₂	Despesas operacionais fixas anuais, expressas em euros por quilograma de hidrogénio transportado
Consumo de combustível	EUR/km	Valor médio do consumo de combustível da frota de camiões/reboques, expresso em euros por quilómetro
Distância média diária por camião/reboque	km	Distância média diária percorrida pela frota de camiões/reboques, expressa em quilómetros
Número médio de camiões/reboques por HRS	unidade/HRS	Valor médio de camiões/reboques por HRS
Taxa de desconto anual	%/ano	Taxa de desconto anual indicada em percentagem por ano
Vida útil do camião/reboque	anos	Vida útil do camião/reboque

2.10 Componente do Posto de Abastecimento de Hidrogénio: *Abastecimento de H₂*

A componente do posto de abastecimento de H_2 considera dois tipos principais de posto de abastecimento de hidrogénio (HRS). Um dos tipos recebe e fornece hidrogénio no estado gasoso, enquanto o outro recebe hidrogénio líquido e fornece hidrogénio gasoso. Para obter o LCOH, é utilizada a Equação 2.1.

2.10.1 CAPEX

O CAPEX pode ser introduzido pelo utilizador ou podem ser utilizados valores predefinidos, sendo desagregado no CAPEX para o HRS sem considerar o sistema de compressão, e no CAPEX associado ao sistema de compressão. Isto foi feito reconhecendo que o sistema de compressão é uma componente de custo importante de um HRS. No entanto, o custo total de CAPEX pode ser incorporado pelo utilizador no CAPEX do HRS.



2.10.2 OPEX

O OPEX está dividido em valores anuais fixos e variáveis. A componente variável considera o consumo de eletricidade do HRS. Assume-se que os custos unitários de eletricidade são os mesmos especificados para a componente de produção.

2.10.3 Quantidade de H₂ considerada para o LCOH

O HRS tem uma capacidade média específica de expedição em quilogramas por dia, que o utilizador pode especificar. No entanto, a quantidade utilizada para o cálculo do LCOH na versão atual é considerada como a quantidade de hidrogénio produzida, quando a Produção de H₂ está ativada. O pressuposto subjacente é que as componentes ativas para o cálculo pertencem ao mesmo projeto, e, consequentemente, o LCOH de cada componente é calculado como uma contribuição para o LCOH total. Desta forma, garantem-se a “compatibilidade”, a “aditividade” e a “comparabilidade” das contribuições do LCOH. Se apenas a componente de Abastecimento de H₂ estiver ativada, então a quantidade anual de referência de hidrogénio para calcular o LCOH é a capacidade média de expedição em quilogramas por dia indicada pelo utilizador, multiplicada pelo número de HRS, por 365 dias, pela disponibilidade do HRS.

2.10.4 Relativamente à vida útil

A vida útil do HRS é especificada pelo utilizador e pode ser diferente da especificada nas outras componentes. Se estes valores forem diferentes, apenas são considerados os custos “incorridos” durante a vida útil da componente de Produção de H₂. Isto pressupõe que uma métrica de LCOH de um projeto completo, envolvendo várias componentes da ferramenta, é referenciada à instalação de produção de hidrogénio. No caso do HRS, se a vida útil for inferior à especificada para a componente de Produção de H₂, existe um reinvestimento numa nova instalação, e apenas são considerados, para efeitos de contabilização de custos, os anos restantes até se atingir a vida útil da Produção de H₂.

2.10.5 Lista de variáveis para a componente HRS

A Tabela 2.5 apresenta as variáveis consideradas para a componente do posto de abastecimento de hidrogénio, as respetivas unidades e a sua descrição, tal como contabilizadas na ferramenta.



Tabela 2.5: Variáveis para a componente do posto de abastecimento de hidrogénio.

Nome	Unidade	Descrição
CAPEX de um HRS	EUR/HRS	Valor total das despesas de capital para um HRS
CAPEX do sistema de compressão	EUR	Valor das despesas de capital expresso em euros por kW do sistema de compressão
Consumo de eletricidade	kWh/kgH ₂	Consumo de eletricidade no HRS, expresso em quilowatt-hora por quilograma de hidrogénio distribuído
OPEX fixo anual	EUR/kgH ₂	Despesas operacionais anuais expressas em euros por quilograma de hidrogénio distribuído
Capacidade média efetiva de expedição do HRS	kgH ₂ /dia	Refere-se à quantidade média diária efetiva de hidrogénio distribuído por HRS
Número de HRS para análise	Unidade	Número total de HRS para a análise
Disponibilidade anual do HRS	%	Número de horas operacionais dividido pelo número total de horas num ano (8760 h), expresso em percentagem
Taxa de desconto anual	%/ano	Taxa de desconto anual indicada em percentagem por ano
Número de compressores por HRS	unidade/HRS	Número de compressores por HRS
DECEX do HRS	% CAPEX	Despesa de desativação (custos de fim de vida) do HRS, expressa como percentagem do CAPEX.
Vida útil do HRS	anos	Vida útil do HRS



3 Casos e Valores de Referência

Esta secção apresenta as variáveis de entrada e os valores de referência para o âmbito de Produção de H_2 , e para os âmbitos de Transporte e Indústria de H_2 (cadeias de valor), com base numa instalação hipotética de eletrólise de água de 50 MW. A configuração de referência assume que o fotovoltaico solar (PV) fornece 100% da eletricidade de entrada, sem qualquer contribuição da eólica onshore (WO), e que a Água da Rede proveniente da rede pública é utilizada como fonte de água. A liquefação de H_2 é excluída da configuração de referência.

As secções seguintes apresentam os valores de referência adotados para as três configurações de âmbito consideradas na LNEG- H_2 PTMap Tool, nomeadamente Produção de H_2 , Indústria de H_2 , e Transporte de H_2 . Para cada âmbito (cadeia de valor), são reportados os componentes correspondentes e os valores de referência. A metodologia utilizada para obter e aplicar estes valores é detalhada nos Anexos A-F.

3.1 Âmbito de Produção de H_2 - Caso de Referência

O âmbito de Produção de H_2 inclui apenas a componente de produção de H_2 . Assim, os valores de referência reportados nesta secção referem-se exclusivamente à instalação de eletrólise. A configuração de referência considera uma instalação de eletrólise de água de 50 MW, Água da Rede proveniente da rede pública como fonte de água, e um fornecimento de eletricidade totalmente baseado em PV solar, correspondente a PV [100%] - WO [0%]. Assume-se que a vida útil da instalação é de 20 anos, com uma taxa de desconto anual de 6%.

Os pressupostos operacionais incluem um fator de carga médio anual de 0,6 e uma capacidade de produção de H_2 de 18 kg H_2 /h/MW. Com base na capacidade de produção de H_2 e no eletrolisador de 50 MW, a produção nominal horária de H_2 é de 900 kg H_2 /h. Aplicando o fator de carga médio anual de 0,6, resulta numa produção média de H_2 de 540 kg H_2 /h, correspondente a aproximadamente 12,96 t H_2 /dia. Considerando uma capacidade de armazenamento de 200 t H_2 , o sistema de armazenamento pode acomodar aproximadamente 15 dias de produção de hidrogénio.

São também considerados pressupostos de degradação e substituição do stack. O período de substituição do stack é definido em 80 000 horas de funcionamento, com uma taxa de degradação anual de 1,5%. Os custos de substituição do stack são calculados como 15% do CAPEX, excluindo o custo inicial do stack, permitindo ao modelo representar tanto as perdas de produção como os custos de substituição ao longo da vida útil da instalação.

São avaliadas duas tecnologias de eletrolisador segundo os mesmos pressupostos de referência. Os valores de referência correspondentes para cada caso são apresentados na Tabela 3.1.

3.2 Âmbito da Indústria de H_2 (Cadeia de Valor) - Caso de Referência

O âmbito da indústria de H_2 (cadeia de valor) considera a produção de H_2 , o armazenamento de H_2 , e a distribuição rodoviária de H_2 . Nesta configuração, o hidrogénio é produzido na origem, armazenado temporariamente, e subsequentemente entregue por camião ao destino industrial.



Tabela 3.1: Valores de referência para as variáveis consideradas na componente de produção de H_2 .

Nome da Variável [Unidade]	Valor	Valor
Capacidade do eletrolisador [MW]	50	50
Vida útil da instalação de eletrólise [anos]	20	20
Taxa de desconto anual [%/ano]	6	6
Tipo de água de entrada	Água da Rede	Água da Rede
Tipo de eletrolisador	ALK	PEM
Período de substituição do stack do eletrolisador [horas]	80000	80000
Fator de carga médio anual [fração/ano]	0,6	0,6
Capacidade de produção de H_2 [kg H_2 /h/MW]	18	18
Taxa de degradação anual do stack [%/ano]	1,5	1,5
CAPEX da instalação de eletrólise [EUR/kW]	1265	1425
Custo do stack [% CAPEX]	15	15
OPEX fixo anual [% CAPEX/ano]	2,5	2,5
Consumo de eletricidade por kg H_2 [kWh/kg H_2]	55	55
Consumo de água por kg H_2 [l/kg H_2]	18	18
Fornecimento de eletricidade fotovoltaica solar [%]	100	100
Fornecimento de eletricidade eólica onshore [%]	0	0
CAPEX da instalação de eletrólise [% CAPEX]	10	10

Conforme definido anteriormente, o termo distribuição rodoviária de H_2 é utilizado neste relatório para se referir especificamente à distribuição de H_2 por transporte rodoviário através de caminhão, evitando ambiguidades com a configuração global da cadeia de valor de transporte de H_2 .

A componente de produção de H_2 segue a mesma configuração de referência descrita na secção da cadeia de valor de produção de H_2 . Assim, as variáveis de entrada e os valores de referência relacionados com a produção não são repetidos nesta secção. Os valores correspondentes para os casos de eletrólise PEM e ALK são apresentados na Tabela 3.1.

Para a cadeia de valor da indústria de H_2 , as componentes adicionais consideradas são o armazenamento de H_2 e a distribuição rodoviária de H_2 . Os valores de referência adotados para a componente de armazenamento de H_2 são apresentados na Tabela 3.2. Considerando uma taxa média de produção de hidrogénio de 12,96 t H_2 /dia e uma capacidade de armazenamento de 200 t H_2 , o sistema pode armazenar aproximadamente duas semanas de produção de H_2 .

Assume-se que o CAPEX do sistema de armazenamento, incluindo tanques, tubagens e compressores, é de 100.000 EUR/t H_2 . Assume-se que a vida útil do sistema de armazenamento é de 30 anos, com uma taxa de desconto anual de 6%.

A Tabela 3.3 apresenta os valores de referência adotados para a componente de distribuição rodoviária de H_2 . Os principais pressupostos técnico-económicos desta componente incluem uma taxa de desconto anual de 6%, uma vida útil do caminhão de 10 anos, a capacidade de distribuição rodoviária, e parâmetros de custo relacionados com o veículo. No caso de referência, assume-se que a entrega de hidrogénio ocorre através de três expedições por semana, utilizando um caminhão. A distância percorrida pelo caminhão varia consoante o par origem-destino selecionado. O DECEX é excluído da componente de distribuição rodoviária de H_2 porque a desmontagem, desmantelamento, ou reciclagem de camiões no final da vida útil é considerada fora dos limites da cadeia de valor do hidrogénio.



