



NOTA TÉCNICA

# ROADMAP TECNOLÓGICO DE HIDROGÊNIO

*Rotas tecnológicas, oportunidades de inovação e custos de produção de hidrogênio de diferentes intensidades de carbono no Brasil*



# NOTA TÉCNICA EPE/DEA/SEE/014/2025

## ■ Colaboradores EPE

### Coordenação Geral

Thiago Ivanoski Teixeira

### Coordenação Executiva

Carla da Costa Lopes Achão

Patricia Costa Gonzalez de Nunes

### Coordenação Técnica

Gustavo Pires da Ponte

Luciano Basto Oliveira

### Equipe Técnica

Amanda Vinhoza

Caroline Chantre Ramos

Leonardo Sanches Lima

Rodrigo Vellardo Guimarães

## ■ Colaboradores Itaipu Parquetec

### Coordenação Geral

Daniel Augusto Cantane

### Coordenação Executiva

Dan Yushin Miyaji

### Coordenação Técnica

Dan Yushin Miyaji

### Bolsistas

Eric Ocampo

Jeydson Lopes

Thiago Modesto

## Agradecimentos

Os autores agradecem ao apoio técnico e contribuição dos colaboradores da EPE e do Itaipu Parquetec que acompanharam e contribuíram com o desenvolvimento do projeto e seus *workshops*:

### EPE

Bruna Silveira Guimarães

Bruna Souza Lopes Graça

Daniel Silva Moro

Gabriel da Silva A. Jorge

Gabriel Konzen

Gabriela Nascimento da Silva

Glaysson de Mello Muller

Leticia Gonçalves Lorentz

Natália da Veiga Bonavita Teixeira

Nathalia Tavares

### Itaipu Parquetec

Adalberto Teogenes Tavares Junior

Andrezza Caroline Bonkevich Suzim



## VALOR PÚBLICO

O HIDROGÊNIO É RECONHECIDO COMO UM IMPORTANTE VETOR ENERGÉTICO PARA A TRANSIÇÃO EM CURSO. NO ÂMBITO DO PROGRAMA NACIONAL DE HIDROGÊNIO (PNH<sub>2</sub>), DESTACA-SE O POTENCIAL DO BRASIL PARA TORNAR-SE UM IMPORTANTE PLAYER NESTE MERCADO, APROVEITANDO SEU POTENCIAL ENERGÉTICO PARA FOMENTAR UMA INDÚSTRIA DE BAIXA EMISSÃO DE CARBONO. NO LONGO PRAZO, VISLUMBRA-SE O DESENVOLVIMENTO DE UM MERCADO DE HIDROGÊNIO ROBUSTO E COMPETITIVO. PARA TAL, DESTACA-SE A NECESSIDADE DE UMA VISÃO ABRANGENTE, QUE INCORPORE ASPECTOS TÉCNICOS E LEGAIS-REGULATÓRIOS.

COMO PARTE DESSE ESFORÇO, A EPE VEM ANALISANDO O TEMA SISTEMATICAMENTE NO ÂMBITO DO PLANEJAMENTO DECENAL (PDE) E DE LONGO PRAZO (PNE) E, EM COMPLEMENTO, AS ANÁLISES APRESENTADAS NESTE RELATÓRIO AJUDAM A REDUZIR A ASSIMETRIA DE INFORMAÇÃO ENTRE OS AGENTES, FORNECENDO SUBSÍDIOS PARA UMA MELHOR TOMADA DE DECISÃO POR PARTE DE ENTIDADES PÚBLICAS E PRIVADAS.

## PUBLICAÇÕES ANTERIORES SOBRE O TEMA

### Plano Nacional de Energia 2050 (Publicado em 2020)

O Plano inclui o hidrogênio entre as tecnologias com potencial disruptivo no horizonte analisado e, considerando sua versatilidade, destaca seu papel na superação de alguns desafios energéticos.



### Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) (Último publicado em 2024)

O PDE 2031, cujo relatório final foi publicado em 2022, dedica um capítulo à análise do hidrogênio, sua dinâmica, aplicações, perspectivas tecnológicas e potencial. Em sequência, o PDE 2034 inclui o hidrogênio como um dos destaques do capítulo de Transição Energética.

### Nota Técnica “Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio”

(Publicado em 2021)

Apresenta um panorama da indústria do hidrogênio, seus desafios e oportunidades, incluindo análise de rotas tecnológicas e custos.



### Nota Técnica “Produção e Consumo de Hidrogênio em Refinarias no Brasil”

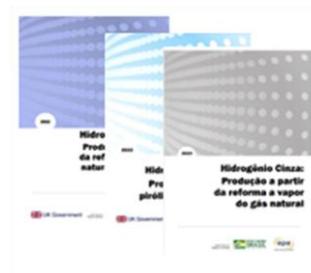
(Publicado em 2021)

Apresenta o consumo de hidrogênio em refinarias no Brasil, detalhando sua capacidade de produção e as perspectivas no horizonte decenal, incluindo desafios.

### Notas técnicas Hidrogênio Azul, Turquesa e Cinza

(Publicadas em 2022)

As notas, com foco em produção de hidrogênio a partir de gás natural, apresentam aspectos técnicos, econômicos e logísticos associados às rotas. As notas dedicadas ao Hidrogênio Azul e Turquesa foram desenvolvidas através uma cooperação técnica entre a EPE e o BEP (Programa de Energia para o Brasil - da sigla em inglês) do governo britânico.



**MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA**



**Ministro de Estado**  
Alexandre Silveira de Oliveira

**Secretário-Executivo**  
Arthur Cerqueira Valério

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético**  
Pietro Adamo Sampaio Mendes



**Presidente**

Thiago Guilherme Ferreira Prado

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e  
Ambientais**

Thiago Ivanoski Teixeira

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**  
Reinaldo da Cruz Garcia

**Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e  
Biocombustíveis**

Heloisa Borges Bastos Esteves

**Diretor de Gestão Corporativa**

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

<http://www.epe.gov.br>

## ■ Sumário

|   |           |
|---|-----------|
| <b>1. CONTEXTUALIZAÇÃO</b>  | <b>1</b>  |
| <b>2. EVOLUÇÃO TEMPORAL DA PRODUÇÃO DE H<sub>2</sub></b>  | <b>2</b>  |
| <b>3. ROTAS TECNOLÓGICAS PARA A PRODUÇÃO DE H<sub>2</sub></b>   | <b>6</b>  |
| 3.1. Rota termoquímica  | 9         |
| 3.1.1. Processo de Reforma  | 10        |
| 3.1.2. Processo de Gaseificação   | 15        |
| 3.1.3. Processo de Pirólise   | 19        |
| 3.2. Rota eletroquímica   | 24        |
| 3.2.1. Eletrólise alcalina (ALK)  | 27        |
| 3.2.2. Eletrólise a Membrana Polimérica Trocadora de Prótons (PEM)  | 29        |
| 3.2.3. Eletrólise de Óxido Sólido (SOEC)  | 30        |
| 3.3. Rota bioquímica  | 31        |
| 3.3.1. Fermentação  | 34        |
| 3.3.2. Biofotólise  | 37        |
| 3.4. Rota fotolítica  | 40        |
| 3.4.1. Fotocatálise   | 41        |
| 3.4.2. Fotoeletrólise   | 42        |
| 3.5. Rota radioquímica  | 44        |
| 3.6. Tecnologias emergentes   | 46        |
| 3.6.1. Eletrólise da água por membrana de troca aniônica  | 46        |
| 3.6.2. Dissociação termoquímica da água (termólise)   | 48        |
| 3.6.3. Célula de eletrólise microbiana (MEC)  | 53        |
| 3.7. Hidrogênio natural   | 54        |
| 3.7.1. Método de Recuperação de Hidrogênio Geológico  | 58        |
| <b>4. GRAU DE DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO E ECONÔMICO</b>   | <b>59</b> |
| <b>5. PERSPECTIVAS DE AVANÇO TECNOLÓGICO</b>  | <b>65</b> |
| <b>6. OPORTUNIDADES DE INOVAÇÃO</b>   | <b>71</b> |
| 6.1. Tendências tecnológicas  | 71        |
| 6.1.1. Patentes   | 73        |
| 6.1.2. Soluções das Startups internacionais e nacionais inseridas no ecossistema do Hidrogênio            | 82        |
| 6.2. Tendências de investimento   | 87        |
| 6.2.1. Projetos e Investimentos na produção de H <sub>2</sub> de baixo carbono internacionais e nacionais | 90        |
| <b>7. LEVANTAMENTO DOS CUSTOS, CONSIDERANDO AS TENDÊNCIAS DE MERCADO ATÉ 2050</b>                         | <b>98</b> |
| 7.1. Mercado do H <sub>2</sub>  | 99        |
| 7.1.1. Mercado atual do H <sub>2</sub> no Brasil  | 101       |
| 7.1.2. Hidrogênio e Seus Derivados: Perspectivas e Desafios   | 104       |
| 7.1.3. Análise do Mercado Potencial do Hidrogênio na Descarbonização do Setor Energético Nacional         | 127       |
| 7.2. Custos na Produção de H <sub>2</sub> de Baixo Carbono  | 131       |
| 7.2.1. A partir da Dissociação da Água  | 132       |
| 7.2.2. A partir de Combustíveis Fósseis   | 143       |
| 7.2.3. A partir da Biomassa   | 146       |
| 7.2.4. A partir de extração geológica   | 150       |
| 7.3. Custo de Logística   | 152       |
| 7.3.1. Armazenamento  | 153       |
| 7.3.2. Transporte   | 160       |
| 7.4. Análise do impacto de políticas e regulações nos custos e competitividade do H <sub>2</sub>          | 168       |
| 7.4.1. Contexto Internacional   | 169       |
| 7.4.2. Contexto Nacional  | 177       |

|  |            |
|--|------------|
| <b>8. METODOLOGIA DA ABORDAGEM DE ANÁLISE DE CUSTOS.....</b>   | <b>182</b> |
| 8.1. Hidrogênio de baixo carbono: Estrutura do estudo.....   | 182        |
| 8.2. Fundamentos para a Análise Econômica .....  | 185        |
| 8.2.1. Cálculo do LCOH .....   | 185        |
| 8.2.2. Custo nivelado da NH <sub>3</sub> .....   | 187        |
| 8.3. Elementos para a Análise Ambiental.....   | 188        |
| 8.4. Métricas do Hidrogênio neste relatório .....  | 188        |
| <b>9. PREMISSAS DE ASPECTO TÉCNICO E ECONÔMICO .....</b>   | <b>189</b> |
| 9.1. Eletrólise da água .....  | 190        |
| 9.1.1. ALK.....  | 190        |
| 9.1.2. PEM.....  | 191        |
| 9.1.3. Custos da cadeia de produção eletrolítica .....   | 191        |
| 9.2. Reforma a vapor do Bio-CH <sub>4</sub> .....  | 195        |
| 9.2.1. Custos da cadeia de produção SBMR .....   | 196        |
| 9.3. Reforma a vapor do Bioetanol .....  | 198        |
| 9.3.1. Custos da cadeia de produção ESR.....   | 199        |
| 9.4. Pirólise do Biogás.....   | 201        |
| 9.4.1. Custos da cadeia de produção da pirólise do biogás.....   | 203        |
| 9.5. Custo da infraestrutura logística do H <sub>2</sub> BC.....                                       | 204        |
| 9.6. Produção da NH <sub>3</sub> de baixo carbono .....  | 206        |
| 9.7. Precificação do Carbono.....  | 210        |
| <b>10. ANÁLISE DE CUSTOS .....</b>   | <b>211</b> |
| 10.1. Comparação Doméstica entre Rotas Tecnológicas.....   | 211        |
| 10.1.1. Eletrólise de baixa temperatura da água (ALK e PEM).....                                       | 212        |
| 10.1.2. Processos termoquímicos (SBMR, ESR e DTBG).....  | 221        |
| 10.2. Competitividade do H <sub>2</sub> BC Nacional em relação a outros países.....                    | 225        |
| 10.3. Competitividade da NH <sub>3</sub> de baixo carbono Nacional em relação a outras economias ..... | 227        |
| <b>11. CONCLUSÕES .....</b>  | <b>231</b> |
| <b>12. REFERÊNCIAS .....</b>   | <b>232</b> |
| <b>Anexo I – Intensidade de carbono por rota de produção de H<sub>2</sub> .....</b>                    | <b>255</b> |

## ■ Lista de Figuras

|   |    |
|---|----|
| Figura 2.1. Evolução histórica da produção de Hidrogênio no mundo. SMR-SC: Reforma a vapor do metano sem CCS/CCUS, SMR-CC: Reforma a vapor do metano com CCS/CCUS, POx-SC: Reforma por oxidação parcial sem CCS/CCUS, CG-SC: Gaseificação do carvão sem CCS/CCUS, CG-CC: Gaseificação do carvão com CCS/CCUS, WE: Water electrolysis, ..... | 5  |
| Figura 3.1. Esquema geral das formas de produção do Hidrogênio .....  | 9  |
| Figura 3.2. Tecnologias termoquímicas de geração de hidrogênio .....  | 10 |
| Figura 3.3. Produção de H <sub>2</sub> a partir do processo de reforma.....   | 11 |
| Figura 3.4. Planta atual de reforma a vapor (Fonte: (TAJI <i>et al.</i> , 2018)).....   | 13 |
| Figura 3.5. Reatores gaseificadores para produção de H <sub>2</sub> (Fonte: (NGUYEN <i>et al.</i> , 2024)) .....  | 17 |
| Figura 3.6. Produção de H <sub>2</sub> a partir da gaseificação (Fonte: (MADADI AVARGANI <i>et al.</i> , 2022)).....  | 18 |
| Figura 3.7. Diagramas de entalpia de (A) reforma do metano a vapor, (B) eletrólise da água e (C) pirólise do metano (Fonte: (SÁNCHEZ-BASTARDO <i>et al.</i> , 2021)).....   | 21 |
| Figura 3.8. Tipos de reatores usados para processos de pirólise com ou sem catalisadores (Fonte: (RASUL <i>et al.</i> , 2022)) .....  | 22 |
| Figura 3.9. Categoria dos processos de pirólise do CH <sub>4</sub> (Fonte: (EPE, 2022b)).....   | 23 |
| Figura 3.10. Diagrama esquemático da Pirólise de Biomassa (Fonte: (NGUYEN <i>et al.</i> , 2024)).....   | 23 |
| Figura 3.11. Princípios básicos da eletrólise e equação de sobretensão total do sistema (Fonte: (XIANG <i>et al.</i> , 2016)) .....   | 25 |
| Figura 3.12. Representação esquemática do princípio de funcionamento da eletrólise ALK (Fonte: (SHIVA KUMAR; LIM, 2022)).....   | 28 |
| Figura 3.13. Representação esquemática do princípio de funcionamento da eletrólise de água tipo PEM (Fonte: (SHIVA KUMAR; LIM, 2022)) .....   | 29 |
| Figura 3.14. Representação esquemática do princípio de funcionamento da eletrólise de água por óxido sólido (Fonte: (SHIVA KUMAR; LIM, 2022)).....  | 30 |
| Figura 3.15. Tecnologias bioquímicas para geração de Bio-H <sub>2</sub> (Fonte: Gopalakrishnan <i>et al.</i> (2019)).....   | 32 |
| Figura 3.16. Rotas metabólicas típicas para conversão de substrato em hidrogênio durante a fermentação escura (Fonte: (ŁUKAJTIS <i>et al.</i> , 2018)) .....  | 35 |
| Figura 3.17. Produção de BioH <sub>2</sub> através da fotofermentação (Fonte:(YIN; WANG, 2022)) .....   | 36 |
| Figura 3.18. Processo de biofotólise (Fonte: (YIN; WANG, 2022)).....  | 37 |
| Figura 3.19. Processo de biofotólise direta (Fonte: (KHANNA; LINDBLAD, 2015)) .....   | 38 |
| Figura 3.20. Processo de biofotólise indireta (Fonte: (KHANNA; LINDBLAD, 2015)) .....   | 39 |
| Figura 3.21. Tecnologias fotolíticas para geração de H <sub>2</sub> (Fonte: (KUMAR <i>et al.</i> , 2024))   | 40 |
| Figura 3.22. Representação esquemática da divisão da água em fotocatalisadores semicondutores (Fonte: (ISMAIL; BAHNEMANN, 2014)) .....  | 42 |
| Figura 3.23. Princípio operacional da célula foto-eletróquímica (Fonte: (DINCER, 2012; GRIMES <i>et al.</i> , 2009)).....   | 43 |
| Figura 3.24. Esquema do processo de radiólise da água (Fonte: (SARTORIO <i>et al.</i> , 2022)) .....  | 46 |
| Figura 3.25. Representação esquemática do princípio de funcionamento da eletrólise de água tipo AEM (Fonte: (SHIVA KUMAR; LIM, 2022)).....  | 47 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 3.26. Ciclos termoquímicos puros e híbridos (Fonte: (SAFARI; DINCER, 2020)) .  | 49  |
| Figura 3.27. Ciclo termoquímico enxofre-iodo (Fonte: (MADADI AVARGANI <i>et al.</i> , 2022))  | 50  |
| .....   | 50  |
| Figura 3.28. Ciclo Fe-Cl (Fonte: (MADADI AVARGANI <i>et al.</i> , 2022)).....   | 52  |
| Figura 3.29. Ciclo de redução Oxido-Metálico (Fonte: (MADADI AVARGANI <i>et al.</i> , 2022))  | 52  |
| .....   | 52  |
| Figura 3.30. Representação esquemática de uma (a) MEC e (b) MFC (Fonte: (GAUTAM <i>et al.</i> , 2023)).....   | 53  |
| Figura 3.31. Hipóteses dos diversos processos geoquímicos que geram o H <sub>2</sub> natural (Fonte: (BLAY-ROGER <i>et al.</i> , 2024)) .....   | 55  |
| Figura 3.32. Depressões circulares e elípticas ("círculos de fadas") onde o hidrogênio natural vaza para a superfície (Fonte: (TIAN, 2022)). a) Mali, b) Bacia de Perth Norte (Austrália Ocidental), c) Carolina (EUA); d) Bacia de São Francisco (Brasil), e) Gironde do Sul (França), e f) centro da Rússia. .... | 56  |
| Figura 3.33. Locais e ambientes geológicos com registros de hidrogênio natural com concentrações volumétricas >10% em todo o mundo (Fonte: (BETINA BENDALL, 2022))  | 57  |
| .....   | 57  |
| Figura 3.34. Potenciais regiões com reservas de H <sub>2</sub> natural no Brasil (Fonte: (MARINA ABELHA, 2023)).....  | 58  |
| Figura 3.1. Escala de nível de maturidade tecnológica aplicada pela IEA (Fonte: (IEA, 2021)).....   | 61  |
| Figura 4.1. Produção global atual e prospectiva de H <sub>2</sub> (Fonte: (IEA, 2023e), (IRENA, 2023), (BP, 2023), (SHELL, 2022), (DNV, 2023) e (MCKINSEY & COMPANY, 2024)).....  | 66  |
| Figura 4.2. Produção global atual e prospectiva de H <sub>2</sub> por rota tecnológica (Fonte: (IEA, 2023e), (IRENA, 2023), (BP, 2023), (SHELL, 2022), (DNV, 2023) e (MCKINSEY & COMPANY, 2024)).....   | 66  |
| Figura 4.3. Perspectivas de produção operacional e/ou em construção de hidrogênio eletrolítico no mundo (Fonte: (IEA, 2024)) .....  | 67  |
| Figura 4.4. Perspectivas de produção operacional e/ou em demonstração de hidrogênio termoquímico (SMR e CG principalmente) com CCS no mundo (Fonte: (IEA, 2024)) ...  | 68  |
| Figura 5.1. Tendências tecnológicas da economia do Hidrogênio (STARTUS INSIGHTS, 2024).....   | 72  |
| Figura 5.2. Números de patentes de produção de hidrogênio concedidas em cada categoria chave, no período de 2013 a 2022 (ARSAD <i>et al.</i> , 2024; IEA, 2023b; IRENA, 2022).....  | 73  |
| Figura 5.3. Os 10 principais responsáveis pelas patentes em processos de produção de hidrogênio com base na eletrólise da água no período de 2005 a 2020 (IRENA, 2022)  | 76  |
| Figura 5.4. Hype cycle das tecnologias de produção de hidrogênio de baixo carbono .   | 81  |
| Figura 5.5. Projetos e investimentos anunciados na cadeia de hidrogênio no mundo (HYDROGEN COUNCIL, 2023) .....   | 88  |
| Figura 5.6. Investimentos diretos em hidrogênio até 2030 (HYDROGEN COUNCIL, 2023)   | 89  |
| .....   | 89  |
| Figura 5.7. Estados brasileiros com projetos de hidrogênio de baixa emissão de carbono anunciados (PNH <sub>2</sub> , 2023) .....   | 90  |
| Figura 5.8. Projetos e Hubs anunciados no Brasil .....  | 95  |
| Figura 6.1. Projeção da demanda global de hidrogênio em 2050 por cenários selecionados .....  | 100 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 6.2. Crescimento prospectivo da demanda por hidrogênio em diferentes setores energéticos (Deloitte, 2023) .....  | 100 |
| Figura 6.3. Crescimento prospectivo da demanda global de hidrogênio por região (FGV, 2023).....   | 101 |
| Figura 6.4. Desenvolvimento do Mercado de Fertilizantes no Brasil (SAE, 2021) .....   | 103 |
| Figura 6.5. Localização das Refinarias com UGH e FAFENs (FGV, 2023) .....   | 104 |
| Figura 6.6. Processo convencional de obtenção de NH <sub>3</sub> (Ishaq; Crawford, 2024) .....  | 106 |
| Figura 6.7. Capacidade instalada de produção de NH <sub>3</sub> por região em 2020 (IRENA and AEA, 2022) .....  | 106 |
| Figura 6.8. Expectativa de demanda para amônia para 2050 no cenário de 1,5 °C (IRENA and AEA, 2022) .....   | 107 |
| Figura 6.9. Cadeia do metanol como produto químico industrial (EPE, 2019b) ...  | 109 |
| Figura 6.10. Capacidade instalada de metanol renovável em milhões de toneladas (MI, 2024) .....   | 110 |
| Figura 6.11. Histórico do mercado nacional de metanol (EPE, 2019b) .....  | 111 |
| Figura 6.12. Produção nacional de óleo diesel A por tipo (%) (EPE, 2022d) .....   | 112 |
| Figura 6.13. Produção de hidrogênio em refinarias brasileiras (EPE, 2022b) .....  | 113 |
| Figura 6.14. Comparação das matrizes energéticas e elétricas: Brasil, mundo e OCDE (E+ Transição Energética, 2024) .....  | 114 |
| Figura 6.15. Mapa das rotas de exportação de hidrogênio (IRENA, 2022b).....   | 114 |
| Figura 6.16. Demanda de H <sub>2</sub> de baixo carbono brasileiro para exportação .....  | 115 |
| Figura 6.17. Demanda de hidrogênio de baixo carbono para combustível marítimo no Brasil .....   | 117 |
| Figura 6.18. Parque siderúrgico brasileiro (Instituto Aço Brasil, 2024b) .....  | 118 |
| Figura 6.19. Rota primária e secundária de produção de aço (Silva; Vasconcelos, 2017).....  | 119 |
| Figura 6.20. Custo Simplificado de produção de aço para rotas de produção selecionadas (IEA, 2020) .....  | 120 |
| Figura 6.21. Evolução da Produção de Aço Bruto no Brasil: Dados Históricos (1992-2022) (Instituto Aço Brasil, 2024a) .....  | 120 |
| Figura 6.22. Temperaturas máximas das tecnologias de aquecimento e requisitos térmicos de diversos setores industriais .....  | 122 |
| Figura 6.23. Potencial econômico da geração de calor de alta temperaturas, considerando um preço de carbono de USD 100/tCO <sub>2eq</sub> (IEA, 2019) .....   | 123 |
| Figura 6.24. Redes de transmissão de energia (esquerda) e gasodutos (direita) (Brito <i>et al.</i> , 2022).....   | 125 |
| Figura 6.25. Tecnologias de armazenamento classificadas por potência e duração ( ) .....  | 126 |
| Figura 6.26. Boxplots dos custos de produção de hidrogênio para diferentes processos de produção. “*” representa a média aritmética e “+” representa valores discrepantes (Frieden; Leker, 2024)..... | 131 |
| Figura 6.27. Gráfico de dispersão mostrando os custos de produção previstos para diferentes tecnologias de produção de hidrogênio e os ajustes lineares correspondentes (Frieden; Leker, 2024).....   | 132 |
| Figura 6.28. Capacidade global de produção instalada por tipo de sistema eletrolítico, adaptado de (Hydrogen Council, 2023; Hydrogen Europe, 2024; IEA, 2023a) .....                                  | 134 |
| Figura 6.29. Distribuição global dos principais fabricantes de eletrificadores, adaptado de (Guo; Zhu; Zhang, 2024) .....   | 135 |

|  |     |
|--|-----|
| Figura 6.30. Comparação de LCOH de diferentes rotas de produção de Hidrogênio brasileiro com o mundo (WWF-Brazil, 2023) .....  | 148 |
| Figura 6.31. Custo de capital e LCOH do H <sub>2</sub> geológico por capacidade (Aliaksei Patonia <i>et al.</i> , 2024) .....  | 151 |
| Figura 6.32. Tecnologias de armazenamento do hidrogênio, adaptado de (Hassan <i>et al.</i> , 2021) .....   | 154 |
| Figura 6.33. Armazenamento de H <sub>2</sub> em cavernas de sal (JULIAN DAVID HUNT <i>et al.</i> , 2023) .....   | 156 |
| Figura 6.34. Opções de transporte do hidrogênio, adaptado de (Yang <i>et al.</i> , 2023) .....   | 160 |
| Figura 6.35. Custo total de um duto de hidrogênio (esquerda) e custo total de transporte (direita) por componente (IRENA, 2022a) .....   | 162 |
| Figura 6.36. Tolerância máxima para mistura com hidrogênio pelos elementos conectados à rede de gás (IEA, 2019) .....  | 163 |
| Figura 6.37. CAPEX para síntese da amônia e equipamentos auxiliares por capacidade da planta (IRENA, 2022a) .....  | 165 |
| Figura 6.38. CAPEX para craqueamento da amônia por capacidade da planta (IRENA, 2022a) .....   | 166 |
| Figura 8.1. Curva de aprendizado resultante para stack tipo ALK com uma incerteza de ±15% no CAPEX inicial .....   | 192 |
| Figura 8.2. Curva de aprendizado resultante para stack tipo PEM com uma incerteza de ±15% no CAPEX inicial .....   | 193 |
| Figura 8.3. Curva de custo de capital por cenário para um sistema de reforma a vapor de biometano .....  | 198 |
| Figura 8.4. Curva de custo de capital por cenário para um sistema de reforma a vapor de etanol .....   | 200 |
| Figura 8.5. Custo do etanol nos últimos 5 anos .....   | 201 |
| Figura 8.6. Curva de custo de capital por cenário para um sistema de decomposição termocatalítica do biogás .....  | 204 |
| Figura 8.7. Curva de custo de capital resultante por capacidade e diferente pressão de entrada .....   | 206 |
| Figura 8.8. Fluxograma sintetizado do processo Haber-Bosch (GIZ, 2024b) .....  | 207 |
| Figura 8.9. Demanda energética associada à síntese de amônia e aos equipamentos auxiliares, desconsiderando a etapa de produção de hidrogênio (IRENA, 2022a) .....   | 208 |
| Figura 8.10. CAPEX específico para plantas Haber-Bosch de pequena a larga escala (IRENA, 2022a) .....  | 209 |
| Figura 8.11. Mapa dos sistemas de comercio ou imposto sobre o carbono em operação no mundo (World Bank, 2023) .....  | 210 |
| Figura 8.12. Precificação do carbono implementado por nação (World Bank, 2023) .....   | 211 |
| Figura 9.1. LCoH da eletrólise ALK utilizando diferentes fontes de energia elétrica, considerando capacidades de produção de H <sub>2</sub> BC (a) 1 MW, (b) 20 MW e (c) 100 MW em diferentes cenários ..... | 213 |
| Figura 9.2. LCoH da eletrólise PEM utilizando diferentes fontes de energia elétrica, considerando capacidades de produção de (a) 1 MW, (b) 20 MW e (c) 100 MW em diferentes cenários .....                   | 215 |
| Figura 9.3. Custo detalhado por tecnologia eletrolítica e cenário avaliado, considerando uma capacidade de produção de 1 MW .....  | 218 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 9.4. Custo detalhado por tecnologia eletrolítica e cenário avaliado, considerando uma capacidade de produção de 20 MW .....  | 219 |
| Figura 9.5. Custo detalhado por tecnologia eletrolítica e cenário avaliado, considerando uma capacidade de produção de 100 MW .....   | 220 |
| Figura 9.6. LCoH das tecnologias SBMR, ESR e DTBG, considerando capacidades de produção de (a) 1 MW, (b) 5 MW e (c) 20 MW em diferentes cenários .....  | 222 |
| Figura 9.7. Custo detalhado das tecnologias SBMR, ESR e DTBG, considerando capacidades de produção de (a) 1 MW, (b) 5 MW e (c) 20 MW em diferentes cenários .....   | 224 |
| Figura 9.8. Comparação de LCoH do H <sub>2</sub> BC nacional com alguns mercados específicos no C1 .....  | 226 |
| Figura 9.9. Comparação de LCoH do H <sub>2</sub> BC nacional com alguns mercados específicos no C2 e C3 .....   | 227 |
| Figura 9.10. LCoA utilizando H <sub>2</sub> BC das rotas ALK (RedBr), SBMR, ESR e DTBG (com e sem receita de negro de fumo), considerando capacidades de produção de (a) 20 MW, (b) 60 MW e (c) 300 MW em diferentes cenários ..... | 229 |
| Figura 9.11. Comparação de LCoA da amônia nacional com a global e alguns mercados específicos .....   | 230 |

## ■ Lista de Tabelas

|  |    |
|--|----|
| Tabela 2.1. Timeline do desenvolvimento tecnológico do Hidrogênio no mundo e Brasil. ....  | 2  |
| Tabela 3.1. Diferentes cores de hidrogênio definidas pelas tecnologias utilizadas no Brasil e Mundo.....   | 8  |
| Tabela 3.2. Características técnicas dos processos de reforma (Adaptado de (RAHIM MALIK <i>et al.</i> , 2023), (MAKARYAN <i>et al.</i> , 2023), (WILKINSON <i>et al.</i> , 2023), (PAL <i>et al.</i> , 2022), (JI; WANG, 2021) e (KHILA <i>et al.</i> , 2017)) ..... | 11 |
| Tabela 3.3. Sínteses dos fatores de maior relevância na rota termoquímica da gaseificação (Adaptado de (NGUYEN <i>et al.</i> , 2024), (IEA, 2023f), (WILKINSON <i>et al.</i> , 2023), (ALEX ZAPANTIS; TONY ZHANG, 2020) e (IEA BIOENERGY, 2018)) .....               | 19 |
| Tabela 3.4. Tipos de pirolise em função dos parâmetros de controle (Adaptado de (BASU, 2018)).....   | 19 |
| Tabela 3.5. Sínteses dos parâmetros mais relevantes da pirólise do CH <sub>4</sub> e Biomassa (Adaptado de (NGUYEN <i>et al.</i> , 2024), (WILKINSON <i>et al.</i> , 2023), (EPE, 2022b) e (VUPPALADADIYAM <i>et al.</i> , 2022)) .....                              | 23 |
| Tabela 3.6. Características técnicas das tecnologias típicas da eletrólise da água (Adaptado de (EL-EMAM; ÖZCAN, 2019; RAHIM MALIK <i>et al.</i> , 2023; SHIVA KUMAR; LIM, 2022; ZHOU <i>et al.</i> , 2022)) .....   | 25 |
| Tabela 3.7. Emissões médias de dióxido de carbono do ciclo de vida por fonte elétrica e rota eletrolítica .....  | 27 |
| Tabela 3.8. Características técnicas das tecnologias biológicas (Adaptado de (BUSCH <i>et al.</i> , 2023), (HITAM; JALIL, 2023), (YAGMUR GOREN <i>et al.</i> , 2023), (YIN; WANG, 2022) e (HU, 2021)) .....  | 32 |
| Tabela 3.9. Características técnicas, vantagens e limitações das tecnologias fotolíticas (Adaptado de (GUPTA <i>et al.</i> , 2022; KUMAR <i>et al.</i> , 2024; NISHIOKA <i>et al.</i> , 2023)) .....   | 41 |

|   |     |
|---|-----|
| Tabela 3.10. Constantes das taxas de algumas das principais reações durante a radiólise da água que ocorrem quando o rastro se torna mais amplo por difusão (DAS, 2013) . | 45  |
| Tabela 3.11. Ciclo S-I (Adaptado de (JI; WANG, 2021))   | 49  |
| Tabela 3.12. Reações e equações dos diferentes ciclos Cu-Cl (JI; WANG, 2021)  | 50  |
| Tabela 3.13. Reações incluídas nos diferentes ciclos Cu-Cl (JI; WANG, 2021)   | 51  |
| Tabela 3.1. Escala de nível de maturidade tecnológica aplicada pela NASA  | 59  |
| Tabela 3.2. TRL das diversas rotas tecnológicas de produção de H <sub>2</sub> de baixa ou nula intensidade de carbono (IEA, 2023b)  | 62  |
| Tabela 5.1. Fatores relevantes para o desenvolvimento tecnológico de eletrolisadores (IRENA, 2022)  | 75  |
| Tabela 5.2. Patentes inovadoras e com alto impacto  | 76  |
| Tabela 5.3. Soluções das startups aceleradas no Mundo (STARTUS INSIGHTS, 2024)  | 83  |
| Tabela 5.4. Soluções das startups aceleradas no iH2Brasil   | 84  |
| Tabela 5.5. Principais projetos e investimentos no Mundo (IEA, 2024)  | 91  |
| Tabela 5.6. Principais projetos e investimento no Brasil  | 92  |
| Tabela 5.7. Entidades governamentais de destaque  | 95  |
| Tabela 5.8. Instrumentos financeiros disponíveis para projetos de LCH (Adaptado de (E+ TRANSIÇÃO ENERGÉTICA, 2024))   | 96  |
| Tabela 6.1. Capacidade de H <sub>2</sub> em UGH por Refinaria (EPE, 2022b)  | 102 |
| Tabela 6.2. Principais Aplicações Potenciais o Hidrogênio de Baixo Carbono Produzido no Brasil  | 128 |
| Tabela 6.3. Distribuição global dos principais fabricantes de eletrolisadores ALK   | 136 |
| Tabela 6.4. Custos de investimento e operação médios (atual) da produção de hidrogênio a partir da eletrolise ALK da água   | 137 |
| Tabela 6.5. Custos de investimento e operação médios (2030) da produção de hidrogênio a partir da eletrolise ALK da água  | 137 |
| Tabela 6.6. Custos de investimento e operação médios (2050) da produção de hidrogênio a partir da eletrolise ALK da água  | 137 |
| Tabela 6.7. Distribuição global dos principais fabricantes de eletrolisadores PEM   | 138 |
| Tabela 6.8. Custos de investimento e operação médios (atual) da produção de hidrogênio a partir da eletrolise PEM da água   | 139 |
| Tabela 6.9. Custos de investimento e operação médios (2030) da produção de hidrogênio a partir da eletrolise PEM da água  | 140 |
| Tabela 6.10. Custos de investimento e operação médios (2050) da produção de hidrogênio a partir da eletrolise PEM da água   | 140 |
| Tabela 6.11. Custos de investimento e operação médios (atual) da produção de hidrogênio a partir da eletrolise SOEC da água   | 141 |
| Tabela 6.12. Custos de investimento e operação médios (2030) da produção de hidrogênio a partir da eletrolise SOEC da água  | 141 |
| Tabela 6.13. Custos de investimento e operação médios (2050) da produção de hidrogênio a partir da eletrolise SOEC da água  | 142 |
| Tabela 6.14. Custos de investimento e operação médios (atual) da produção de hidrogênio a partir da eletrolise AEM da água  | 143 |
| Tabela 6.15. Custos de investimento e operação médios (2030) da produção de hidrogênio a partir da eletrolise AEM da água   | 143 |
| Tabela 6.16. Custos de investimento e operação médios (2050) da produção de hidrogênio a partir da eletrolise AEM da água   | 143 |

|   |     |
|---|-----|
| Tabela 6.17. Custos de investimento e operação médios da produção de hidrogênio a partir da reforma a vapor do gás natural com CCS (AlHumaidan <i>et al.</i> , 2023; Cormos <i>et al.</i> , 2018; EPE, 2022a; Mullen <i>et al.</i> , 2023)..... | 144 |
| Tabela 6.18. Custos de investimento e operação médios da produção de hidrogênio a partir da pirólise do gás natural (EPE, 2022c; Okeke; Saville; MacLean, 2023; Patlolla <i>et al.</i> , 2023).....   | 145 |
| Tabela 6.19. Custos de investimento e operação da produção de hidrogênio a partir da reforma a vapor do etanol (Lopes <i>et al.</i> , 2012; Song; Ozkan, 2010; WWF-Brazil, 2023) .....  | 148 |
| Tabela 6.20. Parâmetros técnicos e econômicos adotados na produção ( <i>upstream</i> ) de H <sub>2</sub> geológico (Aliaksei Patonia <i>et al.</i> , 2024).....   | 152 |
| Tabela 6.21. Categorização e comparação de diferentes tipos de recipientes sob pressão (Yang <i>et al.</i> , 2023).....   | 154 |
| Tabela 6.22. Comparação das vantagens e limitações de diferentes tecnologias de armazenamento de hidrogênio.....  | 158 |
| Tabela 6.23. Tecnologias de armazenamento de hidrogênio categorizadas por volume e tempo adequado de armazenamento, com seus respectivos LCOS (BloombergNEF, 2020) .....  | 159 |
| Tabela 6.24. Comparação das vantagens e limitações de diferentes tecnologias do transporte de hidrogênio .....  | 167 |
| Tabela 6.25. Custo nivelado de transporte de hidrogênio (BloombergNEF, 2020) .....  | 168 |
| Tabela 6.26. Movimentos internacionais relevantes para o mercado de hidrogênio .....  | 169 |
| Tabela 6.27. Critérios essenciais para a caracterização de RFNBO .....  | 172 |
| Tabela 6.28. Movimentos nacionais preponderantes para o mercado de hidrogênio .....   | 177 |
| Tabela 7.1. Fatores de emissão por energético de interesse.....   | 188 |
| Tabela 7.2. Métricas .....  | 189 |
| Tabela 8.1. Parâmetros técnicos adotados para os cenários 1, 2 e 3 do sistema ALK.  | 190 |
| Tabela 8.2. Parâmetros técnicos adotados para os cenários 1, 2 e 3 do sistema PEM   | 191 |
| Tabela 8.3. Custos de capital médio da produção de H <sub>2</sub> BC a partir da eletrólise ALK para os diferentes cenários .....   | 193 |
| Tabela 8.4. Custos de capital médio da produção de H <sub>2</sub> BC a partir da eletrólise PEM para os diferentes cenários .....   | 193 |
| Tabela 8.5. Custo associado ao fornecimento de energia elétrica por PPA .....   | 194 |
| Tabela 8.6. LCOE e FC estimado para diversas fontes renováveis de energia, adotado de (EPE, 2020, 2021, 2022b).....   | 195 |
| Tabela 8.7. Parâmetros técnicos adotados para os cenários 1, 2 e 3 do sistema SBMR .....  | 196 |
| Tabela 8.8. Parâmetros técnicos adotados para os cenários 1, 2 e 3 do sistema ESR.  | 199 |
| Tabela 8.9. Parâmetros técnicos adotados para os cenários 1, 2 e 3 do sistema DTBG .....  | 202 |
| Tabela 8.10. Custos de investimento e operação médios da produção de H <sub>2</sub> BC a partir da DTBG .....   | 203 |
| Tabela 8.11. Parâmetros técnicos adotados para os cenários 1, 2 e 3 do sistema de produção de NH <sub>3</sub> .....   | 208 |

|  |     |
|--|-----|
| Tabela 8.12. Custos de investimento e operação médios da produção de NH <sub>3</sub> a partir da síntese Haber-Bosch ..... | 209 |
| Tabela 9.1. LCoH de maior competitividade avaliados neste trabalho.....  | 225 |