Tabela 3.2: Valores de referência para as variáveis consideradas na componente de armazenamento de H₂.

Nome da Variável [Unidade]	Valor
Capacidade de armazenamento [tH ₂]	200
CAPEX do sistema de armazenamento - tanques, tubagens e compressores [EUR/tH ₂]	100000
OPEX fixo anual [% CAPEX/Ano]	2
DECEX do sistema de armazenamento [% CAPEX]	10
Taxa de desconto anual [%/ano]	6
Vida útil do sistema de armazenamento [anos]	30

Tabela 3.3: Valores de referência para as variáveis consideradas na componente de distribuição rodoviária de H₂.

Nome da Variável [Unidade]	Valor
CAPEX do camião/reboque [EUR/kgH ₂]	1140
Capacidade do camião/reboque [kgH ₂]	1000
Número de expedições por dia [expedição/dia]	0,429
OPEX fixo anual [EUR/kgH ₂]	0,06
Consumo de combustível [EUR/km]	0,6125
Distância média diária por camião/reboque [km]	Varia consoante o par origem-destino selecionado
Número médio de camiões/reboques por HRS [unidade/HRS]	1
Taxa de desconto anual [%/ano]	6
Vida útil do camião/reboque [anos]	10

3.3 Cadeia de Valor de Transporte de H₂ - Caso de Referência

A cadeia de valor de transporte de H₂ considera a produção de H₂, o armazenamento de H₂, a distribuição rodoviária de H₂, e os postos de abastecimento de hidrogénio (HRS). As componentes de produção de H₂, armazenamento de H₂, e distribuição rodoviária de H₂ seguem os mesmos pressupostos e valores de referência descritos anteriormente para a cadeia de valor de produção de H₂ e para a cadeia de valor da indústria de H₂. Assim, estas componentes não são repetidas nesta secção. Os valores de referência correspondentes para a produção de H₂ são apresentados na Tabela 3.1, para a componente de armazenamento de H₂ na Tabela 3.2, e para a componente de distribuição rodoviária de H₂ na Tabela 3.3.

A componente adicional específica da cadeia de valor de transporte de H₂ é o posto de abastecimento de H₂. Os valores de referência adotados para esta componente são apresentados na Tabela 3.4. O posto de abastecimento de H₂ representa o ponto final de distribuição onde o hidrogénio é disponibilizado para o abastecimento de veículos. Os pressupostos técnico-económicos correspondentes incluem a capacidade da estação, o custo de investimento, os custos fixos e variáveis de operação e manutenção, o consumo de eletricidade, a vida útil, a taxa de desconto, e os pressupostos de custos de fim de vida.



Tabela 3.4: Valores de referência para as variáveis consideradas na componente de posto de abastecimento de H₂.

Nome da Variável [Unidade]	Valor
CAPEX de um HRS [EUR/HRS]	5000000
CAPEX do sistema de compressão [EUR]	0
Consumo de eletricidade [kWh/kgH ₂]	3,25
OPEX fixo anual [EUR/kgH ₂]	0,5
Capacidade média real de expedição do HRS [kgH ₂ /dia]	1000
Número de HRS para análise [unidade]	1
Disponibilidade anual do HRS [%]	98
Taxa de desconto anual [%/ano]	6
Número de compressores por HRS [unidade/HRS]	2
DECEX do posto de abastecimento de hidrogénio [% CAPEX]	10
Vida útil do HRS [anos]	20



4 Como Reportar Erros, Sugestões e Comentários?

Esta secção apresenta o procedimento através do qual os utilizadores podem reportar erros, fornecer comentários, e submeter sugestões de melhoria.

4.1 Procedimento e Contactos

Para reportar problemas, erros ou falhas associados à LNEG-H₂PTMap tool, fazer sugestões relacionadas com possíveis melhorias ou alterações, ou deixar qualquer comentário (por exemplo, sobre a experiência de utilização, a facilidade ou dificuldade de utilização da ferramenta, feedback geral, questões ou qualquer outro assunto), envie um e-mail para lcoh.lneg@lneg.pt. Inclua as palavras “Problema”, “Sugestão”, ou “Comentário” no assunto, seguidas opcionalmente de uma breve descrição do tema ou problema principal.



5 Anexos

Este capítulo apresenta informação metodológica complementar que sustenta o desenvolvimento da LNEG-H₂PTMap tool e os pressupostos aplicados ao longo da análise. Apresenta uma descrição dos procedimentos utilizados para recolher, processar e integrar os dados de entrada, bem como a justificação subjacente à seleção dos valores de referência adotados nos cálculos. O objetivo desta secção é melhorar a transparência, a rastreabilidade e a reprodutibilidade da metodologia, documentando as fontes de dados, as etapas de processamento, os pressupostos dos parâmetros, e os critérios técnicos utilizados para definir os principais dados de entrada da ferramenta. Sempre que aplicável, o anexo esclarece também como valores específicos foram derivados a partir da literatura, relatórios técnicos, bases de dados, ou pressupostos de modelação predefinidos.

Anexo A

Abordagem do Valor do Dinheiro no Tempo

Todos os dados de entrada monetários utilizados na ferramenta foram padronizados de forma a garantir a consistência, a comparabilidade, e a transparência metodológica ao longo dos cálculos técnico-económicos. Quando os dados de custo eram reportados em USD, os valores foram convertidos para EUR utilizando dados históricos das taxas de câmbio disponibilizados pelo Banco Central Europeu (BCE) [4]. A conversão foi aplicada com base no ano de referência do valor de custo original, utilizando a correspondente taxa de câmbio média anual para esse ano. Uma vez que as taxas de câmbio do BCE são expressas em unidades de moeda estrangeira por euro, foi aplicada a relação de taxa de câmbio relevante para obter o valor equivalente em euros.

Quando os valores de custo se referiam a diferentes anos de preço, foi aplicado um ajuste de inflação, de forma a expressar todos os dados de entrada monetários numa base de preços consistente. Este ajuste foi efetuado utilizando o Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC), que fornece uma medida harmonizada da inflação entre países europeus [5]. O IHPC foi utilizado para atualizar os valores de custo desde o ano de referência original até ao ano de preços selecionado adotado na ferramenta, utilizando a Equação 5.1. Este procedimento assegura que todos os parâmetros de custo são expressos em termos monetários comparáveis e podem ser utilizados de forma consistente na avaliação técnico-económica.

$$Custo_{EUR\ 2025} = \frac{Custo_{EUR\ 2024}}{IHPC_{2024}} \times 100 \quad (5.1)$$

onde:

- $Custo_{EUR\ 2025}$ = valor ajustado à inflação
- $Custo_{EUR\ 2024}$ = valor após conversão cambial
- $IHPC_{2024}$ = Índice Harmonizado de Preços no Consumidor para 2024, (com $IHPC_{2025} = 100$)



Anexo B

Este anexo apresenta informação metodológica complementar sobre a estimativa do custo nivelado de eletricidade (LCOE) para as tecnologias fotovoltaica solar (PV) e eólica onshore (WO) utilizadas na ferramenta. Descreve os pressupostos técnicos, os valores de referência, e as etapas de processamento de dados aplicadas para obter os parâmetros de entrada necessários para o cálculo do LCOE. É dada especial atenção ao tratamento dos fatores de capacidade (CF), do número de horas à capacidade máxima (NEPS, h/ano), e das limitações baseadas nos recursos, especialmente para a eólica onshore, onde nem todas as localizações poderão ser tecnicamente adequadas para a implementação. Os cálculos dos fatores de capacidade foram implementados espacialmente no ArcGIS Pro e agregados ao nível municipal, utilizando os limites administrativos oficiais da *Carta Administrativa Oficial de Portugal (CAOP2025)*, publicada pela *Direção-Geral do Território* [6]. Para assegurar a consistência espacial ao longo da análise, todas as camadas utilizadas no ArcGIS Pro foram projetadas no sistema de referência de coordenadas *ETRS89 / Portugal TM06*. Esta abordagem permitiu derivar indicadores de eletricidade renovável específicos por município, refletindo a variabilidade espacial da disponibilidade de recursos solares e eólicos em Portugal Continental. O anexo documenta também os parâmetros de custo, incluindo o CAPEX, o OPEX, o DECEX, a taxa de desconto, a vida útil, e a produção anual de energia, juntamente com a literatura e as fontes técnicas utilizadas para definir estes valores.

B.1 Indicadores Fotovoltaicos Solares Utilizados no Cálculo do LCOE

Esta secção apresenta os principais indicadores de entrada utilizados para estimar o custo nivelado de eletricidade (LCOE). A mesma fórmula de LCOE é aplicada a ambas as tecnologias fotovoltaica solar e eólica onshore neste relatório, permitindo avaliar de forma consistente os custos de geração de eletricidade das duas fontes renováveis. O cálculo considera o CAPEX, o OPEX, o DECEX, a taxa de desconto, a vida útil do ativo, e a produção anual de eletricidade (AEP), conforme expresso na Equação 5.2.

$$\text{LCOE} = \frac{\text{CAPEX} + \sum_{t=1}^{t_f} \frac{\text{OPEX}}{(1+r)^t} + \frac{\text{DECEX}}{(1+r)^{t_f}}}{\sum_{t=1}^{t_f} \frac{\text{AEP}}{(1+r)^t}} \quad (5.2)$$

onde:

- *CAPEX* = despesa de capital total instalada do sistema de geração de eletricidade renovável;
- *OPEX* = despesa operacional anual;
- *DECEX* = despesa de desativação no final da vida útil do ativo;
- *AEP* = produção anual de eletricidade;
- *r* = taxa de desconto;
- *t* = ano de operação;



- t_f = ano final de operação, correspondente à vida útil do ativo.

B.1.1 CAPEX - Custo Total Instalado

O valor de CAPEX para o solar fotovoltaico adotado na LNEG-H₂PTMap tool corresponde à média europeia ponderada do custo total instalado para projetos solares fotovoltaicos de grande escala, reportada pela IRENA [7]. Após a conversão cambial e o ajuste à base de preços de 2025, o valor utilizado neste estudo é de 737,41 EUR₂₀₂₅/kW.

B.1.2 OPEX - Despesa Operacional

O OPEX do solar fotovoltaico adotado na LNEG-H₂PTMap tool é representado como uma percentagem anual do CAPEX. Com base nos dados de custo da IRENA [7], os custos anuais de operação e manutenção para o solar fotovoltaico de grande escala correspondem a aproximadamente 1,9 % do CAPEX por ano.

B.1.3 Rácio de Desempenho e Fator de Capacidade

A geração de eletricidade fotovoltaica solar depende essencialmente do recurso solar disponível e do desempenho técnico do sistema PV. Neste estudo, o recurso solar foi representado pela Irradiação Horizontal Global (GHI), expressa em kWh/m²/ano, que representa a energia solar anual total recebida por unidade de área de superfície. Os dados de GHI foram fornecidos pelo LNEG e obtidos a partir do Global Solar Atlas [8].

Para os sistemas fotovoltaicos solares, o rácio de desempenho (PR) é uma métrica-chave utilizada para avaliar e comparar a eficiência do sistema, independentemente das condições específicas de recurso solar de cada localização. Representa o rácio entre a eletricidade real entregue à rede e a produção de eletricidade teórica esperada dos módulos PV em condições normalizadas de ensaio. É expresso na Equação 5.3:

$$PR = \frac{E_{\text{grid}}}{H_t \times A \times \eta} \quad (5.3)$$

onde:

- E_{grid} = eletricidade real entregue à rede
- H_t = irradiação total no plano
- A = área total dos módulos PV
- η = eficiência do módulo em condições normalizadas de ensaio (STC)

O PR é expresso em percentagem, sendo que valores mais elevados indicam um melhor desempenho do sistema. Uma vez que ocorrem inevitavelmente perdas operacionais durante o funcionamento do PV, o PR não pode atingir 100%. Neste estudo, foi adotado um valor de PR de 87%, com base em estudos que analisam um parque fotovoltaico de grande escala em Portugal [9, 10].

Para o cálculo do fator de capacidade solar, o recurso solar anual foi convertido em produção de eletricidade equivalente, utilizando o valor de PR adotado. A produção anual resultante foi depois normalizada pela produção teórica máxima anual, correspondente a 8.760 horas de



funcionamento por ano. O fator de capacidade solar fotovoltaico foi calculado utilizando a Equação 5.4:

$$CF_{\text{solar}} = \frac{GHI \times PR}{8760} \quad (5.4)$$

onde:

- GHI = Irradiação Horizontal Global (kWh/m²/ano)
- PR = rácio de desempenho (0,87)
- 8760 = número total de horas num ano

Este cálculo foi aplicado ao nível municipal, utilizando o valor de GHI correspondente a cada município. Os fatores de capacidade fotovoltaica solar resultantes foram posteriormente utilizados como parâmetros de entrada no cálculo do LCOE. Para contextualizar os valores resultantes, estes foram comparados com indicadores de referência internacionais e nacionais. Como referência, a IRENA reporta um fator de capacidade médio ponderado global de 17,4% para o solar fotovoltaico de grande escala em 2024, enquanto a IEA-PVPS reporta um fator de capacidade médio solar fotovoltaico de aproximadamente 14,6% para Portugal em 2025. [7, 11]

B.1.4 Taxa de Desconto

A taxa de desconto foi representada pelo custo médio ponderado do capital (WACC), consistente com os pressupostos financeiros utilizados nas avaliações de custo da eletricidade renovável. Para o solar fotovoltaico, o WACC europeu reportado pela IRENA é de aproximadamente 4,2%, refletindo condições de mercado relativamente maduras e um menor risco de financiamento na Europa. Assim, foi adotada uma taxa de desconto de 4,2% para o solar fotovoltaico na LNEG-H₂PTMap tool [7].

B.1.5 Produção de Eletricidade

A produção anual de eletricidade fotovoltaica solar foi calculada a partir da capacidade instalada, do fator de capacidade ao nível municipal, e do número total de horas num ano. Assim, a produção de eletricidade varia entre municípios em função das condições locais de irradiação solar. Como referência nacional, a IEA-PVPS reporta aproximadamente 8,7 TWh/ano de produção de eletricidade fotovoltaica solar em Portugal em 2025, com cerca de 6,8 GW de capacidade instalada. Estes valores sustentam a plausibilidade dos pressupostos de fator de capacidade e de produção de eletricidade utilizados na LNEG-H₂PTMap tool [11].

B.1.6 Taxa de Degradação Solar

A taxa de degradação dos sistemas solares fotovoltaicos foi incluída no cálculo do LCOE para contabilizar a redução gradual do desempenho dos módulos ao longo da vida útil do projeto. Na literatura são reportadas várias hipóteses para a taxa de degradação, refletindo diferenças na tecnologia fotovoltaica, no design dos módulos, nas condições de operação, no clima e nos métodos de avaliação do desempenho. Por exemplo, Theristis et al. [12] analisaram a degradação do desempenho em fase inicial de 834 módulos fotovoltaicos instalados em campo, representando 13 tipos de módulos de sete fabricantes e distribuídos por três zonas climáticas, demonstrando que as taxas de degradação variam entre tecnologias e ambientes de operação.



Com base nesta variabilidade, e considerando os pressupostos adotados na ferramenta LNEG-H₂PTMap, foi assumida uma taxa de degradação solar de 1,5%/ano para os presentes mapas de LCOE. Este valor encontra-se dentro da gama mais alargada de taxas de degradação reportadas na literatura, que podem variar entre aproximadamente 0,4%/ano e quase 2%/ano, dependendo da tecnologia dos módulos e das condições específicas do local [12–14]. Importa salientar, contudo, que as tecnologias fotovoltaicas mais recentes e avançadas podem apresentar taxas de degradação inferiores quando operam em condições favoráveis.

B.1.7 DECEX - Despesa de Desativação

A despesa de desativação fotovoltaica solar — custos de fim de vida — foi derivada da estimativa de custo de desativação fotovoltaica de grande escala da EPRI, que considera a mão de obra, o equipamento, a subcontratação, e o valor residual dos materiais recuperáveis. Com base nesta fonte, os custos líquidos de desativação correspondem a aproximadamente 4,8% do CAPEX. Assim, foi adotado um valor de DECEX de 4,8% do CAPEX para o solar fotovoltaico na LNEG-H₂PTMap tool [15].

A Tabela 5.1 resume os indicadores necessários para o cálculo do LCOE solar fotovoltaico, com base nos parâmetros e pressupostos descritos acima.

Tabela 5.1: Indicadores fotovoltaicos solares utilizados no cálculo do LCOE.

Indicadores	Valor	Unidades
CAPEX	737,41	EUR ₂₀₂₅ /kW
OPEX	1,9	% CAPEX/ano
DECEX	4,8	% CAPEX
WACC	4,2	%
Fator de Capacidade	17,85	%
Taxa de Degradação	1,5	%/ano
Vida Útil	25	anos
LCOE	46 - 58	EUR/MWh

B.2 Indicadores Eólicos Onshore Utilizados no Cálculo do LCOE

B.2.1 CAPEX - Custo Total Instalado

O valor de CAPEX eólico onshore adotado na LNEG-H₂PTMap tool corresponde à média europeia ponderada do custo total instalado para projetos eólicos onshore, reportada pela IRENA [7]. Após a conversão cambial e o ajuste à base de preços de 2025, o valor utilizado neste estudo é de 1.570,42 EUR₂₀₂₅/kW.

B.2.2 OPEX - Despesa Operacional

Na LNEG-H₂PTMap tool, o OPEX eólico onshore foi representado como uma percentagem anual do CAPEX. Com base nos dados de custo da IRENA [7], os custos anuais de operação e manutenção para a eólica onshore correspondem a aproximadamente 2,4% do CAPEX por ano. Utilizando o valor de CAPEX adotado, isto corresponde a aproximadamente 37,7 EUR₂₀₂₅/kW/ano.



B.2.3 Fator de Capacidade

Os fatores de capacidade eólica onshore foram estimados a partir do conjunto de dados do número de horas à capacidade máxima (NEPS h/ano), expresso em horas equivalentes de plena carga anual (h/ano). Os valores de NEPS representam o número de horas durante as quais uma turbina eólica de referência funcionaria à capacidade nominal para produzir a mesma produção anual de energia. Os dados foram obtidos a partir do *Atlas do Potencial Eólico Onshore em Portugal Continental do LNEG - 2025* [16]. Os valores de NEPS foram derivados com base nos pressupostos de recurso eólico adotados para a avaliação do potencial técnico onshore, utilizando uma turbina eólica de referência com uma capacidade nominal de 3,6 MW, um diâmetro de rotor de 117 m, e uma altura de simulação de 100 m, refletindo os pressupostos tecnológicos eólicos onshore modernos [17]. O fator de capacidade eólica onshore foi calculado normalizando o NEPS pelo tempo máximo teórico de funcionamento anual de 8.760 horas, conforme apresentado na Equação 5.5:

$$CF_{\text{wind}} = \frac{NEPS}{8760} \quad (5.5)$$

onde:

- $NEPS$ = Número de horas à capacidade máxima (NEPS h/ano)
- 8760 = Número total de horas num ano



Limitação de adequação para a implementação eólica onshore

Para a eólica onshore, foi aplicado um limiar mínimo de NEPS de 2.100 h/ano como critério de adequação baseado no recurso. Um município foi classificado como adequado para a implementação eólica onshore se pelo menos uma célula raster dentro dos seus limites administrativos apresentasse um valor de NEPS igual ou superior a 2.100 h/ano. Inversamente, os municípios em que todos os valores de NEPS permaneceram abaixo deste limiar foram classificados como inadequados e foram excluídos do cálculo do LCOE eólico onshore.

Na LNEG-H₂PTMap tool, o cálculo dos fatores de capacidade eólica onshore ao nível municipal é descrito acima. Na ferramenta, os fatores de capacidade eólica onshore ao nível municipal variam entre aproximadamente 20% e 34%, com um valor médio de cerca de 25% entre os municípios elegíveis.

Como referência, a IRENA reporta um fator de capacidade médio europeu ponderado de 34% para projetos eólicos onshore em 2024 [7]. Por outro lado, para Portugal, pode ser estimado um fator de capacidade nacional médio de aproximadamente 28,2% a partir dos dados da APREN [18], com base na produção de eletricidade eólica reportada e na capacidade eólica instalada em 2025. O valor médio mais baixo obtido neste estudo é expectável, uma vez que o cálculo ao nível municipal reflete condições de recurso eólico espacialmente variáveis em todo o território de Portugal Continental, em vez de considerar apenas projetos eólicos de elevado desempenho ou recentemente colocados em serviço. Em contraste, a referência da IRENA diz respeito a projetos eólicos onshore recentemente comissionados, que se localizam geralmente em áreas de recurso eólico mais favoráveis e beneficiam de tecnologias de turbinas mais recentes.

B.2.4 Taxa de Desconto

A taxa de desconto foi representada pelo custo médio ponderado do capital (WACC). Para a eólica onshore, a IRENA reporta um WACC europeu de aproximadamente 3,7%, refletindo mercados de capital maduros, menor risco de investimento, e condições de política de energia renovável comparativamente estáveis na Europa. Assim, foi adotada uma taxa de desconto de 3,7% para a eólica onshore na LNEG-H₂PTMap tool [7].

B.2.5 Produção de Eletricidade

A produção anual de eletricidade eólica onshore foi calculada a partir da capacidade instalada, do fator de capacidade ao nível municipal, e de 8.760 horas anuais na LNEG-H₂PTMap tool [11]. Uma vez que os fatores de capacidade eólica foram derivados a partir dos valores de NEPS, a produção de eletricidade varia entre municípios de acordo com as condições locais de recurso eólico. Como referência nacional, a APREN reporta 248 parques eólicos em Portugal Continental em 2024, com 5.819 MW de capacidade instalada e 14,4 TWh/ano de geração eólica, correspondendo a um fator de capacidade nacional médio de aproximadamente 28,2%. O LNEG estima ainda o potencial técnico eólico onshore em Portugal Continental em 15,7 GW, equivalente a 37,13 TWh/ano, considerando restrições técnicas, ambientais, e de aceitação social [17, 18].