## ■ Lista de Siglas

|                              |  |
|------------------------------|--|
| <b>ABDI</b>                  | Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial             |
| <b>ACATECH</b>               | National Academy of Science and Engineering                  |
| <b>ALK</b>                   | Alkaline Electrolyser  |
| <b>ATR</b>                   | Autothermal reforming  |
| <b>BID</b>                   | Banco Interamericano de Desenvolvimento                      |
| <b>BioQAV</b>                | Bioquerosene de aviação                                      |
| <b>BMZ</b>                   | Federal Ministry for Economic Cooperation and Development    |
| <b>BNDES</b>                 | Banco Nacional de desenvolvimento Econômico                  |
| <b>BoP</b>                   | Balance of plant   |
| <b>BP</b>                    | British Petroleum  |
| <b>C&amp;A</b>               | Custos de compressão e armazenamento                         |
| <b>CAF</b>                   | Banco de desenvolvimento da América Latina e Caribe          |
| <b>CAPEX</b>                 | Capital Expenditures   |
| <b>CCS</b>                   | Carbon capture and storage                                   |
| <b>CCUS</b>                  | Carbon capture, utilization and storage                      |
| <b>CEA</b>                   | The French Alternative Energies and Atomic Energy Commission |
| <b>CG</b>                    | Coal gasification  |
| <b>CG - CC</b>               | Gaseificação do carvão com CCS/CCUS                          |
| <b>CG - SC</b>               | Gaseificação do carvão sem CCS/CCUS                          |
| <b>CIF</b>                   | Climate Investment Funds                                     |
| <b>CNPE</b>                  | Conselho Nacional de Política Energética                     |
| <b>CO</b>                    | Monóxido de carbono  |
| <b>CO<sub>2</sub></b>        | Dióxido de carbono   |
| <b>CO<sub>2eq</sub></b>      | Dioxido de carbono equivalente                               |
| <b>CoFo</b>                  | Combustíveis fósseis   |
| <b>Coges-PNH<sub>2</sub></b> | Comitê Gestor do Programa Nacional de Hidrogênio             |
| <b>DB</b>                    | Direct biophotolysis   |
| <b>DF</b>                    | Dark fermentation  |
| <b>DON</b>                   | Desativação de deoxinivalenol                                |
| <b>DTBG</b>                  | Decomposição termocatalítica do biogás                       |
| <b>EDP</b>                   | Energia de Portugal  |
| <b>EMBRAPII</b>              | Empresa Brasileira de Pesquisa e Inovação Industrial         |
| <b>EOF</b>                   | Eólica off-shore   |
| <b>EON</b>                   | Eólica on-shore  |
| <b>EPE</b>                   | Empresa de pesquisa energética                               |
| <b>ESR</b>                   | Ethanol Steam reforming                                      |

|                      |   |
|----------------------|---|
| <b>ETE</b>           | Estação de Tratamento de Efluente                       |
| <b>ETS</b>           | Emissions Trading Systems                               |
| <b>FC</b>            | Fator de Capacidade                                     |
| <b>FFWOT</b>         | Free-Floating Off shore Wind Turbine                    |
| <b>FGV</b>           | Fundação Gertulio Vargas                                |
| <b>FID</b>           | Final Investment Decision                               |
| <b>GE</b>            | General electric  |
| <b>GEE</b>           | Gases de efeito estufa                                  |
| <b>GIZ</b>           | Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit |
| <b>H<sub>2</sub></b> | Hidrogênio  |
| <b>H2BC</b>          | Hidrogênio de baixo carbono                             |
| <b>H2V</b>           | Hidrogênio eletrolítico                                 |
| <b>HER</b>           | Hydrogen-evolution reaction                             |
| <b>HVO</b>           | Hydrotreated Vegetable Oil                              |
| <b>IA</b>            | Inteligência Artificial                                 |
| <b>IB</b>            | Indirect biophotolysis                                  |
| <b>IEA</b>           | International Energy Agency                             |
| <b>iH2Brasil</b>     | Programa de Inovação em Hidrogênio Verde                |
| <b>INPE</b>          | Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais               |
| <b>IOT</b>           | Internet das coisas                                     |
| <b>IRENA</b>         | International Renewable Energy Agency                   |
| <b>LCH</b>           | Low-carbon hydrogen                                     |
| <b>LCOA</b>          | Levelized Cost of Ammonia                               |
| <b>LCOE</b>          | Levelised Cost Of Energy                                |
| <b>LCOH</b>          | Levelized Cost of Hydrogen                              |
| <b>LCOX</b>          | Levelized Cost of a Product                             |
| <b>LOHC</b>          | Liquid organic hydrogen carriers                        |
| <b>MEC</b>           | Microbial electrolysis cell                             |
| <b>MFC</b>           | Microbial fuel cell                                     |
| <b>MME</b>           | Ministério de Minas e Energia                           |
| <b>NASA</b>          | National Aeronautics and Space Administration           |
| <b>OER</b>           | Oxygen-evolution reaction                               |
| <b>OPEX</b>          | Operational expenditure                                 |
| <b>PAC</b>           | Policloreto de alumínio                                 |
| <b>PCH</b>           | Pequenas centrais hidrelétricas                         |
| <b>PEC</b>           | Photo-electrochemical cell                              |
| <b>PEM</b>           | Polymer Electrolyte Membrane Electrolysis               |

|                        |   |
|------------------------|---|
| <b>PF</b>              | Photofermentation                                     |
| <b>PMP</b>             | Plasma methane pyrolysis                              |
| <b>PNE</b>             | Plano Nacional de Energia                             |
| <b>PNH<sub>2</sub></b> | Programa nacional de hidrogênio                       |
| <b>POx</b>             | Partial oxidation reforming                           |
| <b>POx - SC</b>        | Reforma por oxidação parcial sem CCS/CCUS             |
| <b>PROX</b>            | Preferential oxidation                                |
| <b>PSA</b>             | Pressure Swing Adsorption                             |
| <b>PtX</b>             | Power to X  |
| <b>SENAI</b>           | Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial           |
| <b>SMBR</b>            | Steam biomethane reforming                            |
| <b>SMR</b>             | Steam methane reforming                               |
| <b>SMR - CC</b>        | Reforma a vapor do metano com CCS/CCUS                |
| <b>SMR - SC</b>        | Reforma a vapor do metano sem CCS/CCUS                |
| <b>SOEC</b>            | Solid Oxide Electrolysis Cell                         |
| <b>SPV</b>             | Solar fotovoltaica                                    |
| <b>SR</b>              | Steam Reforming                                       |
| <b>STH</b>             | Solar-to-hydrogen                                     |
| <b>TRL</b>             | Technology Readiness Level                            |
| <b>UNFCCC</b>          | United Nations Framework Convention on Climate Change |
| <b>USGS</b>            | US Geological Survey                                  |

# 1. CONTEXTUALIZAÇÃO

---

A mudança climática representa um dos maiores desafios para as próximas décadas. Em especial, o dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), um gás de efeito estufa, contribui significativamente para o agravamento das mudanças climáticas e o subsequente aumento das temperaturas globais. Com o intuito de limitar o aumento da temperatura a níveis bem inferiores a dois graus Celsius, a comunidade internacional, por meio do Acordo de Paris, comprometeu-se a reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) até 2050, visando a transição para uma sociedade climaticamente neutra, tanto quanto possível.

A redução das emissões de GEE é um desafio global que afeta profundamente diversos setores, como geração de energia, transporte, aquecimento de edificações e agricultura. Para enfrentar esse desafio, torna-se indispensável a transição energética desses setores para fontes de baixo carbono ou para portadores de energia baseados em eletricidade renovável, como uma estratégia central na mitigação das emissões de GEE.

Nesse contexto mundial, o hidrogênio de baixo carbono (H<sub>2</sub>BC) desponta como uma solução tecnológica promissora, especialmente diante das limitações das atuais tecnologias de armazenamento elétrico e da variabilidade das fontes de energia renovável, como eólica e solar. O hidrogênio, enquanto vetor energético químico, possui a capacidade de armazenar energia de forma flexível, permitindo o equilíbrio entre oferta e demanda em sistemas energéticos variáveis. Além disso, ele pode ser usado diretamente na mobilidade, ou, como matéria-prima na indústria química, entre outras. Essas características posicionam o H<sub>2</sub>BC como um elemento estratégico na consolidação de um sistema energético sustentável e resiliente.

Entretanto, o custo de produção de H<sub>2</sub>BC ainda é significativamente mais elevado em comparação com a produção de hidrogênio a partir de combustíveis fósseis. Segundo o último *Global Hydrogen Review* (IEA, 2024), publicado em 2024 pela Agência Internacional de Energia (IEA), destacou que, no cenário atual, a produção de hidrogênio a partir de combustíveis fósseis permanece como a alternativa mais economicamente viável na maioria das regiões globais. Dependendo dos preços regionais do gás, o custo nivelado do hidrogênio (LCOH) produzido a partir do gás natural varia entre US\$ 1,0 e US\$ 2,5 por quilograma. Em contraste, o H<sub>2</sub>BC, produzido com eletricidade renovável, tende a custar mais, frequentemente entre US\$ 3 e US\$ 8 por quilograma. Essa disparidade reflete tanto os altos custos associados à geração de energia renovável quanto as limitações tecnológicas e de escala na produção de H<sub>2</sub>BC.

Apesar dessa diferença de custos, as crescentes aspirações globais para alcançar metas de neutralidade de carbono estão criando oportunidades promissoras para o desenvolvimento da cadeia produtiva e logística do H<sub>2</sub>BC. Países com abundância de recursos renováveis, como o Brasil, estão estrategicamente posicionados para se tornarem protagonistas nessa nova cadeia produtiva mundial. Nestes termos, a economia brasileira tem uma oportunidade de capturar externalidades positivas, com impactos diretos no aumento da renda e na geração de empregos. O estímulo à indústria nacional do hidrogênio pode desempenhar um papel central no avanço de um processo de neointustrialização verde, com efeitos diretos no desenvolvimento regional, considerando a diversidade, flexibilidade e ampla disponibilidade de energias renováveis no território nacional.

Com base nesse enquadramento geral, a análise deste estudo está dividida em dez seções, além desta introdução. A segunda seção apresenta a evolução temporal da produção desse vetor energético, enquanto a terceira descreve o levantamento de rotas tecnológicas para produção de hidrogênio. A quarta seção aborda o grau de desenvolvimento tecnológico e econômico, enquanto a seção seguinte trata das perspectivas de avanço tecnológico para, na sexta seção, serem discutidas as oportunidades de inovação, tanto sob o aspecto das tendências tecnológicas quanto das de investimento. A Seção 7 realiza um levantamento de custos, considerando as tendências até 2050, das etapas de produção e logística para, a partir da Seção 8, ser apresentada a metodologia utilizada para a análise comparativa dos métodos e custos de produção do hidrogênio eletrolítico (*ALK* e *PEM*) e termoquímico (*SBMR*, *DTBG* e *ESR*), assim como também a produção de amônia de baixo carbono. Na Seção 9, são explicados e descritos os parâmetros adotados para determinar o custo nivelado e as necessidades de investimento por rota tecnológica. Os resultados da metodologia são apresentados na Seção 10, neste apartado é analisada, discutida e comparada a competitividade do hidrogênio e da amônia de baixo carbono do mercado nacional com mercados internacionais chave (Estados Unidos, Europa, China, Reino Unido, Oman e Japão). Por fim, a Seção 11 apresenta as principais conclusões e perspectivas das rotas e mercado avaliados no presente relatório.

## 2. EVOLUÇÃO TEMPORAL DA PRODUÇÃO DE H<sub>2</sub>

A ampla utilização global do hidrogênio como transportador de energia e combustível pode, potencialmente, resolver questões relacionadas à segurança do fornecimento de energia, às mudanças climáticas e às preocupações com a saúde resultantes do uso de outras fontes. Dentre suas vantagens estão: (i) potencial transportador de energia e combustível; (ii) possibilidade de produção sem emissões; (iii) abundância de matérias-primas contendo H<sub>2</sub>; (iv) diferentes formas de armazenamento (por exemplo, gasoso, líquido ou em conjunto com hidretos metálicos); (v) possibilidade de transporte de longa distância; (vi) facilidade de conversão para outras formas de energia; (vii) PCS (poder calorífico superior) e PCI (poder calorífico inferior) mais altos do que a maioria dos combustíveis fósseis convencionais. Por tais fatos, este elemento químico é considerado um pilar fundamental da transição energética e, por conseguinte, tem recebido cada vez mais atenção pelos líderes globais do setor atualmente.

Por outro lado, os métodos de produção de hidrogênio não são recentes já que surgiram e têm se desenvolvido ao longo de mais de dois séculos (Tabela 14), e assim o intuito da presente seção é descrever objetivamente a evolução temporal da produção do hidrogênio, a fim de identificar os fatores essenciais que têm estimulado o avanço das diversas tecnologias para obtenção de H<sub>2</sub>, além da origem de cada tecnologia. Ressalte-se que esta revisão foi fundamentada essencialmente nos trabalhos desenvolvidos por (W. NOVIS SMITH; JOSEPH G. SANTANGELO, 1980), (SANKIR; SANKIR, 2017), (LIPMAN; WEBER, 2019), (TOM SMOLINKA; JUERGEN GARCHE, 2022), (PUGA, 2023a), (NEUGEBAUER, 2023), (PEYERL *et al.*, 2023), (FGV, 2023) e (BNDES, 2022), onde mais detalhes podem ser encontrados.

**Tabela 2.1. Timeline do desenvolvimento tecnológico do Hidrogênio no mundo e Brasil.**

| Momento do H <sub>2</sub> | Ocorrência Histórica  |
|---------------------------|---|
| Surgimento e estudo       | A história inicial do H <sub>2</sub> remonta aos anos 1600, com os primeiros experimentos com H <sub>2</sub> e o reconhecimento do H <sub>2</sub> como um elemento oficial.<br>- <b>1800:</b> |

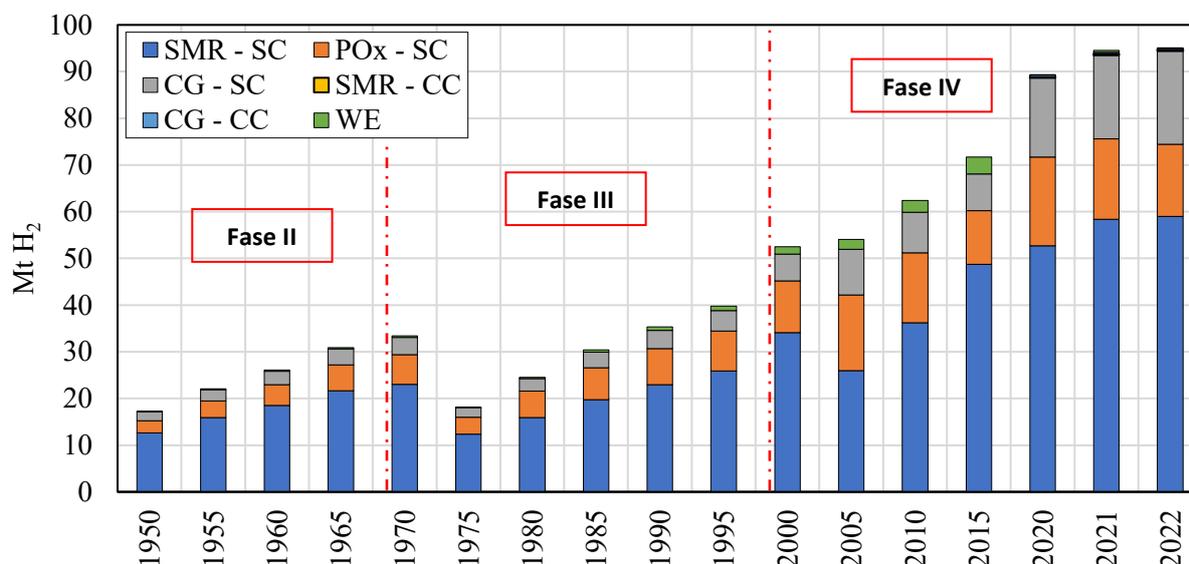
| Momento do H <sub>2</sub>              | Ocorrência Histórica   |
|--|--|
|  | <p>William Nicholson e Anthony Carlisle descobrem o processo de "eletrólise".</p> <p>William Cruickshank descobre o processo de eletrólise alcalina.</p> <p>- <b>1890</b>: Charles Renard construiu um sistema de eletrólise alcalina da água para a produção de hidrogênio para aeronaves militares francesas</p> <p>- <b>1896</b>: Jackson D.D. e Ellms J.W., geram Bio-H<sub>2</sub> através de microalgas (Anabaena). Primeiro processo de biofotólise.</p>  |
| Formação inicial do mercado e inovação | <p>- <b>1900</b>: Produção industrial da eletrólise alcalina da água.</p> <p>- <b>1910</b>: Haber e Bosch descobrem a síntese da NH<sub>3</sub>.</p> <p>- <b>1920</b>: Descobrimto e aplicação do processo de hidrocraqueamento na indústria de petróleo</p> <p>- <b>1923</b>: BASF desenvolve a reforma a vapor.</p> <p>- <b>1926</b>: Vanderveer e Parr descobrem a oxidação parcial</p> <p>- <b>1948</b>: A empresa Haldor Topsøe desenvolve a reforma autotérmica</p> <p>- <b>1949</b>:<br/> Descobrimto e aplicação do processo de hidrodessulfurização na indústria de petróleo<br/> Gest e Kaman identificaram pela primeira vez a produção de bioH<sub>2</sub> por Foto-fermentação.</p> <p>- <b>1958</b>: Francis Thomas Bacon construiu a primeira célula prática de combustível.</p> <p>- <b>1960</b>:<br/> NASA desenvolve a eletrolise tipo PEM.<br/> GE e Brookhaven National Laboratory desenvolvem a eletrólise tipo SOE.</p> <p>- <b>1965</b>: Primeiro uso comercial de uma célula de combustível no Projeto Gemini.</p> <p>- <b>1966</b>: A General Motors apresenta o Electrovan, o primeiro automóvel com célula de combustível do mundo.</p> |
| Consolidação e Fortalecimento          | <p>- <b>1970</b>:<br/> Produção de H<sub>2</sub> através da BF é objeto de pesquisa aplicada.<br/> Surgimento do termo economia do H<sub>2</sub>.</p> <p>- <b>1972</b>: Akira Fujishima e Keinchi Honda identificaram pela primeira vez a produção de H<sub>2</sub> por Fotocatálise.</p> <p>- <b>1973</b>: Primeira crise do petróleo.</p> <p>- <b>1975</b>: Criação do laboratório de hidrogênio (LH2), situado na Unicamp.</p> <p>- <b>1983</b>: Avanço tecnológico nas células a combustível.</p> <p>- <b>1990</b>: Estabelecimento da United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC).</p> <p>- <b>1997</b>: Protocolo de Kyoto.</p> <p>- <b>1998</b>: Criação do Centro Nacional de Referência em Energia do Hidrogênio (CENEH)</p>   |
| Inclusão                               | <p>- <b>2002</b>:<br/> Criação do Programa Brasileiro de Células a Combustível (ProCac).</p> <p>- <b>2003</b>:</p>   |

- Colaboração entre EUA e UE na tecnologia de H<sub>2</sub> (International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy - IPHE).  
Brasil tornou-se membro da Parceria Internacional IPHE.
- **2004:** Início da era das energias renováveis
  - **2005:**
    - Descoberta do processo MEC
    - Reformulação da ProCac para Programa de Ciência, Tecnologia e Inovação para a Economia do Hidrogênio (ProH<sub>2</sub>)
  - **2015:** Acordo de COP (Conference of the Parties)
  - **2017:**
    - Estabelecimento do Hydrogen Council (HC).
    - Criação da Associação Brasileira do Hidrogênio (ABH<sub>2</sub>).
  - **2018:** Criação do Programa Rota 30 ou lei 13.755 no Br.
  - **2020:**
    - Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050) apontou o hidrogênio como uma tecnologia disruptiva.
  - **2021:**
    - EU cria a “The Accelerating Clean Hydrogen Initiative”.
    - Criação do Programa Nacional de H<sub>2</sub> (PNH<sub>2</sub>).
    - Criação do Programa de Inovação em Hidrogênio Verde (iH<sub>2</sub>Brasil)
    - Empresa de Pesquisa Energética (EPE) publicou as “Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do H<sub>2</sub>”
  - **2022:**
    - Criação do Programa BNDES Créditos de Carbono.
    - Publicação de uma série de notas técnicas abordando diversas tecnologias de H<sub>2</sub> por parte da EPE.
  - **2023:**
    - Publicação do Plano trienal do PNH<sub>2</sub>

Na visão global, o H<sub>2</sub> tem transitado 4 etapas até agora. A primeira etapa, denominada de *surgimento e estudo*, é a que faz referência à história inicial do hidrogênio, cujo surgimento remonta aos anos 1600, com os primeiros experimentos com hidrogênio (em 1650 Turquet de Mayerne obteve um gás ou "ar inflamável" pela ação do ácido sulfúrico diluído sobre o ferro e Robert Boyle, em 1670, produziu hidrogênio reagindo metais com ácido), o reconhecimento do hidrogênio como um elemento químico oficial (Henry Cavendish identificou o hidrogênio como um elemento químico distinto em 1766 e, em 1783, Antoine Lavoisier deu o nome ao elemento de “hidrogênio”) e a descoberta do processo de eletrólise (a primeira produção eletroquímica de hidrogênio por meio de eletricidade foi realizada em 1789 por van Troostwijk e Deiman, usando um gerador eletrostático como fonte de energia CC, e em 1800 William Nicholson e Anthony Carlisle dissociaram a molécula da água em hidrogênio e oxigênio por eletrólise com uma pilha voltaica).

Após a descoberta do processo eletrolítico, se deu a *Formação inicial do mercado e inovação*, essencialmente pela descoberta da síntese da NH<sub>3</sub> (composto químico inorgânico fundamental para o desenvolvimento de fertilizantes), processo de hidrocrackeamento (processo que pega produtos de refinaria mais pesados e quebra as moléculas grandes em moléculas menores, por exemplo: destilados como diesel ou gasolina) e a

hidrodessulfurização (processo catalítico de remoção de enxofre). Por tais fatos, surgiram e foram desenvolvidos diversos métodos de produção de H<sub>2</sub> (SR, POx, ATR, entre outros), onde os processos termoquímicos de recursos não renováveis foram os de maior desenvolvimento, já que eram mais eficientes, econômicos, sua fonte abundava e conceberam-se na indústria de petróleo. Consequentemente, como se pode observar na Figura 35, a produção de H<sub>2</sub> desde 1950 até 1970 cresceu consistentemente, onde 60% eram demandados pela indústria de fertilizantes e 39% pela indústria de petróleo, e assim deu lugar à terceira fase do H<sub>2</sub> (*Consolidação e fortalecimento*).



**Figura 2.1. Evolução histórica da produção de Hidrogênio no mundo.** SMR-SC: Reforma a vapor do metano sem CCS/CCUS, SMR-CC: Reforma a vapor do metano com CCS/CCUS, POx-SC: Reforma por oxidação parcial sem CCS/CCUS, CG-SC: Gaseificação do carvão sem CCS/CCUS, CG-CC: Gaseificação do carvão com CCS/CCUS, WE: Water electrolysis,

A terceira fase decorre essencialmente do pontapé inicial do uso como combustível do H<sub>2</sub> (invenção da célula de combustível), dado que levou ao desenvolvimento de muitas tecnologias diferentes movidas a hidrogênio (incluindo automóveis, trens, aeronaves e barcos), surgimento da economia do H<sub>2</sub> e aos avanços tecnológicos nas células a combustíveis. Apesar de sua produção ter sofrido uma retração no início da década dos 70 (devido à primeira crise do petróleo) o uso do H<sub>2</sub> continuou em crescimento, demonstrando sua versatilidade e importância como insumo e potencial vetor energético.

Entretanto, a partir da criação da UNFCCC (*United Nations Framework Convention on Climate Change*), demonstrou-se que o uso de hidrocarbonetos (compostos químicos derivados do refino do petróleo) aumentava as concentrações de gases de efeito estufa na atmosfera, e por conseguinte, se tem intensificado paulatinamente os esforços para reduzir e/ou substituir o uso de energéticos não renováveis em todos os setores energéticos. Fato que prejudica diretamente a procedência do hidrogênio.

Mesmo que o H<sub>2</sub> seja produzido essencialmente de fontes não renováveis e com alto impacto ambiental, diversas rotas maduras e em fase de desenvolvimento podem gerar recurso energético através de diferentes fontes renováveis, entre elas a solar e eólica, cujo crescimento deu lugar à quarta fase do H<sub>2</sub>. Nesta fase, denominada de *Inclusão* (situação atual), pode-se observar que o hidrogênio ainda não se estabeleceu como uma fonte de energia convencional. Embora o impulso político que apoia a energia do hidrogênio continue forte, a implantação das tecnologias de hidrogênio de baixo ou nulo carbono permanecem

relativamente estagnadas devido aos altos custos iniciais e às diversas barreiras tecnológicas (como durabilidade, materiais empregados, estabilidade, desempenho, armazenamento, transporte, entre muitas outras). Ainda assim, o hidrogênio de baixo ou nulo carbono é um dos principais pilares para garantir o sucesso de transição energética mundial, dada a capacidade de viabilizar os múltiplos objetivos e metas de descarbonização (nacionais e globais). Ademais, o H<sub>2</sub> poderá atuar na integração de diferentes infraestruturas energéticas, ampliando a eficiência econômica, a confiabilidade, a flexibilidade e a resiliência, tornando-o um ativo importante para a segurança energética e ambiental de muitos países.

Neste contexto, o cenário brasileiro não difere muito do internacional, já que foram criados e/ou implementados diferentes programas, associações, planos e iniciativas em prol do desenvolvimento da cadeia produtiva do hidrogênio ao longo das últimas 5 décadas, como pode ser observado na Tabela 14. No entanto, as movimentações atuais de maior destaque são percebidas pela inclusão do hidrogênio no Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050), produzido pela EPE, publicado em 2020, com horizonte de 30 anos. Na sequência, surgem iniciativas do poder executivo federal no sentido de desenvolver as bases do Marco Regulatório do Hidrogênio (Resolução CNPE n°2/2021 e CNPE n°6/2021). Logo, em 2022, com a necessidade de estabelecer uma direção estratégica para impulsionar o desenvolvimento da economia do hidrogênio no Brasil, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) instituiu, por meio da Resolução CNPE n°6/2022 o Programa Nacional de Hidrogênio (PNH<sub>2</sub>), concomitantemente ao Comitê Gestor do Programa Nacional de Hidrogênio (Coges-PNH<sub>2</sub>), composto por diferentes ministérios e instituições.

Finalmente, em agosto de 2023, foi apresentado o Plano Trienal 2023-2025 do PNH<sub>2</sub> incluindo, entre outras, as seguintes metas:

- *Plantas Pilotos*: Implementação de plantas pilotos em território nacional até 2025.
- *Liderança Global*: Posicionar o Brasil como o país mais competitivo do mundo na produção hidrogênio de baixo carbono até 2030.
- *Hubs de Hidrogênio*: Até 2035, criar hubs de hidrogênio de baixo carbono, integrando produtores, consumidores, geradores de energia e logística.
- *Investimento em P&D*: Quintuplicar os investimentos em Pesquisa & Desenvolvimento e Inovação voltados para o hidrogênio.
- *Financiamento*: Expandir a capacidade de financiamento para projetos relacionados ao hidrogênio.

Concluindo, constata-se que o H<sub>2</sub> está no centro de um novo e emergente paradigma, focado no processo de descarbonização, apoiado e que depende firmemente de inovações tecnológicas no setor energético.

### 3. ROTAS TECNOLÓGICAS PARA A PRODUÇÃO DE H<sub>2</sub>

O hidrogênio é um gás ultra reativo que se associa facilmente à outras espécies químicas, por conseguinte, está presente em diversas matérias-primas (como por exemplo: a água, os combustíveis fósseis, a biomassa, o sulfeto de hidrogênio e os resíduos) e, também,

de ocorrências naturais. No entanto, é necessário o uso de energia para extrair e dissociar o hidrogênio dos recursos naturais, preferencialmente, de forma limpa e não poluente. Portanto, o uso cuidadoso de qualquer fonte energética (fóssil ou renovável) pode gerar eletricidade e/ou calor de alta temperatura e/ou radiação nuclear – sem ou com pouco impacto ambiental – para a obtenção de hidrogênio. Tal produção e/ou extração ocorre através da implementação de cinco processos e/ou métodos de conversão fundamentais: eletroquímica, fotoquímica, bioquímica, termoquímica e radioquímica, que por sua vez podem dar lugar a processos híbridos.

Devido à existência dos diversos métodos possíveis para geração de hidrogênio, atualmente, são utilizados distintos termos para descrever os atributos ambientais de tal vetor energético. Entre eles a classificação por cores para se referir a diferentes rotas de produção (por exemplo, "verde" para o hidrogênio proveniente da eletrólise de energia renovável e "azul" para a produção de gás natural com captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS), como se pode observar na Tabela 1) ou termos como hidrogênio "sustentável", "de baixo carbono" ou "limpo" para diferenciá-lo da produção ininterrupta baseada em combustíveis fósseis.

Tabela 3.1. Diferentes cores de hidrogênio definidas pelas tecnologias utilizadas no Brasil e Mundo

| Cor do H <sub>2</sub>   | Brasil <sup>a</sup>   | Mundo <sup>b</sup>  |
|---|---|---|
|    | Produzido por <u>gaseificação do carvão mineral</u> (antracito), <u>sem CCUS</u>  | Igual   |
|    | Produzido por <u>gaseificação do carvão mineral</u> (hulha), <u>sem CCUS</u>  | Igual   |
|    | Produzido por <u>reforma a vapor do gás natural</u> , <u>sem CCUS</u>   | Igual   |
|    | Produzido por <u>reforma a vapor do gás natural</u> (eventualmente, também de outros combustíveis fósseis), <u>com CCUS</u>                               | Igual   |
|    | Produzido via <u>eletrólise da água</u> com energia de fontes renováveis ( <u>particularmente, energias eólica e solar</u> ).                             | Igual   |
|    | -   | Produzido via <u>eletrólise da água</u> com energia elétrica da rede  |
|    | Produzido por extração de <u>hidrogênio natural ou geológico</u>  | Igual   |
|    | Produzido por <u>pirólise do metano</u> , sem gerar CO <sub>2</sub>   | Igual   |
|    | -   | Produzido a partir de resíduos plásticos por meio da <u>gaseificação ou pirólise com CCS</u> .                              |
|    | Produzido por <u>reformas catalíticas, gaseificação de plásticos residuais ou biodigestão anaeróbica de biomassa ou biocombustíveis</u> , com ou sem CCUS | -   |
|   | Produzido com <u>fonte de energia nuclear</u>   | Igual   |
|  | -   | Produzido em usinas de energia nuclear através da <u>eletrólise-termoquímica</u>  |
|  | -   | Produzido em usinas de energia nuclear através <u>divisão catalítica da água em alta temperatura (ciclos termoquímicos)</u> |

<sup>a</sup> (EPE, 2021)

<sup>b</sup> (ZAINAL *et al.*, 2024)

No entanto, até o momento da elaboração deste documento, não foi identificada na literatura uma taxonomia de rótulos definitiva e robusta para hidrogênio produzido por outras diferentes rotas tecnológicas, ou acordos internacionais sobre o uso desses termos, e nem jargões de mercado para todas as rotas existentes. Ao contrário, a IEA (*International Energy Agency*) questiona o rigor técnico do uso desses termos para descrever os atributos ambientais do hidrogênio por diferentes rotas de produção, dado que tais definições são geralmente consideradas insuficientes para serem usadas como referência em regulamentações ou contratos de fornecimento.

De fato, as incertezas criadas pela falta de transparência regulatória têm dificultado o investimento necessário para aumentar a produção e o desenvolvimento das cadeias de suprimentos do hidrogênio. Por essa razão, a definição do hidrogênio com base na intensidade

das emissões de gases de efeito estufa (GEE) em sua produção pode ajudar a esclarecer aos desenvolvedores de projetos e os investidores sobre a intensidade das emissões de seu produto e sua conformidade com os requisitos regulatórios e de mercado. Além disso, pode possibilitar um certo nível de interoperabilidade das regulamentações em diferentes países e permitir o reconhecimento mútuo dos esquemas de certificação, o que pode minimizar a fragmentação do mercado.

Pelos fatos supraditos, o presente documento busca correlacionar as diversas rotas de tecnologias de produção de H<sub>2</sub> com suas potenciais intensidades de emissões e às cores associadas encontradas na nota técnica “*Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio*”, desenvolvida pela (EPE, 2021). Na Figura 1, ilustra-se o esquema geral dos distintos métodos e/ou processos de produção do H<sub>2</sub> correlacionando suas cores e intensidade de carbono adotados e tais processos serão tratados nos apartados seguintes. Na Tabela A1 1, no Anexo I, encontra-se a intensidade de carbono correlacionada com cada rota de produção.

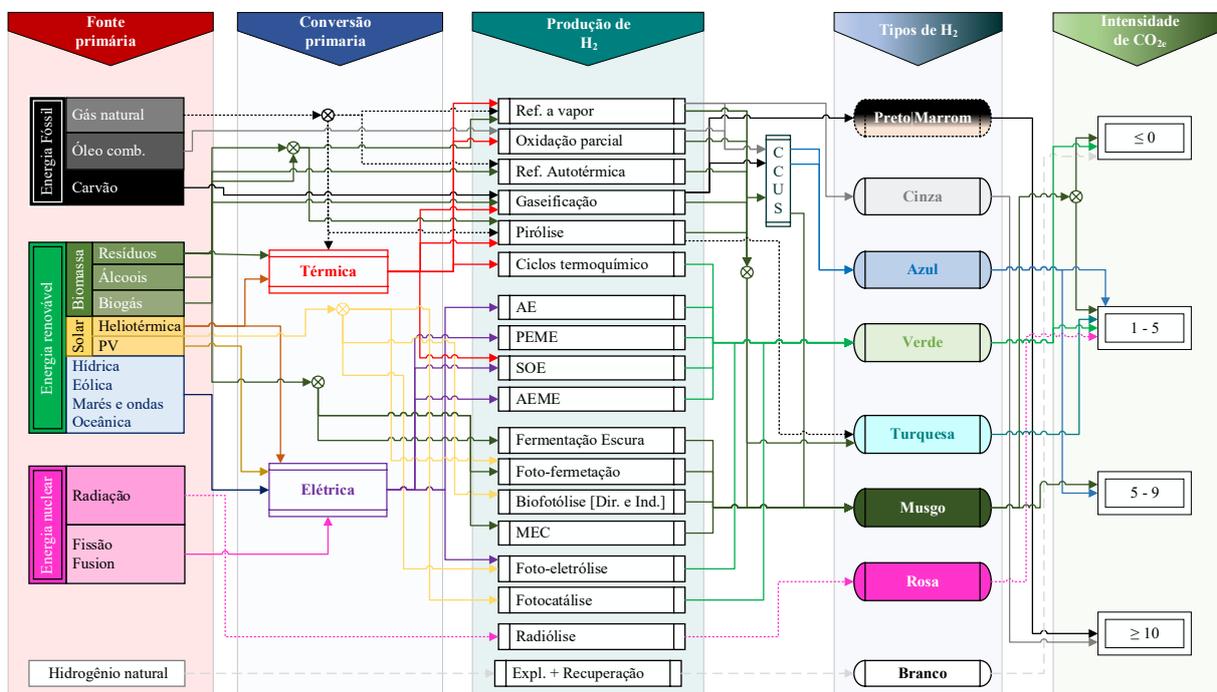


Figura 3.1. Esquema geral das formas de produção do Hidrogênio

Em síntese, este relatório se encontra organizado da seguinte forma: A seção (i), apresenta uma descrição abrangente dos diversos métodos desenvolvidos para gerar H<sub>2</sub> com baixo ou nulo impacto ambiental, enquanto a Seção (2) trata dos fatores essenciais que têm estimulado o avanço das diversas tecnologias para obtenção de H<sub>2</sub>, além da origem de cada tecnologia. Logo, na seção (3), é feita uma comparação geral do grau de desenvolvimento tecnológico e econômica de cada método. Por fim, a seção (4), apresenta uma análise das perspectivas de avanço das tecnologias estudadas ao longo do presente relatório.