B.2.6 DECEX - Despesa de Desativação

Para a eólica onshore, a evidência empírica do Departamento de Energia dos EUA indica custos líquidos de desativação — (Custos de Fim de Vida) — de 67.000–150.000 USD₂₀₂₀ por turbina,



com base em estimativas de projetos de 2019–2021. Estes valores foram convertidos para uma base por kW e comparados com os valores de CAPEX europeus reportados pela IRENA. O custo de desativação resultante corresponde a aproximadamente 1–5% do CAPEX. Assim, foi adotado um valor de DECEX de 5% do CAPEX na LNEG-H₂PTMap tool para a eólica onshore, como um pressuposto representativo conservador [7, 19]

A Tabela 5.2 resume os indicadores necessários para o cálculo do LCOE eólico onshore (WO), com base nos parâmetros e pressupostos descritos acima.

Tabela 5.2: Indicadores eólicos onshore utilizados no cálculo do LCOE.

Indicadores	Valor	Unidades
CAPEX	1570	EUR ₂₀₂₅ /kW
OPEX	2,4	% CAPEX/ano
DECEX	5	% CAPEX
WACC	3,7	%
Fator de Capacidade	25	%
Vida Útil	25	anos
LCOE	45 - 78	EUR/MWh



Anexo C

Esta secção apresenta a metodologia utilizada para estimar os custos unitários de água por tipo de água, considerando a vida útil dos ativos, de forma a permitir a comparação entre cada etapa do processo.

C.1 Metodologia de Custo da Água

Conforme referido anteriormente, os tipos de água incorporados na ferramenta são a Água da Rede, a Água Residual, e a Água do Mar. Os custos da Água da Rede foram obtidos junto dos operadores de abastecimento de água dos municípios, os custos da Água Residual e da Água do Mar foram estimados com base em unidades de tratamento de água e na correspondente eliminação/tratamento de resíduos para configurações que fornecem 700 m³ como produção de água tratada. As fases de tratamento, os custos, e os pressupostos associados a cada tipo de água são descritos nas subsecções seguintes.

Os custos unitários de água (EUR/m³) para a Água Residual e a Água do Mar foram obtidos utilizando uma abordagem semelhante à utilizada para o LCOE, i.e., um Custo Nivelado da Água (LCOH₂O), que pode ser expresso conforme apresentado na Equação 5.6:

$$LCOH_2O = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{t_f} \frac{OPEX_t}{(1+r)^t} + \frac{DECEx}{(1+r)^{t_f}}}{\sum_{t=1}^{t_f} \frac{AH_2OP_t}{(1+r)^t}} \quad (5.6)$$

onde:

- $CAPEX$ = despesa de capital
- $OPEX_t$ = despesa de operação e manutenção no ano t ;
- $DECEx$ = despesa de desativação;
- r = taxa de desconto;
- t = ano de operação;
- t_f = ano final do projeto
- AH_2OP_t = produção anual de água.

O CAPEX compreende os seguintes componentes genéricos principais: i) captação/recolha de água, ii) transporte de água, iii) tratamento de água, iv) armazenamento, e v) eliminação de resíduos de tratamento de água. Além disso, o OPEX compreende os seguintes componentes genéricos principais: i) captação/recolha de água, ii) eliminação de resíduos de tratamento de água, iii) eletricidade (bombagem/transporte, tratamento de água, tratamento de resíduos, e outros), iv) tarifas de água, e v) mão de obra. Adicionalmente, foram considerados valores de DECEx para a Água Residual e a Água do Mar, de 10% e 20%, respetivamente.



C.1.1 Água da Rede

A estimativa de custo para a Água da Rede baseou-se nas tarifas variáveis aplicadas pelos operadores de abastecimento de água em cada município a consumidores industriais ou não domésticos. Em Portugal, os serviços de água são geridos ao nível municipal ou através de sistemas intermunicipais, sendo as tarifas reguladas e publicadas pela *Entidade Reguladora dos Serviços de Águas e Resíduos (ERSAR)* [2]. Estas tarifas incluem tipicamente componentes fixas e variáveis, refletindo estas últimas o custo volumétrico do consumo de água.

Neste caso, a tarifa variável, ou volumétrica, foi adotada como o custo unitário final da Água da Rede (EUR/m³), uma vez que representa diretamente o custo marginal associado ao consumo de água. Esta abordagem assume que a água fornecida já cumpre os padrões de qualidade exigidos e que a estrutura tarifária incorpora os custos associados à captação, tratamento, transporte, e consumo de energia. É normalmente necessário um pré-tratamento adicional dentro das instalações de eletrólise de água antes de a água entrar no stack; contudo, este foi considerado como parte do *BoP*. O conjunto de dados resultante forneceu, assim, uma representação consistente dos custos da Água da Rede nos 278 municípios de Portugal Continental.

C.1.2 Água Residual

O sistema de Água Residual considerado para a estimativa do custo unitário de água inclui os principais componentes do sistema, a respetiva descrição, e as despesas de capital (CAPEX) e operacionais (OPEX) associadas, conforme apresentado na Tabela 5.3.

Tabela 5.3: Componentes do sistema de fornecimento de Água Residual e custos associados.

Componentes de Água Residual	Descrição	CAPEX [EUR/m ³]	OPEX [EUR/m ³]
Tarifa de Água Residual	Inclui a captação de água, o transporte até à ETAR, e o tratamento secundário	Varia por município	Varia por município
Ultrafiltração	Tratamento adicional	0,956	0,096
Osmose Inversa	Tratamento adicional	4,778	0,478
Armazenamento	Tanque de armazenamento de 1000 m ³	1,816	-
Eliminação de Resíduos ¹	Concentrado salino da osmose inversa, tratado pela CIRVER Ecodeal	-	6
Mão de Obra	3 turnos diários de 8 h com 2 operadores. 1/3 dos custos de mão de obra atribuído ao processamento de água antes da eletrólise	-	0,393
Transporte	Inclui o aluguer do camião e o custo do combustível, com gasóleo (2 EUR/l)	-	Varia por município

¹ Inclui apenas o componente de tratamento, sendo prestado como um serviço contratado.

Relativamente à abordagem de estimativa de custo, o CAPEX foi dividido em três componentes: (1) ultrafiltração, (2) osmose inversa, e (3) armazenamento. Os valores de custo correspondiam ao ano de 2021 e foram subsequentemente ajustados de EUR₂₀₂₁ para uma base de preços EUR₂₀₂₅, de forma a garantir a consistência ao longo dos cálculos técnico-económicos. Assumiu-se que a captação e o transporte de água até à ETAR seriam de valor zero, uma vez que estes custos já se encontram contabilizados nas tarifas de Água Residual. Estas tarifas, também obtidas junto da ERSAR, representam o tratamento



secundário de base disponibilizado nas Estações de Tratamento de Águas Residuais (ETAR), tendo sido incorporadas no OPEX.

O processo de ultrafiltração gera uma corrente residual composta principalmente por sólidos em suspensão, como lamas, que podem ser posteriormente tratadas na ETAR. Em contraste, a osmose inversa produz um concentrado líquido salino contendo contaminantes dissolvidos em concentrações elevadas. Devido à sua natureza líquida e classificação como resíduo perigoso, a única entidade conhecida que trata este tipo de resíduo em Portugal é a *CIRVER Ecodeal – Unidade de Tratamento de Resíduos*.

Assumiu-se que o transporte para eliminação de resíduos seria realizado por camião, utilizando o centroide de cada município como ponto de referência e a instalação da CIRVER na Chamusca, Santarém, como destino final. As distâncias de transporte associadas foram expressas em quilómetros. O custo total de transporte foi estimado como a soma do custo de aluguer do camião e do custo de combustível do camião, considerando o gasóleo como combustível. Assumiu-se uma capacidade da cisterna de 25 m³ por viagem. O número de dias de camião necessários foi calculado com base na distância diária total percorrida entre cada município e a CIRVER, dividida pela distância máxima percorrida por dia. O custo de aluguer do camião foi então obtido multiplicando o número de dias de camião por um custo unitário de 175 EUR/dia e normalizando o resultado pelo volume diário de água de 700 m³/dia. O custo de combustível foi calculado com base na distância de transporte, assumindo um consumo de combustível de 0,35 L/km e um preço do gasóleo de 2 EUR/L. O custo de combustível diário resultante foi também dividido por 700 m³/dia, para o expressar como um custo unitário em EUR/m³.

Os custos de consumo de eletricidade foram expressos em EUR/MWh/m³ e calculados multiplicando o custo unitário de eletricidade, correspondente ao LCOE do solar fotovoltaico e/ou da eólica onshore, pelo consumo energético associado a cada processo. Assim, o OPEX incluiu: i) ultrafiltração, ii) osmose inversa, iii) armazenamento, iv) eliminação de resíduos, v) mão de obra, vi) transporte, e vii) consumo de eletricidade. Assumiu-se que a unidade de eletrolisador seria instalada na proximidade da ETAR; portanto, não foi incluído transporte adicional. A Tabela 5.4 apresenta o consumo de eletricidade expresso em MWh/m³/dia.

Tabela 5.4: Consumo de eletricidade da Água Residual.

Consumo de energia	Ultrafiltração	Osmose Inversa	Outros (outros motores, iluminação, etc)
Eletr. Bombagem ₂₀₂₅ [kWh/m ³]	72	1680	720
Eletr. Bombagem ₂₀₂₅ [MWh/m ³ /dia]	0,0001	0,0024	0,00103

C.1.3 Água do Mar

O sistema de fornecimento de Água do Mar considerado para a estimativa do custo unitário de água inclui os principais componentes necessários para a captação, o pré-tratamento, a dessalinização, o armazenamento, e a entrega de Água do Mar, juntamente com o respetivo CAPEX e OPEX associados, conforme descrito na Tabela 5.5.

Para a dessalinização de Água do Mar, a avaliação de custo limitou-se aos municípios costeiros, resultando num total de 51 municípios. Para cada município, assumiu-se que a



Tabela 5.5: Componentes do sistema de fornecimento de Água do Mar e custos associados.

Componentes de Água do Mar	Descrição	CAPEX [EUR/m ³]	OPEX [EUR/m ³]
Infraestrutura de Bombagem	Bomba e acessórios	0,382	0,204
Captação / Recolha	Condutas de 2-3 km (DN500 + DN400)	25,70-34,89	0,386-0,523
Filtração Fina	Tratamento adicional	3,345	0,274
Osmose inversa	Instalação de dessalinizador com osmose inversa incluída	7,796	0,676
Armazenamento	Tanques de 100 e 1000 m ³	2,088	-
Eliminação de Resíduos	Salmoura da osmose inversa, eliminada por emissários marinhos de 3-4 km (DN200)	10,44-13,81	0,157-0,207
Mão de Obra	3 turnos diários de 8 h com 2 operadores. 1/3 dos custos de mão de obra atribuído ao processamento de água antes da eletrólise	-	0,393
Tarifas de Água	TRH - Taxa de Recursos Hídricos, Decreto-Lei n.º 46/2017	-	0,025

instalação de dessalinização se localizaria na proximidade da linha de costa. Assim, a captação de Água do Mar foi modelada utilizando duas condutas de captação, uma linha de serviço e uma linha de reserva, com diâmetros nominais de DN500 e DN400, respetivamente, juntamente com um sistema de bombagem. Os diâmetros nominais e os comprimentos das condutas/emissários foram definidos tendo como referência o projeto de dessalinização do Algarve, e foram ajustados de forma a garantir a consistência com o caudal considerado neste estudo [20],

A capacidade de dessalinização foi dimensionada para satisfazer um caudal líquido de água de 700 m³/dia. Foi incluído um adicional de 45% para ter em conta as perdas associadas ao processo de osmose inversa, resultando numa captação total de aproximadamente 1.550 m³/dia. Assumiu-se que a salmoura resultante da osmose inversa seria descarregada através de um emissário marinho com um diâmetro nominal de DN200.

Dada a presença de áreas ambientalmente protegidas ao longo da costa portuguesa, onde o desenvolvimento de infraestruturas está sujeito a restrições mais rigorosas, foram definidos comprimentos específicos para as condutas de captação de água do mar e para o emissário marinho. Para a estimativa de custo, foram considerados comprimentos de conduta de captação de 2 km e 3 km, enquanto foram assumidos comprimentos de emissário marinho de 3 km e 4 km. As configurações mais longas foram aplicadas aos municípios cuja linha de costa se encontrava totalmente localizada dentro de áreas protegidas.

Como resultado, o CAPEX global da água do mar dessalinizada inclui os seguintes elementos: i) captação, ii) instalação de dessalinização SWRO, iii) filtração fina, iv) armazenamento, v) eliminação de resíduos, vi) condutas de captação, e vii) emissários marinhos.

Assumiu-se que os resíduos de salmoura seriam tratados dentro da instalação de dessalinização antes da descarga. Foram também contabilizados custos de inspeção, refletindo a monitorização de rotina necessária para garantir a fiabilidade operacional. Os custos de mão de obra refletem o pessoal necessário para a operação, supervisão, e manutenção da instalação. Os encargos regulatórios correspondem a taxas de recursos hídricos, nomeadamente a *Taxa de*



Recursos Hídricos, que é aplicada em Portugal a atividades que envolvam a utilização de recursos hídricos públicos. Os custos de consumo de eletricidade foram estimados utilizando a mesma metodologia aplicada ao caso da água residual. Em conjunto, estes elementos representam o OPEX: i) captação, ii) instalação de dessalinização SWRO, iii) filtração fina, iv) eliminação de resíduos, v) mão de obra, vi) encargos regulatórios, vii) condutas de captação, viii) emissários marinhos, e ix) consumo de eletricidade. Assumiu-se que a unidade de eletrolisador seria instalada na proximidade da instalação de dessalinização; portanto, não foi incluído transporte adicional. Por último, a Tabela 5.6 apresenta o consumo de eletricidade expresso em MWh/m³/dia.

Tabela 5.6: Consumo de eletricidade da Água do Mar.

Consumo de energia	Filtração fina	Osmose Inversa	Tratament de resíduos	Outros	Conduta (2km)	Conduta (3km)	Emissáric (3km)	Emissário (4km)
Eletr. Bombagem ₂₀₂₅ (kWh/m ³)	16,8	2800	180	720	0,00014	0,00015	0,0001	0,00014
Eletr. Bombagem ₂₀₂₅ (MWh/m ³ /dia)	0,00002	0,004	0,000257	0,00103	34,514	38,281	26,455	35,74



Anexo D

D.1 Estimativa da Distância de Transporte ao Nível Municipal

Nas cadeias de valor de transporte de H_2 e de indústria de H_2 , a distância de transporte representa um dado de entrada fundamental para o componente de transporte rodoviário de H_2 , também designado por distribuição rodoviária de H_2 . Foi, assim, desenvolvida uma abordagem metodológica específica para estimar as distâncias rodoviárias entre os municípios de origem e destino relevantes, considerados nestas configurações de cadeia de valor.

A metodologia distingue entre duas configurações espaciais: (1) ligações intermunicipais, em que a origem e o destino se localizam em municípios diferentes; e (2) ligações intramunicipais, em que ambos os pontos se localizam dentro do mesmo município. Os procedimentos correspondentes são descritos nas subsecções seguintes.

D.1.1 Estimativa de Distância Intermunicipal

Para ligações entre municípios diferentes, as distâncias foram calculadas utilizando a ferramenta “Origin–Destination Cost Matrix” disponível no ArcGIS. Foi adotado o modo de análise correspondente ao transporte rodoviário pesado, para representar as distâncias de transporte por camião e refletir as condições típicas de transporte rodoviário de hidrogénio. As localizações de origem e destino foram representadas utilizando uma camada geográfica de centroides municipais, gerada a partir da *Carta Administrativa Oficial de Portugal (CAOP)* [6].

Para melhorar o realismo da modelação das rotas, foi utilizada como conjunto de dados de rede a camada “Rede de Transportes de Portugal Continental 1:200.000”, disponibilizada pela *Direção-Geral do Território (DGT)* [21]. Isto permitiu incorporar a infraestrutura rodoviária existente na análise, garantindo que as distâncias calculadas refletissem rotas rodoviárias plausíveis, em vez de distâncias euclidianas em linha reta.

D.1.2 Estimativa de Distância Intramunicipal

Para os casos em que a origem e o destino se localizam dentro do mesmo município, não foi possível aplicar a mesma abordagem baseada na rede rodoviária, devido a limitações computacionais associadas à complexidade da análise. Assim, foi adotada uma metodologia alternativa para estimar a distância máxima de transporte potencial dentro de cada município. Esta abordagem consistiu na identificação da distância máxima em linha reta totalmente contida dentro dos limites municipais.

Para este efeito, foram gerados pontos internos representativos para cada município, e as distâncias foram avaliadas entre pares de pontos localizados perto dos limites municipais. A distância máxima identificada foi então adotada como uma aproximação da extensão intramunicipal máxima. Embora este método não incorpore explicitamente a rede de transporte rodoviário, fornece uma estimativa conservadora e consistente das distâncias de transporte internas, adequada à resolução espacial e às limitações analíticas deste estudo.



Anexo E

Municípios de Portugal Continental

Conforme apresentado na Tabela 5.7, esta secção apresenta a lista completa dos municípios de Portugal Continental, juntamente com os respetivos identificadores DTMN (Código de Divisão Territorial), gerados a partir da *Carta Administrativa Oficial de Portugal (CAOP)* [6]. Estes códigos são utilizados para fins de referência administrativa e espacial, e asseguram a consistência na análise e no processamento dos dados geográficos e ao nível municipal utilizados neste estudo. Para todos os cálculos ao nível municipal realizados neste relatório, esta lista foi utilizada como o conjunto de dados de referência.

Tabela 5.7: Municípios e códigos DTMN em Portugal Continental

DTMN	Município	DTMN	Município
0101	Águeda	1009	Leiria
0102	Albergaria-a-Velha	1010	Marinha Grande
0103	Anadia	1011	Nazaré
0104	Arouca	1012	Óbidos
0105	Aveiro	1013	Pedrógão Grande
0106	Castelo de Paiva	1014	Peniche
0107	Espinho	1015	Pombal
0108	Estarreja	1016	Porto de Mós
0109	Santa Maria da Feira	1101	Alenquer
0110	Ílhavo	1102	Arruda dos Vinhos
0111	Mealhada	1103	Azambuja
0112	Murtosa	1104	Cadaval
0113	Oliveira de Azeméis	1105	Cascais
0114	Oliveira do Bairro	1106	Lisboa
0115	Ovar	1107	Loures
0116	São João da Madeira	1108	Lourinhã
0117	Sever do Vouga	1109	Mafra
0118	Vagos	1110	Oeiras
0119	Vale de Cambra	1111	Sintra
0201	Aljustrel	1112	Sobral de Monte Agraço
0202	Almodôvar	1113	Torres Vedras
0203	Alvito	1114	Vila Franca de Xira
0204	Barrancos	1115	Amadora
0205	Beja	1116	Odivelas
0206	Castro Verde	1201	Alter do Chão
0207	Cuba	1202	Arronches
0208	Ferreira do Alentejo	1203	Avis
0209	Mértola	1204	Campo Maior
0210	Moura	1205	Castelo de Vide
0211	Odemira	1206	Crato
0212	Ourique	1207	Elvas
0213	Serpa	1208	Fronteira
0214	Vidigueira	1209	Gavião
0301	Amares	1210	Marvão
0302	Barcelos	1211	Monforte
0303	Braga	1212	Nisa
0304	Cabeceiras de Basto	1213	Ponte de Sor
0305	Celorico de Basto	1214	Portalegre
0306	Esposende	1215	Sousel
0307	Fafe	1301	Amarante
0308	Guimarães	1302	Baião



DTMN	Município	DTMN	Município
0309	Póvoa de Lanhoso	1303	Felgueiras
0310	Terras de Bouro	1304	Gondomar
0311	Vieira do Minho	1305	Lousada
0312	Vila Nova de Famalicão	1306	Maia
0313	Vila Verde	1307	Marco de Canaveses
0314	Vizela	1308	Matosinhos
0401	Alfândega da Fé	1309	Paços de Ferreira
0402	Bragança	1310	Paredes
0403	Carraceda de Ansiães	1311	Penafiel
0404	Freixo de Espada à Cinta	1312	Porto
0405	Macedo de Cavaleiros	1313	Póvoa de Varzim
0406	Miranda do Douro	1314	Santo Tirso
0407	Mirandela	1315	Valongo
0408	Mogadouro	1316	Vila do Conde
0409	Torre de Moncorvo	1317	Vila Nova de Gaia
0410	Vila Flor	1318	Trofa
0411	Vimioso	1401	Abrantes
0412	Vinhais	1402	Alcanena
0501	Belmonte	1403	Almeirim
0502	Castelo Branco	1404	Alpiarça
0503	Covilhã	1405	Benavente
0504	Fundão	1406	Cartaxo
0505	Idanha-a-Nova	1407	Chamusca
0506	Oleiros	1408	Constância
0507	Penamacor	1409	Coruche
0508	Proença-a-Nova	1410	Entroncamento
0509	Sertã	1411	Ferreira do Zêzere
0510	Vila de Rei	1412	Golegã
0511	Vila Velha de Ródão	1413	Mação
0601	Arganil	1414	Rio Maior
0602	Cantanhede	1415	Salvaterra de Magos
0603	Coimbra	1416	Santarém
0604	Condeixa-a-Nova	1417	Sardoal
0605	Figueira da Foz	1418	Tomar
0606	Góis	1419	Torres Novas
0607	Lousã	1420	Vila Nova da Barquinha
0608	Mira	1421	Ourém
0609	Miranda do Corvo	1501	Alcácer do Sal
0610	Montemor-o-Velho	1502	Alcochete
0611	Oliveira do Hospital	1503	Almada
0612	Pampilhosa da Serra	1504	Barreiro
0613	Penacova	1505	Grândola
0614	Penela	1506	Moita
0615	Soure	1507	Montijo
0616	Tábua	1508	Palmela
0617	Vila Nova de Poiares	1509	Santiago do Cacém
0701	Alandroal	1510	Seixal
0702	Arraiolos	1511	Sesimbra
0703	Borba	1512	Setúbal
0704	Estremoz	1513	Sines
0705	Évora	1601	Arcos de Valdevez
0706	Montemor-o-Novo	1602	Caminha
0707	Mora	1603	Melgaço
0708	Mourão	1604	Monção
0709	Portel	1605	Paredes de Coura
0710	Redondo	1606	Ponte da Barca
0711	Reguengos de Monsaraz	1607	Ponte de Lima
0712	Vendas Novas	1608	Valença
0713	Viana do Alentejo	1609	Viana do Castelo