### 3.1. Rota termoquímica

A conversão termoquímica de fontes energéticas à base de carbono (biomassa e os combustíveis nucleares e fósseis por exemplo) é a rota de maior potencial para a produção de H<sub>2</sub>, devido essencialmente à sua densidade energética, versatilidade e disponibilidade (XU, X. *et al.*, 2022). Tais processos envolvem reações químicas termicamente assistidas das quais se

geram  $H_2$  e gases ricos em  $H_2$ . Não obstante, em quase todas as rotas termoquímicas, há formação de monóxido de carbono (CO) como subproduto, o qual deve ser convertido em dióxido de carbono ( $CO_2$ ) em etapas subsequentes (reação de deslocamento gás-água (WGSR - *water-gas shift reaction*) e reações de oxidação preferencial (PROX – *Preferential oxidation*) ou de metanação. Os processos termoquímicos tradicionais para obtenção de  $H_2$  a partir de diferentes fontes compreendem, em geral, a reforma, a pirólise e a gaseificação (JI; WANG, 2021; NEMITALLAH *et al.*, 2024; OSMAN *et al.*, 2022; YAGMUR GOREN *et al.*, 2023; YUKESH KANNAH *et al.*, 2021), como se apresentam na Figura 2.

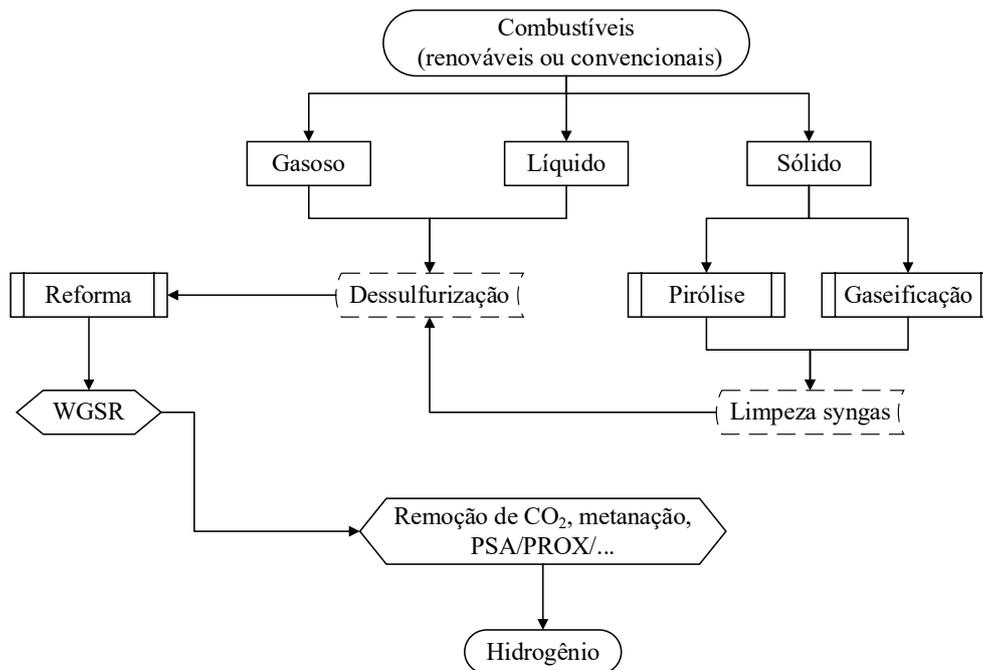
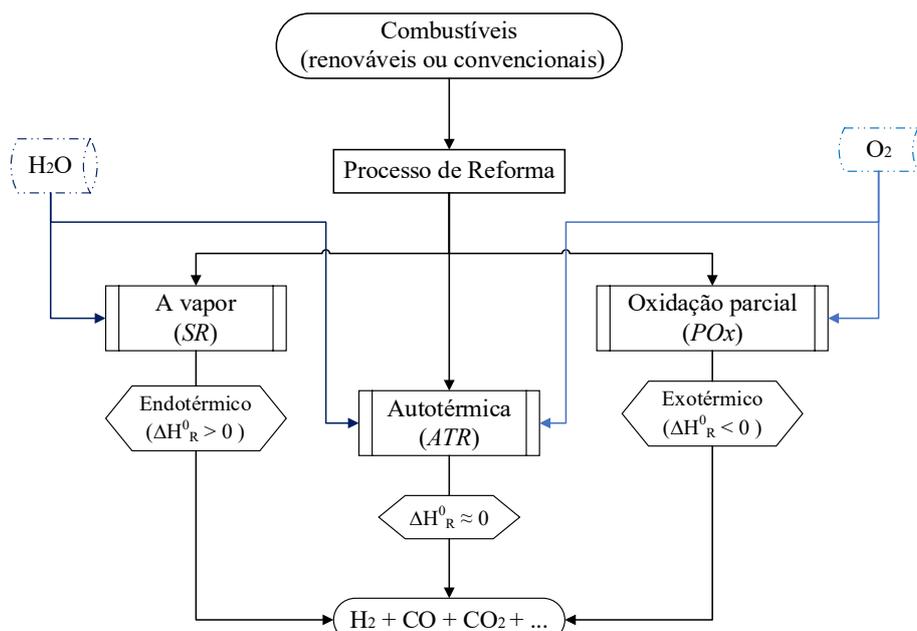


Figura 3.2. Tecnologias termoquímicas de geração de hidrogênio

### 3.1.1. Processo de Reforma

Por definição, o processo por reforma refere-se às diversas técnicas de processamento pela qual a estrutura molecular de um combustível (seja sólido, líquido ou gasoso) é reorganizada para alterar suas propriedades, objetivando a obtenção de hidrogênio. Adicionalmente ao combustível, outro reagente para o processo de reforma pode ser o vapor, e a reação endotérmica (ou seja, é necessário fornecer calor externo) é conhecida como *reforma a vapor*, ou oxigênio, e a reação exotérmica é conhecida como *oxidação parcial*. Finalmente, quando essas duas reações são combinadas, elas são chamadas de *reforma autotérmica* (NUTTALL; BAKENNE, 2020). Um diagrama esquemático das técnicas de produção de hidrogênio a partir dos processos de reforma é mostrado na Figura 3.



**Figura 3.3. Produção de H<sub>2</sub> a partir do processo de reforma**

Uma grande desvantagem dos processos de reforma é que a produção de hidrogênio vem acompanhada pela emissão de quantidades consideráveis de CO<sub>2</sub> na atmosfera, ver Figura 3. Contudo, as emissões de CO<sub>2</sub> podem ser fortemente reduzidas pela implementação da tecnologia de captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS, siglas em inglês para *Carbon Capture, Utilisation and Storage*), por meio da qual se pode sequestrar entre 60% e 95% do CO<sub>2</sub> emitido (IEA, 2020), para posteriormente ser utilizado em processos produtivos ou mesmo ser injetado em reservatórios geológicos ou no oceano. A Tabela 2 sintetiza as principais características de cada tipo de reforma, incluindo a matéria-prima utilizada, a eficiência de conversão e a intensidade de emissões de cada tecnologia descrita nas subseções a seguir.

**Tabela 3.2. Características técnicas dos processos de reforma (Adaptado de (RAHIM MALIK *et al.*, 2023), (MAKARYAN *et al.*, 2023), (WILKINSON *et al.*, 2023), (PAL *et al.*, 2022), (JI; WANG, 2021) e (KHILA *et al.*, 2017))**

| Parâmetro        | Processos de Reforma  |                         |                       |
|------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|
|                  | <i>A vapor</i>        | <i>Oxidação parcial</i> | <i>Autotérmica</i>    |
| Matéria-prima    | Hidrocarbonetos leves | Hidrocarbonetos leves   | Hidrocarbonetos leves |
|                  | Gás natural           | Gás natural/Nafta       | Gás natural           |
|                  | Biocombustíveis       | Óleos pesados   Carvão  | Biocombustíveis       |
|                  | Bioetanol/biogás      | Biocombustíveis         | Bioetanol/biogás      |
| Fonte energética | Hidrocarbonetos leves | Hidrocarbonetos leves   | Hidrocarbonetos leves |
|                  | Gás natural           | Gás natural/Nafta       | Gás natural           |
|                  | Biocombustíveis       | Óleos pesados   Carvão  | Biocombustíveis       |
|                  | Bioetanol/biogás      | Biocombustíveis         | Bioetanol/biogás      |
| Temperatura (°C) | 500 – 1400            | 950 – 1500              | 700 – 1150            |

| Parâmetro  | Processos de Reforma |                  |               |
|--|----------------------|------------------|---------------|
|  | A vapor              | Oxidação parcial | Autotérmica   |
| Pressão (bar)  | ≤ 36                 | 25 – 120         | 1 – 80        |
| η (%)  | 56 – 95              | 48 – 65          | 60 – 80       |
| Vida útil do sistema (a.)  | ≤ 25                 | ≤ 25             | ≤ 25          |
| Emissões (kCO <sub>2e</sub> /kgH <sub>2</sub> ) a partir de combustíveis fósseis |                      |                  |               |
| Sem CCUS   | 10,5 – 16            | 12               | 10 – 12       |
| Com CCUS   | 1,5 – 9,2            |                  | 2,5 – 4,5     |
| Emissões (kCO <sub>2e</sub> /kgH <sub>2</sub> ) a partir de biocombustíveis      |                      |                  |               |
| Sem CCUS   | (-4) – 11            |                  | 7.3           |
| Com CCUS   | (-12) – (-10)        |                  | (-11) – (-14) |
| Cor a partir de combustíveis fósseis   |                      |                  |               |
| Sem CCUS   | Cinza                | Cinza            | Cinza         |
| Com CCUS   | Azul                 | Azul             | Azul          |
| Cor a partir de biocombustíveis  | Musgo                | Musgo            | Musgo         |

#### *Método de reforma a vapor*

O método de reforma a vapor (SR, siglas em inglês para *steam reform*) basicamente é uma conversão catalítica da mistura de vapor de água e um combustível (líquido e/ou gasoso) em um gás de síntese (hidrogênio e óxidos de carbono). As fontes variam de gás natural, outros gases contendo metano (por exemplo biogás e gás de aterro), combinações de hidrocarbonetos leves e álcoois (metanol, etanol, glicerol, etc). Entretanto, o gás natural é amplamente utilizado como combustível nas unidades de produção de H<sub>2</sub> devido à sua abundância e ao seu conteúdo energético em comparação com outras matérias-primas. Atualmente, mais de 60% do hidrogênio produzido no mundo vem da reforma a vapor do gás natural (IEA, 2023c).

O processo fundamenta-se, de forma simplificada, de três etapas denominadas de: (1) Reforma ou geração de gás de síntese (*syngas*), (2) Reação de deslocamento gás-água (WGSR, siglas em inglês para *Water-gas Shift Reaction*) e (3) Metanização e/ou Purificação do gás. Na Figura 4 se apresenta um diagrama de fluxo sintetizado de uma planta atual utilizando a reforma a vapor.

Por ser um método reversível e fortemente endotérmico (de acordo com o princípio de Le Chatelier (JENKINS, 2008)), os parâmetros de operação da reação SR requerem altas temperaturas (500 – 1400 °C), elevadas proporções de vapor/carbono (> 2,5), e pressões moderadas (≤ 36 bar) (LAMB *et al.*, 2020), a fim de produzir o H<sub>2</sub> purificado desejado, evitar a formação de coque na superfície do catalisador e maximizar seu desempenho (varia de 56% a 95% segundo a fonte energética empregada).

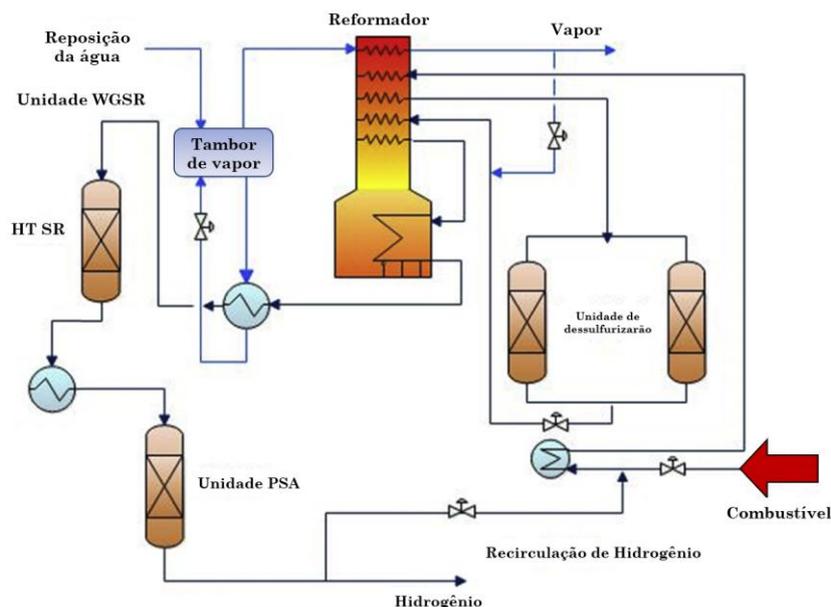
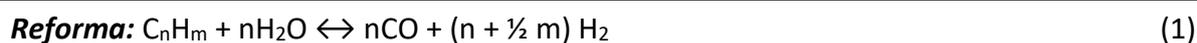


Figura 3.4. Planta atual de reforma a vapor (Fonte: (TAJI *et al.*, 2018))

Após a etapa da reforma, a mistura de gases ( $\text{CO} + \text{CO}_2 + \text{H}_2$ ) passa por uma etapa de recuperação de calor e é alimentada no WGSR (também conhecida como reação *shift*), onde o monóxido de carbono ( $\text{CO}$ ) reage com o vapor para produzir  $\text{H}_2$  adicional. Finalmente, o gás rico em hidrogênio sai do conversor gás-água (de baixa temperatura) e, em seguida, é resfriado para remover o vapor como condensado. A maior parte do conteúdo de água é removida do gás rico em hidrogênio e, em seguida, ele entra na unidade de metanização, ou por adsorção com modulação de pressão (PSA, siglas em inglês para *Pressure Swing Adsorption*), deixando o  $\text{H}_2$  com maior pureza, entorno de 99,9% (VOLDSUND *et al.*, 2016). O gás residual da unidade de metanização ou PSA, que inclui  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{N}_2$  e  $\text{H}_2\text{O}$ , é usado como combustível na combustão do forno do reformador. As principais reações químicas que ocorrem no SR são apresentadas nas Eqs. (1) - (3).



É importante salientar que nessa configuração, as emissões de  $\text{CO}_2$  geradas distribuem-se por cerca de 60 – 65% no reformador e WGSR, etapa em que a tecnologia de captura de carbono está mais desenvolvida – nível de maturidade é de 9 (IEA, 2023a). Por outro lado, a fração das emissões correspondentes ao 35 – 40% advém da combustão do energético empregado para aquecer o reformador a vapor (500 – 1.400 °C), cuja captura é desafiadora – o nível de maturidade é de 3-4 (IEA, 2023a). As emissões totais da cadeia de produção variaram segundo o energético empregado, se for não renovável as emissões encontram-se na faixa de 1,72 – 15,86  $\text{kgCO}_{2\text{eq}}/\text{kgH}_2$  e se for renovável entre 0,31 – 8,63  $\text{kgCO}_{2\text{eq}}/\text{kgH}_2$ .

Atualmente, a produção de hidrogênio através desta tecnologia pode se dar de forma distribuída ou centralizada, com fatores de capacidade (FC) que variam na faixa de 50 a 86% (ALEX ZAPANTIS; TONY ZHANG, 2020; PAL *et al.*, 2022). No entanto, para uma operação industrial em larga escala, a reforma a vapor do gás natural [ou reforma a vapor do metano (SMR, siglas em inglês para *Steam methane reforming*)] é o método de maior confiabilidade e desenvolvido, com eficiência de conversão entre 80 e 95% (MEGÍA *et al.*, 2021). De fato, em

2022, segundo os dados apresentados por (IEA, 2023d), mais de dois quartos do H<sub>2</sub> gerado globalmente (58,9 milhões de toneladas) foram produzidos usando cerca de 4% do uso global de gás natural (164 bilhões de m<sup>3</sup>). Destaca-se que o domínio global da abordagem SMR é explicado por um legado de longa data de experiência industrial, dado que tal tecnologia foi desenvolvida comercialmente no início da década de 1920 (NUTTALL; BAKENNE, 2020) e o uso acelerado dos combustíveis fósseis favoreceu seu desenvolvimento.

Por outro lado, como o gás natural não é um combustível prontamente disponível em todos os lugares do mundo e há um esforço crescente para maximizar a produção de energia renovável, os recursos bioenergéticos apresentam-se como uma alternativa relevante a serem implementados no processo de reforma a vapor. Por tanto, as etapas antecessoras de tratamento e conversão da biomassa em biocombustíveis (por exemplo etanol, biogás, entre outros) antes da reforma a vapor, estão-se tornando uma opção interessante e promissora (PAL *et al.*, 2022). No caso dos bio-álcoois e, principalmente, o etanol são considerados carregadores líquidos adequados de hidrogênio, devido a quantidade de moléculas de H<sub>2</sub> em sua estrutura química e a facilidade de dissociação da mesma. Esses fluidos podem ser facilmente comunicados por meio da infraestrutura disponível e têm pequenas limitações relativas à segurança em comparação com o armazenamento de hidrogênio. Além disso, a conversão de bioetanol (ou outros bio-álcoois) em hidrogênio tem a vantagem de ser neutra em termos de dióxido de carbono (PAL *et al.*, 2022).

#### *Método de oxidação parcial*

O método de oxidação parcial (POx, siglas em inglês para *Partial oxidation reforming*), também conhecida como reforma oxidativa, é uma abordagem alternativa às reações da reforma a vapor. Essa tecnologia é a mais adequada para produzir H<sub>2</sub> a partir de matérias-primas mais pesadas, como resíduos de óleo pesado e carvão. O método POx envolve basicamente a conversão de vapor, oxigênio e combustíveis em uma mistura gasosa de hidrogênio, monóxido de carbono e outras espécies parcialmente oxidadas (MAKARYAN *et al.*, 2023). Uma das vantagens desse processo é que as reações com oxigênio são altamente exotérmicas, por conseguinte, não requerem uma fonte de energia externa (JI; WANG, 2021). A distribuição de produtos das reações de oxidação parcial depende da relação C/O e é limitada por altas temperaturas de reação (950-1.500 °C); portanto, as reações de oxidação parcial são geralmente realizadas com catalisadores heterogêneos em temperaturas mais baixas. Por serem mais baratos do que os metais nobres, os catalisadores baseados em metais de transição são adequados para reações de oxidação parcial devido à sua capacidade de alterar os estados de oxidação e adsorver reagentes e intermediários em sua superfície (RAHIM MALIK *et al.*, 2023). Em geral, a reação de oxidação parcial (catalítica e não catalítica) pode ser descrita pelas equações 4 a 7.

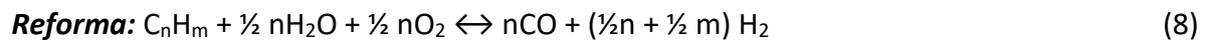


Termodinamicamente, nesse processo, o H<sub>2</sub> e o CO são os produtos mais abundantes acima de 550 °C, sendo o CO um precursor do coque, que pode ser removido por sua oxidação em CO<sub>2</sub> ou pela reação de deslocamento de água-gás, aumentando a produção de H<sub>2</sub> (RAHIM MALIK *et al.*, 2023). A oxidação parcial oferece várias vantagens, como operação simples,

menor consumo de energia, matéria-prima flexível e possui eficiência de conversão entre 55 a 75% (YAGMUR GOREN *et al.*, 2023). No entanto, ela ainda enfrenta desafios para sua implementação industrial, como a curta vida útil da unidade devido à alta exotermia da reação, que pode levar a áreas quentes focalizadas e, conseqüentemente, à desativação do catalisador por sinterização (MEGÍA *et al.*, 2021).

#### *Método de reforma autotérmica*

A reforma autotérmica (ATR, siglas em inglês para *Autothermal reforming*) usa a oxidação parcial exotérmica para fornecer o calor e a reforma endotérmica do vapor para aumentar a produção de hidrogênio. Basicamente, vapor e oxigênio ou ar são injetados no reformador, fazendo com que as reações de reforma e oxidação ocorram simultaneamente para obter uma reação termodinamicamente neutra, conforme mostrado na equação 8 (NUTTALL; BAKENNE, 2020).



A temperatura da reação e a relação H<sub>2</sub>/CO no produto podem ser controladas pela variação das quantidades de vapor e oxigênio. A reação é normalmente realizada com temperaturas na faixa de 700 a 1.150 °C, e as pressões do reformador autotérmico podem estar entre 1 e 80 bar (VOLDSUND *et al.*, 2016). Quanto à oxidação parcial, o oxigênio pode ser fornecido na forma pura ou como ar, dependendo se o gás de síntese será usado na síntese de amônia ou não. Conseqüentemente, o sistema ATR requer que o reator seja alimentado com oxigênio (O<sub>2</sub>) puro, exigindo a instalação de equipamentos para a separação dos fluxos de trabalho (vapor d'água e oxigênio) e o consumo de eletricidade para realizá-la, tipicamente pelo processo criogênico. Destaca-se que, devido a esta característica, além de todo o CO<sub>2</sub> produzido durante o processo encontrar-se na corrente principal, a utilização de O<sub>2</sub> puro faz com que o CO<sub>2</sub> produzido não seja diluído por N<sub>2</sub> (como ocorre na queima do gás natural com ar atmosférico, durante o aquecimento na reforma a vapor). Deste modo, o sistema de ATR resulta em menor consumo de energia e reduz as emissões de poluentes, fato que justifica o maior potencial para a produção de hidrogênio desta tecnologia comparando-a à tecnologia SMR (EPE, 2022a).

Dada a alta eficiência térmica desse processo, ele exige menos energia do que a reforma a vapor ou a oxidação parcial (JI; WANG, 2021). No entanto, a reforma autotérmica tem um rendimento de hidrogênio (varia de 60 – 75%) maior do que a oxidação parcial, mas menor do que o processo de reforma a vapor.

#### *3.1.2. Processo de Gaseificação*

A gaseificação é um dos métodos tradicionais de produção de H<sub>2</sub> através da decomposição térmica de matérias-primas (sólidos com teor de umidade menor ao 50%) à base de carbono – como biomassa (algas, resíduos alimentares, resíduos sólidos municipais e materiais lignocelulósica), carvão e coque de petróleo – em *syngas* (H<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e hidrocarbonetos) (IEA BIOENERGY, 2018). Durante o processo endotérmico, o combustível pode reagir com diversos agentes fluidizantes (como ar, vapor, oxigênio e ar-vapor) a temperaturas que oscilam entre 500 – 1.400 °C, e pressões operacionais maiores a 30 bar, tais

parâmetros se encontram atrelados à escala da planta e aplicação final do gás de síntese produzido (MADADI AVARGANI *et al.*, 2022). Observe-se que, assim como nos processos de reforma, o gás de síntese está sujeito a pós-processamento em um reator WGS e em um PSA para separar o hidrogênio com alto grau de pureza. Algumas das reações que ocorrem são as apresentadas nas equações 11 a 14.



Em geral, como indicado pela literatura publicada (IEA BIOENERGY, 2018; YUKESH KANNAH *et al.*, 2021), os tipos de reatores utilizados na gaseificação podem ser classificados em 5 categorias, denominados de fluxo arrastado, leito fixo, leito fluidizado, leito móvel e de plasma (Figura 5). Sendo que cada um trabalha em faixas de temperaturas diferentes, foram desenvolvidos para escalas diferentes, variam em dificuldade de controle e a qualidade da matéria-prima de entrada é diferente em tamanho e umidade (NGUYEN *et al.*, 2024). No entanto, a maioria dos gaseificadores comerciais são de fluxo arrastado, e os exemplos mais conhecidos são os gaseificadores da GE (*General electric*) e Shell (JI; WANG, 2021).

Atualmente, entre 19% e 21% do total de hidrogênio produzido no mundo provém da gaseificação do carvão (CG, siglas em inglês para *Coal Gasification*) (IEA, 2023c), processo conduzido principalmente na China. Uma das principais vantagens da gaseificação do carvão é a alta eficiência de conversão do processo, o qual varia entre 80% e 95% (PARKINSON *et al.*, 2019), e seu elevado FC que pode variar de 75% a 95% (ALEX ZAPANTIS; TONY ZHANG, 2020). Além disso, nos últimos 30 anos, as modernas usinas de gaseificação conseguiram fornecer produtos químicos como metanol, éter dimetílico e amônia; inclusive, dependendo de sua configuração, elas também podem produzir vapor e/ou eletricidade (Figura 6).

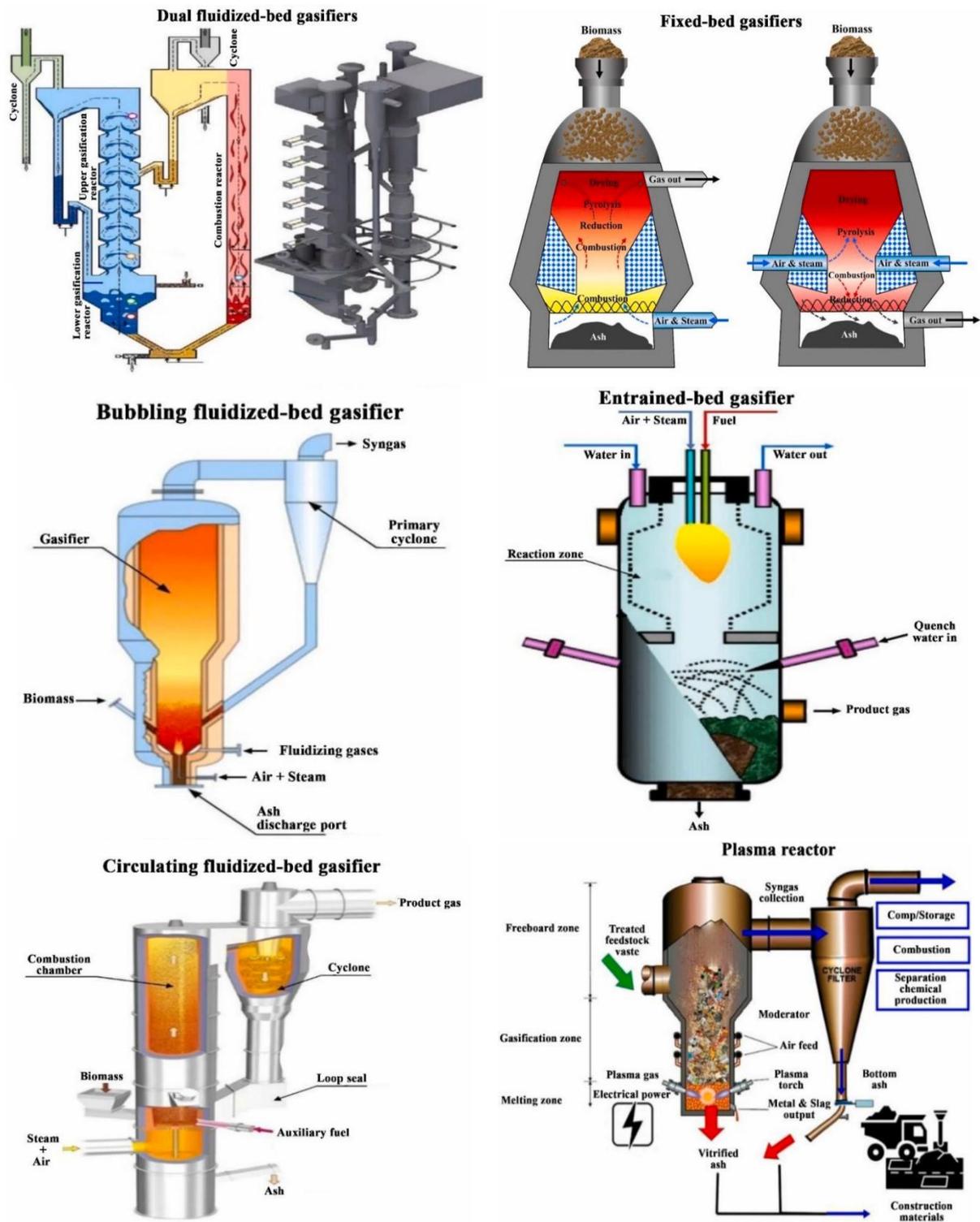


Figura 3.5. Reatores gaseificadores para produção de H<sub>2</sub> (Fonte: (NGUYEN *et al.*, 2024))

Contudo, o principal problema associado à produção de hidrogênio por meio da gaseificação do carvão, quando comparada a outras tecnologias que usam matérias-primas diferentes, está relacionado às emissões mais altas de CO<sub>2</sub> (varia de 14 a 26 kg CO<sub>2</sub> por kg H<sub>2</sub>) devido ao alto teor de carbono intrínseco do energético (IEA, 2023f; WILKINSON *et al.*, 2023). Por esse motivo, estão sendo desenvolvidas alternativas que integram a gaseificação do

carvão com tecnologias capazes de capturar carbono (CCS) e, segundo diversos estudos (IEA, 2023f; PARKINSON *et al.*, 2019; WILKINSON *et al.*, 2023), as emissões sofreriam reduções em torno de 60% a 95%.

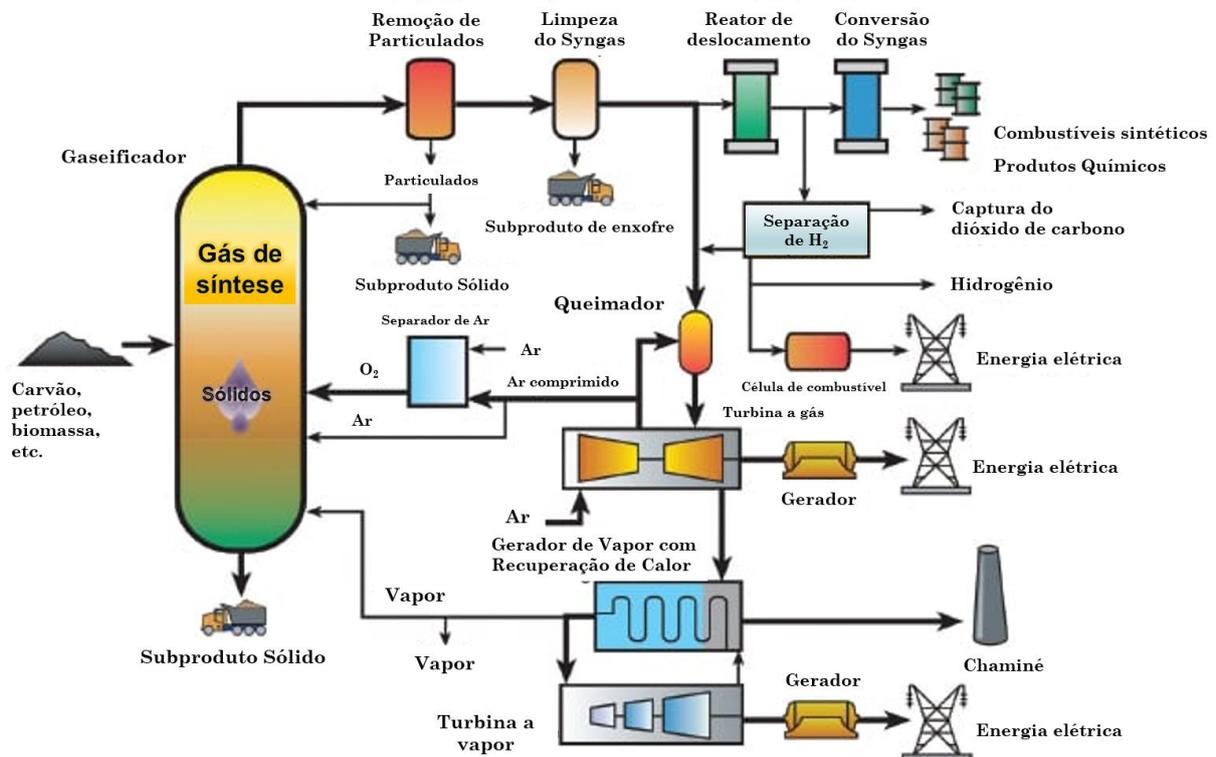


Figura 3.6. Produção de H<sub>2</sub> a partir da gaseificação (Fonte: (MADADI AVARGANI *et al.*, 2022))

Por outro lado, em comparação com o carvão, a biomassa tem metade da densidade energética, menor teor de H<sub>2</sub> (5 – 6%), maior teor de oxigênio (39 – 42%) e maior teor de umidade (>20%) (IEA BIOENERGY, 2018), o que se traduz numa redução da eficiência de conversão de H<sub>2</sub> (o range varia entre 50% – 75%) (NGUYEN *et al.*, 2024). No entanto, considera-se que a produção de hidrogênio a partir da gaseificação de biomassa tem um impacto ambiental menos adverso do que a produção baseada em combustíveis fósseis, pois o CO<sub>2</sub> liberado provém do CO<sub>2</sub> absorvido enquanto os organismos ainda estão vivos e nenhum excesso de carbono é introduzido na atmosfera (JI; WANG, 2021). As emissões variam de 0,3 – 17,50 kg CO<sub>2eq</sub> por kg H<sub>2</sub>, e, se a tecnologia for aliada à tecnologia de captura de carbono (CCUS), as emissões podem ser negativas, variando de -11,7 – -17,5 kg CO<sub>2eq</sub> por kg H<sub>2</sub> (IEA, 2023f; WILKINSON *et al.*, 2023). Na Tabela 3, são apresentados os principais parâmetros atrelados à gaseificação.

**Tabela 3.3. Sínteses dos fatores de maior relevância na rota termoquímica da gaseificação (Adaptado de (NGUYEN *et al.*, 2024), (IEA, 2023f), (WILKINSON *et al.*, 2023), (ALEX ZAPANTIS; TONY ZHANG, 2020) e (IEA BIOENERGY, 2018))**

| Parâmetro  | Gaseificação                       |
|--|------------------------------------|
| Matéria-prima  | Óleos pesados e Carvão<br>Biomassa |
| Temperatura (°C)   | 500 – 1,400                        |
| Pressão (bar)  | > 30                               |
| η (%)  | 50 – 90                            |
| FC (%)   |                                    |
| Combustíveis fósseis   | 75 – 95                            |
| Biocombustíveis  | 45 – 75                            |
| Vida útil do sistema (a.)  | ≤ 25                               |
| Emissões (kCO <sub>2e</sub> /kgH <sub>2</sub> ) a partir de combustíveis fósseis |                                    |
| Sem CCUS   | 14 – 26                            |
| Com CCUS   | 1,1 – 5,5                          |
| Emissões (kCO <sub>2e</sub> /kgH <sub>2</sub> ) a partir de biocombustíveis      |                                    |
| Sem CCUS   | 0,3 – 8,6                          |
| Com CCUS   | (-11,7) – (-17,5)                  |
| Cor  | Preto ou marrom/ azul /<br>Musgo   |

### 3.1.3. Processo de Pirólise

A pirólise é um processo termoquímico que consiste na decomposição térmica de recursos que contêm carbono (como o gás natural e a biomassa) em uma atmosfera não oxidante (ou parcialmente oxidada) e na ausência de qualquer outro agente reativo da qual se obtém produtos nas fases sólida, líquida e gasosa (VUPPALADADIYAM *et al.*, 2022). Sendo que as frações dos produtos são obtidas em proporções que dependem muito das condições operacionais do processo, principalmente da temperatura, da taxa de aquecimento e do tempo de permanência dos vapores (BAKHTYARI *et al.*, 2018). A partir de tais características o processo de pirólise pode ser classificado em cinco categorias essenciais que são: a carbonização, lenta ou convencional, rápida, flash e ultrarrápida (BASU, 2018), como se pode observar na Tabela 4.