DTMN	Município	DTMN	Município
0714	Vila Viçosa	1610	Vila Nova de Cerveira
0801	Albufeira	1701	Alijó
0802	Alcoutim	1702	Boticas
0803	Aljezur	1703	Chaves
0804	Castro Marim	1704	Mesão Frio
0805	Faro	1705	Mondim de Basto
0806	Lagoa	1706	Montalegre
0807	Lagos	1707	Murça
0808	Loulé	1708	Peso da Régua
0809	Monchique	1709	Ribeira de Pena
0810	Olhão	1710	Sabrosa
0811	Portimão	1711	Santa Marta de Penaguião
0812	São Brás de Alportel	1712	Valpaços
0813	Silves	1713	Vila Pouca de Aguiar
0814	Tavira	1714	Vila Real
0815	Vila do Bispo	1801	Armamar
0816	Vila Real de Santo António	1802	Carregal do Sal
0901	Aguiar da Beira	1803	Castro Daire
0902	Almeida	1804	Cinfães
0903	Celorico da Beira	1805	Lamego
0904	Figueira de Castelo Rodrigo	1806	Mangualde
0905	Fornos de Algodres	1807	Moimenta da Beira
0906	Gouveia	1808	Mortágua
0907	Guarda	1809	Nelas
0908	Manteigas	1810	Oliveira de Frades
0909	Mêda	1811	Penalva do Castelo
0910	Pinhel	1812	Penedono
0911	Sabugal	1813	Resende
0912	Seia	1814	Santa Comba Dão
0913	Trancoso	1815	São João da Pesqueira
0914	Vila Nova de Foz Côa	1816	São Pedro do Sul
1001	Alcobaça	1817	Sátão
1002	Alvaiázere	1818	Sernancelhe
1003	Ansião	1819	Tabuaço
1004	Batalha	1820	Tarouca
1005	Bombarral	1821	Tondela
1006	Caldas da Rainha	1822	Vila Nova de Paiva
1007	Castanheira de Pêra	1823	Viseu
1008	Figueiró dos Vinhos	1824	Vouzela



Anexo F

F.1 A Interface da LNEG-H₂PTMap tool

Esta secção apresenta uma seleção de capturas de ecrã da LNEG-H₂PTMap tool, ilustrando a sua integração no geoPortal do LNEG e destacando os principais componentes de interface disponíveis para os utilizadores. As figuras incluídas fornecem uma visão geral da página inicial da ferramenta, secções explicativas, interface de seleção de cenários, funcionalidades de filtragem, resultados de visualização geoespacial, e painéis de resultados ao nível municipal.

O objetivo desta secção é documentar a estrutura visual e o fluxo de trabalho operacional da ferramenta, complementando assim a descrição metodológica apresentada no relatório principal. Adicionalmente, pretende orientar os utilizadores na compreensão de como navegar na plataforma, interpretar a informação apresentada, e interagir eficazmente com as diferentes funcionalidades disponíveis.

F.2 Acesso à LNEG-H₂PTMap Tool e Visão Geral da Interface Inicial

Quando os utilizadores acedem à LNEG-H₂PTMap Tool através da opção "Pesquisa", disponível no menu de navegação do geoPortal, conforme ilustrado na Figura 5.1, são direcionados para o ecrã inicial da ferramenta (separador Início). Este ecrã inicial apresenta o título da LNEG-H₂PTMap Tool - Geospatial Hydrogen Cost Calculator, juntamente com uma breve descrição introdutória do seu objetivo e das suas capacidades.

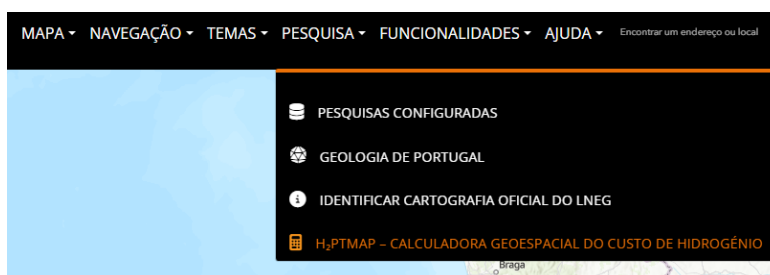


Figura 5.1: Acesso à LNEG-H₂PTMap Tool através do menu de navegação do geoPortal

Em particular, resume a capacidade da ferramenta para estimar o Custo Nivelado do Hidrogénio (LCOH) em todo o território de Portugal Continental, e delinea a sua estrutura operacional principal, incluindo as principais etapas do fluxo de trabalho (seleção do modo, definição do âmbito, e visualização dos resultados), que são apresentadas na Figura 5.2. Este layout introdutório proporciona aos utilizadores uma compreensão imediata da funcionalidade da ferramenta e da lógica de navegação.



Figura 5.2: Interface do separador Início da LNEG-H₂PTMap Tool (visão geral da página inicial)

F.3 Separador Sobre: Descrição da LNEG-H₂PTMap Tool e Contexto Metodológico

A secção Sobre fornece uma descrição detalhada da LNEG-H₂PTMap Tool, delineando o seu objetivo, quadro concetual, e contexto de desenvolvimento. Conforme apresentado na Figura 5.3, esta interface explica o papel da ferramenta na estimativa dos custos de hidrogénio para as cadeias de valor de Produção de H₂, Transporte de H₂, e Indústria de H₂.

Esta secção enquadra também a plataforma no seu contexto científico e institucional mais amplo, salientando o seu desenvolvimento pelo LNEG e o seu papel em iniciativas de investigação em curso. Além disso, disponibiliza acesso à documentação metodológica que sustenta a ferramenta, permitindo aos utilizadores explorar mais aprofundadamente os pressupostos subjacentes, a metodologia, e os procedimentos de cálculo.



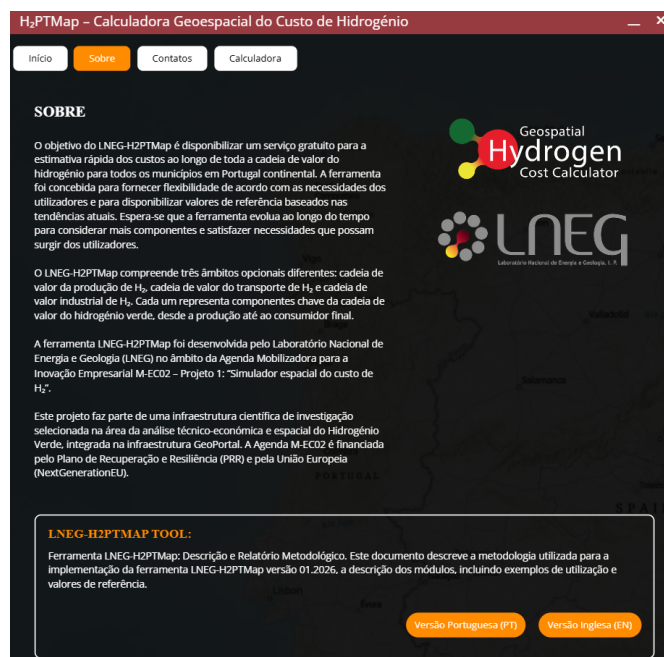


Figura 5.3: Interface do separador Sobre da LNEG-H₂PTMap Tool

F.4 Separador Contactos: Canais de Suporte e Comunicação da LNEG-H₂PTMap Tool

A secção Contactos, apresentada na Figura 5.4, fornece aos utilizadores a informação necessária para comunicar com a equipa de desenvolvimento da ferramenta. Esta interface inclui orientações sobre como reportar problemas técnicos, submeter feedback, e solicitar informação adicional. Os utilizadores dispõem de vários canais de contacto, incluindo e-mail, morada institucional, e contacto telefónico. Esta secção promove a transparência e facilita o apoio aos utilizadores, incentivando simultaneamente o envolvimento dos utilizadores para apoiar a melhoria contínua da plataforma.





Figura 5.4: Interface do separador Contactos da LNEG-H₂PTMap Tool

F.5 Separador Calculadora: Definição do Cenário e Seleção do Âmbito na LNEG-H₂PTMap Tool

A secção Calculadora representa o componente funcional central da LNEG-H₂PTMap Tool, onde os utilizadores definem os parâmetros necessários para a análise de custos. Conforme apresentado na Figura 5.5, os utilizadores podem aceder a esta secção através do botão “*Calcular Agora*” na interface do separador Início, ou selecionando diretamente o separador Calculadora. Em ambos os casos, a análise inicia-se com a seleção do modo de cálculo, Referência ou Personalizado. O utilizador seleciona então o âmbito de análise, escolhendo uma configuração de cada vez: âmbito de Produção de H₂, âmbito de Transporte de H₂ (cadeia de valor), ou âmbito da Indústria de H₂ (cadeia de valor).

Após a seleção do âmbito, o botão *Calcular* surge no canto direito da interface. Ao clicar neste botão, o utilizador é direcionado para os filtros e parâmetros de entrada correspondentes à configuração da cadeia de valor selecionada. Este processo estruturado de configuração constitui a etapa inicial na geração de resultados de LCOH espacialmente resolvidos, que são posteriormente explorados através das opções de interface adicionais apresentadas nas secções seguintes.



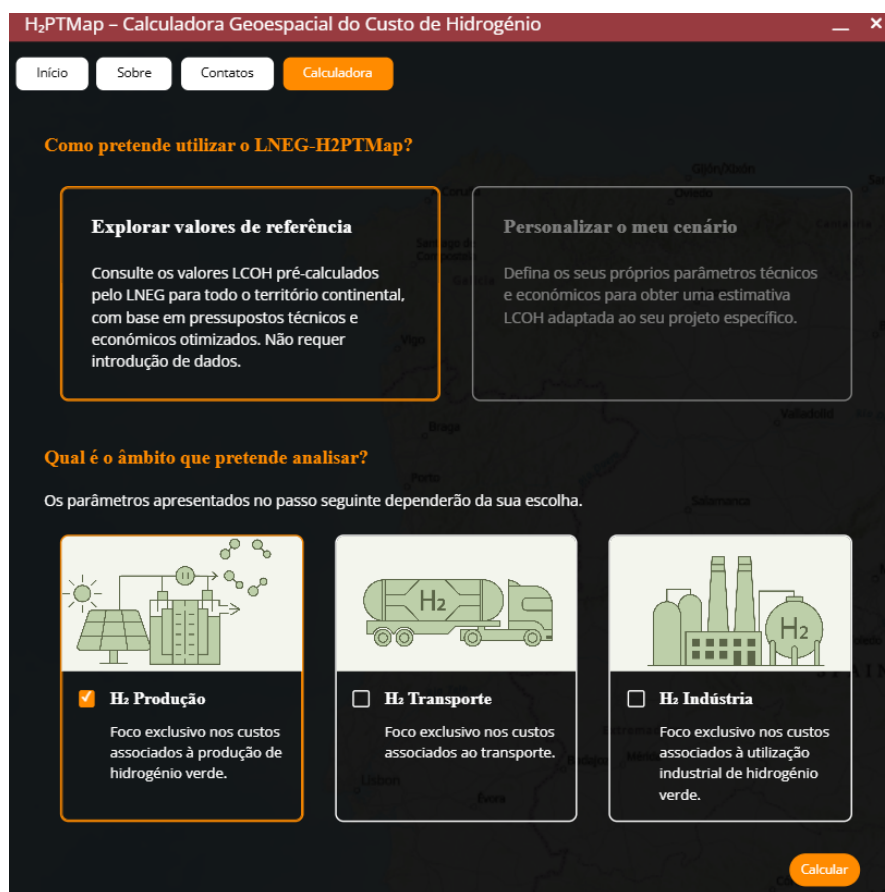


Figura 5.5: Interface da Calculadora da LNEG-H₂PTMap Tool

F.6 Identificar Cenários e Visualizar os Resultados da LNEG-H₂PTMap Tool

Quando o âmbito de Produção de H₂ é selecionado no modo Referência e o botão *Calcular* é clicado, o utilizador é direcionado para a interface de resultados correspondente baseada em mapa, incluindo o painel *Filtros* e o painel de resultados *Identificar*, conforme ilustrado na Figura 5.6. Na visualização inicial, o painel *Identificar* apresenta uma tabela com os valores de LCOH calculados para os 278 municípios de Portugal Continental, juntamente com os principais parâmetros de custo associados. Conforme apresentado acima da tabela, são mencionados o tipo de eletrolisador, o tipo de água, e o mix de eletricidade utilizados para calcular o LCOH neste cenário.



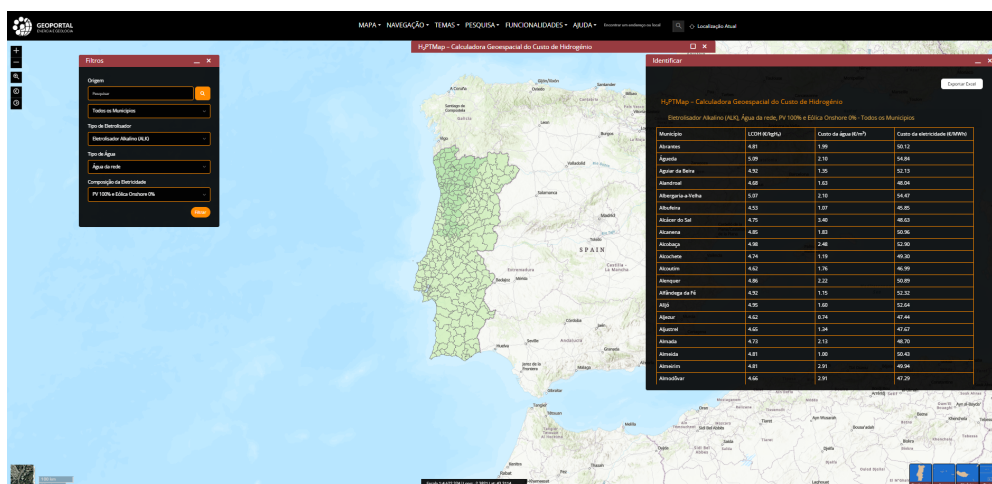


Figura 5.6: Interface da Calculadora apresentando as opções de filtro, e a tabela de resultados ao nível municipal da LNEG-H₂PTMap Tool

O utilizador pode então modificar os filtros disponíveis para selecionar um dos 30 cenários de referência pré-calculados e visualizar os resultados espaciais correspondentes no mapa, bem como no painel Identificar. Adicionalmente, pode ser selecionado um município específico como localização de produção de hidrogénio, como Lisboa, permitindo o acesso a resultados detalhados para o município selecionado, conforme ilustrado na Figura 5.7.

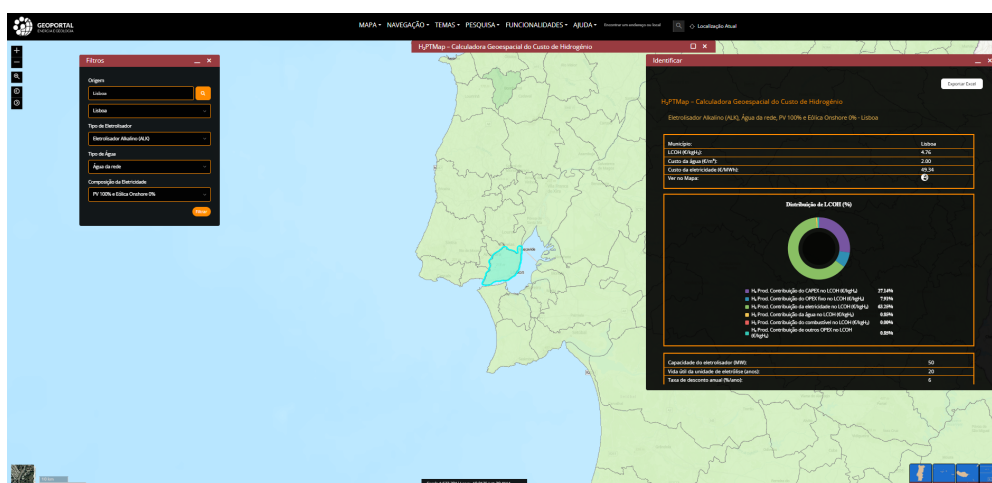


Figura 5.7: Interface de filtros e tabelas para a produção de H₂ em Lisboa na interface da LNEG-H₂PTMap Tool

Estes resultados incluem a repartição gráfica dos componentes do LCOH, juntamente com os parâmetros de entrada e saída associados. O município selecionado é também destacado no mapa, permitindo ao utilizador identificar espacialmente a localização de produção de hidrogénio escolhida, conforme ilustrado na Figura 5.8.



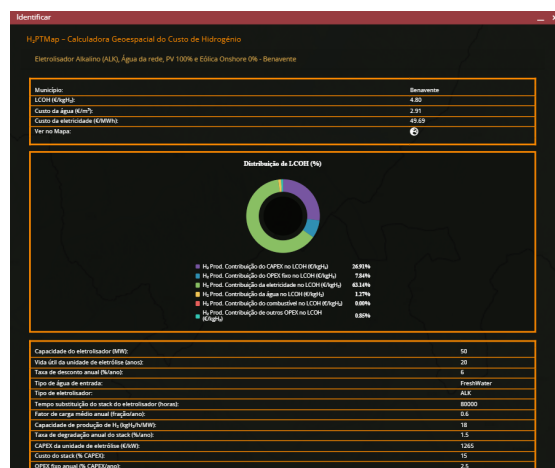


Figura 5.8: Interface de gráficos e tabelas de resultados da LNEG-H₂PTMap Tool

É importante notar que, para todas as configurações, quando o utilizador passa o cursor sobre um município no mapa, surge uma janela pop-up que apresenta o valor de LCOH calculado de acordo com o modo e âmbito selecionados. A Figura 5.9 ilustra esta funcionalidade utilizando como exemplo o âmbito de Produção de H₂.

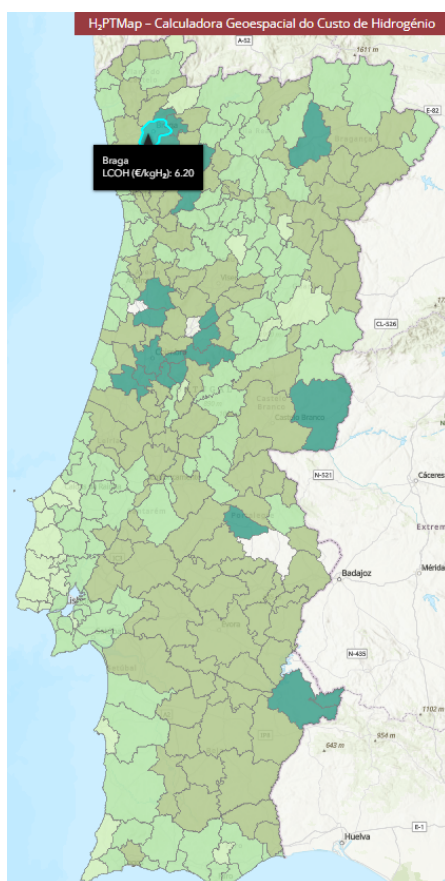


Figura 5.9: Interface pop-up enquanto o utilizador passa o cursor sobre o mapa na LNEG-H₂PTMap Tool

A principal diferença entre os filtros do âmbito de produção de H₂ e os utilizados nos âmbitos



de Transporte de H₂ e Indústria de H₂ é a inclusão de um filtro adicional de destino. Este parâmetro pode ser modificado pelo utilizador e é utilizado para definir a localização do utilizador final do hidrogénio, estabelecendo assim a configuração de origem-destino para o hidrogénio produzido. Nestes âmbitos, a tabela apresentada no painel *Identificar* apresenta resultados pré-calculados para todos os municípios de destino a partir da origem selecionada, que neste exemplo corresponde ao município de Abrantes, conforme apresentado na Figura 5.10.

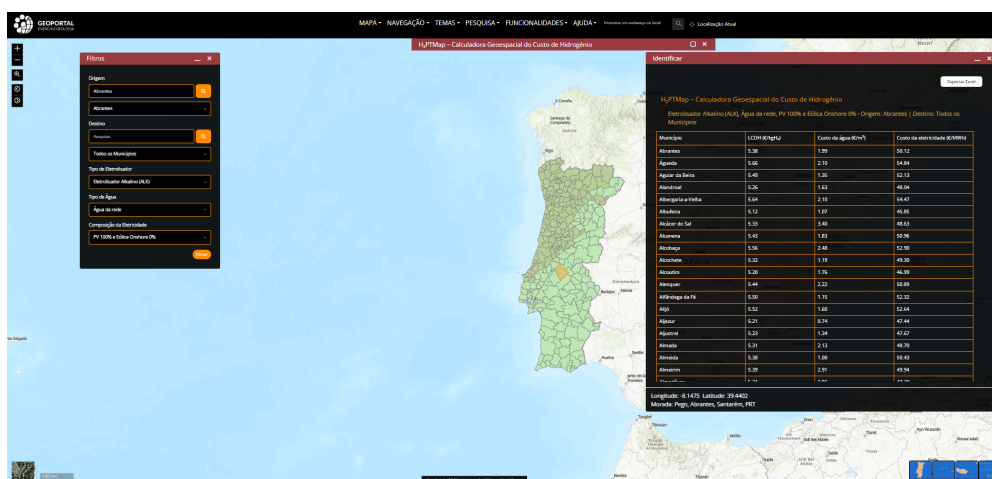


Figura 5.10: Interface de filtros e tabela para os âmbitos de Transporte de H₂ e Indústria de H₂ (cadeias de valor) da LNEG-H₂PTMap Tool

Anexo G

Identificação Espacial de Potenciais Consumidores Industriais de Hidrogénio

A identificação de potenciais consumidores industriais de hidrogénio foi realizada com base em dados de acesso público do Registo Europeu das Emissões e Transferências de Poluentes (E-PRTR). A partir da versão mais recente do E-PRTR, publicada em fevereiro de 2026 e relativa aos dados de atividade industrial do ano de 2024, foi compilado um conjunto de dados composto por aproximadamente 324 potenciais consumidores industriais de H₂ [22].