**Tabela 3.4. Tipos de pirólise em função dos parâmetros de controle (Adaptado de (BASU, 2018))**

| Tipos de pirólise  | Tempo de permanência | Temperatura (°C) | Taxa de aquecimento | Produto                          |
|--------------------|----------------------|------------------|---------------------|----------------------------------|
| Carbonização       | Dias                 | 400              | Muito baixa         | Carvão vegetal                   |
| Convencional/lenta | 5 – 30 min           | 600              | Baixa               | Carvão, bio-óleo, gás            |
| Rápida             | < 2 s                | ~ 500            | Muito alta          | Bio-óleo, gás                    |
| Flash              | < 1 s                | < 650            | Alta                | Bio-óleo, produtos químicos, gás |
| Ultrarrápida       | < 0,5 s              | ~ 1.000          | Alta                | Produtos químicos, gás           |

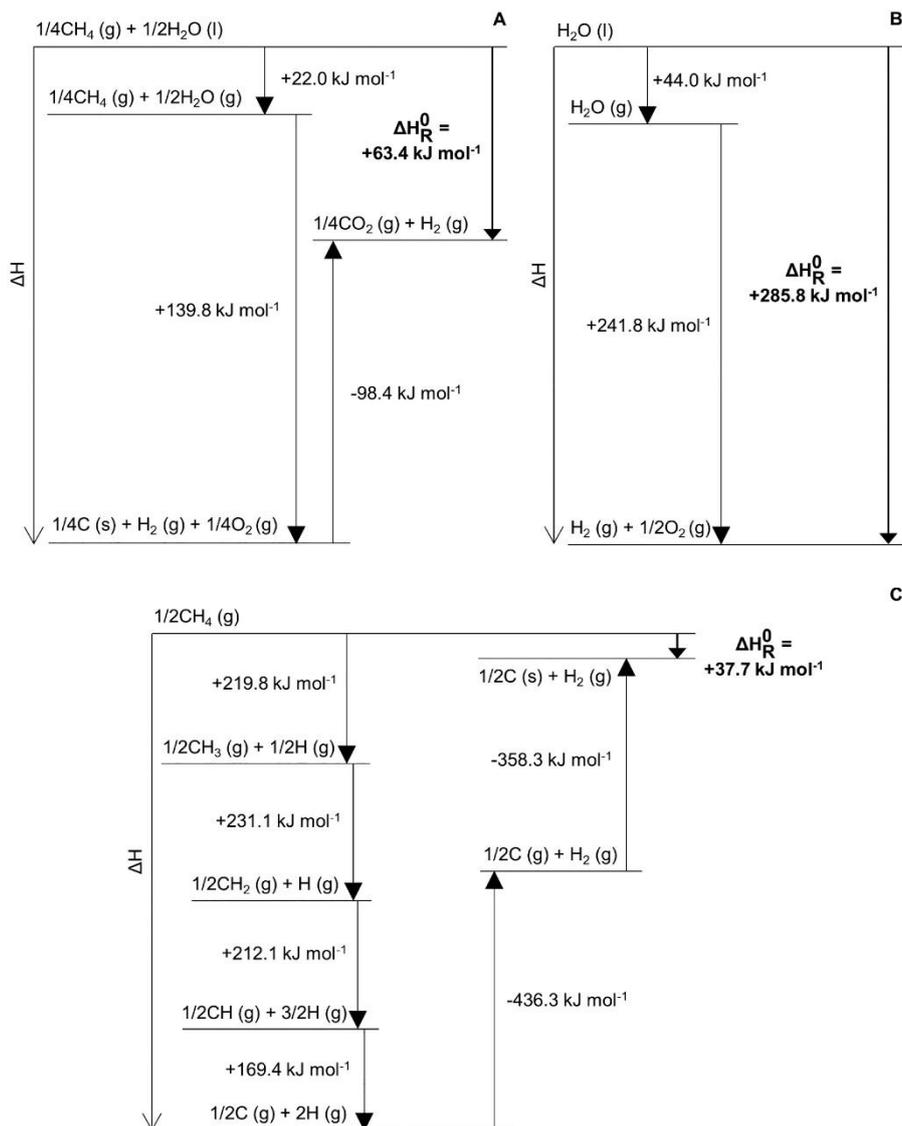
No entanto, os processos mais adequados para a produção de hidrogênio são aqueles com os maiores rendimentos de bio-óleo e gás (Rápido, Flash e Ultrarrápido). Logo, se o hidrogênio for produzido por meio do bio-óleo, ele é considerado um método indireto e, se for produzido por meio de produtos gasosos, é um método direto (BASU, 2018).

Nesse contexto, a pirólise do metano, por uma ótica termodinâmica, se apresenta como uma alternativa menos energo-intensiva (consumo de aproximadamente 75 kJ/mol) e relativamente limpa para a produção de hidrogênio (PATLOLLA *et al.*, 2023), uma vez que o processo não gera CO<sub>2</sub> de forma direta, como descrita pela reação estequiométrica global expressa conforme a Eq. (15). Além de não emitir CO<sub>2</sub>, um valor extra é criado com o carbono sólido (identificado como negro de fumo), cujas aplicações são diversas, por exemplo, pode ser utilizado como aditivo para aço, carga em pneus de automóveis, grafite, corante e condicionador de solo, entre outros (EPE, 2022b).



Ressalte-se que a produção de hidrogênio através da decomposição térmica do metano é energeticamente menor quando comparado a outros processos (Figura 7), como o caso da eletrólise da água, sendo de aproximadamente 286 kJ/mol, enquanto a decomposição térmica é de apenas 38 kJ/mol, vale destacar que na decomposição térmica do metano são produzidos 2 mols de hidrogênio (ver Eq. (15)).

Por outro lado, na maioria das fontes da literatura, a pirólise do metano é discutida como sinônimo da pirólise do gás natural para a produção de hidrogênio com baixa emissão de dióxido de carbono. Consequentemente, a pirólise de metano é sempre comparada com a reforma a vapor em termos de viabilidade econômica, visto que este último processo é a forma majoritária de produção de hidrogênio no mundo.



**Figura 3.7. Diagramas de entalpia de (A) reforma do metano a vapor, (B) eletrólise da água e (C) pirólise do metano (Fonte: (SÁNCHEZ-BASTARDO *et al.*, 2021))**

Contudo, o processo SMR é energeticamente menos favorável que o processo de pirólise, como ilustrado na Figura 6. Além disso, os processos de pirólise descritos na literatura são operados sob condições próximas à pressão atmosférica, enquanto a reforma a vapor é operada em alta pressão, havendo assim, maior esforço mecânico dos materiais e maiores custos associados. No processo industrial de reforma a vapor, para evitar a formação de coque, é necessário um excesso de vapor de água: a relação molar de 4:1 (H<sub>2</sub>O:CH<sub>4</sub>) não favorece esta reação, mas acaba por resultar em equipamentos maiores para comportar esses volumes adicionais de reagentes (EPE, 2022b).

A decomposição térmica do metano pode ser realizada em diferentes tipos de reatores (Figura 8) e com diferentes fontes de calor e, de modo geral, pode-se dividir a decomposição térmica do metano em 3 principais tipos de processo, sendo térmico, catalítico e plasma (Figura 9). Uma descrição profunda de tais processos pode ser consultada na “*Nota Técnica sobre Hidrogênio Turquesa*” (EPE, 2022b) e em diversos artigos científicos de revisão da literatura, tais como os desenvolvidos por (PATLOLLA *et al.*, 2023; SÁNCHEZ-BASTARDO *et al.*, 2021; SCHNEIDER *et al.*, 2020).

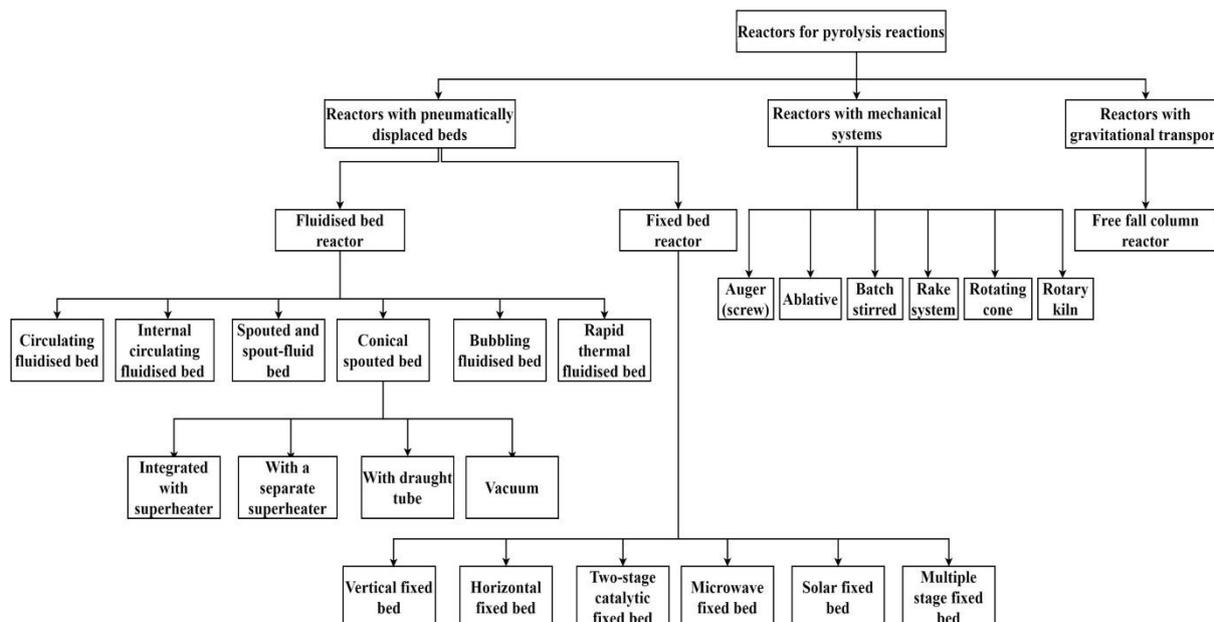


Figura 3.8. Tipos de reatores usados para processos de pirólise com ou sem catalisadores (Fonte: (RASUL *et al.*, 2022))

De forma semelhante à pirólise do metano, uma alternativa promissora é a pirólise da biomassa, cujo processo é considerado mais limpo pelo fato de transformar materiais orgânicos residuais (por exemplo, resíduos animais, sólidos urbanos, agricultura, silvicultura, florestais, etc.) em produtos de valor agregado. A biomassa é aquecida a uma temperatura de 400–650 °C a 0,1 – 0,5 MPa, que é superior à temperatura do processo de torrefação (NGUYEN *et al.*, 2024), e na ausência total de oxigênio – exceto nos casos em que a combustão parcial é permitida para fornecer a energia térmica necessária ao processo (VUPPALADADIYAM *et al.*, 2022). A reação primária produz carvão e voláteis, seguida pela formação de produto gasoso. Vale ressaltar que diferentes tempos de residência no reator produzem diferentes frações de produtos e determinam as condições da reação (ver Tabela 2). O hidrogênio pode ser produzido diretamente pela pirólise rápida/flash/ultrarrápido com alta temperatura e um certo tempo de residência da fase volátil, como descrita pela Eq. (16).

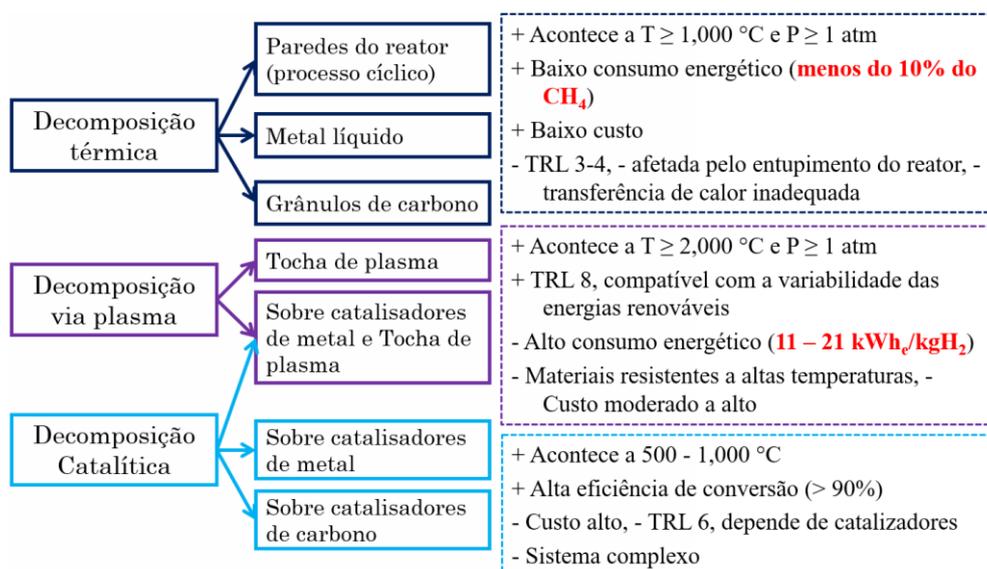
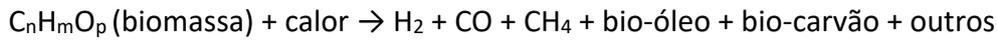


Figura 3.9. Categoria dos processos de pirólise do CH<sub>4</sub> (Fonte: (EPE, 2022b))

**Pirólise da biomassa:**



(16)

É importante salientar que os produtos gerados na pirólise da biomassa precisam ser posteriormente processados para maior produção de hidrogênio através da reforma (seja por vapor, oxidativa ou autotérmica), reação gás-água e PSI (ou outro processo de purificação), como ilustrado na Figura 10.

**1 – Pré-tratamento da biomassa**

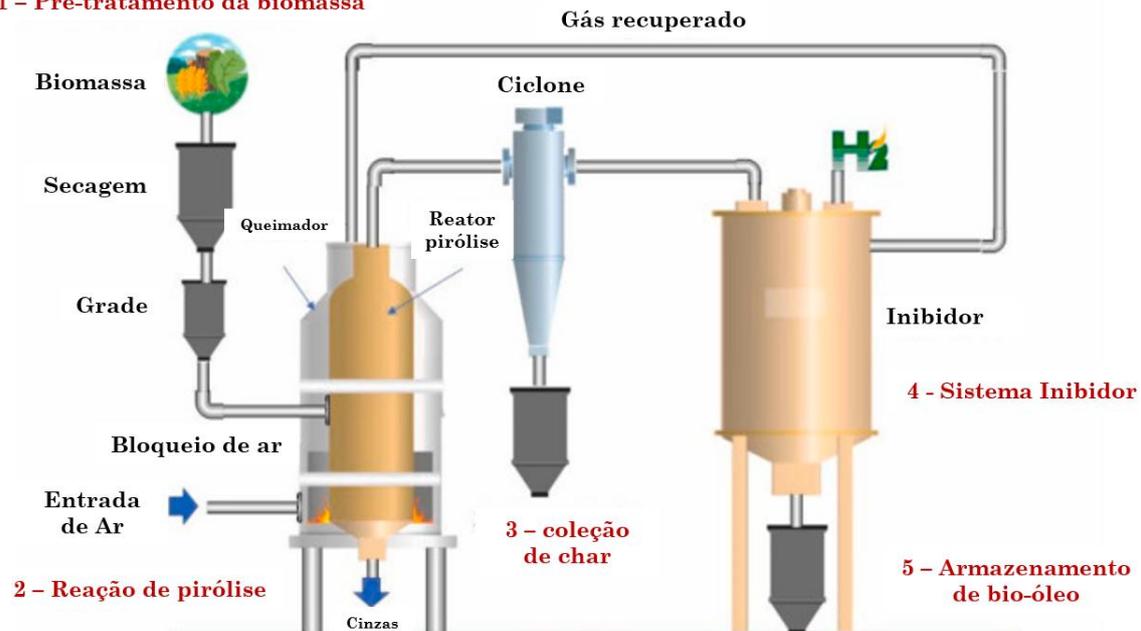


Figura 3.10. Diagrama esquemático da Pirólise de Biomassa (Fonte: (NGUYEN *et al.*, 2024))

Entretanto, a composição da biomassa, especialmente sua relação hidrogênio/carbono (H/C), tem uma influência importante no rendimento da produção de hidrogênio a partir da pirólise (VUPPALADADIYAM *et al.*, 2022). Assim como também o tipo de catalisador utilizado, a temperatura e o tempo de residência. Por tais fatos, a faixa de conversão na pirólise da biomassa varia entre 35 e 50% (NGUYEN *et al.*, 2024). Na Tabela 5, são listados os principais parâmetros atrelados à pirólise do metano e biomassa.

Tabela 3.5. Sínteses dos parâmetros mais relevantes da pirólise do CH<sub>4</sub> e Biomassa (Adaptado de (NGUYEN *et al.*, 2024), (WILKINSON *et al.*, 2023), (EPE, 2022b) e (VUPPALADADIYAM *et al.*, 2022))

| Parâmetro            | Pirólise   |
|----------------------|--|
| Matéria-prima        | Hidrocarbonetos leves (GN)<br>Biocombustíveis (Biogás ou biomassa) |
| Temperatura (°C)     | 500 – 1100   |
| Pressão (bar)        | 1 – 10   |
| η (%)                | 35 – 90  |
| FC (%)               |  |
| Combustíveis fósseis | 75 – 95  |

| Parâmetro  | Pirólise       |
|--|----------------|
| Biocombustíveis  | 45 – 75        |
| Vida útil do sistema (a.)  | ≤ 25           |
| Emissões (kCO <sub>2e</sub> /kgH <sub>2</sub> ) a partir de combustíveis fósseis |                |
| Sem CCUS   | 1,9 – 5,5      |
| Com CCUS   | -              |
| Emissões (kCO <sub>2e</sub> /kgH <sub>2</sub> ) a partir de biocombustíveis      |                |
| Sem CCUS   | 0,2 – 4,3      |
| Com CCUS   | -              |
| Cor  | Turquesa/Musgo |

### 3.2. Rota eletroquímica

O processo eletroquímico é uma reação química causada ou acompanhada pela passagem de uma corrente elétrica. Esses processos e métodos são uma reação do tipo oxidação-redução (oxirredução ou redox), onde um átomo ou molécula transfere ou perde um elétron para outro átomo ou molécula. Diante disso, a rota eletroquímica compreende o estudo das pilhas/baterias e a eletrólise (tópico de interesse deste relatório), onde a diferença entre os dois processos está na transformação de energia, isto é, a pilha/bateria converte a energia química em energia elétrica, de modo espontâneo, e a eletrólise converte energia elétrica em energia química, de modo não espontâneo (SAWLE; THIRUNAVUKKARASU, 2021).

A primeira vez que o hidrogênio foi sintetizado pelo homem se deu por meio da eletrólise da água há mais de 200 anos (SMOLINKA *et al.*, 2022). A reação básica da eletrólise da água obedece à Eq. (17), em teoria, são necessários apenas 1,23 V para separar as moléculas da água à temperatura ambiente; no entanto, na prática, é necessário aplicar uma tensão adicional (0,25 V) para ativar a barreira de ativação, a fim de superar a cinética e a resistência ôhmica do eletrólito e dos componentes da célula eletrolítica (SHIVA KUMAR; LIM, 2022). Portanto, a sobretensão total do sistema (Figura 11) é a soma da sobretensão cinética da reação de evolução do hidrogênio (HER, siglas em inglês para *hydrogen-evolution reaction*), a sobretensão cinética da reação de evolução do oxigênio (OER, siglas em inglês para *oxygen-evolution reaction*), a sobretensão de concentração e a sobretensão necessária para superar a resistência ôhmica.



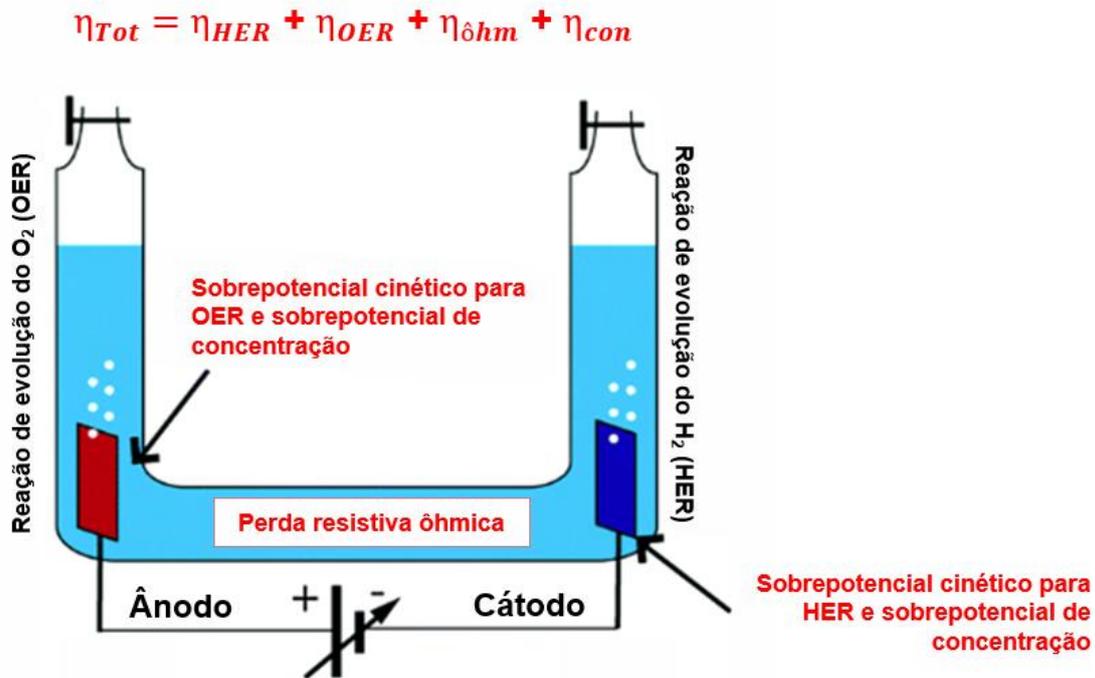


Figura 3.11. Princípios básicos da eletrólise e equação de sobretensão total do sistema (Fonte: (XIANG *et al.*, 2016))

De forma geral, há diferentes tecnologias disponíveis para a eletrólise da água, mas as mais desenvolvidas tecnologicamente (TRL 8-9, ver seção 3), com maior eficiência (56 a 95%) e com maior presença no mercado (tecnologias mais antigas), segundo (ZHOU *et al.*, 2022), são: eletrólise alcalina (ALK, siglas em inglês para *alkaline electrolysis*), Eletrólise a Membrana Polimérica Trocadora de Prótons (PEM, siglas em inglês para *polymer electrolyte membrane electrolysis*) e eletrólise de óxido sólido (SOEC, siglas em inglês para *solid oxide electrolysis cell*). É importante salientar que a aplicação de cada método varia em função das características técnicas, portanto, o método ALK é adequado para aplicações na indústria química (por exemplo, produção de cloro e soda caustica), petroquímicas, metalurgia de ferro e aço, já que não demandam H<sub>2</sub> com alto grau de pureza. Se for necessária maior pureza do hidrogênio, maior eficiência energética e flexibilidade, o eletrolisador PEM é o mais adequado, porque a tecnologia permite uma operação altamente dinâmica e trabalha com uma densidade de corrente elevada (< 4 A/cm<sup>2</sup>), tal parâmetro promove uma maior oxidação dos eletrodos obtendo assim uma maior geração de hidrogênio e causa uma maior eficiência no sistema (67 – 84%). Por fim, no caso da tecnologia SOEC, a tendência é ser acoplada a sistemas com fontes externas de energia térmica de baixo custo ou calor residual, objetivando usufruir a alta eficiência (< 95%). Contudo, embora o ambiente de alta temperatura reduza a demanda por eletricidade, melhorando a eficiência da conversão de energia, tal tecnologia exige requisitos mais elevados na resistência dos materiais a altas temperaturas, que por consequência afeta a vida útil de todo o sistema. A Tabela 6 sintetiza as principais características de cada tecnologia eletrolítica descrita nas subseções a seguir.

Tabela 3.6. Características técnicas das tecnologias típicas da eletrólise da água (Adaptado de (EL-EMAM; ÖZCAN, 2019; RAHIM MALIK *et al.*, 2023; SHIVA KUMAR; LIM, 2022; ZHOU *et al.*, 2022))

| Parâmetro        | Tecnologia eletrolítica |         |           |
|------------------|-------------------------|---------|-----------|
|                  | ALK                     | PEM     | SOEC      |
| Temperatura (°C) | 60 – 90                 | 50 – 90 | 500 – 900 |

| Parâmetro  | Tecnologia eletrolítica |                 |              |
|--|-------------------------|-----------------|--------------|
|  | ALK                     | PEM             | SOEC         |
| Pressão (bar)  | 2 – 30                  | < 70            | < 30         |
| Densidade da corrente (A/cm <sup>2</sup> )                   | 0,05 – 0,8              | 0,6 – 4         | 0,3 – 1      |
| Tensão da célula (V)   | 1,4 – 3                 | 1,4 – 2,5       | 0,95 – 1,5   |
| η (%)  | 56 – 82                 | 67 – 84         | < 95         |
| Consumo energético específico (kWh/Nm <sup>3</sup> )         | 3,8 – 7,0               | 4,5 – 7,5       | 2,5 – 3,5    |
| Pureza do H <sub>2</sub> (%)                                 | < 99,999                | > 99,99999      | > 99,9       |
| Startup a frio (min.)  | > 15                    | < 15            | > 60         |
| Área do eletrodo (cm <sup>2</sup> )                          | 10.000 – 30.000         | 1.500           | 200          |
| Vida útil do Stack (h)                                       | 60.000 – 90.000         | 20.000 – 60.000 | < 40.000     |
| Vida útil do sistema (a.)                                    | 20 – 30                 | 10 – 20         | –            |
| Degradação anual (%)   | 2 – 4                   | 2 – 4           | < 17 (teste) |
| Emissões (kCO <sub>2e</sub> /kgH <sub>2</sub> ) <sup>a</sup> | 0,5 – 34,3              | 0,6 – 36,7      | 0,4 – 17,1   |

<sup>a</sup> Dados gerados a partir da Tabela 7, adotando uma  $\rho_{@0^\circ\text{C}, 1\text{ bar}}$  de 0,090 kg/Nm<sup>3</sup>.

Destaca-se que, além dos parâmetros apresentados na Tabela 6, o fator de capacidade (FC), relação entre a produção de energia real de um sistema e sua capacidade máxima de produção, de uma planta eletrolítica é um dos critérios de maior relevância na análise da performance da planta, além de ser um indicador conjuntural para a avaliação da viabilidade econômica de tais projetos (RUTH *et al.*, 2020; ZUN; MCLELLAN, 2023). Atualmente, o FC máximo técnico de todos os eletrolisadores é de 91,3% (ÁURECON, 2022), valor que se encontra associado ao tempo presumido (~ 10.000 h) para a substituição e manutenção do Stack. Entretanto, tal valor variará segundo a classificação do sistema fornecedor de eletricidade, tais sistemas podem ser de dois tipos, que são: *on-grid* (consumo de energia elétrica da rede pública de distribuição) ou *off-grid* (consumo de energia elétrica independente da rede). No primeiro tipo, o FC da planta eletrolítica pode oscilar de 40% a 91,3% (CHRISTENSEN, 2020; IEA, 2019; IRENA, 2020, 2022b). No segundo tipo, o FC da planta eletrolítica variará segundo a tecnologia geradora de eletricidade (tendo como limite o FC máximo técnico dos eletrolisadores), sendo que para o caso de geração a partir de hidroelétricas a faixa é de 25 – 65%, solar PV é 7 – 30%, solar CSP é 45 – 72%, eólica *on-shore* é 20 – 55%, eólica *off-shore* é 35 – 60%, biomassa é 50 – 91,3%, nuclear é 75 – 91,3% e geotérmica é 77 – 88% (IRENA, 2022c).

Por outro lado, as emissões diretas estimadas na produção de hidrogênio eletrolítico são muito baixas, fato pelo qual são consideradas na literatura nulas (VALENTE *et al.*, 2017). No entanto, as emissões indiretas advindas das fontes de fornecimento de eletricidade, e computadas ao longo de seu ciclo de vida, contribuem para a intensidade de carbono do hidrogênio eletrolítico. Tal aporte varia segundo o tipo de fonte empregada na geração elétrica, seja ela proveniente do mix de energia elétrica fornecida pela rede elétrica da região (*on-grid*) ou exclusivamente de energias renováveis (*off-grid*), e ao consumo energético específico por tipo de tecnologia eletrolítica empregada, como se pode observar na Tabela 7. Além das emissões associadas à fonte, se encontram as procedentes da fabricação dos

eletrolisadores, cuja contribuição é relativamente pequena e se encontram na faixa de 2,7 a 4,5 g CO<sub>2e</sub>/Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub> (KOJ *et al.*, 2015; LOZANOVSKI *et al.*, 2013; PARKINSON *et al.*, 2019).

**Tabela 3.7. Emissões médias de dióxido de carbono do ciclo de vida por fonte elétrica e rota eletrolítica**

| Tecnologia de Geração        | Emissões de CO <sub>2e</sub> da cadeia de geração elétrica (g CO <sub>2e</sub> /kWh) <sup>a</sup> | Tecnologia eletrolítica (g CO <sub>2e</sub> /Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> ) |                   |                   |
|------------------------------|---|---|-------------------|-------------------|
|                              |   | ALK   | PEM               | SOEC              |
| <i>On-grid</i> <sup>b</sup>  |   |   |                   |                   |
| Rede (Mix)                   | 441   | 1,675.8 – 3,087   | 1,984.5 – 3,307.5 | 1,102.5 – 1,543.5 |
| <i>Off-grid</i> <sup>c</sup> |   |   |                   |                   |
| Hidroelétrica                | 21  | 79,8 – 147  | 94,5 – 157,5      | 52,5 – 73,5       |
| Eólica                       | 13  | 49,4 – 91   | 58,5 – 97,5       | 32,5 – 45,5       |
| <i>Eólica on-shore</i>       | 5,2   | 19,8 – 36,4   | 23,4 – 39         | 13,3 – 18,2       |
| <i>Eólica off-shore</i>      | 7,8   | 29,6 – 54,6   | 35,1 – 58,5       | 19,2 – 27,3       |
| Solar PV                     | 43  | 163,4 – 301   | 193,5 – 322,5     | 107,5 – 150,5     |
| Solar CSP                    | 28  | 106,4 – 196   | 126 – 210         | 70 – 98           |
| Nuclear                      | 13  | 49,4 – 91   | 58,5 – 97,5       | 32,5 – 45,5       |
| Biomassa                     | 52  | 197,6 – 364   | 234 – 390         | 130 – 182         |
| Geotérmica                   | 37  | 140,6 – 259   | 166,5 – 277,5     | 92,5 – 129,5      |

<sup>a</sup> Média global

<sup>b</sup> (EMBER, 2023)

<sup>c</sup> Inventários de emissões disponíveis na literatura provenientes de (IPCC, 2012), (BHANDARI *et al.*, 2014), (PARKINSON *et al.*, 2019), (HERMESMANN; MÜLLER, 2022), (GERLOFF, 2021) e (HASSAN *et al.*, 2023)

Finalmente, apesar de que outras alternativas economicamente mais competitivas (como *SMR* e *CG com CCUS*) tenham se tornado as rotas tecnológicas de maior predominância para a produção de hidrogênio, fatores como as diversas crises energéticas das últimas décadas, a preocupação ambiental, o aumento gradativo da participação das energias renováveis, e a redução progressiva dos custos nas matérias-primas utilizadas na construção dos sistemas de conversão de energias renováveis variáveis, reacenderam o interesse pela utilização da tecnologia eletrolítica no mundo. De fato, hoje, a eletrólise da água é usada de forma conservadora em algumas produções industriais de hidrogênio em pequena escala, fornecendo assim entre 0,1% e 4% da produção global de hidrogênio (IRENA, 2022a), contudo espera-se que cresça rapidamente sua participação no futuro (IEA, 2023c).

### 3.2.1. Eletrólise alcalina (ALK)

A eletrólise alcalina da água é uma técnica eletroquímica de divisão da água na presença de eletricidade. Esta tecnologia é denominada alcalina porque os eletrólitos usados na solução são soluções aquosas de hidróxido de potássio (KOH) e/ou hidróxido de sódio (NaOH), ambos alcalinos. Elas atingem um pH entre 13 e 14 com uma concentração mássica que varia de 20% a 30% (MADADI AVARGANI *et al.*, 2022). Tais eletrolisadores podem atingir uma pureza de hidrogênio de 99,98%. No entanto, há riscos de contaminação do gás em operações dinâmicas. A faixa de temperatura de operação é baixa (60-100 °C), a pressão é usualmente em torno de 25-30 bar (também existem modelos que operam a pressão atmosférica), e a eficiência de conversão de energia é de 50 a 78% (ZHOU *et al.*, 2022).

Os componentes essenciais que constituem um eletrolisador alcalino se encontram apresentados na Figura 12, estes são os diafragmas/separadores, os coletores de corrente (camada de difusão de gás), as placas separadoras (placas bipolares) ou placa final. Em geral, os diafragmas de aço inoxidável perfurados revestidos de amianto/zirfon/níquel são usados como separadores na ALK (SHIVA KUMAR; LIM, 2022). A malha/espuma de níquel é usada como camada de difusão de gás e as placas separadoras de aço inoxidável/aço inoxidável revestido de níquel são usadas como placas bipolares ou finais (ANSAR *et al.*, 2022).

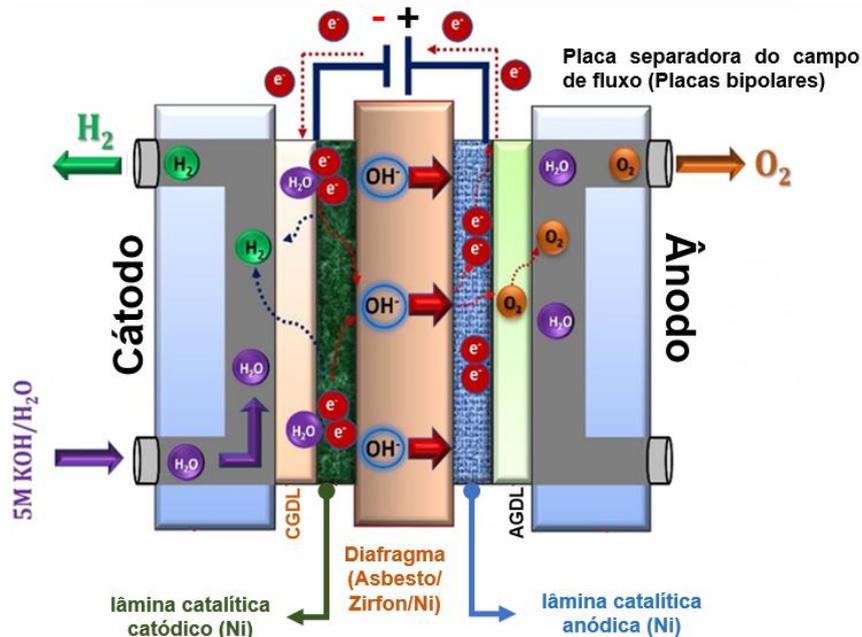
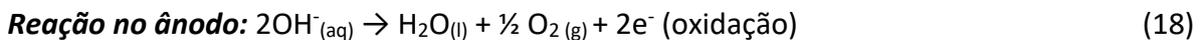


Figura 3.12. Representação esquemática do princípio de funcionamento da eletrólise ALK (Fonte: (SHIVA KUMAR; LIM, 2022))

Por outro lado, neste tipo de eletrolisador, os íons cedem ou ganham elétrons na superfície dos eletrodos, gerando um sistema multifásico gás-sólido-líquido (ANSAR *et al.*, 2022). Os elétrons fluem do terminal negativo da fonte de energia externa para o cátodo onde os elétrons serão consumidos pelos íons do hidrogênio (prótons) para formar o gás hidrogênio. Para manter a carga elétrica equilibrada, os íons de hidróxido (ânions) deixam no ânodo os elétrons que irão retornar para o terminal positivo da fonte de energia externa, formando, assim, o gás oxigênio (ANSAR *et al.*, 2022). As semirreações na ALK são descritas pelas Equações 18 e 19, e a reação global pela Eq. 20.



Entretanto, essa tecnologia tem suas desvantagens. Um dos fatores mais limitantes é a densidade de corrente que está na faixa de 0,05 a 0,8 A/cm<sup>2</sup> e a pressão do sistema está entre 1 e 30 bar, já que altas densidade de correntes são ótimas para obter uma maior pureza da corrente de H<sub>2</sub> e altas taxas de pressão reduzem o consumo energético no sistema de armazenamento e transporte (JAYACHANDRAN *et al.*, 2024). Além disso, foi demonstrado que, em pontos de operação com baixas densidades de corrente, são produzidas impurezas mais altas no gás, especialmente quando o ciclo do eletrólito não é separado. Adicionalmente, os eletrodos de níquel se degradam significativamente após 5.000 a 10.000 ciclos de

partida/parada (ANSAR *et al.*, 2022). Isso faz com que o acoplamento a energias renováveis, cujo caráter de geração é intermitente, acelere a degradação dos eletrodos (YOUNAS *et al.*, 2022).

### 3.2.2. Eletrólise a Membrana Polimérica Trocadora de Prótons (PEM)

A segunda geração de eletrólizadores são os eletrólizadores de água com membrana polimérica, ou membrana de troca de prótons (PEM, siglas em inglês para *polymer electrolyte membrane*) ou também chamados de polímero de eletrólito sólido (SPE, siglas em inglês para *Solid Polymer Electrolyte*), os quais têm como principal característica ter um eletrólito sólido (Figura 13). O eletrólito é feito de uma fina membrana polimérica (de espessura inferior a 0,2 mm) à prova de gás e com forte caráter ácido devido à presença de grupos de ácido sulfônico ( $\text{HSO}_3^-$ ). Esses grupos são responsáveis pela condução dos íons  $\text{H}^+$  por meio de um mecanismo de troca iônica. A membrana geralmente utilizada é feita de Nafion, um polímero sulfonado semelhante ao politetrafluoreto (Teflon) e os eletrodos são usualmente feitos de metais nobres como a platina e o irídio (THOMASSEN *et al.*, 2022). As semirreações no ânodo e no cátodo são descritas pelas Eqs. 21 e 23.

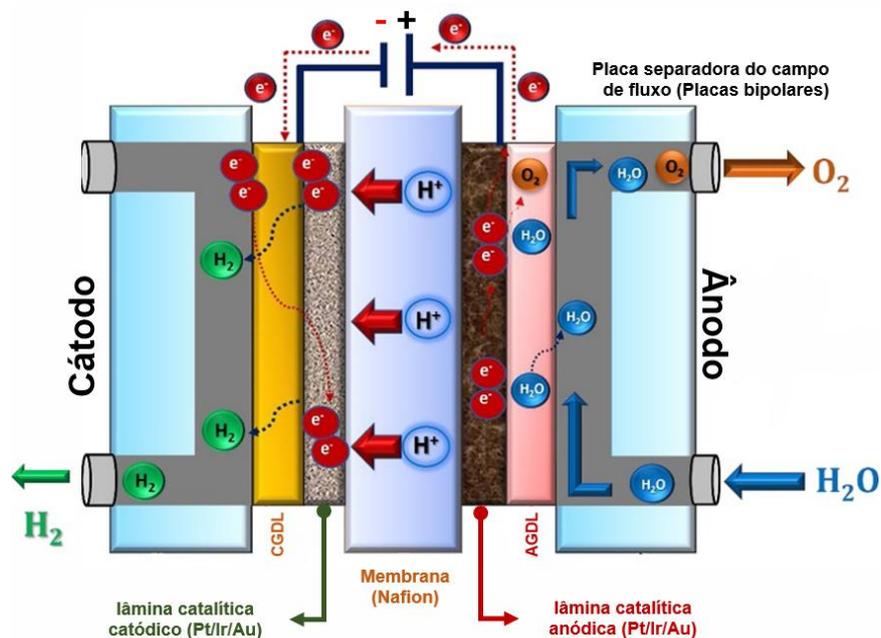
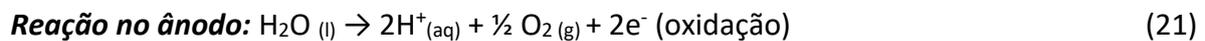


Figura 3.13. Representação esquemática do princípio de funcionamento da eletrólise de água tipo PEM (Fonte: (SHIVA KUMAR; LIM, 2022))

A Figura 13 contém um diagrama esquemático e o princípio operacional de uma célula de eletrólise de água tipo PEM (SHIVA KUMAR; LIM, 2022). Observa-se que o processo inicia com a aplicação de uma corrente para dividir a água em hidrogênio gasoso e oxigênio, de acordo com a reação completa na Eq. 23. No ânodo, a molécula de água é oxidada em gás oxigênio ( $\text{O}_2$ ), prótons ( $\text{H}^+$ ) e elétrons ( $\text{e}^-$ ), conforme se apresenta na Eq. 21. O oxigênio gerado é eliminado da superfície anódica e os prótons restantes são transportados pela membrana condutora de prótons até o lado do cátodo e os elétrons são transportados pelo circuito

externo até o lado do cátodo. No lado do cátodo, os prótons e os elétrons se recombinaam para produzir gás  $H_2$  (Eq. 22). Normalmente, a eletrólise tipo PEM opera em temperaturas baixas (50-90 C) com densidades de corrente maiores ( $< 4 A/cm^2$ ) e produz gases (hidrogênio e oxigênio) de alta pureza (99,99999%).

Comparativamente ao eletrolisador alcalino (ALK), os eletrolisadores tipo PEM possuem como vantagens as maiores eficiências energéticas (67 – 84%), maiores taxas de produção (54,2 – 90,3 kWh/kg  $H_2$ ), podem ser operados dinamicamente – o que significa que a rampa da carga mínima para a máxima pode ser feita em questão de segundos e o tempo de inicialização da carga fria para a mínima é em minutos; além de serem mais compactos. Contudo têm custos altos de investimento (IRENA, 2020, 2022b), principalmente no que se refere aos tipos de membrana e de eletrodos, e apresentam menores tempos de vida (ZHOU *et al.*, 2022).

### 3.2.3. Eletrólise de Óxido Sólido (SOEC)

As células eletrolíticas de óxido sólido ou eletrólise de alta temperatura são outro processo para gerar hidrogênio por eletrólise da água. Embora não seja a principal alternativa para produzir hidrogênio verde, nos últimos 15 anos (YAGMUR GOREN *et al.*, 2023) foi retomado o interesse em comercializá-lo devido à alta eficiência de conversão (80 – 95 %) e ao desempenho energético (2,5 – 3,5 kWh/Nm<sup>3</sup>) que foram demonstrados em nível laboratorial (EL-EMAM; ÖZCAN, 2019). Em comparação com outros eletrolisadores, a SOEC opera em altas temperaturas (600 a 1.000 °C), o que aumenta a eficiência ( $< 95\%$ ), pois a eletrólise da água se torna cada vez mais endotérmica com o aumento da temperatura (BRISSE *et al.*, 2022). Esse fenômeno se deve ao efeito Joule da célula, pois ela é usada na reação de dissociação da água sob temperaturas elevadas, fazendo com que a demanda de energia elétrica para a separação seja significativamente menor (KOPER, 2012). A tendência da SOEC é ser acoplada a fontes externas de energia térmica de baixo custo ou calor residual; por exemplo, calor da indústria, usinas nucleares, energia solar concentrada ou outras fontes (ZHENG *et al.*, 2021).

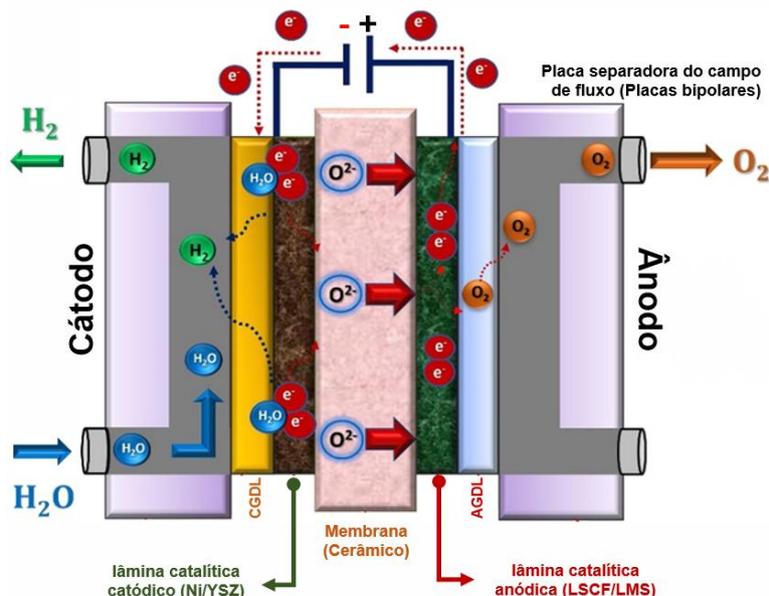
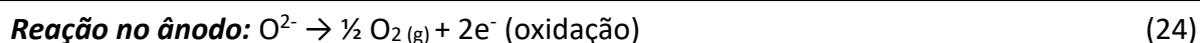


Figura 3.14. Representação esquemática do princípio de funcionamento da eletrólise da água por óxido sólido (Fonte: (SHIVA KUMAR; LIM, 2022))

A configuração de uma SOEC (Figura 14) é notavelmente semelhante a uma PEM ou AEM, pois o eletrólito é uma membrana sólida permeável que permite a transferência de íons de oxigênio. Uma SOEC geralmente consiste em um par de eletrodos porosos, um de hidrogênio (catodo) e um de oxigênio (ânodo), um eletrólito sólido, uma camada intermediária (que serve como barreira física) e a interconexão (BRISSE *et al.*, 2022). O eletrodo de hidrogênio geralmente é feito de um material cerâmico chamado cermet, composto de zircônia estabilizada com ítria (YSZ) e níquel, pois tem alta condutividade iônica. O eletrodo de oxigênio é composto de materiais de perovskita (La, Sr, Co, Fe), por exemplo, LSCF (La<sub>0,58</sub> Sr<sub>0,4</sub> Co<sub>0,2</sub> Fe<sub>0,8</sub> O<sub>3-δ</sub>) e LSM (La<sub>1-x</sub>Sr<sub>x</sub>)<sub>1-y</sub>MnO<sub>3-δ</sub> (ZHENG *et al.*, 2021); o LSCF tem maior condutividade elétrica e iônica com propriedades de difusão de oxigênio mais altas; no entanto, foi estipulado que o material de referência é o LSM porque tem boa estabilidade química e térmica (SHIVA KUMAR; LIM, 2022).

Na Figura 14 apresenta-se um diagrama esquemático e o princípio operacional de uma célula de eletrólise da água tipo SOEC (SHIVA KUMAR; LIM, 2022). Durante o processo de eletrólise da água de óxido sólido, inicialmente no lado do cátodo, a molécula de água é reduzida a hidrogênio (H<sub>2</sub>) e íon óxido (O<sup>2-</sup>) pela adição de dois elétrons (Eq. 24). O hidrogênio liberado da superfície catódica e o íon óxido (O<sup>2-</sup>) restante são transportados pela membrana de troca iônica até o lado do ânodo (Eq. 25). No lado do ânodo, os íons de óxido (O<sup>2-</sup>) são reduzidos ainda mais para gerar oxigênio e elétrons e, em seguida, o oxigênio produzido é liberado da superfície anódica e os elétrons são transportados pelo circuito externo até o lado do cátodo pela atração positiva do cátodo. As semirreações no cátodo e no ânodo estão descritas nas Eqs. 24 e 26.

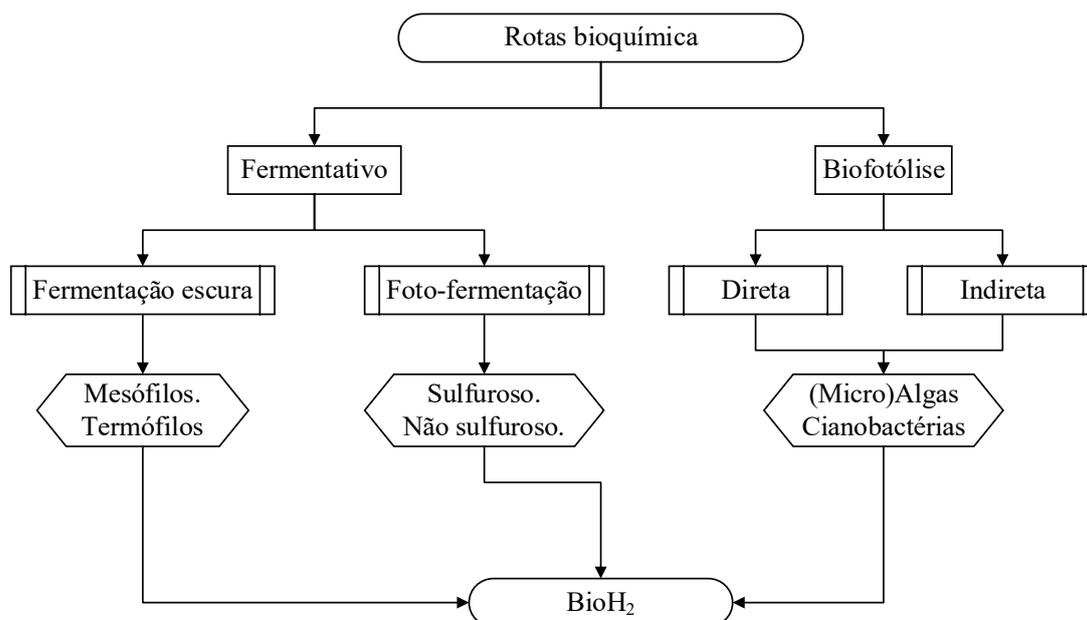


As altas temperaturas de operação reduzem as tensões na célula e aumentam as taxas das reações eletroquímicas (JAYACHANDRAN *et al.*, 2024). Contudo, os SOEC apresentam problemas de estabilidade a longo prazo, causados, por exemplo, pelo envelhecimento do eletrólito e a desativação do eletrodo (ZHOU *et al.*, 2022).

### 3.3. Rota bioquímica

Como mencionado ao longo do texto, o H<sub>2</sub> é o elemento mais abundante no universo, e pode ser obtido por diferentes métodos. Por tanto, a separação de átomos de hidrogênio por um processo bioquímico não é exceção.

O método de conversão bioquímico ou biológico da matéria orgânica ou água envolve certas enzimas contidas em microrganismos, como microalgas e cianobactérias, que permitem durante seu metabolismo a catálise do hidrogênio por ação bioquímica, diferentemente dos métodos concorrentes (termoquímico, fotoquímico ou eletroquímico). Assim, no horizonte de longo prazo, espera-se que consuma menos energia do que outros processos (HU, 2021). Os processos de produção de Bio-H<sub>2</sub>, convencionalmente, são divididos em três métodos, que são: (i) biofotólise (direta e indireta), (ii) foto-fermentação e (iii) fermentação escura (Figura 15).



**Figura 3.15. Tecnologias bioquímicas para geração de Bio-H<sub>2</sub> (Fonte: Gopalakrishnan et al.(2019))**

De modo geral, as tecnologias de produção de hidrogênio (Bio-H<sub>2</sub>) pela rota bioquímica são adequadas para instalações descentralizadas e de pequena escala, dado que os processos demandam como substrato recursos de rápida degradação, como os resíduos industriais e/ou agrícolas, e possuem baixo rendimento de hidrogênio (GOPALAKRISHNAN *et al.*, 2019). Tais tecnologias podem ser levadas a cabo por bactérias anaeróbicas, (micro) algas ou uma combinação de ambas, e as características podem diferir significativamente entre os diferentes microrganismos e substratos utilizados. Na Tabela 8 sintetizam-se as principais características de cada tecnologia bioquímica descrita nas subseções a seguir.

**Tabela 3.8. Características técnicas das tecnologias biológicas (Adaptado de (BUSCH *et al.*, 2023), (HITAM; JALIL, 2023), (YAGMUR GOREN *et al.*, 2023), (YIN; WANG, 2022) e (HU, 2021))**

| Parâmetro  | Tecnologia biológicas  |   |  |  |
|--|--|---|--|--|
|  | DF   | PF  | DB   | IB   |
| Temperatura (°C) <sup>a</sup>                                      | 30 – 85  | 20 – 45   | 24 – 37  | 20 – 45  |
| Pressão (bar)  | 1  | 1   | 1  | 1  |
| Rendimento de H <sub>2</sub> (kgH <sub>2</sub> /kg <sub>BM</sub> ) | ~ 19,3   | < 59  | > 10   | 10 – 15  |
| η (%)  | 60 – 80  | 1 – 11,9  | 2 – 14   | 1 – 16,3   |
| Emissões (kCO <sub>2e</sub> /kgH <sub>2</sub> )                    | 0,5 – 10,952 <sup>b</sup>  | 0,5 – 10,952 <sup>b</sup>   | 0 <sup>c</sup>   | 0 <sup>c</sup>   |
| Vantagens  | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Produção de H<sub>2</sub> durante o dia e a noite</li> <li>- Projeto modular</li> <li>- Baixa temperatura de operação</li> <li>- Utiliza diversos substratos orgânicos</li> <li>- Baixo consumo de energia</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Absorve fótons de um amplo espectro de luz</li> <li>- Podem ser usados diferentes tipos de substratos</li> <li>- Reutilização de águas residuais e líquidos residuais da fermentação escura</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Produção de H<sub>2</sub> a partir de energia solar e água;</li> <li>- Absorção de CO<sub>2</sub>;</li> <li>- Cultivos biológicos obtidos facilmente;</li> <li>- Zero ou nenhuma emissão</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Absorção de CO<sub>2</sub>;</li> <li>- Produção de H<sub>2</sub> a partir de energia solar e água;</li> <li>- Separa o H<sub>2</sub> do O<sub>2</sub> para aumentar a eficiência;</li> <li>- Zero ou nenhuma emissão</li> </ul> |

| Parâmetro  | Tecnologia biológicas   |  |  |   |
|------------|---|--|--|---|
|            | DF  | PF   | DB   | IB  |
|            | - Biorreatores simples<br>- Produção de metabólitos intermediários de grande valor agregado;  | - Baixas temperaturas  |  |   |
| Limitações | - Baixa durabilidade do catalisador<br>- Impurezas no produto<br>- Baixo rendimento de hidrogênio por kg de biomassa<br>- O oxigênio é um forte inibidor do catalisador<br>- Outros tipos de poluição, como resíduos sólidos, eutrofização, entre outros. | - Alto teor de nitrogênio e amônia pode suprimir a síntese da nitrogenase<br>- Dependente de luz<br>- Alta demanda de energia<br>- Baixa conversão de energia solar (pela cor escura dos materiais residuais)<br>- Os fotobiorreatores precisam cobrir grandes áreas | -Necessita de iluminação constante;<br>-Inibição das hidrogenases pelo O <sub>2</sub> ;<br>- Baixa eficiência de conversão de energia solar;<br>- Projeto e custo do reator elevado; | - Necessita de iluminação constante;<br>- Baixa eficiência de conversão solar<br>- Efeito de saturação de luz<br>- Produtos de baixa pureza<br>- Baixo rendimento de H <sub>2</sub><br>- Baixa durabilidade (operação contínua abaixo de 200 h) |

<sup>a</sup> Altamente dependente da cultura de microrganismos utilizados

<sup>b</sup> Os valores mais baixos são estimativas quando a tecnologia estiver totalmente desenvolvida, considerando uma eficiência mais alta

<sup>c</sup> Tais tecnologias absorvem CO<sub>2</sub>, mas não está claro quanto, pois isso depende muito da cultura.

Em comparação com os métodos eletroquímicos tradicionais de produção de hidrogênio, a produção biológica de hidrogênio tem diversas vantagens, como citado por (YAGMUR GOREN *et al.*, 2023), que são:

- Ela não depende de recursos não renováveis para sua construção. A produção de Bio-H<sub>2</sub> utiliza resíduos industriais e agrícolas ou águas residuais orgânicas como substrato para a produção de hidrogênio. Ao mesmo tempo em que elimina os resíduos, produz um hidrogênio limpo e renovável.
- As condições da reação para a produção biológica de hidrogênio são moderadas. Convém projetar os dispositivos para a produção industrial de hidrogênio em diferentes escalas, de acordo com a distribuição das matérias-primas, de modo a transformar resíduos em recursos no local e reduzir o custo da produção de hidrogênio.

- Os métodos de produção de Bio-H<sub>2</sub> são bem diversificados. A produção bioquímica de hidrogênio inclui principalmente (micro)algas e cianobactérias que usam energia luminosa para produzir hidrogênio por meio da fotólise da água. As bactérias para foto-fermentação degradam a matéria orgânica para produzir hidrogênio sob a ação da energia luminosa, e as bactérias para fermentação escura degradam a matéria orgânica para produzir hidrogênio sem depender do uso da luz.

Contudo, os problemas referentes ao alto custo de produção, à baixa eficiência de conversão de energia luminosa e à baixa taxa de conversão de substrato ainda precisam ser resolvidos (HU, 2021).

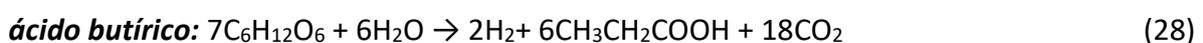
### 3.3.1. Fermentação

Os processos de fermentação são métodos bioquímicos que ocorrem com ou sem oxigênio e conduzem conversões microbianas dos substratos orgânicos, produzindo álcoois, acetona e H<sub>2</sub> em quantidades mínimas, bem como CO<sub>2</sub>. Tais métodos constituem uma abordagem atraente para a produção de bio-hidrogênio, pois utilizam materiais residuais, proporcionando geração de energia “barata” com tratamento simultâneo de resíduos.

#### *Fermentação escura*

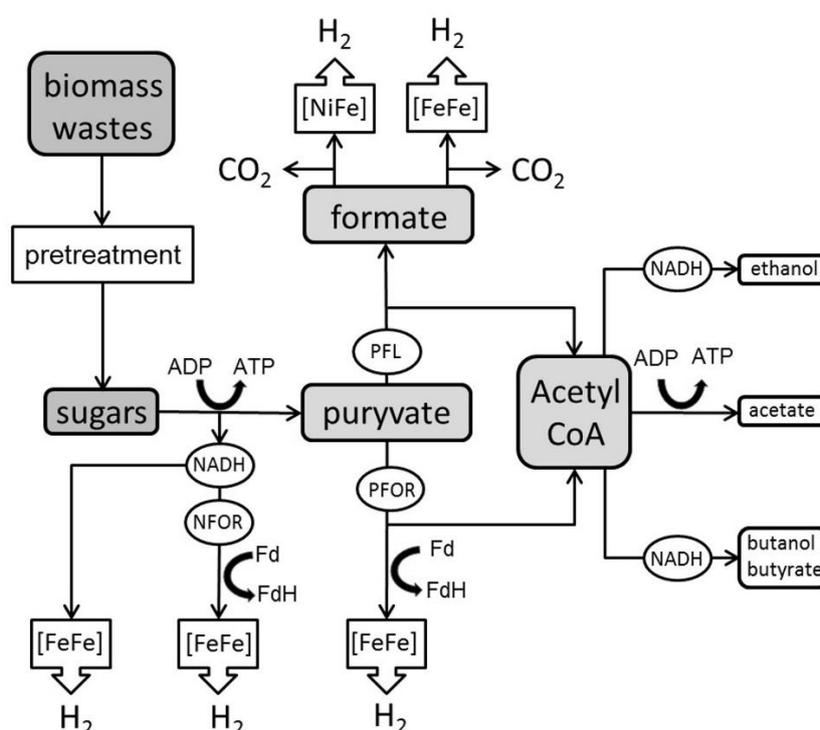
Na atualidade, esforços significativos foram iniciados para aumentar a produção de H<sub>2</sub> usando esse método atraente (KIM *et al.*, 2021). Especificamente, a Fermentação escura (DF, siglas em inglês para *Dark fermentation*) foi relatado como o método mais promissor e eficaz de produção de bioH<sub>2</sub> a partir da conversão de biomassa, com uma taxa de energia líquida (NER, do inglês *Net Energy Ratio*) de 1,9 (YAGMUR GOREN *et al.*, 2023). Mais importante do que isso, o DF é o processo mais bem compreendido entre os métodos biotecnológicos para a produção de H<sub>2</sub>. Na DF, os recursos da biomassa são convertidos em H<sub>2</sub> por bactérias anaeróbicas (como *Clostridium butyricum*, *Clostridium beijerinckii*, *Enterobacter asburiae* e *Enterobacter aerogenes*) em um ambiente escuro. As hidrogenases são as principais enzimas que controlam o metabolismo do H<sub>2</sub> pelos microrganismos. As duas hidrogenases fundamentais são as hidrogenases [FeFe] e [NiFe], que variam filogeneticamente e têm diversos locais de atividade. Em comparação com as [NiFe]-hidrogenases, que facilitam predominantemente a oxidação do H<sub>2</sub> molecular, as [FeFe]-hidrogenases são mais ativas na produção de H<sub>2</sub> (KOUTRA *et al.*, 2020).

Embora vários compostos orgânicos, inclusive carboidratos, açúcares, proteínas e lipídios, possam ser utilizados como substratos, a reação bioquímica da glicose em acetato é geralmente considerada como padrão para estimar os rendimentos teóricos do H<sub>2</sub> fermentativo. Em geral, na DF, as reações de produção de H<sub>2</sub> a partir de ácido acético, ácido butírico e glicose são apresentadas a seguir (YAGMUR GOREN *et al.*, 2023):



A quantidade estequiométrica, teoricamente máxima, de mol de hidrogênio por mol de glicose, de acordo com a Eq. (30), é igual a 12 mol. No entanto, a formação de vários produtos finais, como os ácidos acético, propiônico e butírico, bem como o metanol, o butanol ou a acetona, diminuem a quantidade de hidrogênio produzido na fermentação (ŁUKAJTIS *et al.*, 2018). A formação de ácido acético diminui a quantidade de hidrogênio molecular formado de doze mols para quatro mols (Eq. (27)). Se o produto final for o ácido butírico, um mol de glicose produz apenas dois mols de hidrogênio (Eq. (28)).

Na prática, o produto final é uma mistura de vários compostos químicos, o que reduz ainda mais o rendimento de hidrogênio de 1 a 2,5 mol de hidrogênio por mol de glicose, ou seja, uma taxa de conversão de apenas 21% aproximadamente (AHMAD *et al.*, 2024).



**Figura 3.16. Rotas metabólicas típicas para conversão de substrato em hidrogênio durante a fermentação escura (Fonte: (ŁUKAJTIS *et al.*, 2018))**

### Fotofermentação

A fotofermentação (PF, siglas em inglês para *Photofermentation*), como o nome sugere, é uma conversão fermentativa de substrato orgânico, com energia luminosa, realizada por bactérias fotossintéticas ou anaeróbicas, como *Chlorobium*, *Chromatium*, *Halobacterium*, *Rhodobater*, *Rhodopseudomonas* e *Rhodospirillum* (SINGH; SARMA, 2022). É um processo anóxico em que os compostos orgânicos, por exemplo, acetato, butirato e lactato, são degradados e formam  $H_2$  e  $CO_2$  na presença de energia luminosa (MARTINO *et al.*, 2021).

A principal enzima envolvida na produção de bio $H_2$  a partir de bactérias fotossintéticas (bactérias roxas não sulfurosas) é a nitrogenase, e sua síntese promove-se significativamente sob luz (SINGH; SARMA, 2022). Tais bactérias contêm bacterioclorofilas e carotenoides, que funcionam como complexos de coleta de luz e centros de reação. Os complexos de captação de luz absorvem a energia luminosa e coletam elétrons das fontes de carbono. Em seguida, os

elétrons são transferidos por meio da cadeia de transferência de elétrons e das ferredoxinas para a nitrogenase e, depois, os prótons são reduzidos para formar o hidrogênio molecular (Figura 17). Portanto, a intensidade da luz é considerada um fator de grande influência para a produção de hidrogênio por fotofermentação (YIN; WANG, 2022).

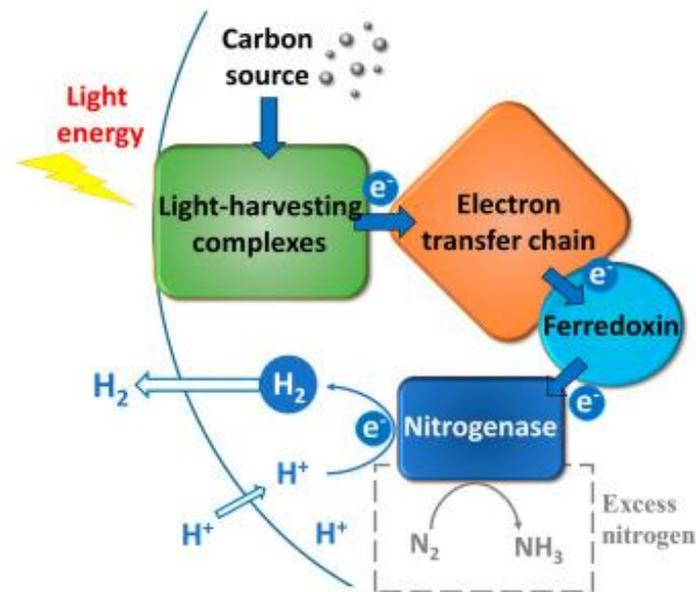
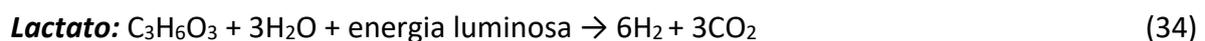
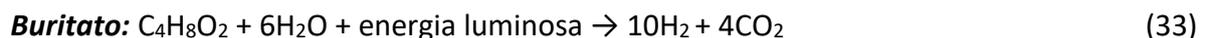
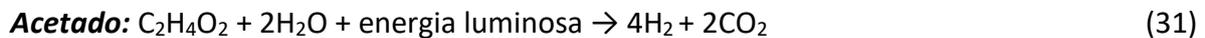


Figura 3.17. Produção de BioH<sub>2</sub> através da fotofermentação (Fonte:(YIN; WANG, 2022))

Tanto os carboidratos quanto os ácidos graxos podem ser usados para a fotofermentação. No entanto, os ácidos graxos de cadeia curta podem ser convertidos em bio-hidrogênio com mais eficiência (DIKSHIT *et al.*, 2023). As produções teóricas de hidrogênio a partir de acetato, propionato, butirato e lactato são mostradas nas Eqs. (31) a (34) (BAEYENS *et al.*, 2020).



A vantagem da produção de hidrogênio por meio da foto-fermentação é a baixa exigência de fontes orgânicas, o alto rendimento de hidrogênio (<59 kgH<sub>2</sub>/kg<sub>BM</sub>) e o alto teor de hidrogênio (58,9%) (LU *et al.*, 2021). Uma ampla gama de resíduos orgânicos pode ser adotada para a produção de hidrogênio foto fermentativo, incluindo o efluente da fermentação escura (ZHANG *et al.*, 2018). Contudo, o rendimento experimental de BioH<sub>2</sub> é sempre menor em comparação com o rendimento teórico devido a vários impedimentos, como flutuações de pH e temperatura, viabilidade de microrganismos no meio de fermentação, concentração de inibidores e inibição de substrato/produto (SINGH; SARMA, 2022). Além de quatro grandes limitações do processo, que são (i) a baixa eficiência de conversão de energia solar (0,2 – 9,3%), (ii) a alta necessidade de energia intrínseca pelo uso da enzima nitrogenase, (iii) as baixas taxas de produção volumétrica e (iv) a necessidade de complexos fotobiorreatores anaeróbicos que demandam grandes áreas (DIKSHIT *et al.*, 2023)(CHANDRASEKHAR *et al.*, 2020).

### 3.3.2. Biofotólise

A biofotólise é um processo biológico que utiliza os mesmos princípios encontrados na fotossíntese de plantas e algas, porém com adaptação para a geração de gás hidrogênio. Nas usinas verdes de (micro)algas, ocorre apenas a redução de CO<sub>2</sub>, pois as enzimas que catalisam a formação de hidrogênio estão ausentes (YIN; WANG, 2022). Por outro lado, as algas contêm enzimas produtoras de hidrogênio e podem produzir hidrogênio sob certas condições (NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017). As algas verdes e as azuis-verdes são capazes de dividir as moléculas de água em íons de hidrogênio e oxigênio por meio da biofotólise direta e indireta, respectivamente (AZIZ *et al.*, 2021).

De modo geral, durante o processo de biofotólise, a energia da luz solar é utilizada no lado oxidante do fotossistema II (PSII), extraíndo elétrons da água e gerando O<sub>2</sub>, H<sup>+</sup> e elétrons (Eq. 35). Em seguida, os elétrons são transferidos para o fotossistema I (PSI), reduzindo a ferredoxina (Fd), que, por sua vez, pode reduzir H<sup>+</sup>, NADP<sup>+</sup> ou O<sub>2</sub> a hidrogênio, NADPH ou H<sub>2</sub>O, respectivamente (Figura 18).

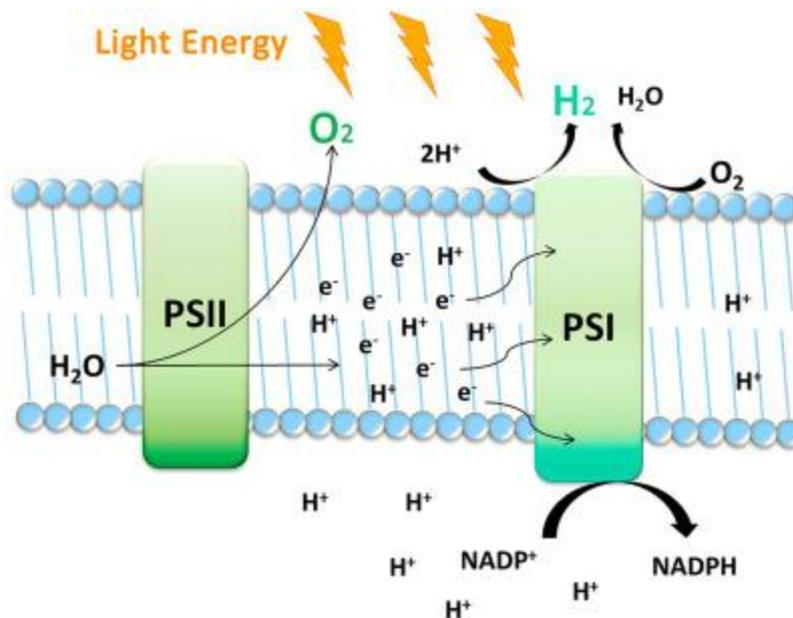


Figura 3.18. Processo de biofotólise (Fonte: (YIN; WANG, 2022))

Em termos da reação do processo, a biofotólise representa poluição zero, pois consome apenas água como matéria-prima e não gera emissões adicionais de carbono (JI; WANG, 2021). Entretanto, a fotofermentação e fermentação escura são consideradas métodos superiores porque geram hidrogênio e consomem resíduos simultaneamente (NIRMALA *et al.*, 2023).

#### Direta

No processo de biofotólise direta (Figura 19), os organismos fotoautotróficos (como as algas verdes [*Chlamydomonas reinhardtii*, *Scenedesmus*, *Chlorella*] e cianobactérias [*Synechocystis sp.*, *Anabaena variabilis*, *Nostoc punctiforme*]) absorvem a energia da luz entre 400 e 700 nm para seu crescimento celular (OSMAN *et al.*, 2023). Após o contato com a luz solar, os microrganismos quebram as moléculas de H<sub>2</sub>O com os fótons capturados da energia luminosa no fotos-sistema II (PSII), liberando prótons (H<sup>+</sup>), elétrons e oxigênio, conforme

mostrado na Eq. 35 (AKHLAGHI; NAJAFPOUR-DARZI, 2020). Logo, o ATP (Trifosfato de adenosina) é sintetizado enquanto os elétrons derivados da Eq. 37 são transferidos pela membrana fotossintética que conecta o PSII e o fotossistema I (PSI). Em seguida, os elétrons são transferidos para a ferredoxina (Fd) pelo PSI. A Fd reduzida pode doar elétrons para a [FeFe]-hidrogenase, que catalisa a produção de hidrogênio em algas verdes, ou reduzir NADP<sup>+</sup> para NADPH por meio da reação FNR, que é usada na fixação de CO<sub>2</sub> por meio do ciclo de Calvin (AKHLAGHI; NAJAFPOUR-DARZI, 2020), que é responsável pela produção de H<sub>2</sub>, conforme mostrado na Eq. 36 e 37 (OSMAN *et al.*, 2023).

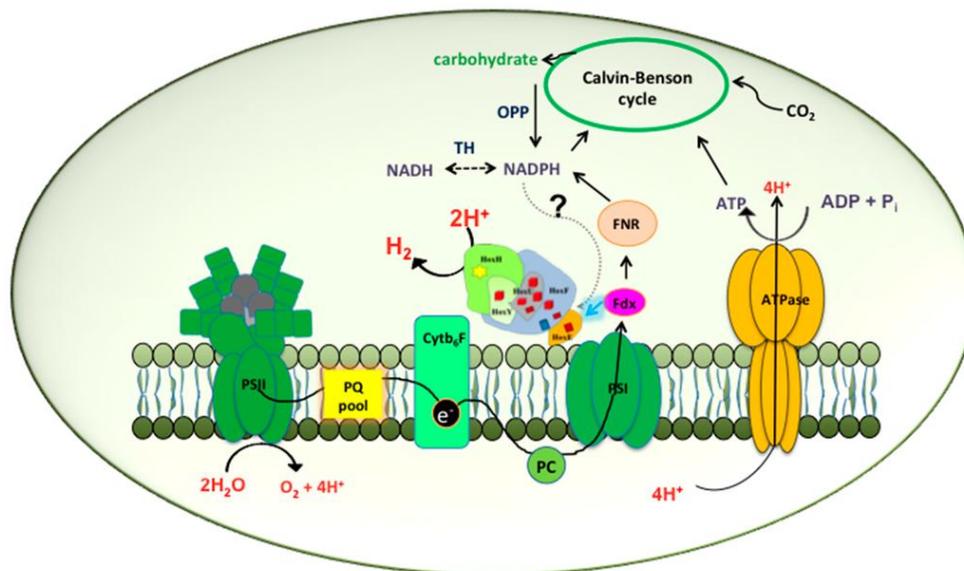


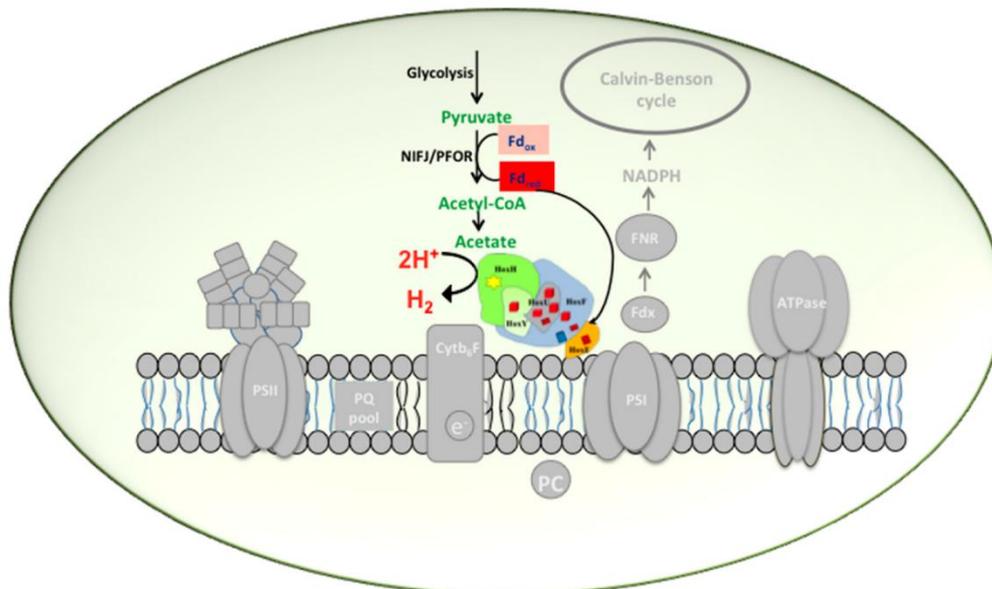
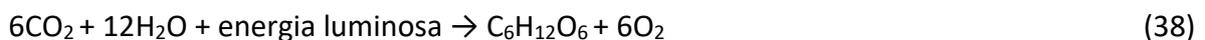
Figura 3.19. Processo de biofotólise direta (Fonte: (KHANNA; LINDBLAD, 2015))

O processo de biofotólise direta é visto como um caminho sustentável e promissor, já que os principais reagentes, como água, luz solar e CO<sub>2</sub>, são produtos comumente disponíveis. Além disso, ele converte a energia solar em energia química para produzir biohidrogênio e oxigênio. No entanto, ela é limitada principalmente por quatro parâmetros: (i) a eficiência de conversão solar; atualmente, como o oxigênio inibe irreversivelmente a hidrogenase, as eficiências de conversão em hidrogênio são inferiores a 0,1% (AHMED *et al.*, 2021); (ii) o processo deve operar próximo à pressão atmosférica, mas isso é mil vezes maior do que o máximo tolerado pela enzima hidrogenase (FERRAREN-DE CAGALITAN; ABUNDO, 2021); (iii) a separação dos gases de síntese, uma vez que a enzima hidrogenase é altamente sensível ao O<sub>2</sub>, inibindo a fotoevolução do H<sub>2</sub> (AYDIN *et al.*, 2021); e (iv) o projeto e custo do reator (NIRMALA *et al.*, 2023).