A localização de cada potencial consumidor foi definida ao nível da instalação industrial, com base na principal atividade industrial reportada para cada instalação. A classificação das atividades seguiu as categorias utilizadas no âmbito do regime de Prevenção e Controlo Integrados da Poluição (PCIP), permitindo agrupar as instalações industriais de acordo com o seu principal setor de atividade. A Tabela 5.8 apresenta as classificações de atividade derivadas do Anexo I do Regulamento (CE) n.º 166/2006 do Parlamento Europeu e do Conselho [23].

Tabela 5.8: Potenciais consumidores industriais de hidrogénio identificados a partir do E-PRTR, por setor e classificação de atividade.

Tipo de Potencial Consumidor	N.º de Instalações	Códigos PRTR
Setor da energia	11	1(a), 1(c)
Produção e transformação de metais	8	2(b), 2(d), 2(e)(i), 2(e)(ii), 2(f)
Indústria mineral	14	3(c)(i), 3(c)(ii), 3(e), 3(g)
Indústria química	5	4(a)(i), 4(a)(viii), 4(b)(ii), 4(c), 4(e)
Gestão de resíduos e de águas residuais	42	5(a), 5(b), 5(d), 5(e), 5(f)
Produção e transformação de papel e madeira	8	6(a), 6(b)
Produção pecuária intensiva e aquicultura	228	7(a)(i), 7(a)(ii), 7(a)(iii)
Setor alimentar e das bebidas	2	8(b)(ii)
Outras atividades	6	9(a), 9(c), 9(e)
TOTAL	324	-

Para efeitos da ferramenta LNEG-H₂PTMap Tool, as localizações ao nível das instalações industriais foram posteriormente convertidas para o nível municipal. Esta agregação espacial permite que a ferramenta represente a procura industrial de hidrogénio de forma consistente com a estrutura municipal utilizada na avaliação de custos. Consequentemente, cada potencial consumidor industrial de hidrogénio fica associado ao respetivo município, permitindo que a cadeia de valor da Indústria do H₂ avalie diferentes configurações de abastecimento de hidrogénio entre as origens de produção selecionadas e os potenciais locais de procura industrial.



Anexo H

Identificação Espacial de Potenciais Locais de Procura para Abastecimento de Hidrogénio

Os potenciais locais de procura de hidrogénio no âmbito do Transporte de H_2 foram identificados com base num conjunto de dados de postos de abastecimento de combustíveis existentes em Portugal Continental, considerados como indicadores da futura procura de hidrogénio no setor dos transportes. O conjunto de dados foi obtido através do Geoportal da DGE, por intermédio da sua aplicação Web ArcGIS [24], onde foi selecionada a camada temática “Postos de Abastecimento de Combustível”. Esta camada disponibiliza a distribuição geográfica de aproximadamente 3,000 postos de abastecimento de combustíveis em Portugal Continental, tendo sido utilizada para representar potenciais localizações de futuras infraestruturas de abastecimento de hidrogénio na ferramenta LNEG- H_2 PTMap.

De forma a garantir a coerência com a resolução espacial adotada na avaliação de custos, os dados individuais dos postos de abastecimento foram posteriormente agregados ao nível municipal. Esta agregação suporta a avaliação de configurações da cadeia de abastecimento de hidrogénio entre os municípios de produção selecionados e os potenciais centros de procura do setor dos transportes, permitindo assim a estimativa dos custos ao longo do âmbito do Transporte de H_2 (cadeia de valor).



Bibliografia

- [1] S. G. Simoes, J. Catarino, A. Picado, T. F. Lopes, S. Di Berardino, F. Amorim, F. Gírio, C. M. Rangel, T. Ponce de Leão, Water availability and water usage solutions for electrolysis in hydrogen production, *Journal of Cleaner Production* 315 (2021) 128124. doi:10.1016/j.jclepro.2021.128124.
- [2] ERSAR - Entidade Reguladora dos Serviços de Águas e Resíduos, Tarifas dos serviços de águas e resíduos, accessed: 2026-04-11 (n.d.).
URL https://www.ersar.pt/pt_consumidor_tarifas-dos-servicos.html
- [3] LNEG — Laboratório Nacional de Energia e Geologia, Atlas H2 Verde, accessed: 2026-03-15 (n.d.).
URL <https://geoportal.lneg.pt/mapa/?mapa=AtlasH2Verde&lang=en>
- [4] European Central Bank, Euro foreign exchange reference rates, accessed: 2026-04-26 (n.d.).
URL https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/index.en.html
- [5] European Commission, HICP - All Items - Annual Average Indices, accessed: 2026-03-09 (2026).
URL <https://data.europa.eu/data/datasets/olowquvef0utg8698b8zq?locale=en>
- [6] Direção-Geral do Território, Carta Administrativa Oficial de Portugal: CAOP2025 (2025).
URL <https://www.dgterritorio.gov.pt/atividades/cartografia/cartografia-tematica/caop>
- [7] International Renewable Energy Agency (IRENA), Renewable power generation costs in 2024 (2025).
- [8] Global Solar Atlas, Global Solar Atlas, <https://globalsolaratlas.info/map>, accessed: 2026-02-11 (n.d.).
- [9] DEPAR Solar, Performance Ratio in PV, accessed: 2026-03-20 (n.d.).
URL https://en.deparsolar.com/performance-ratio-in-pv_1-709
- [10] A. Farracho, R. Castro, Broad-Spectrum Technical and Economic Assessment of a Solar PV Park: A Case Study in Portugal (2024). doi:10.3390/pr12061143.
URL <https://doi.org/10.3390/pr12061143>
- [11] IEA Photovoltaic Power Systems Programme (IEA-PVPS), IEA PVPS Country Updates 2025 (2026).
URL <https://iea-pvps.org/annual-reports/iea-pvps-country-updates-2025>
- [12] M. Theristis, J. S. Stein, C. Deline, et al., Onymous early-life performance degradation analysis of recent photovoltaic module technologies, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 31 (2) (2023) 149–160. doi:10.1002/pip.3615.
URL <https://doi.org/10.1002/pip.3615>
- [13] C. Deline, D. Jordan, B. Sekulic, J. Parker, B. McDanold, A. Anderberg, PV Lifetime Project – 2024 NREL Annual Report, Tech. Rep. NREL/TP-5K00-90651, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO (2024).
URL <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/90651.pdf>



- [14] T. Ishii, Annual degradation rates and soiling losses of photovoltaic systems composed of recent crystalline silicon technologies in temperate climate, *Engineering Reports* 6 (11) (2024). doi: 10.1002/eng2.12937.
URL <https://doi.org/10.1002/eng2.12937>
- [15] Electric Power Research Institute (EPRI), PV Plant Decommissioning Salvage Value: Conceptual Cost Estimate Report (2018).
URL <https://www.epri.com/research/products/000000003002013116>
- [16] LNEG, Atlas of Onshore Wind Potential in Continental Portugal, accessed: 2026-03-20 (2025).
URL <https://sig.lneg.pt/metadados/catalog/search/resource/details.page?uuid=2bd0b2fa-1040-4213-a80c-c7344748f025>
- [17] S. G. Simoes, T. Simões, J. Barbosa, C. Rodrigues, P. Azevedo, J. P. Cardoso, J. Facão, P. S. Costa, P. A. Justino, F. Gírio, A. Reis, P. Passarinho, L. C. Duarte, P. Moura, M. Abreu, A. Estanqueiro, A. Couto, P. Oliveira, L. Quental, A. Picado, Estimativa de potenciais técnicos de energia renovável em Portugal: Eólico, solar fotovoltaico, solar concentrado, biomassa e oceanos (2023).
URL <http://hdl.handle.net/10400.9/4077>
- [18] APREN, Boletim de eletricidade renovável | fevereiro, Press Releases, pp. 1–2 (February 2026).
URL https://www.apren.pt/wp-content/uploads/2026/03/PR-boletim-fev2026_DCM.pdf
- [19] U.S. Department of Energy, Wind energy end-of-service guide (2023).
URL <https://www.energy.gov/cmei/wind/windexchange/windexchange/wind-energy-end-service-guide>
- [20] Águas de Portugal, Arranque da Estação de Dessalinização do Algarve, accessed: 2026-04-22 (Apr. 2026).
URL <https://www.adp.pt/comunicacao/destaques/SitePages/Arranque-da-Esta%C3%A7%C3%A3o-de-Dessaliniza%C3%A7%C3%A3o-do-Algarve.aspx>
- [21] Direção-Geral do Território, Transport Networks of Mainland Portugal 1:200,000, accessed: 2026-02-15 (n.d.).
URL <https://snig.dgterritorio.gov.pt/rndg/srv/por/catalog.search#/metadata/70ea24cf-ef0b-4fd0-810c-8d3ea95acb6d>
- [22] European Environment Agency, Industrial Emissions Directive 2010/75/EU and European Pollutant Release and Transfer Register Regulation (EC) No 166/2006 - ver. 16.0 Feb. 2026 (Tabular data) (2026). doi:10.2909/657ac3cb-affa-4295-a4a9-27b4f539adab.
URL <https://doi.org/10.2909/657ac3cb-affa-4295-a4a9-27b4f539adab>
- [23] European Parliament and Council of the European Union, Regulation (EC) No 166/2006 of the European Parliament and of the Council of 18 January 2006 concerning the establishment of a European Pollutant Release and Transfer Register and amending Council Directives 91/689/EEC and 96/61/EC, accessed: 2026-07-14 (2006).
URL <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2006/166/2019-06-26/eng>
- [24] Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEg), ArcGIS Web Application, layer used: "Postos de Abastecimento de Combustível". Accessed: 15 July 2026 (2026).
URL <https://portalgeo.dgeg.gov.pt/arcgis/apps/webappviewer/index.html?id=de764a4a5ccd446292cb26a7e5c2e725>





INVESTIGAÇÃO PARA A **SUSTENTABILIDADE**
ENERGIA E GEOLOGIA – CONSTRUINDO UM FUTURO MAIS LIMPO E MELHOR



X



INSTAGRAM



FACEBOOK



LINKEDIN



YOUTUBE

www.lneg.pt