### Indireta

Ao contrário do processo anterior, a biofotólise indireta aborda um dos principais desafios, que é a separação do oxigênio devido à sensibilidade da enzima hidrogenase. Isso envolve a separação das reações de evolução de H<sub>2</sub> e O<sub>2</sub> em estágios separados, acoplados por meio da evolução de CO<sub>2</sub> (AHMED *et al.*, 2021).

A abordagem é um pouco diferente e é dividida em dois estágios. A primeira é a fase aeróbica, em que as microalgas crescem em condições normais, convertendo a energia solar em carboidratos (amido nas algas verdes e glicogênio nas cianobactérias); o objetivo é aumentar o máximo possível o número de substratos para reduzir o teor de oxigênio (OSMAN *et al.*, 2023). Da mesma forma, para aumentar a produção de carboidratos e reduzir as moléculas de O<sub>2</sub>, o N<sub>2</sub> na reação deve ser limitado (AKHLAGHI; NAJAFPOUR-DARZI, 2020), a biomassa deve ser concentrada para a próxima fase. A segunda fase ocorre na ausência de luz e, uma vez que o oxigênio é reduzido, cria-se um ambiente anaeróbico; nessas condições, ocorre um processo de fermentação para produzir quatro mols de H<sub>2</sub>, além de duas moléculas de acetato; posteriormente, em um fotobiorreator, as células das algas transformam as duas moléculas de acetato em oito mols de H<sub>2</sub> e quatro mols de CO<sub>2</sub> (FERRAREN-DE CAGALITAN; ABUNDO, 2021). As equações de reação são as seguintes (OSMAN *et al.*, 2023):



**Figura 3.20. Processo de biofotólise indireta (Fonte: (KHANNA; LINDBLAD, 2015))**

A segunda etapa do processo pode ser descrita em mais detalhes na Figura 20, onde, para que ocorra o processo de biofotólise indireta, o PSII deve estar inativo (na ausência de luz solar) e, por meio da glicólise, o glicogênio é catabolizado em piruvato. Depois disso, o piruvato é oxidado em acetil CoA, durante o qual a Fdx é reduzida pela piruvato-formato-oxidoreductase (PFOR). A Fdx tem a capacidade de doar elétrons diretamente para a enzima hidrogenase e, assim, produzir hidrogênio (YIN; WANG, 2022).

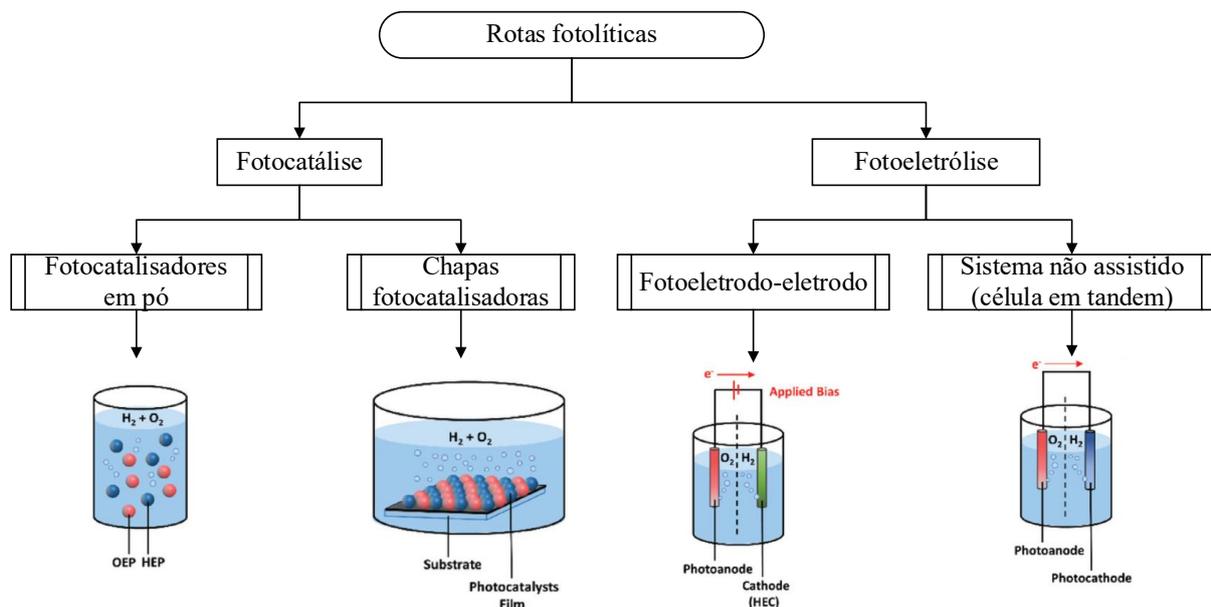
Observe-se que o processo de BI não é contínuo, pois a reentrada da luz solar na reação faria com que o PSII se tornasse ativo na enzima hidrogenase (NIRMALA *et al.*, 2023); conseqüentemente, essa situação deve ser evitada através da criação de condições limitantes de enxofre a fim de desativar o PSII e, como resultado, impedir a formação de oxigênio (AYDIN *et al.*, 2021).

Embora a biofotólise indireta resolva o problema de separar o O<sub>2</sub> do H<sub>2</sub>, ela também tem alguns desafios a serem superados. Por exemplo, a eficiência de conversão é melhor do que

sua contraparte, mas as eficiências continuam sendo inferiores a 1% (AZIZ *et al.*, 2021). Outro fator limitante a ser destacado é o fato de as eficiências de conversão da luz solar serem baixas, próximas a 10%, e tenderem a diminuir em intensidades da luz mais elevadas por causa do efeito de saturação da luz (AHMED *et al.*, 2021).

### 3.4. Rota fotolítica

A rota fotolítica ou fotônica, em geral, é um processo no qual a luz visível do espectro eletromagnético (energia dos fótons) é absorvida com o auxílio de alguns fotocatalisadores e em seguida utilizada para dissociar a molécula da água em  $H_2$  e  $O_2$  (NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017). Tal rota pode ser dividida em dois métodos (Figura 21) denominados de: fotocátalise e fotoeletrólise (divisão de água foto-eletrouquímica).



**Figura 3.21. Tecnologias fotolíticas para geração de  $H_2$  (Fonte: (KUMAR *et al.*, 2024))**

Desde o passado até o presente, a fotocátalise de partículas é conduzida na forma de pó em suspensão. Recentemente, o desenvolvimento de folhas de fotocatalisador particulado com pó de fotocatalisador localizado em um substrato demonstra uma estratégia atraente para a possível escalabilidade da fotocátalise (KUMAR *et al.*, 2024). Embora essa fotocátalise mediada por semicondutores seja potencialmente útil, o custo da produção de  $H_2$  renovável é superado por sua eficiência (NG *et al.*, 2020). No entanto, a produção prática em massa poderá ser realizada no futuro se os estudos revolucionários sobre a produção fotocatalítica de  $H_2$  continuarem a crescer.

Com relação à célula foto-eletrouquímica, o sistema geralmente é construído na configuração de fotoeletrodo-eletrodo, podendo ter dois arranjos diferentes: 1) fotocátodo tipo n - cátodo HEC, ou 2) fotocátodo tipo p - ânodo OEC (KUMAR *et al.*, 2022). O fotoeletrodo da célula foto-eletrouquímica é responsável tanto pela absorção de luz quanto pela reação redox. No entanto, a configuração do PEC (*Photo-electrochemical cell*) com um único absorvedor de luz requer tensão de polarização externa para compensar as sobretensões e outras perdas. Uma reação de divisão de água da célula foto-eletrouquímica não assistida pode ser realizada em uma célula tandem que compreende um fotoanodo para OER e um fotocátodo para HER (EL Ouardi *et al.*, 2024). Na Tabela 9 sintetizam-se as principais características de cada tecnologia fotolítica, as quais serão descritas nas subseções a seguir.

Tabela 3.9. Características técnicas, vantagens e limitações das tecnologias fotolíticas (Adaptado de (GUPTA *et al.*, 2022; KUMAR *et al.*, 2024; NISHIOKA *et al.*, 2023))

| Parâmetro                                       | Tecnologia biológicas   |  |
|---|---|--|
|   | Fotocatálise  | Fotoeletrolise   |
| Pressão (bar)                                   | 1   | 1  |
| $\eta$ (%)                                      | 0,5 – 5   | < 43   |
| Emissões (kCO <sub>2e</sub> /kgH <sub>2</sub> ) | 0   | 0  |
| Vantagens                                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Matéria-prima abundante</li> <li>- Livre de emissões</li> <li>- O<sub>2</sub> é o único subproduto</li> <li>- Configuração simples</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Fonte abundante</li> <li>- Livre de emissões</li> <li>- O<sub>2</sub> é o único subproduto</li> <li>- Tem potencial de ser altamente eficiente (&lt; 43%)</li> </ul>  |
| Limitação                                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Necessita de iluminação constante;</li> <li>- Baixa eficiência de conversão (0,5 – 5%)</li> <li>- Separação do produto</li> <li>- Escalabilidade da fabricação dos semicondutores</li> <li>- O processo ainda está em fase de pesquisa e desenvolvimento e ainda não foi comercializado</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- O principal desafio é superar a baixa eficiência (&lt; 12,4%) e a estabilidade dos fotocatalisadores usados no processo</li> <li>- Material fotoeletroquímico não eficaz</li> <li>- Os materiais usados no processo são caros e difíceis de produzir</li> <li>- Vida útil do processo testada até o momento mostrou-se baixa pela corrosão</li> <li>- O processo ainda está em fase de pesquisa e desenvolvimento e ainda não foi comercializado</li> </ul> |

### 3.4.1. Fotocatálise

A radiação solar é, em essência, uma fonte de energia fotônica. Como já se sabe, a energia fotônica é proporcional à frequência da radiação e é dada por  $h\nu$ , em que  $h$  é a constante de Plank e  $\nu$  é a frequência. Os fótons podem ser usados para deslocar os elétrons por meio de sua interação com a matéria. Enquanto os elétrons são deslocados, a carga elétrica obtida pode ser usada para manipular os elétrons de valência de espécies químicas a fim de conduzir reações químicas de forma fotocatalítica (ZHOU *et al.*, 2022).

O mecanismo do processo fotocatalítico é mostrado na Figura 22a (ISMAIL; BAHNEMANN, 2014). A fotocatálise, em geral, envolve três etapas principais (NISHIOKA *et al.*, 2023): (i) absorção de fótons com energias que excedem o *bandgap* do semicondutor, levando à geração de pares de elétrons ( $e^-$ ) e buracos ( $h^+$ ) nas partículas semicondutoras; (ii) separação das cargas seguida pela migração desses portadores foto-gerados nas partículas semicondutoras; (iii) reações químicas de superfície entre esses portadores com vários compostos (por exemplo, H<sub>2</sub>O); os elétrons e buracos também podem se recombinar entre si sem participar de nenhuma reação química. Quando um fotocatalisador é usado para a divisão da água, a posição energética da parte inferior da banda de condução deve ser mais negativa

do que o potencial de redução da água para produzir H<sub>2</sub>, e a da parte superior da banda de valência deve ser mais positiva do que o potencial de oxidação da água para produzir O<sub>2</sub>, conforme mostrado na Figura 22b. Além disso, o fotocatalisador deve ser estável em soluções aquosas sob fotoirradiação. As principais reações desse processo são as seguintes (EL-SHAFIE *et al.*, 2019):

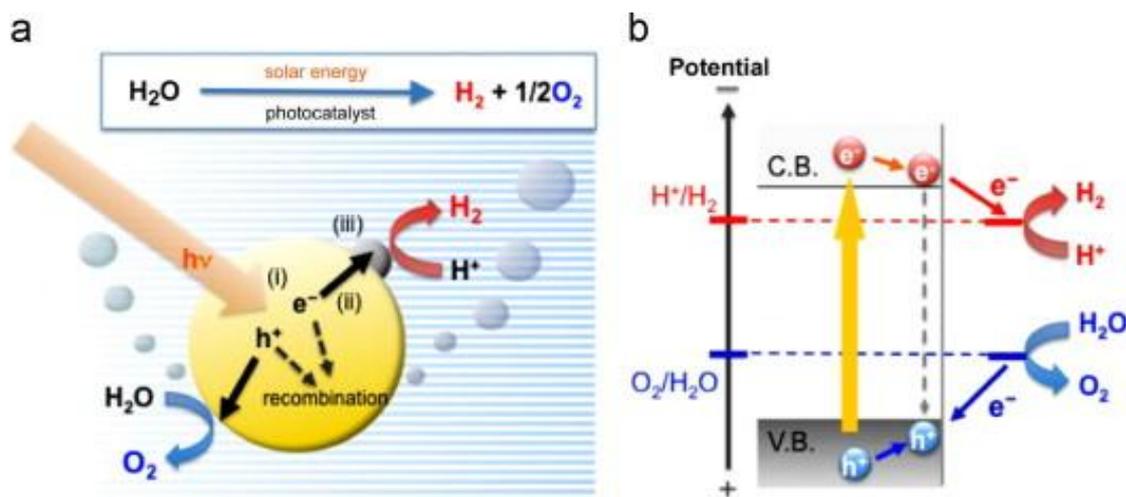


Figura 3.22. Representação esquemática da divisão da água em fotocatalisadores semicondutores (Fonte: (ISMAIL; BAHNEMANN, 2014))

Pode-se mencionar que, na fotocatalise, em que os semicondutores são usados como catalisadores, a estrutura eletrônica com nível de energia ocupado mais baixo (banda de valência – V.B) e nível de energia vazio mais alto (banda de condução – C.B) é um fator importante que introduz um valor exclusivo de intervalo de banda óptica como uma diferença desses dois níveis (ZHANG *et al.*, 2020). O valor ideal do intervalo de banda do semicondutor é estimado em 1,23 eV. Porém, devido a algumas perdas de energia, uma aproximação mais ampla é considerada entre 1,5 e 2,5 eV para a mesma finalidade (GUPTA *et al.*, 2022).

Em geral, a produção fotocatalítica de hidrogênio verde tem certas vantagens, como a de converter e armazenar a energia solar na forma de energia química, mas há muitos desafios existentes. Nos últimos anos, pesquisas científicas tem reportado eficiências recordes de conversão de energia solar em hidrogênio superiores a 1% (PUGA, 2023b), motivando mais pesquisas e desenvolvimento para melhorar o desempenho. Contudo, ainda está longe da meta arbitrária de 10% de conversão de energia solar em hidrogênio para a competitividade de custos na aplicação comercial (PUGA, 2023b). Além disso, o mecanismo do processo de produção de hidrogênio fotocatalítico é confuso, e a maioria dos estudos se concentra apenas na pesquisa da banda de energia e do catalisador.

### 3.4.2. Fotoeletrolise

O método da fotoeletrolise descreve a eletrólise pelo uso direto da luz, ou seja, a conversão da luz em corrente elétrica e, em seguida, a transformação de uma substância química (H<sub>2</sub>O, H<sub>2</sub>S etc.) em energia química útil (como H<sub>2</sub>) usando essa corrente (NIKOLAIDIS; POULLIKKAS, 2017). A tecnologia denominada de célula fotoeletroquímica (PEC, siglas em

inglês para *Photo-electrochemical cell*) é aplicada para realizar as várias reações fotoeletrolíticas, sendo composta por um dispositivo semiconductor que absorve a radiação eletromagnética solar e gera a tensão necessária para dividir as moléculas de água (PUGA, 2023b).

Um diagrama conceitual do processo de fotoeletrólise é apresentado na Figura 23, enquanto a visão energética da produção de H<sub>2</sub> pode ser resumida pelas reações das Eqs. (43) a (46). O reator PEC típico consiste em um eletrodo semiconductor que absorve a luz solar e um eletrodo de metal de referência imerso em um eletrólito. Basicamente, um par de elétrons-furos é produzido quando um fóton com mais energia do que o *bandgap* atinge o ânodo. Em seguida, os furos dissociam a água na superfície do ânodo para formar H<sub>2</sub> e O<sub>2</sub>, enquanto os elétrons se movem através do ânodo para o eletrodo do cátodo. Por fim, para processamento e armazenamento, os gases oxigênio e H<sub>2</sub> são separados por meio de uma membrana semipermeável.

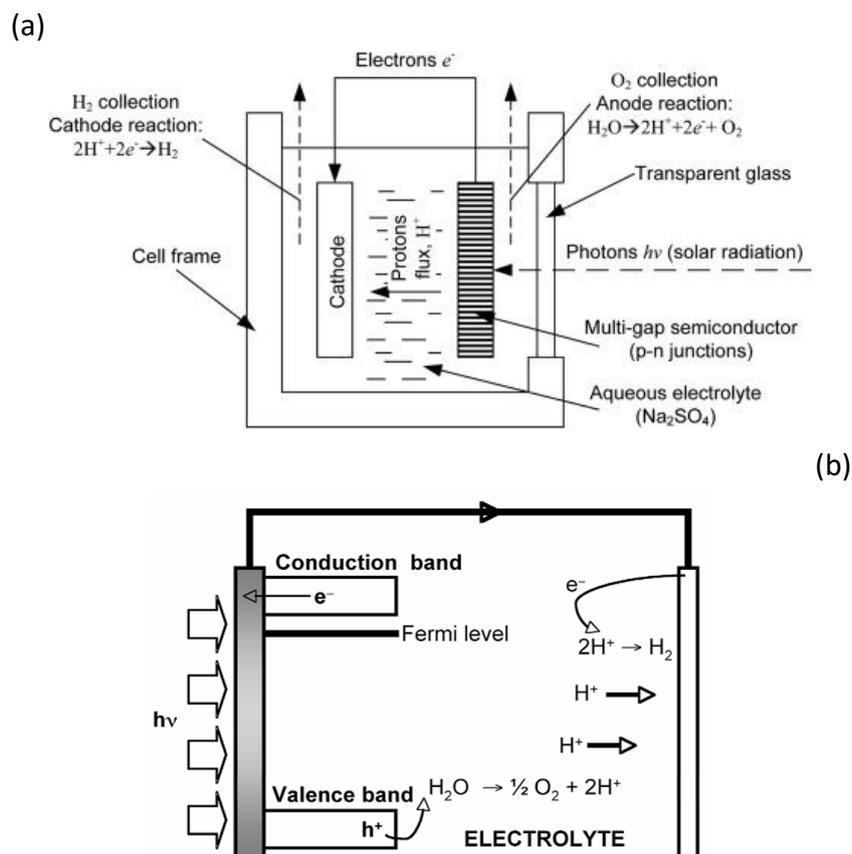
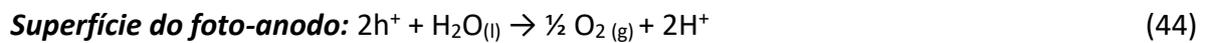


Figura 3.23. Princípio operacional da célula foto-eletrólítica (Fonte: (DINCER, 2012; GRIMES *et al.*, 2009))

Em geral, para decompor as moléculas de água, o intervalo de banda dos materiais do eletrodo, ou potencial, deve ser maior do que o valor mínimo teoricamente aceitável de 1,23 eV e, ao mesmo tempo, exceder a resistência elétrica do circuito fechado. Portanto, a faixa

efetiva de intervalo de banda é de 1,6 a 2,2 eV para obter o máximo de absorção de luz e alta mobilidade dos portadores de carga (YAGMUR GOREN *et al.*, 2023). Logo, a eficiência limite ideal no caso de dispositivos de *bandgap* único (dispositivos que envolvem um único fotossistema) é de 30,7% (GRIMES *et al.*, 2009).

Uma vantagem notável da célula foto-eletrólise é que ela realmente integra a absorção de energia solar e a eletrólise da água em uma única unidade. Assim, o dispositivo não requer um gerador de energia solar separado (por exemplo, uma célula fotovoltaica) e um eletrolisador, e, conseqüentemente, consegue ser mais compacto (PUGA, 2023b). A tecnologia está em desenvolvimento e atingiu, em escala laboratório, uma eficiência de conversão do sistema cerca de 12,4% utilizando um único *bandgap* (EL-SHAFIE *et al.*, 2019), mas a maioria dos semicondutores de óxido possuem eficiências baixas (<2%) (PUGA, 2023b). Por conseguinte, tem se pesquisado diversos tipos de eletrodos semicondutores fotossensíveis, sendo um dos mais promissores o dióxido de titânio (TiO<sub>2</sub>); entre outros tipos, podemos listar o titanato de estrôncio, óxidos de carbonato, óxidos de NaOH, oxinitreto de tântalo, outros niobatos e titanatos, sulfeto de cádmio (YAGMUR GOREN *et al.*, 2023).

Contudo, a baixa eficiência desse método representa um desafio significativo porque a energia da reação eletroquímica deve estar em harmonia com o espectro de radiação solar para aumentar a eficiência desse processo (AYDIN *et al.*, 2021). O desequilíbrio entre a radiação solar e os materiais do eletrodo pode resultar em furos foto-gerados, que provocam oxidações superficiais e formam uma camada inibitória na superfície do semicondutor ou destroem o eletrodo, levando à corrosão (PUGA, 2023b). De fato, a vida útil do processo testada até o momento mostrou-se baixa pela corrosão.

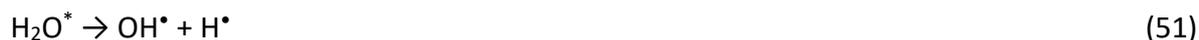
### 3.5. Rota radioquímica

A rota radioquímica consiste na utilização da radiação ionizante para produzir reações químicas. Existem vários tipos de radiação ionizante, tais como prótons, elétrons, fótons (incluindo raios X e raios  $\gamma$ ), íons pesados e nêutrons. A deposição de energia é altamente dependente do tipo e da energia de radiação. Contudo, no caso da radiólise da água, o ponto final de deposição de energia para todos os tipos de radiação ionizante é a excitação e ionização das moléculas de H<sub>2</sub>O, com produção de elétrons no meio irradiado (EL-EMAM; DINCER, 2019).

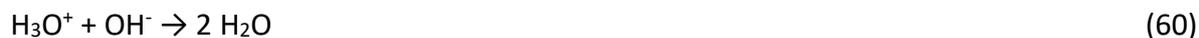
A radiólise da água ocorre em muitas situações (LE CAËR, 2011) (radioterapia, radioesterilização, tratamento de esgoto, irradiação de alimentos, etc.) e, em diversos casos, essa radiólise da água é afetada por interfaces sólido/líquido. Por exemplo, em reatores nucleares resfriados a água, a radiação ionizante induz reações na água e na interface sólido (revestimento de combustível) /líquido. No contexto do armazenamento e descarte de resíduos nucleares, os materiais heterogêneos usados (concretos, argamassas, etc.) podem reter quantidades significativas de água. Isto ocorre devido à presença de resíduo nesses materiais (WANG *et al.*, 2018). Conseqüentemente, a formação de produtos radiolíticos (como H<sub>2</sub> ou H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>) deve ser avaliada por motivos de segurança, a fim de evitar a ruptura ou a corrosão da matriz de confinamento.

O processo de radiólise da água e os produtos resultantes foram totalmente estabelecidos e consolidados em meados da década de 1960, continuando a ser estudados até o presente. A radiação ionizante quebra as moléculas de água para produzir radicais de hidrogênio (H<sup>•</sup>) e hidroxila (OH<sup>•</sup>). Essa ionização da água ocorre entre 10<sup>-16</sup> e 10<sup>-18</sup> s e produz

moléculas de água excitadas ( $\text{H}_2\text{O}^*$ ), íons  $\text{H}_2\text{O}^+$  (cátions radicais da água) e elétrons secundários ( $e^-$ ). Esses elétrons secundários têm energia considerável e, por sua vez, podem ionizar e excitar mais moléculas de água. O  $\text{OH}^*$  é um oxidante potente, enquanto o  $\text{H}^*$  e o  $e^-$  são agentes altamente redutores. Dentro de  $10^{-10}$  a  $10^{-11}$  s da ionização da água, a trilha de reação contém  $\text{OH}^*$ ,  $e_{aq}^-$  (elétron hidratado ou aquoso), íons  $\text{H}_3\text{O}^+$ , como mostrado a seguir (SARTORIO *et al.*, 2022):



As concentrações desses radicais e íons livres geralmente são altas e, dessa forma, o caminho da reação se torna mais amplo por meio da difusão e eles podem reagir rapidamente uns com os outros, como segue:



As constantes das taxas para essas reações são fornecidas na Tabela 10. Um esquema simplificado do processo e os produtos de dissociação da radiólise da água são fornecidos na Figura 24.

**Tabela 3.10. Constantes das taxas de algumas das principais reações durante a radiólise da água que ocorrem quando o rastro se torna mais amplo por difusão (DAS, 2013)**

| Reações   | Constante de taxa de reação ( $10^{10} \text{ dm}^3/\text{mol.s}$ ) |
|---|---|
| $e_{aq}^- + \text{OH}^* \rightarrow \text{OH}^-$                                  | 0,5   |
| $e_{aq}^- + \text{H}_3\text{O}^+ \rightarrow \text{H}^* + \text{H}_2\text{O}$     | 2,50  |
| $e_{aq}^- + e_{aq}^- + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$  | 0,78  |
| $e_{aq}^- + \text{H}^* + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \text{OH}^-$ | 3,00  |
| $\text{OH}^* + \text{OH}^* \rightarrow \text{H}_2\text{O}_2$                      | 2,30  |
| $\text{H}^* + \text{H}^* \rightarrow \text{H}_2$                                  | 0,55  |
| $\text{H}^* + \text{OH}^* \rightarrow \text{H}_2\text{O}$                         | 2,00  |
| $\text{H}_3\text{O}^+ + \text{OH}^- \rightarrow 2 \text{H}_2\text{O}$             | 14,00   |

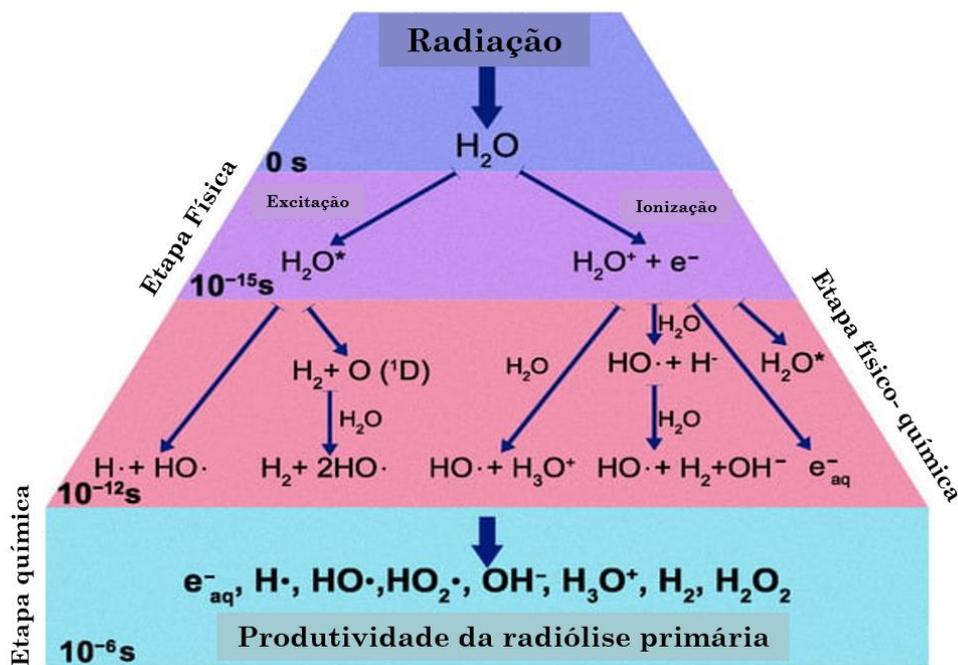


Figura 3.24. Esquema do processo de radiólise da água (Fonte: (SARTORIO *et al.*, 2022))

### 3.6. Tecnologias emergentes

Na presente seção são descritas as diversas tecnologias emergentes de produção de baixo carbono que apresentam uma viabilidade técnico-econômica interessante e que podem vir a desenvolver um papel relevante na economia do H<sub>2</sub>.

#### 3.6.1. Eletrólise da água por membrana de troca aniônica

Nesta década, muitas organizações e instituições de pesquisa vêm trabalhando ativamente no desenvolvimento da AEM (siglas em inglês para *Anion-Exchange Membrane Water Electrolysis*) (Figura 25), como uma forma de combinação da eletrólise tipo PEM e ALK, devido à sua relação custo-benefício e alto desempenho em comparação com outras tecnologias de eletrólise da água de baixa temperatura (XU, Q. *et al.*, 2022). Em princípio, ela opera em temperaturas entre 40 e 60 °C e pressões menores a 35 bar, permite a utilização de catalisadores e componentes econômicos como a tecnologia ALK além de poder produzir H<sub>2</sub> de alta qualidade (99,9 – 99,9999 %) a um nível de corrente elevado (0,2 – 2 A/cm<sup>2</sup>) como na PEM, demonstrando assim um futuro promissor (SUGAWARA *et al.*, 2023).

Como a AEMWE surgiu apenas nesta década, é preciso ainda intensificar os esforços de P,I&D relacionados aos projetos de materiais, à otimização de componentes e à avaliação de desempenho (atualmente a eficiência de conversão se encontra na faixa dos 57 – 59 %) para torná-la tecnologicamente viável e comercialmente competitiva. De fato, para que qualquer tecnologia esteja disponível em escala comercial, esta deve ser acessível, lucrativa e escalonável, o que significa que os custos devem ser reduzidos, ao mesmo tempo em que otimiza os processos para melhorar a eficiência.

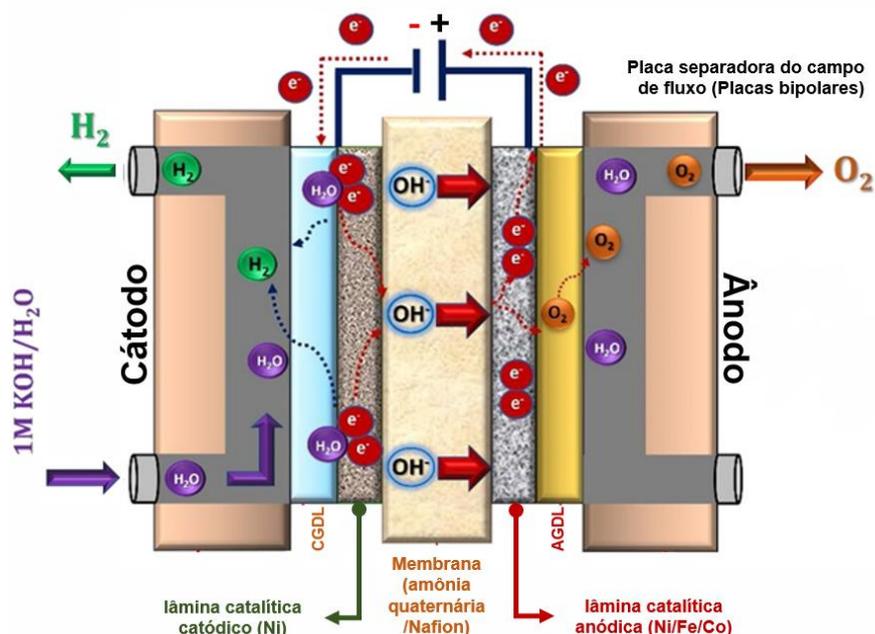
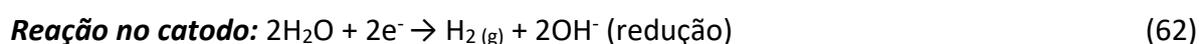
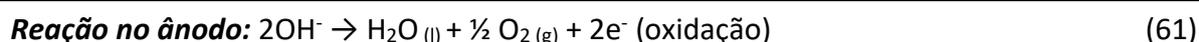


Figura 3.25. Representação esquemática do princípio de funcionamento da eletrólise da água tipo AEM (Fonte: (SHIVA KUMAR; LIM, 2022))

Os componentes essenciais de um eletrolisador tipo AEM (Figura 25) são: (a) membrana (separador) de troca aniônica, tipicamente feitas de amônia quaternária (Sustainion®, Fumasep, e Fumatech®) (MILLER *et al.*, 2020) ou Nafion® (cujo valor é mais elevado) (SHIVA KUMAR; LIM, 2022); (b) eletrodos, os materiais dos eletrodos ânodo e cátodo comumente usados são eletrocatalisadores baseados em metais de transição, especialmente materiais de liga de níquel e NiFeCo, respectivamente; (c) os coletores de corrente (também conhecidos como as camada de difusão de gás) onde usualmente é utilizada uma espuma de níquel ou malha porosa de níquel e um tecido de carbono nas camadas de difusão de gás no ânodo e no cátodo. Por fim, (d) placas separadoras (placas bipolares) e (e) placas finais, geralmente feitas de aço inoxidável níquelados e aço inoxidável (XU, Q. *et al.*, 2022), respectivamente.

De forma semelhante as outras tecnologias eletrolíticas de baixa temperatura, a AEM é uma reação eletroquímica que consiste em duas semi-reações, denominadas de reação de evolução do hidrogênio (HER) e a reação de evolução do oxigênio (OER) (LEE, S. A. *et al.*, 2022; SHIVA KUMAR; LIM, 2022). Inicialmente, no lado do cátodo, a molécula da água é reduzida para gerar hidrogênio (H<sub>2</sub>) e íons de hidroxila (OH<sup>-</sup>) pela adição de dois elétrons. Consequentemente, o hidrogênio é liberado da superfície do cátodo e os íons hidroxila (OH<sup>-</sup>) são transferidos através da membrana de troca aniônica para o lado do ânodo devido à atração positiva do ânodo, enquanto os elétrons são transportados através do circuito externo para o ânodo. Finalmente, no lado do ânodo, os íons de hidroxila se recombinam na forma de moléculas de água e oxigênio, devido à perda de elétrons; desta forma, o oxigênio produzindo é liberado do ânodo. As semirreações no catodo e no ânodo estão descritas nas Eqs. 61 e 63.

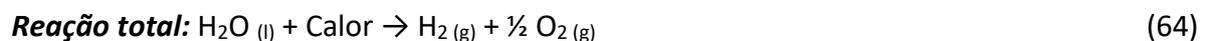


A maioria dos componentes da tecnologia AEM, especialmente as membranas e os catalisadores, não são suficientemente robustos, considerando os objetivos industriais,

devido à degradação química e mecânica (FALCÃO, 2023). No entanto, empresas representativas como a *Enapter* e *Ionomr*, se encontram em desenvolvimento da AEM a escala comercial. Por exemplo, a *Enapter* desenvolveu o eletrolisador EL. 4.0 de um módulo, o qual pode produzir H<sub>2</sub> a uma taxa de 1,08 kg/hora. Além do mais, visando um sistema eletrolítico de categoria megawatt, a *Enapter* desenvolveu o AEM Multicore com 420 stacks, cuja taxa de produção é de 210 Nm<sup>3</sup>/h, espera-se que a vida útil seja de pelo menos 35.000 h (LEE, S. A. *et al.*, 2022). Considerando a meta da tecnologia eletrolítica tipo PEM, a eletrólise tipo AEM deve atingir uma durabilidade semelhante e alcançar uma vida útil de mais de 100.000 h até 2050 (IRENA, 2020).

### 3.6.2. Dissociação termoquímica da água (termólise)

No processo termoquímico de divisão da água, também chamada de termólise ou pirólise da água, o calor é utilizado para dissociar a água em H<sub>2</sub> e oxigênio. Neste processo, a água decompõe-se totalmente a 4.000 °C (se for em uma única etapa) a 1 bar (Eq. 64), mas as fontes de energia térmica (calor) eficazes e sustentáveis para atingir esses níveis de temperatura não são facilmente disponíveis e de fluxo contínuo (LEE, J. E. *et al.*, 2022). Assim, têm sido desenvolvidos reagentes químicos operando em múltiplas etapas reduzindo drasticamente as temperaturas operacionais (< 1.800 °C), permitindo o fornecimento de energia térmica a partir de um leque de fontes renováveis (por exemplo, nuclear, solar, biomassa, entre outras) e melhorando a eficiência global de conversão (37 - 57 %) (GHORBANI *et al.*, 2023). Ressalte-se que o processo priva todos os requisitos relacionados aos catalisadores e outros consumíveis, sendo que o único consumível tangível neste processo é a água e todos os recursos associados são reciclados (OZCAN *et al.*, 2023).



As eficiências energéticas da produção termoquímica de hidrogênio a partir da divisão da água diferem muito de acordo com os reagentes químicos aplicados e os recursos energéticos (LEE, J. E. *et al.*, 2022). De acordo com o número de reações termoquímicas relevantes, existem métodos termoquímicos puros (impulsionados apenas por energia térmica) (Figura 26a) de duas, três, quatro ou mais etapas. Existem também processos termoquímicos híbridos, que combinam a energia térmica com outra forma de energia (por exemplo, eletroquímica, nuclear, eólica e solar) (Figura 26b). Por conseguinte, os impactos ambientais atrelados à cadeia de produção de dita tecnologia são variados, indo de 0,3 (quando utilizada uma fonte renovável) até 15,9 (quando utilizada energia da rede) kgCO<sub>2eq</sub>/kgH<sub>2</sub> (GHORBANI *et al.*, 2023; JI; WANG, 2021).

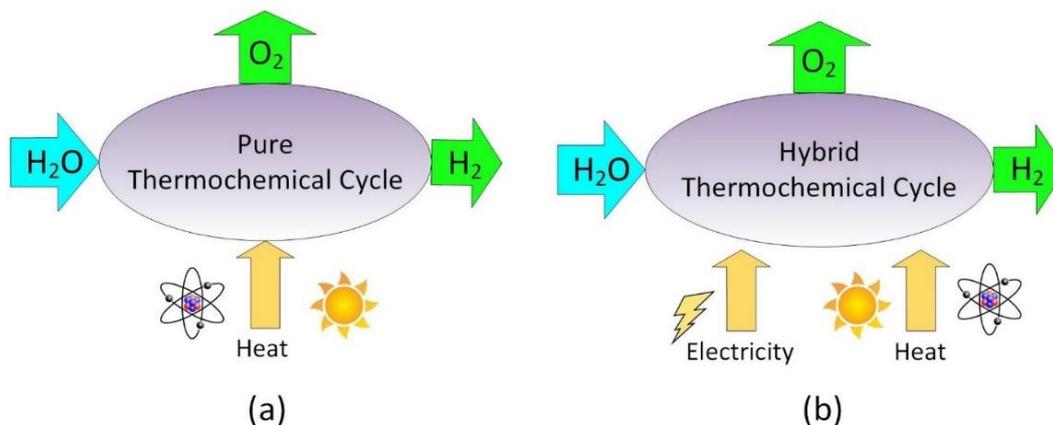


Figura 3.26. Ciclos termoquímicos puros e híbridos (Fonte: (SAFARI; DINCER, 2020))

Dentre os muitos ciclos termoquímicos (mais de 300) descobertos até o momento, apenas 11 deles apresentam resultados promissores em diferentes análises e experimentos (GHORBANI *et al.*, 2023). Contudo, os ciclos Enxofre-Iodo (S-I), Cobre-Cloro (Cu-Cl), Ferro-Cloro (Fe-Cl) e óxido metálico de duas etapas são os que apresentam uma maior viabilidade técnica, econômica e ambiental para a produção de H<sub>2</sub> (KARACA *et al.*, 2023; ORUC; DINCER, 2021). Tais ciclos termoquímicos serão brevemente discutidos a seguir.

#### Ciclo S-I

O ciclo termoquímico S-I é o processo mais promissor nas pesquisas até o momento (KARACA *et al.*, 2023), e pode lidar com a produção massiva devido à capacidade de acoplamento com energia solar de alta temperatura ou energias nucleares. Consiste em três reações principais, conforme mostrado na Tabela 11.

Tabela 3.11. Ciclo S-I (Adaptado de (JI; WANG, 2021))

| Nome da reação                                | Reação   | Temperatura (k) | ΔH (kJ/mol) |
|---|--|-----------------|-------------|
| 1 Bunsen                                      | $I_{2(s)} + SO_{2(g)} + H_2O_{(l)} \rightarrow H_2SO_{4(aq)} + 2HI_{(aq)}$ | 293 – 393       | - 75        |
| 2 Decomposição H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> | $2H_2SO_{4(g)} \rightarrow 2SO_{2(g)} + 2H_2O_{(g)} + O_2$                 | 1.073 – 1.273   | 186         |
| 3 Decomposição HI                             | $2HI_{(g)} \rightarrow I_{2(g)} + H_2(g)$                                  | 573 – 773       | 12          |
| Reação total                                  | $H_2O_{(l)} \rightarrow H_2(g) + O_2(g)$                                   |                 |             |

A primeira reação exotérmica, conhecida como reação de Bunsen, consiste em I<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O como reagentes e produz dois ácidos imiscíveis na presença de excesso de iodo e água. Os ácidos produzidos nessa etapa são decompostos na segunda e na terceira reação endotérmicas, produzindo oxigênio e hidrogênio como subprodutos finais. Outros produtos retornam à reação de Bunsen (MEHRPOOYA; HABIBI, 2020), como se pode observar na Figura 27.

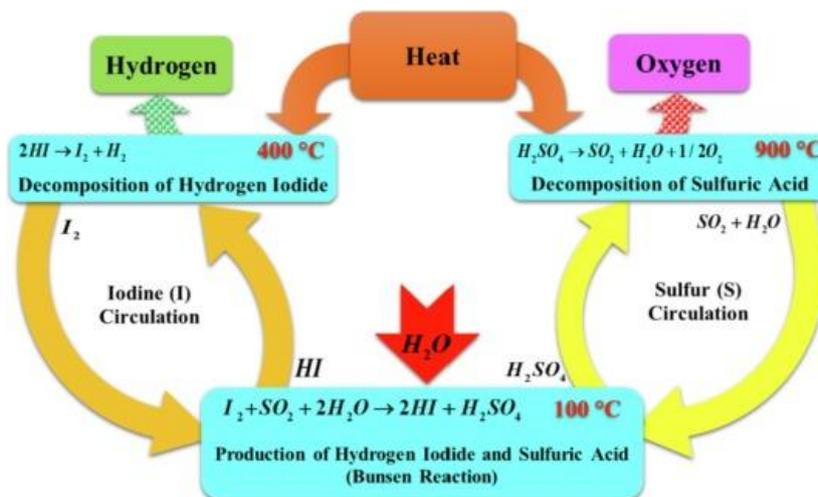


Figura 3.27. Ciclo termoquímico enxofre-iodo (Fonte: (MADADI AVARGANI *et al.*, 2022))

Nesse processo, a temperatura é superior a 950 °C, e produtos químicos corrosivos estão envolvidos nas reações (GHORBANI *et al.*, 2023). Por outro lado, a vantagem desse ciclo é que o processo envolve todos os fluidos e isso se presta a processos contínuos acionados por bombas, cuja demanda energética é baixa. Além disso, a eficiência do ciclo é de cerca de 50%, o processo não gera produtos nocivos e pode ser muito interessante no que tange as emissões se a fonte de calor for derivada de uma fonte nuclear (0,41 – 0,86 kCO<sub>2eq</sub>/kgH<sub>2</sub>) (MEHRPOOYA; HABIBI, 2020).

#### Ciclo Cu-Cl

O ciclo Cu-Cl também é um método promissor, assim como o ciclo S-I. Uma comparação entre eles revelou que a temperatura máxima da reação do ciclo Cu-Cl (530 °C) é menor do que a do ciclo S-I (1.000 °C), o que facilita a integração com fontes de baixa qualidade, podendo ser integrada a uma ampla gama de fontes energéticas (OZCAN *et al.*, 2023). O processo de Cu-Cl e suas etapas de separação também são mais práticos, além de sua eficiência energética ser quase idêntica (< 49%), mas muito sensível à recuperação de calor (KARACA *et al.*, 2023).

Por outro lado, dependendo do número de reações contidas no ciclo, os ciclos de Cu-Cl são classificados em ciclos de duas, três, quatro e cinco etapas (FARSI *et al.*, 2020). As reações específicas e os princípios desses ciclos envolvidos são mostrados na Tabela 12 e 13.

Tabela 3.12. Reações e equações dos diferentes ciclos Cu-Cl (JI; WANG, 2021)

| Number | Reactions                     | Equations  | T (K) |
|--------|-------------------------------|--|-------|
| 1      | Disproportionation            | $n\text{H}_2\text{O}(\text{l})+4\text{CuCl}(\text{s}) \rightarrow 2\text{Cu}(\text{s})+2\text{CuCl}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}(\text{aq})$  | 350   |
| 2      | Hydrolysis                    | $\text{H}_2\text{O}(\text{g})+2\text{CuCl}_2 \cdot m\text{H}_2\text{O}(\text{s}) \rightarrow \text{CuO} \cdot \text{CuCl}_2(\text{s})+2\text{HCl}(\text{g})+m\text{H}_2\text{O}(\text{g})$       | 650   |
| 3      |                               | $\text{H}_2\text{O}(\text{g})+2\text{CuCl}_2(\text{s}) \rightarrow \text{CuO} \cdot \text{CuCl}_2(\text{s})+2\text{HCl}(\text{g})$   | 673   |
| 4      |                               | $\text{H}_2\text{O}(\text{g})+2\text{CuCl}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}(\text{s}) \rightarrow 0.5\text{O}_2(\text{g})+2\text{HCl}(\text{g})+2\text{CuCl}(\text{l})+n\text{H}_2\text{O}(\text{g})$ | 823   |
| 5      | Cl <sub>2</sub> hydrolysis    | $\text{H}_2\text{O}(\text{g})+\text{Cl}_2(\text{g}) \rightarrow 0.5\text{O}_2(\text{g})+2\text{HCl}(\text{g})$   | 1073  |
| 6      | Cu chlorination               | $2\text{Cu}(\text{s})+2\text{HCl}(\text{g}) \rightarrow \text{H}_2(\text{g})+2\text{CuCl}(\text{l})$   | 723   |
| 7      | CuCl chlorination             | $2\text{CuCl}(\text{s})+2\text{HCl}(\text{aq})+n\text{H}_2\text{O}(\text{l}) \rightarrow \text{H}_2(\text{g})+2\text{CuCl}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}(\text{aq})$                               | 473   |
| 8      | Oxy-chlorination              | $2\text{CuCl}(\text{s}) \cdot n\text{H}_2\text{O}(\text{g}) \rightarrow \text{CuO} \cdot \text{CuCl}_2(\text{s})+2\text{HCl}(\text{g})+(n-1)\text{H}_2\text{O}(\text{g})$                        | 650   |
| 9      | Thermolysis                   | $\text{CuO} \cdot \text{CuCl}_2(\text{s}) \rightarrow 0.5\text{O}_2(\text{g})+2\text{CuCl}(\text{l})$  | 800   |
| 10     | CuCl <sub>2</sub> thermolysis | $2\text{CuCl}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}(\text{g}) \rightarrow 2\text{CuCl}(\text{l})+\text{Cl}_2(\text{g})+n\text{H}_2\text{O}(\text{g})$  | 773   |
| 11     | Drying (spray)                | $2\text{CuCl}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}(\text{aq}) \rightarrow 2\text{CuCl}_2 \cdot m\text{H}_2\text{O}(\text{s})+(n-m)\text{H}_2\text{O}(\text{g})$   | 550   |

À medida que o número de reações diminui, a complexidade do processo e o número de reatores são reduzidos. Cada ciclo tem suas vantagens e desvantagens, e uma escolha razoável pode ser feita dependendo do cenário de produção. Do ponto de vista do impacto ambiental, o ciclo Cu-Cl de quatro etapas é menos prejudicial (0,56 – 1,5 kCO<sub>2eq</sub>/kgH<sub>2</sub> se derivada de uma fonte renovável) do que os ciclos de três e cinco etapas, pois requer menos energia térmica (KARACA *et al.*, 2023).

**Tabela 3.13. Reações incluídas nos diferentes ciclos Cu-Cl (JI; WANG, 2021)**

| Ciclo                    | Reações incluídas no processo |
|--------------------------|-------------------------------|
| Ciclo de dois etapas     | 4-7                           |
| Ciclo a de três etapas   | 4-6-1                         |
| Ciclo b de três etapas   | 7-9-8                         |
| Ciclo c de três etapas   | 5-7-10                        |
| Ciclo a de quatro etapas | 1-6-9-8                       |
| Ciclo b de quatro etapas | 3-7-9-11                      |
| Ciclo de cinco etapas    | 2-6-9-1-11                    |

### Ciclo Fe-Cl

O ciclo Fe-Cl para a produção de H<sub>2</sub> é um dos diversos ciclos promissores amplamente estudados pelos pesquisadores (GHORBANI *et al.*, 2023). Isto se deve aos componentes químicos envolvidos no ciclo, já que há informações suficientes sobre as características químicas dos óxidos e cloretos de ferro (MEHRPOOYA; HABIBI, 2020). Além do mais, a acessibilidade ao ferro é maior do que a de outros metais envolvidos em ciclos termoquímicos, como cobre, cério e vanádio (KARACA *et al.*, 2023).

Geralmente, os ciclos termoquímicos de Fe-Cl são categorizados com base no número de etapas das reações e do intervalo de temperatura, onde cinco ciclos termoquímicos de Fe-Cl são termodinamicamente viáveis (GHORBANI *et al.*, 2023; ORUC; DINCER, 2021). No entanto, a Figura 28 apresenta a representação esquemática do ciclo Fe-Cl de quatro etapas (Eq. 65 – 68), considerado o mais barato em comparação com os outros ciclos termoquímicos

de quatro etapas. Entretanto, ele tem dois desafios principais: a baixa reatividade térmica da decomposição e da hidrólise, fatores que limitam a eficiência de conversão a uma máxima possível de 39,7% (temperatura máxima de 923 °C).

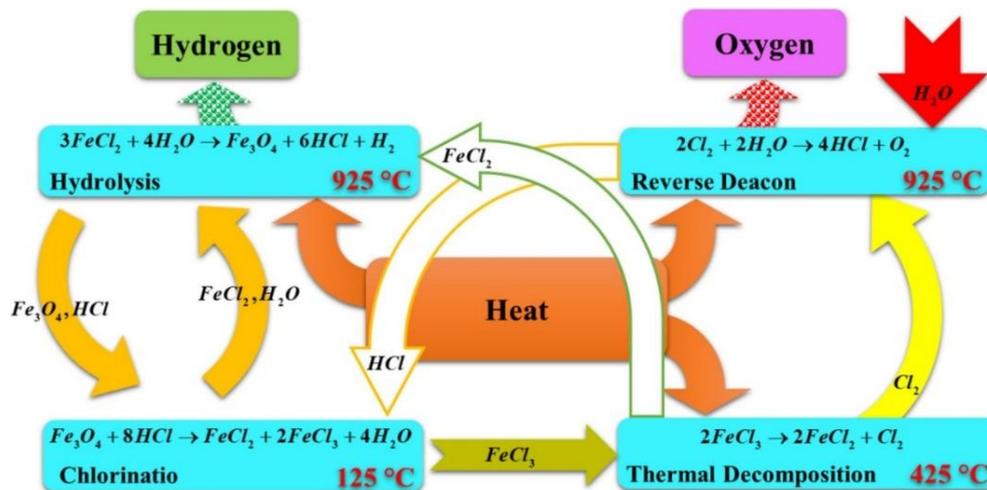


Figura 3.28. Ciclo Fe-Cl (Fonte: (MADADI AVARGANI *et al.*, 2022))

### Ciclo de redução Óxido-Metálico

Um ciclo de redução óxido metálico é geralmente uma reação de duas etapas (KARACA *et al.*, 2023). No ciclo, um óxido metálico de maior valência é reduzido para formar um óxido metálico de baixa valência, ou, um óxido metálico de menor valência é reduzido para formar seu metal e liberar oxigênio (GHORBANI *et al.*, 2023). Os mecanismos gerais de redução de óxido metálico são explicados na Figura 29.

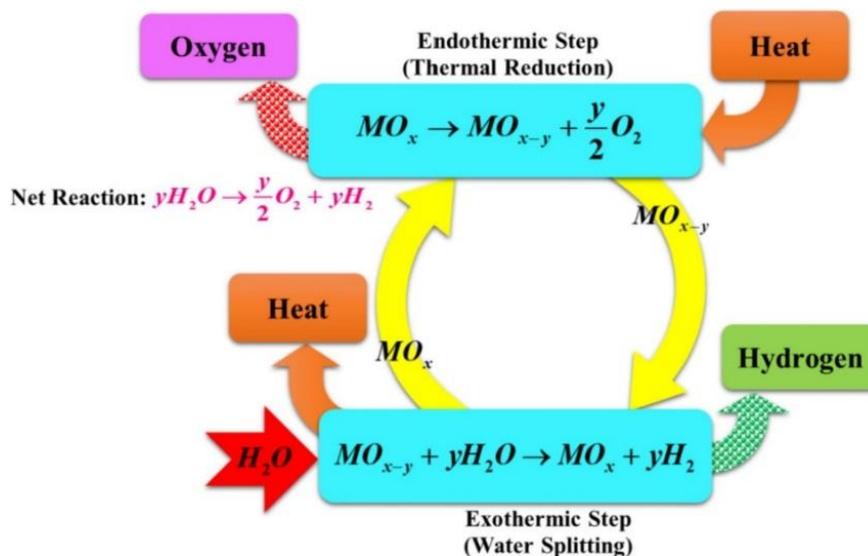
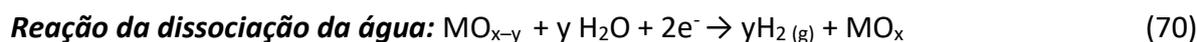
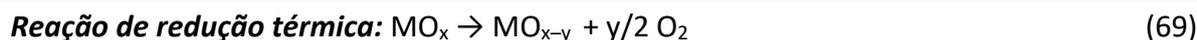


Figura 3.29. Ciclo de redução Óxido-Metálico (Fonte: (MADADI AVARGANI *et al.*, 2022))

As principais reações em um ciclo de redução de óxido metálico são:



Onde M representa um elemento metálico, que pode ser Fe, Zn, Ce ou Sn. Por outro lado, as expressões  $\text{MO}_x$  e  $\text{MO}_{x-y}$  são os óxidos metálicos de valência superior e inferior, respectivamente. Na etapa de redução térmica (reação endotérmica), o óxido metálico é reduzido à sua valência inferior e precisa de uma temperatura superior a 1.500 °C. Finalmente, na segunda etapa, acontece a dissociação da água através de uma reação exotérmica (~ 523 °C), produzindo  $\text{H}_2$  e oxigênio.

### 3.6.3. Célula de eletrólise microbiana (MEC)

A célula de eletrólise microbiana (MEC, siglas em inglês para *Microbial electrolysis cell* ou *Microbial Electro-hydrogenesis Cells*) (Figura 30a) foi desenvolvida após a célula a combustível microbiana (MFC, siglas em inglês para *Microbial fuel cell*) (Figura 30b), ambas definidas como sistemas bioeletroquímicos (YIN; WANG, 2022). Sua descoberta e conceitualização se deu em 2005 por dois grupos de pesquisa independentes, um da Penn State University e outro da Universidade de Wageningen, na Holanda (KADIER *et al.*, 2016).

A MEC é uma tecnologia emergente e promissora para a produção de bio- $\text{H}_2$  e outros recursos energéticos de alto valor (metano, eletricidade, e outros produtos químicos valiosos) a partir da transformação da matéria orgânica, incluindo águas residuais e outros recursos renováveis (GAUTAM *et al.*, 2023). Logo, pode ser uma etapa crucial para a utilização total do potencial das águas residuais, além de se tornar uma fonte de energia renovável que pode oferecer colaboração entre o setor industrial e os centros de pesquisa (FUDGE *et al.*, 2021).

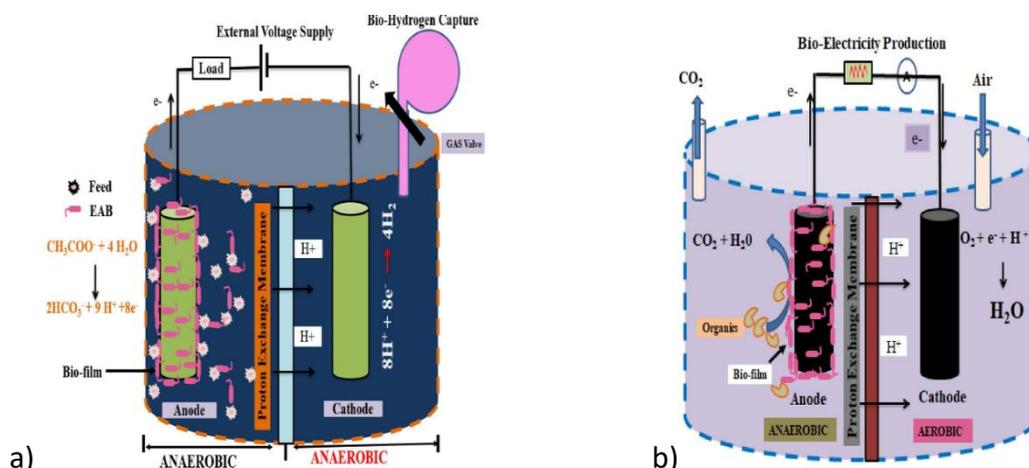


Figura 3.30. Representação esquemática de uma (a) MEC e (b) MFC (Fonte: (GAUTAM *et al.*, 2023))

As MECs são compostas basicamente por três compartimentos individuais (ânodo, dessalinização e cátodo) e os compartimentos ânodo-dessalinização e dessalinização-cátodo são separados por uma membrana de troca de prótons (como também, AEM ou bipolar) e uma membrana de troca catiônica (CEM, siglas em inglês para *Cation Exchange Membrane*), respectivamente (GAUTAM *et al.*, 2023). Na MEC, a matéria orgânica é convertida em  $\text{CO}_2$ , elétrons e íons  $\text{H}^+$  por micro-organismos eletroquimicamente ativos (por exemplo, *Geobacter spp.* e *Shewanella spp.*) que se formam na superfície do ânodo (Eq. 71). Os íons  $\text{H}^+$  no cátodo, que se difundem do ânodo para a célula catódica recombina-se com os elétrons à medida que passam pelo circuito elétrico para gerar bio- $\text{H}_2$  (YIN; WANG, 2022). Os microrganismos no

biocátodo podem reduzir os íons  $H^+$  diretamente na superfície do eletrodo, por meio da hidrogenase ou por citocromos da membrana externa (Eq. 72). Além disso, o potencial adicional em condições otimizadas (pressão de 1 bar, concentração de acetato de 1 M e pH inicial de 7) é de -0,14 V teoricamente e, portanto, é necessária energia adicional para suportar a reação total. Contudo, os MECs requerem uma entrada de energia relativamente baixa na prática (0,2–0,8 V) em comparação com a eletrólise típica da água (1,23–1,8 V).



Por outro lado, em comparação com a fermentação escura e fotofermentação, o uso de bactérias eletroquimicamente ativas para decompor a matéria orgânica, combinado com a adição de uma pequena voltagem ( $> 0,2$  V na prática) no sistema MEC, tem as vantagens de: superar o gargalo da "barreira da fermentação" (SAVLA *et al.*, 2021); poder atingir altos rendimentos de produção de bio $H_2$  (entre 55 – 85%) (ZHAO *et al.*, 2020); e obter um melhor aproveitamento da fonte de carbono (entre 67 – 91%) (CHENG *et al.*, 2022). Porém, em comparação com os outros processos biológicos, a tecnologia MEC não proporciona uma vantagem ecológica notável porque as emissões geradas em toda sua cadeia de produção são ligeiramente superiores, variando entre 5,22 e 15,93  $kgCO_{2eq}$  (SAVLA *et al.*, 2021; YAGMUR GOREN *et al.*, 2023).

### 3.7. Hidrogênio natural

O hidrogênio é onipresente na subsuperfície e é conhecido como "*hidrogênio natural*" (também referido como "*hidrogênio nativo*" ou "*hidrogênio geológico*") (TIAN, 2022) ou pela escala de cores ("*branco*" ou "*dourado*") (YEDINAK, 2022). Esse tipo de  $H_2$  é produzido nas profundezas da Terra através de diversas reações geoquímicas hipotéticas (Figura 31), incluindo processos biológicos (por exemplo, decomposição de matéria orgânica, processos fermentativos) e processos abióticos (por exemplo, radiólise, redução direta de  $H_2O$ ), sendo a serpentinização e radiólise os processos abióticos mais significativos (BLAY-ROGER *et al.*, 2024). O  $H_2$  fica acumulado por barreiras impermeáveis no seu caminho para a atmosfera, semelhante à forma como o petróleo foi armazenado ao longo do tempo. É importante salientar que ainda não se compreende totalmente a natureza e o comportamento do hidrogênio na crosta. Para uma análise mais aprofundada dos mecanismos de formação remeta-se aos trabalhos científicos desenvolvidos por (BLAY-ROGER *et al.*, 2024), (GAUCHER *et al.*, 2023) e (TIAN, 2022).

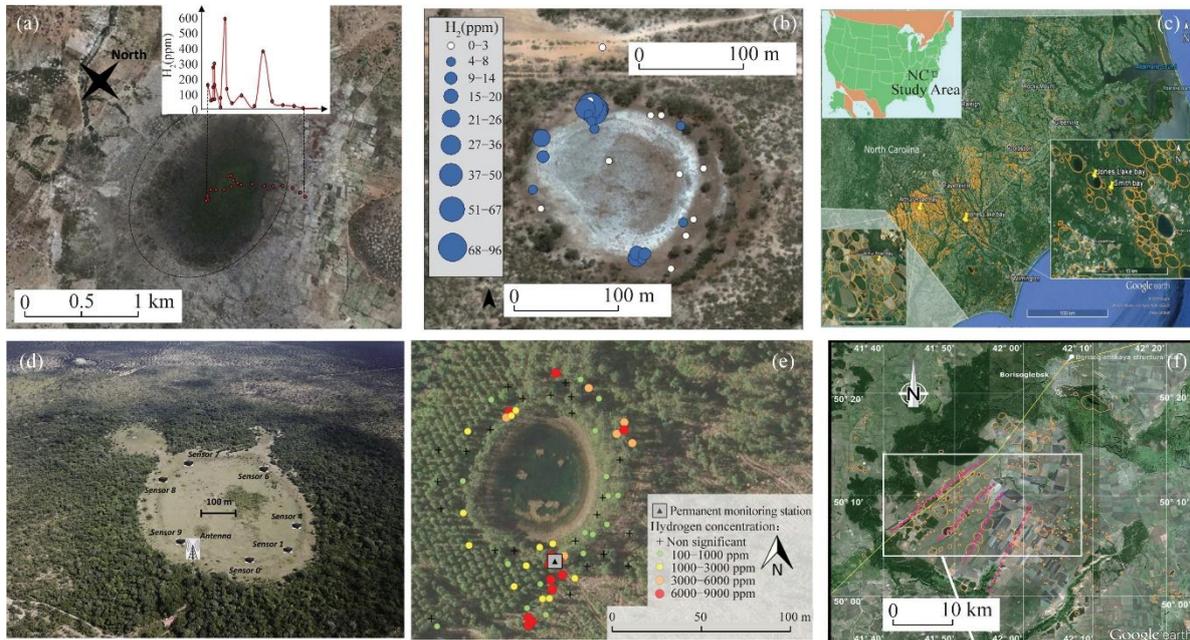


**Figura 3.31. Hipóteses dos diversos processos geoquímicos que geram o  $H_2$  natural (Fonte: (BLAY-ROGER *et al.*, 2024))**

Hoje, conseqüentemente, o hidrogênio natural está ganhando popularidade entre cientistas, empresários e ecologistas. As estimativas atuais sugerem que aproximadamente 15 a 31 Mtpa de hidrogênio natural está escapando da superfície para a atmosfera (AIMIKHE; EYANKWARE, 2023), sendo que a maior parte deste  $H_2$  (> 80%) viaja até a ionosfera e acaba escapando para o espaço (GAUCHER *et al.*, 2023). Alguns pesquisadores têm alertado que ignorar essa emissão natural é um erro significativo no que tange questões como a destruição da camada de ozônio e as mudanças climáticas, dado que o  $H_2$  aumenta a meia-vida do gás de efeito estufa metano ( $CH_4$ ) (composto químico com potencial de aquecimento global cerca de 20 vezes maior que o do  $CO_2$ ), por meio da reação antagônica ao radical hidroxila (ZGONNIK, 2020). Paralelamente, especula-se a existência de um reservatório global de até 5 bilhões de toneladas, segundo declarações do pesquisador da USGS (US Geological Survey) Geoffery Ellis (RACHEL PARKES, 2024). Mas é provável que sua presença tenha sido sub-registrada, distorcendo os bancos de dados existentes, dado que as amostras de furos de sondagem e minas profundas não têm sido rotineiramente coletadas e analisadas (BETINA BENDALL, 2022).

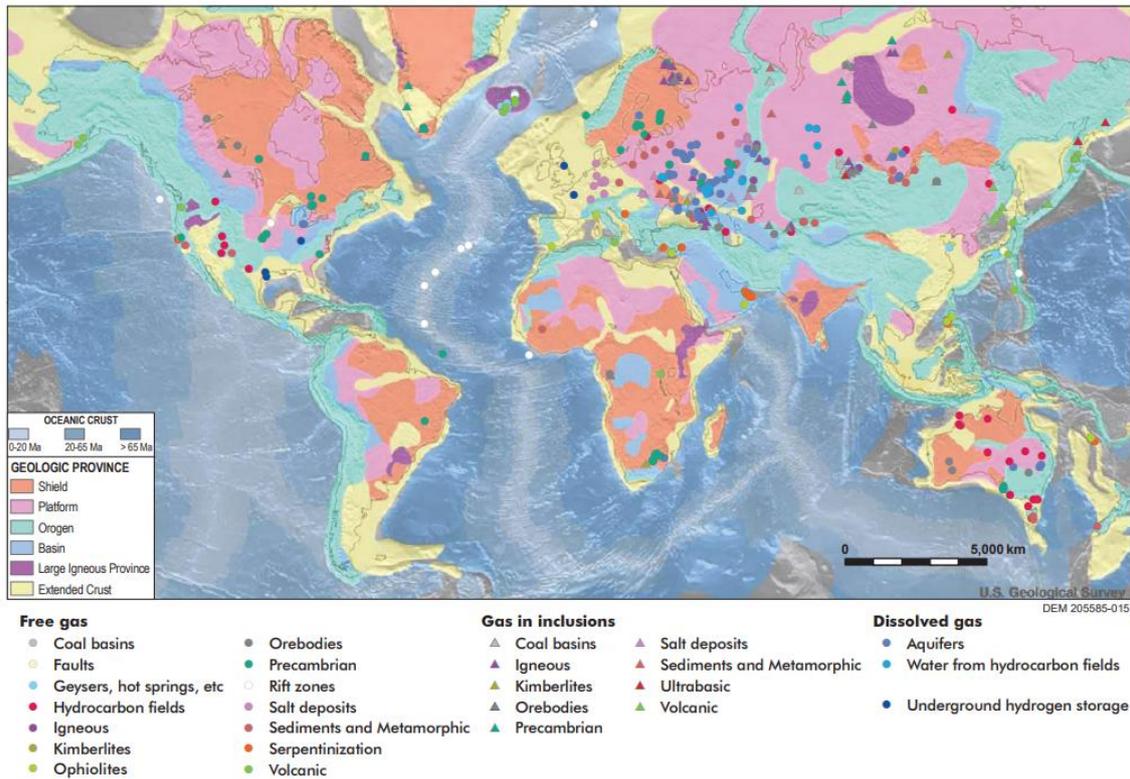
Acreditou-se, durante muito tempo, que os depósitos naturais de hidrogênio não poderiam ser formados e, até a data, não foi realizada qualquer exploração em grande escala de hidrogênio geológico. Além disso, os métodos analíticos utilizados em estudos de campo muitas vezes não eram adequados para detectar este gás. No entanto, esta visão mudou após a descoberta das depressões circulares que emitem grandes volumes de hidrogênio na Rússia (BLAY-ROGER *et al.*, 2024). As análises geoquímicas da crosta terrestre tem se concentrado nessas depressões circulares, chamadas de "círculo das fadas", encontradas na Rússia (LARIN *et al.*, 2015), USA (ZGONNIK *et al.*, 2015), Mali (PRINZHOFER *et al.*, 2018), Brasil (MORETTI *et*

al., 2021; PRINZHOFER *et al.*, 2019), Austrália (BOREHAM *et al.*, 2021), entre outros, como ilustrado na Figura 32. Estes estudos confirmaram a presença de vastas formações geológicas onde o hidrogênio se acumulou ao longo do tempo.



**Figura 3.32.** Depressões circulares e elípticas ("círculos de fadas") onde o hidrogênio natural vaza para a superfície (Fonte: (TIAN, 2022)). a) Mali, b) Bacia de Perth Norte (Austrália Ocidental), c) Carolina (EUA); d) Bacia de São Francisco (Brasil), e) Gironde do Sul (França), e f) centro da Rússia.

Decorrente dos fatos supracitados, tem se intensificado a busca do H<sub>2</sub> natural, criando *a nova corrida pelo ouro*. Tal energético tem sido detectado em uma variedade de ambientes geológicos e em diversos tipos de rochas (Figura 33). Gases ricos em hidrogênio são encontrados em ofiolitos, zonas de fenda, falhas, vulcões, gêiseres, fontes termais e assim por diante. Entretanto, os corpos de minério podem ser a principal fonte de gás rico em hidrogênio. Já os depósitos de carvão apresentam alta capacidade de armazenamento de hidrogênio, assim como as rochas salinas. Por outro lado, os campos de petróleo e gás geralmente não contêm alto teor de hidrogênio, e os gases ricos em hidrogênio estão principalmente fora das áreas-alvo de exploração de petróleo e gás. Tais características proporcionam um guia claro para a exploração de recursos naturais de hidrogênio no futuro.



**Figura 3.33. Locais e ambientes geológicos com registros de hidrogênio natural com concentrações volumétricas >10% em todo o mundo (Fonte: (BETINA BENDALL, 2022))**

Locais naturais enriquecidos com hidrogênio foram localizados em mais de 30 países ao redor do mundo, como se pode observar na Figura 33. Aliás, o vazamento de hidrogênio natural do subsolo foi detectado com concentração volumétrica de mais de 90% em Mali, Omã, Estados Unidos, Japão, Rússia, Alemanha, China e outros países (TIAN, 2022).

No caso brasileiro, segundo as pesquisas desenvolvidas por (PRINZHOFER *et al.*, 2018), (MORETTI *et al.*, 2021) (projeto conjunto da ENGIE & Geo4U) e (ALAIN PRINZHOFER *et al.*, 2024) (projeto liderado pela Associação Brasileira de Hidrogênio – ABH2), comprovam a existência de reservas de hidrogênio natural com grande potencial na Bacia do São Francisco (MG) e em Maricá (RJ), onde se estimam fluxos entorno de 1.000 m<sup>3</sup>/d e 0,32 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup>d, respectivamente. Porém, os cientistas Paulo Emílio de Miranda e Alain Prinzhofer (líderes de seus respectivos projetos), destacam os indícios de potencial geração de H<sub>2</sub> natural em pelo menos cinco estados do Brasil (Roraima, Ceará, Tocantins, Minas Gerais e Rio de Janeiro), como apresentado na Figura 34.



Figura 3.34. Potenciais regiões com reservas de H<sub>2</sub> natural no Brasil (Fonte: (MARINA ABELHA, 2023))

Por outra parte, na Austrália onde se estima uma reserva de 25 Mtpa de H<sub>2</sub> geológico, mais de 20 licenças foram solicitadas, sendo que duas já foram concedidas para as empresas Gold H<sub>2</sub> e H2EX – cuja exploração teste deu início 21/02/2024 (GHY, 2024). Ademais, já existe um movimento científico dedicado ao H<sub>2</sub> natural na França, Reino Unido, EUA, Brasil, Austrália e em outros países. Tal movimento está conformado por grupos de pesquisa que trabalharam em processos de interação água-rocha (como serpentinização e radiólise) ou geologia econômica (como nos setores de petróleo e gás ou mineração) (GAUCHER *et al.*, 2023). Como também, foi criado um congresso dedicado a esse assunto (denominado de H-Nat), realizado on-line em 2021 e 2022; além da organização de sessões especiais como a Conferência Regional da AAPG (*The American Association of Petroleum Geologists*) Europa em Budapeste (maio de 2022), a Conferência Goldschmidt no Havaí (2022) e em Lyon (2023). Tais fatos, reforçam o crescente interesse mundial de dita fonte energética renovável.

Independentemente das reservas e/ou depósitos encontrados de H<sub>2</sub> geológico ao redor do mundo, a sua utilização para geração de energia (mesmo que em pequena escala) somente tem se dado no Mali (África Ocidental) – exploração pioneira iniciada em 2011 pela *Hydroma* (antiga PETROMA), e, até a data, as operações neste poço continuam demonstrando um potencial relevante para a exploração do recurso em escala industrial de maneira ininterrupta (PRINZHOFER *et al.*, 2018). Aliás, o Mali conta com 18 novos poços de exploração, fornecendo energia para os moradores da região, e tais reservatórios possuem profundidades entre 100 e 1.800 m. Porém, o gás não é tão puro quanto o hidrogênio manufacturado, e no Mali a composição media é 98% de hidrogênio, 1% de metano e 1% de nitrogênio.

### 3.7.1. Método de Recuperação de Hidrogênio Geológico

Os métodos industriais de exploração e produção (recuperação) de hidrogênio de formações subterrâneas são semelhantes aos de exploração e produção de petróleo e gás (BLAY-ROGER *et al.*, 2024). Nesse caso, a abordagem tríplice de um geólogo – rocha geradora,

reservatório e armadilha – forma a base das atividades de exploração. Por exemplo, formações rochosas prolíficas e origens de hidrogênios naturais, como rochas ultramáficas, campos hidrotermais, ofiolitos de superfície, complexos ígneos alcalinos etc., foram estabelecidas como fontes de hidrogênio natural. Com essa finalidade, a análise geoquímica pode ser implantada para determinar a composição do hidrogênio na formação para verificar a presença de uma grande amostra (quantidade comercial) de reservatório de hidrogênio na subsuperfície. Depois disso, uma exploração bem-sucedida de hidrogênio seria iniciada com a identificação da localização dessas rochas de origem, conforme as práticas do setor de petróleo e gás.

Não obstante, um impedimento significativo à descoberta de recursos naturais de hidrogênio é a escassez global de dados de monitorização do solo e de hidrogênio em furos de sondagem e minas em geral. Além disso, estudos existentes demonstraram que os fluxos naturais de hidrogênio podem ser variáveis e cíclicos (PRINZHOFER *et al.*, 2019; TIAN, 2022; ZGONNIK *et al.*, 2015), portanto, as estratégias de monitoramento contínuo provavelmente serão mais úteis do que uma única amostragem. Por outro lado, a reatividade do hidrogênio pode resultar em assinaturas químicas distorcidas das amostras de gás hidrogênio, isto deve-se à interação com revestimento, recipientes de armazenamento, interações fluido-rocha durante a migração (inclusive com argilas e solos) ou contaminação atmosférica durante a amostragem e o armazenamento (BETINA BENDALL, 2022). Logo, qualquer interação desse tipo pode afetar a qualidade da medição.

Adicionalmente aos empecilhos supraditos, o ciclo natural do hidrogênio é complexo e pouco compreendido como um processo holístico, dificultado a interpretação dos dados (ALAIN PRINZHOFER *et al.*, 2024; BLAY-ROGER *et al.*, 2024). Embora os altos fluxos de gás hidrogênio no solo sejam um indicador “óbvio”, eles podem não ser diretamente mensuráveis devido às reações químicas de fixação do hidrogênio na zona acima de qualquer acúmulo subsuperficial.

## 4. GRAU DE DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO E ECONÔMICO

Uma das principais metodologias para avaliação do nível de maturidade de uma nova tecnologia é o TRL (siglas em inglês para *Technology Readiness Level*). A metodologia teve origem na NASA durante a década de 1970, com o objetivo de avaliar o nível de maturidade de uma nova tecnologia para uso em missões espaciais. Em 1989, o conceito começou a ser difundido mais amplamente e trazia uma escala com 7 níveis relacionados à fase de desenvolvimento. Esta metodologia foi aperfeiçoada e modificada ao longo dos anos seguintes para aplicações em diferentes campos.

Atualmente é comum encontrar 9 níveis de maturidade tecnológica. Esta metodologia é amplamente utilizada por diversas instituições no Brasil (ABDI, EMBRAPPII, INPE, Petrobras, SENAI e empresas do setor privado) e no mundo (ACATECH, NASA, NEA). Os 9 níveis para o caso do desenvolvimento de um produto de engenharia são sintetizados na Tabela.

**Tabela 4.1. Escala de nível de maturidade tecnológica aplicada pela NASA**

| Nível | Descrição  |
|-------|--|
| TRL 1 | Nível mais baixo de maturidade. O projeto encontra-se no campo da pesquisa aplicada, visando a constatação dos princípios físicos básicos envolvidos na tecnologia.  |
| TRL 2 | Etapa onde se iniciam as atividades inventivas, na qual são definidos potenciais de aplicação. Neste nível ainda não existe uma prova ou análise detalhada que comprove a aplicação especulada. O objetivo é explicitar o conceito técnico-científico.   |
| TRL 3 | Aqui as atividades de desenvolvimento se iniciam. É feito um ajuste da tecnologia para uma determinada aplicação em condições controladas. Geralmente, é realizada em um laboratório equipado com instrumentos que comprovem minimamente os resultados esperados, calculados analiticamente. Com a conclusão desta fase é alcançada a Prova de Conceito ou PoC (do inglês Proof of Concept). |
| TRL 4 | São incorporados elementos para melhoria do desempenho da tecnologia com base nos resultados observados nas etapas anteriores. Ainda se trata de uma validação laboratorial.   |
| TRL 5 | Nesta etapa o objetivo é criar um protótipo do novo produto. A sua robustez deve aumentar significativamente até alcançar uma “cara de produto”. Inicialmente, os testes do protótipo devem ser realizados em ambientes simulados e condições operacionais brandas.  |
| TRL 6 | O protótipo deve ser testado em ambiente real ou muito próximo do real. É também chamado de Teste de Campo. Os parâmetros operacionais ainda não são os reais.   |
| TRL 7 | Teste do protótipo em cadência real ou próxima da condição real. É também chamado de Teste de Escala. O objetivo é assegurar a confiança do produto sob condições operacionais mais severas. Em alguns casos, o Teste de Escala é realizado anteriormente ao Teste de Campo e a ordem é invertida com o nível anterior.  |
| TRL 8 | Etapa final do desenvolvimento tecnológico. O produto é testado em campo e em escala operacional. Ao final desta etapa prova-se que a tecnologia está pronta, em termos de engenharia, para ser implementada. É possível levantar indicadores finais de desempenho, bem como indicadores econômicos e possíveis riscos operacionais envolvidos.  |
| TRL 9 | Incorporação da tecnologia. Últimos acertos no produto. Etapa na qual é concluída a documentação e a certificação, nos casos em que são exigidos. Ao final desta etapa a tecnologia se encontra no mais alto nível de maturidade e pronta para a comercialização em escala.  |

Apesar da maior parte do risco tecnológico ser eliminada por meio da metodologia TRL 1 – 9, muitas vezes há incertezas e riscos comerciais significativos que permanecem na fase de demonstração e implantação. As novas tecnologias que entram em um mercado normalmente abastecido por operadores históricos comprovados e financiados por mercados de capital que, muitas vezes, são adversos ao risco, enfrentam uma série de barreiras multifacetadas durante o processo de comercialização. Isso é particularmente relevante no contexto da energia renovável, em que o custo de capital e, portanto, o acesso ao capital é uma barreira fundamental para acelerar a implantação.

Pelos fatos supraditos, a IEA estendeu a escala TRL incorporando dois novos níveis de prontidão (Figura 36): o primeiro, em que a tecnologia é comercial e competitiva, mas precisa de mais esforços de inovação para que seja integrada aos sistemas de energia e às cadeias de valor quando implantada em escala (TRL 10), e o último, em que a tecnologia alcançou um crescimento previsível (TRL 11).

A Tabela 16 apresenta um resumo de todas as tecnologias de produção de H<sub>2</sub> de baixo ou nulo carbono de maior relevância e inovadoras em termos de nível de prontidão tecnológica, segundo a métrica da IEA. Hoje, a rota tecnológica com maior desenvolvimento e escala de produção de hidrogênio (TRL 9) são os métodos termoquímicos convencionais (SMR, POx, CG) de combustíveis fósseis, cujo domínio do mercado é absoluto. Não obstante, a rota possui uma intensidade de carbono elevada (10 – 26 kg CO<sub>2eq</sub> por kg H<sub>2</sub>), que pode ser reduzida a partir da integração com a tecnologia CCS. Mas, o CCS ainda não é 100% eficiente na remoção de emissões, afetando, portanto, sua confiabilidade. Além de ser energeticamente intensivo, o que pode elevar seu valor (CHEW *et al.*, 2023). Por outro lado, o sistema integrado processa recursos energéticos não renováveis com preços voláteis, criando possíveis problemas em relação à acessibilidade do hidrogênio devido ao seu preço provavelmente superior. O custo atual médio, segundo a (IEA, 2023c), da produção de hidrogênio a partir da SMR com CCS situa-se em \$2,98/kgH<sub>2</sub> (o CCS representa cerca de 70% do custo total de produção), valor que quase triplica o custo de produção do H<sub>2</sub> sem CCS (~ \$1,19/kg H<sub>2</sub>). Já a produção de H<sub>2</sub> a partir da CG com CCS situa-se em 3,35 USD/kgH<sub>2</sub> e sem CCS é 1,93 USD/kgH<sub>2</sub>.



**Figura 4.1. Escala de nível de maturidade tecnológica aplicada pela IEA (Fonte: (IEA, 2021))**

Por outro lado, o processo de pirólise do CH<sub>4</sub> ou Bio-CH<sub>4</sub>, é uma tecnologia ainda em desenvolvimento (TRL 3-8). Entretanto, um fator a ser ressaltado é que o processo de pirólise do gás natural não resulta em nenhuma emissão de CO<sub>2</sub>, uma vez que o carbono formado é um tipo de carbono sólido e a energia envolvida no processo deve ser proveniente obrigatoriamente de fontes limpas, sem emissão de CO<sub>2</sub> (eólica, solar, hidrelétrica). Assim, não há necessidade de se investir em instalações de captura de carbono e nem em estruturas de armazenamento.

A pirólise do gás natural pode fornecer outra rota eficaz para a geração de hidrogênio livre de carbono, ajudando a construir a cadeia de valor do hidrogênio. Porém, é uma tecnologia que depende dos preços voláteis do gás natural e/ou biometano, e a baixa disponibilidade de tecnologia pode elevar ainda mais o custo do hidrogênio. Mesmo assim, tem se estimado custos que oscilam entre 2,2 e 3,4 USD/kgH<sub>2</sub> (NEMITALLAH *et al.*, 2024). No cenário brasileiro, segundo (EPE, 2022b), o valor variaria de 1,5 a 4,4 USD/kgH<sub>2</sub> ao levar em conta fatores de escalabilidade, oscilação do custo do gás natural e venda do negro fumo.

**Tabela 4.2. TRL das diversas rotas tecnológicas de produção de H<sub>2</sub> de baixa ou nula intensidade de carbono (IEA, 2023b)**

| Nível   | Tecnologia   | Recurso                                       |
|---------|--|---|
| TRL 3   | Biofotólise (direta e indireta)                        | Luz solar e micro-organismos                  |
| TRL 3   | Fotoeletrólise   | Luz solar                                     |
| TRL 3-4 | Decomposição não térmica por plasma do CH <sub>4</sub> | Gás natural ou BioCH <sub>4</sub>             |
| TRL 3-4 | Decomposição térmica do CH <sub>4</sub>                | Gás natural ou BioCH <sub>4</sub>             |
| TRL 4   | MEC  | Eletricidade mais águas residuais             |
| TRL 4   | Fermentação escura                                     | Águas residuais mais biomassa                 |
| TRL 4   | Fotofermentação  | Luz solar, micro-organismos e águas residuais |
| TRL 4   | Ciclos térmicos  | Energia nuclear e solar concentrada           |
| TRL 4-5 | Fotocatálise   | Luz solar                                     |
| TRL 5   | CG com captura alta de CO <sub>2</sub> (90%)           | Carvão  |
| TRL 5   | ATR com CCUS do CH <sub>4</sub>                        | Gás natural ou BioCH <sub>4</sub>             |
| TRL 5   | ATR + GHR (Gas Heated Reformer) do CH <sub>4</sub>     | Gás natural ou BioCH <sub>4</sub>             |
| TRL 5   | Gasificação de biomassa com CCUS                       | Biomassa                                      |
| TRL 5   | Extração de H <sub>2</sub> geológico                   | Hidrogênio natural                            |
| TRL 5-6 | SMR com captura alta de CO <sub>2</sub> (90%)          | Gás natural                                   |
| TRL 5-6 | POx com CCUS   | Gás natural, óleos                            |
| TRL 6   | Decomposição catalítica do CH <sub>4</sub>             | Gás natural ou BioCH <sub>4</sub>             |
| TRL 6   | AEM  | Eletricidade mais água                        |
| TRL 6   | Gasificação de biomassa sem CCUS                       | Biomassa                                      |
| TRL 6   | Pirólise da biomassa                                   | Biomassa                                      |
| TRL 8   | Decomposição térmica por plasma do CH <sub>4</sub>     | Gás natural ou BioCH <sub>4</sub>             |
| TRL 8   | SOEC   | Eletricidade mais vapor                       |
| TRL 9   | SMR com captura parcial de CO <sub>2</sub> (60%)       | Gás natural                                   |
| TRL 9   | CG com captura parcial de CO <sub>2</sub> (60%)        | Carvão  |

| Nível | Tecnologia | Recurso                |
|-------|------------|------------------------|
| TRL 9 | ALK        | Eletricidade mais água |
| TRL 9 | PEM        | Eletricidade mais água |

No que se refere ao grau de desenvolvimento das tecnologias de decomposição termoquímica da biomassa (pirólise e gaseificação) em H<sub>2</sub>, a IEA considera um TRL de 6 para os processos pirolíticos e de 5 ou 6 para a gaseificação com e sem CCS, respectivamente. Portanto, ambas podem ser consideradas tecnologias comercialmente disponíveis em média escala ( $\leq 400$  t H<sub>2</sub> por ano ou 1,5 MW). Apesar de tais métodos serem estudados por mais de um século, por possuir um leque de potenciais produtos (sejam químicos e/ou energéticos), provir de uma fonte abundante e barata, possam ser integrados a diversos processos industriais e ter um impacto *eco-friendly*, ainda enfrentam distintos problemas intrínsecos de sua fonte energética, ou seja, alto número de impurezas no produto devido à composição química complexa do tipo de biomassa, especialmente a formação de alcatrão, que pode causar entupimento, desgaste do equipamento e envenenamento do catalisador. Contudo, diversos estudos, como apontado por (NGUYEN *et al.*, 2024), (VUPPALADADIYAM *et al.*, 2022), (YUKESH KANNAH *et al.*, 2021) e (IEA BIOENERGY, 2018), estimaram custos competitivos na produção de H<sub>2</sub> através da pirólise (1,2 – 3,1 USD/kgH<sub>2</sub>) e gaseificação (0,9 – 5,2 USD/kgH<sub>2</sub>) da biomassa, sendo que o custo da matéria prima, tipo de reator, capacidade da planta e comercialização dos subprodutos são parâmetros sensíveis do sistema de produção.

Na atualidade, a eletrólise da água é um método estabelecido e bem conhecido, sendo a rota de maior desenvolvimento e confiabilidade para dissociar a molécula da água em H<sub>2</sub> e O<sub>2</sub>, de modo que suas tecnologias possuem níveis de maturidade entre 6 e 9. Além de ser a rota tecnológica com as maiores perspectivas de crescimento global (ver seção 4). Entretanto, diversos desafios ainda precisam ser superados para que essas tecnologias sejam integradas aos sistemas de energia e às cadeias de valor. Dentre os objetivos essenciais das atividades de P,I&D em sistemas eletrolíticos se encontra o aumento da densidade da corrente operacionalmente (para reduzir o CAPEX) e, ao mesmo tempo, aprimoramento da eficiência global (para reduzir o OPEX). Paralelamente, é necessário otimizar os sistemas existentes (eletrolisador + compressor de hidrogênio) para que o hidrogênio de alta pressão (por exemplo, uma pressão de 700 bar é necessária para aplicações de mobilidade) possa ser fornecido no local de forma econômica e segura (JAYACHANDRAN *et al.*, 2024). No 2022, o custo de produção oscilou entre 3,7 – 12 USD/kg H<sub>2</sub> (IEA, 2023c).

Com relação ao H<sub>2</sub> advindo das tecnologias fotolíticas, seu grau de desenvolvimento situa-se nas etapas de conceituação (PEC) e protótipo de grande porte (fotocatálise). Porém, a aplicação industrial generalizada das tecnologias fotolíticas enfrenta inúmeras limitações e desafios. No caso da célula PEC (TRL 3), encontram-se questões como a fotocorrosão, a recombinação de elétrons e buracos, a instabilidade dos catalisadores e a eficiência relativamente baixa da conversão de energia solar em hidrogênio (STH, siglas em inglês para *solar-to-hydrogen*), que precisam ser abordadas e superadas para que a tecnologia atinja todo o seu potencial (KUMAR *et al.*, 2024). E, do outro lado, a escalabilidade da fotocatalise (TRL 4-5) é restrita por vários fatores e necessidades a serem superados (JAYACHANDRAN *et al.*, 2024), por exemplo, (i) uso de agentes sacrificiais não escaláveis, (ii) menor eficiência fotocatalítica, (iii) estabilidade dos fotocatalisadores, (iv) uso de metal nobre como co-catalisador e (v) absorção de luz reduzida. Por tais fatos, o custo de produção estimado para a rota é de valores  $\leq 10,7$  USD/kgH<sub>2</sub>.

A divisão termoquímica da água é uma das técnicas mais promissoras para a produção eficiente de hidrogênio verde em escala, que pode utilizar energia térmica ou térmica e outra fonte energética para conduzir o processo de decomposição da água. Apesar de ter um número considerável de estudos, como apontado por (GHORBANI *et al.*, 2023) e (OZCAN *et al.*, 2023), que demonstram a viabilidade técnica (eficiência de conversão ao redor de 57%), econômica (custo de produção entre 2,2 a 8,4 USD/kgH<sub>2</sub>) e ambiental (emissões menores a 1,8 kgCO<sub>2eq</sub>/kgH<sub>2</sub>, se empregada só energia renovável) dos ciclos termoquímicos, até o momento, a maturidade tecnologia de qualquer um dos ciclos não ultrapassa a validação laboratorial (TRL 4). Não obstante, extensos estudos de P&D nos ciclos promissores estão progredindo efetivamente em diversos institutos de pesquisas e universidades de todo o mundo em projetos colaborativos nacionais e internacionais, como apontado por (OZCAN *et al.*, 2023).

As diversas configurações da tecnologia MEC se encontram classificadas num TRL 4, isto deve-se a suas diversas desvantagens tecnológicas como apontadas por (KOUL *et al.*, 2022), sendo as de maior destaque: (i) ao longo de um período de tempo, o rendimento de H<sub>2</sub> diminui devido aos vários sumidouros de elétrons indesejados dos distintos metabolismos; (ii) a montagem de um reator MEC é determinada pela configuração do reator, pelos materiais utilizados em sua confecção e pelo tipo de substrato que será utilizado no sistema do reator. Essas configurações são definidas teoricamente, mas a configuração real pode variar das condições definidas teoricamente e pode alterar os resultados; (iii) Para um MEC eficiente, compreender os micróbios e a sua relação entre si é essencial para garantir que a competição entre as espécies microbianas não afete a utilização do substrato e a formação do produto. Portanto, uma compreensão completa dos micróbios e de seu comportamento associado é crítica. (iv) O uso de MECs como tratamento de resíduos industriais pode reduzir significativamente os constituintes orgânicos do fluxo de resíduos, mas enfrenta dificuldades para atender aos padrões estabelecidos para a descarga de efluentes. Assim, é essencial refinar esse processo para maximizar sua eficiência. Entretanto, o custo de produção flutua entre 1,2 e 6,6 USD/kgH<sub>2</sub> (YAGMUR GOREN *et al.*, 2023).

Por fim, o nível de maturidade tecnológica atribuído ao H<sub>2</sub> geológico pela IEA é TRL 5. Tal classificação é decorrente do caso de Bourakébougou, no Mali (PRINZHOFER *et al.*, 2018), onde a produção perene de H<sub>2</sub> foi demonstrada em 18 poços – comprovando sua presença. Assim como aos avanços no desenvolvimento de sensores dedicados à identificação de áreas prospectivas (TRL 7-8) e das diversas vantagens derivadas de sua estreita correlação à exploração e produção de petróleo e gás, tais como: reaproveitamento dos dados geofísicos existentes para nortear e estabelecer as possíveis ligações com os depósitos naturais de H<sub>2</sub>, reutilização das ferramentas e tecnologias de exploração e recuperação, etc. Entretanto, diversos desafios ainda devem ser superados, entre eles a compreensão de como é gerado o recurso, como recuperar o potencial energético de forma eficiente e segura, e se suas vazões e volumes são ou não viáveis economicamente. No entanto, é importante observar que o uso *in-situ* mitigaria indiretamente a destruição da camada de ozônio e as mudanças climáticas, já que se pressupõe que tal hidrogênio é precursor da formação e/ou aumento da meia-vida do metano.

## 5. PERSPECTIVAS DE AVANÇO TECNOLÓGICO

---

Em 2022, a produção anual mundial de hidrogênio totalizou 95 milhões de toneladas, adotando predominantemente rotas a partir de fontes de energia fóssil, como gás natural e carvão. Como resultado do consumo elevado de energéticos não renováveis, as emissões associadas à produção de hidrogênio têm sido consideráveis, representando aproximadamente 2,5% das emissões globais de CO<sub>2</sub> provenientes dos setores de energia e indústria e totalizando cerca de 900 milhões de toneladas (IEA, 2023c).

O hidrogênio teve várias ondas de interesse no passado sem impacto significativo, como destacado na seção 2. Entretanto, nos últimos anos, houve um notável aumento no interesse por métodos de produção de H<sub>2</sub> de baixo impacto ambiental. Esse interesse encontra-se atrelado, de acordo com (THORSTEN SCHNEIDERS *et al.*, 2023), a dois fatores que o tornam diferente:

- (i) Os governos dos países possuem metas de zerar suas emissões de CO<sub>2</sub> até meados deste século. Portanto, todos os setores da economia precisam reduzir suas emissões, incluído a indústria e o transporte de longas distâncias, onde existem soluções limitadas. E o H<sub>2</sub> surgiu como uma opção principal para abater as emissões de tais setores.
- (ii) A redução dos custos das energias renováveis variáveis está melhorando a atratividade econômica do H<sub>2</sub> de baixo impacto ambiental. Além de complementar e estender a revolução, em andamento, da eletricidade renovável.

Por tais fatos, diversas agências (IEA, 2023e; IRENA, 2023), empresas (BP, 2023; SHELL, 2022) e consultorias (DNV, 2023; MCKINSEY & COMPANY, 2024) relevantes no setor energético fazem previsões para o futuro, onde todas convergem em um aumento escalonado da produção de H<sub>2</sub> de baixo carbono no horizonte de carbono neutro (Figura 37). Logo, a atual produção convencional de hidrogênio a partir de combustíveis fósseis é incompatível com o objetivo da atual transição energética devido aos elevados níveis de emissões de CO<sub>2</sub> que poderiam gerar.

Consequentemente, satisfazer o aumento progressivo que se prevê pela demanda de hidrogênio num futuro próximo requer o desenvolvimento de métodos de produção de H<sub>2</sub> mais eficientes, econômicos e ecologicamente corretos. Observe-se, na Figura 38, que as tecnologias de destaque para a produção de hidrogênio de baixo carbono são as procedentes dos processos eletrolíticos (participação média de 45,5%) e termoquímico com CCS (participação média de 13,7%). Contudo, nessas previsões, existe uma fração mesmo que reduzida para outras tecnologias de hidrogênio de baixo carbono (participação média ≤ 2%).

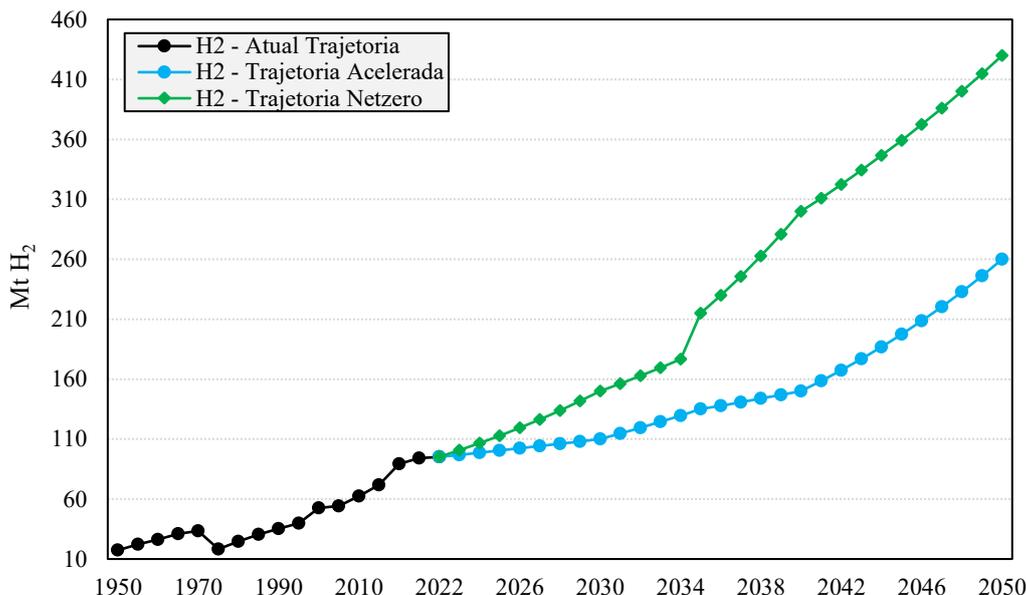


Figura 5.1. Produção global atual e prospectiva de H<sub>2</sub> (Fonte: (IEA, 2023e), (IRENA, 2023), (BP, 2023), (SHELL, 2022), (DNV, 2023) e (MCKINSEY & COMPANY, 2024))

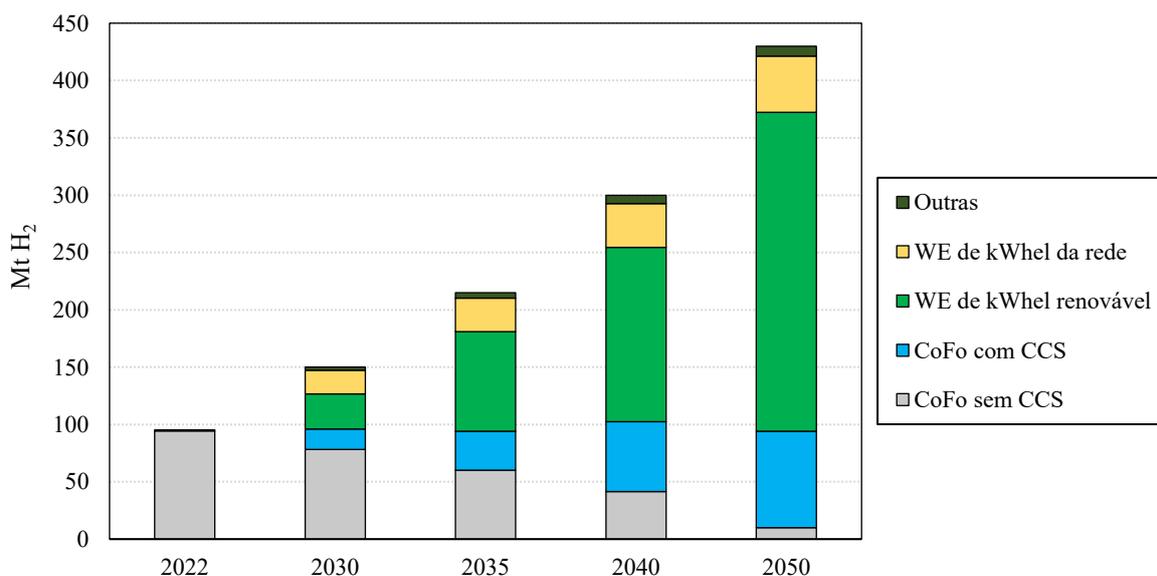
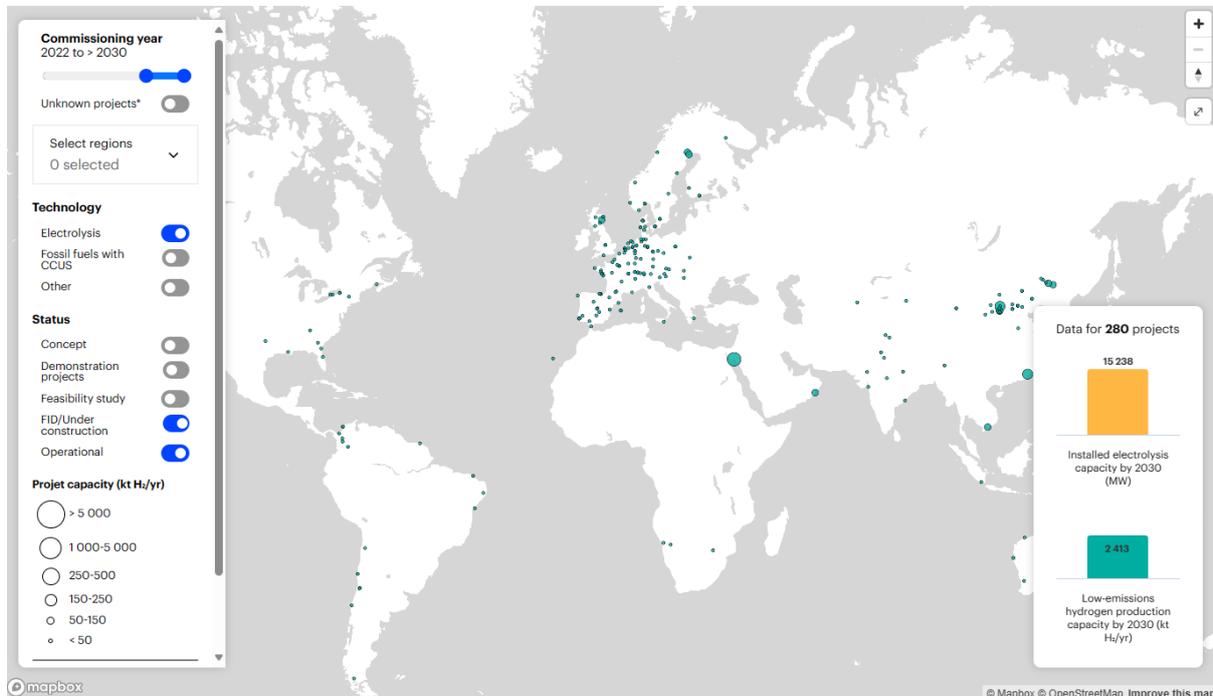


Figura 5.2. Produção global atual e prospectiva de H<sub>2</sub> por rota tecnológica (Fonte: (IEA, 2023e), (IRENA, 2023), (BP, 2023), (SHELL, 2022), (DNV, 2023) e (MCKINSEY & COMPANY, 2024))

Espera-se que a produção de hidrogênio “verde” usando a tecnologia de eletrólise da água a partir de fontes de energia renováveis, como a eólica e solar, esteja no centro da transição energética para atender aos desafios do net-zero. Porém, uma nova geração de eletrolisadores da água deve ser desenvolvida, cujos principais requisitos inovadores dos sistemas sejam sua capacidade, melhora no gerenciamento do gás H<sub>2</sub>, maior flexibilidade de carga, durabilidade, facilidade de manutenção, desenvolvimento avançado dos *stacks* usando componentes competitivos para produção em massa, e sistemas de diagnóstico e controle otimizados (JAYACHANDRAN *et al.*, 2024).

De acordo com a ferramenta disponibilizada pela IEA, dentre os projetos operacionais e anunciados para produzir hidrogênio de baixas emissões, a tecnologia eletrolítica representa uma capacidade de produção operacional de 2,4 Mtpa de H<sub>2</sub> a partir de uma capacidade instalada de 15,2 GW até 2030 (Figura 39). No cenário brasileiro, a perspectiva é uma capacidade de produção operacional e/ou em construção de 11 ktpa H<sub>2</sub> a partir de uma capacidade instalada de 64 MW (IEA, 2024).

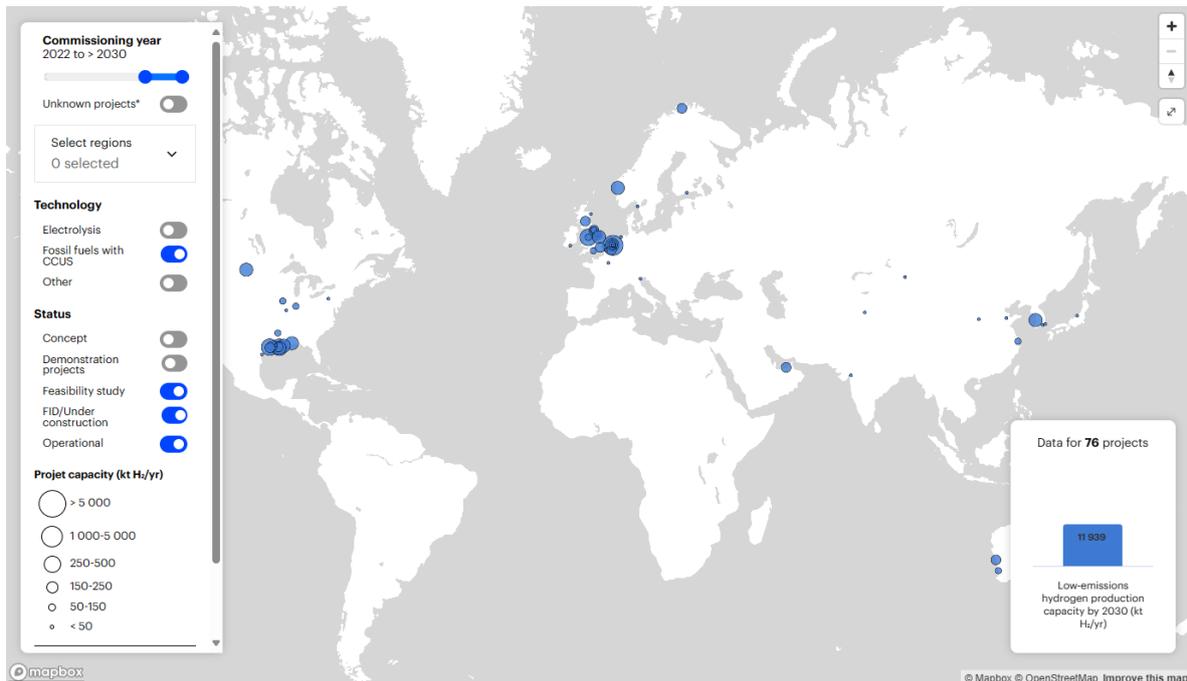


**Figura 5.3. Perspectivas de produção operacional e/ou em construção de hidrogênio eletrolítico no mundo (Fonte: (IEA, 2024))**

Além da eletrólise, há outros métodos fotoassistidos em fase de desenvolvimento, como a foto-eletrólise e a fotocatalise. Embora esses métodos tenham um potencial significativo para a produção de hidrogênio “verde”, eles não foram comercializados devido à sua baixa eficiência de conversão de energia solar para hidrogênio (STH) no estágio atual de desenvolvimento. Contudo, as maiores perspectivas de avanço centram-se na fotocatalise, que é considerada uma tecnologia promissora para a produção de hidrogênio no longo prazo devido à sua simplicidade e pode se tornar comercialmente viável quando atingir uma eficiência de STH cerca de 10% (KUMAR *et al.*, 2024).

Por outro lado, o H<sub>2</sub> proveniente de energéticos não renováveis – processados através das tecnologias termoquímicas com CCS – atuarão como um complemento importante do H<sub>2</sub> eletrolítico (no curto e meio prazo), proporcionando uma alternativa de menor custo em determinadas regiões, além de fornecer uma fonte de suprimento firme (não variável) de hidrogênio de baixo carbono. Entretanto, a potencial produção de H<sub>2</sub> “azul” depende principalmente da tecnologia CCS. Assim, a eficiência e a viabilidade da tecnologia CCS são os principais fatores para a implantação de tal H<sub>2</sub>. As atuais tecnologias de CCS podem capturar e armazenar (TRL 9) até 60% do CO<sub>2</sub>, o que é insuficiente para as intenções futuras (ALHUMAIDAN *et al.*, 2023). Tecnologias mais eficientes podem estar disponíveis, mas ainda são imaturas e inviáveis para aplicações comerciais (TRL 5-6). Além do mais, o H<sub>2</sub> gerado de recursos não renováveis por tecnologias termoquímicas com CCS não é uma solução de longo prazo, e devem ser feitos esforços redobrados para fazer a transição a métodos de produção

de hidrogênio realmente sustentáveis. Apesar disso, se espera uma produção anual, até 2030, de 2,4 Mt H<sub>2</sub> de projetos em operação e cerca de 11,7 Mt de H<sub>2</sub> a partir de projetos demonstrativos (Figura 40).



**Figura 5.4. Perspectivas de produção operacional e/ou em demonstração de hidrogênio termoquímico (SMR e CG principalmente) com CCS no mundo (Fonte: (IEA, 2024))**

Com relação ao hidrogênio proveniente da pirólise do CH<sub>4</sub> ou Bio-CH<sub>4</sub> (Hidrogênio “turquesa”), sua tecnologia de produção tem sido apontada como uma tecnologia disruptiva (PATLOLLA *et al.*, 2023). Porém, enfrenta distintos desafios técnicos em todas suas configurações, e tais desafios estão relacionados às altas taxas de conversão da reação necessárias para que a operação de um processo seja economicamente viável, às altas temperaturas associadas ao processo, à pureza do gás produzido e ao manuseio de sólidos gerados (EPE, 2022b). Ademais, o conhecimento atual sobre seu aumento de escala ainda é insuficiente, pois a maioria está em escala laboratorial. No entanto, pressupõe-se uma produção anual de 54 kt H<sub>2</sub> até 2030 (IEA, 2024).

O H<sub>2</sub> advindo das tecnologias de decomposição termoquímica da biomassa (pirólise e gaseificação) oferece vantagens importantes, como custos relativamente baixos e a existência de fontes abundantes de biomassa que, em alguns casos, podem estar disponíveis gratuitamente, pois consistem em materiais “residuais”, como palha e aparas de madeira da exploração agrícola e florestal, que são facilmente armazenados (NGUYEN *et al.*, 2024). No entanto, há algumas desvantagens, por exemplo, os rendimentos de hidrogênio podem variar muito em função da biomassa disponível, pois diferentes tipos de matéria-prima podem estar acessíveis em quantidades maiores ou menores em determinadas épocas do ano. Ademais, devido às características físico-químicas da biomassa, é imperativo reduzir os depósitos de coque que desativam o catalisador usado, o que pode acabar gerando enormes perdas econômicas no processo. Outro grande desafio é eliminar ou, pelo menos, minimizar a quantidade de alcatrão gerado (absorção de vapor). Por fim, é importante considerar que o pré-tratamento mecânico da biomassa é frequentemente um pré-requisito para seu uso

nesses métodos, dado que é necessário um esforço mínimo para obter bons rendimentos (ALVARADO-FLORES *et al.*, 2024). Logo, o desenvolvimento eficiente da pirólise e gaseificação para gerar hidrogênio a curto prazo beneficiará o crescimento macroeconômico e permitirá o desenvolvimento do setor de bio-hidrogênio para produzir diversas alternativas de bioenergia como preconizado pela (IEA, 2023e). Consequentemente, espera-se que até 2030 estejam em construção e/ou operação uma capacidade de produção de mais de 27 ktpa de H<sub>2</sub> (IEA, 2024).

O avanço da rota bioquímica para produção de bio-hidrogênio como parte do desenvolvimento de novas tecnologias de energia sustentáveis e ecologicamente corretas é o processo mais atraente. No entanto, há dois desafios primordiais para a geração de bio-H<sub>2</sub> (DIKSHIT *et al.*, 2023; OSMAN *et al.*, 2023): o baixo rendimento do hidrogênio e o alto custo. Para aprimorar a via metabólica, precisa ser feita a modificação adequada do processo, projeto eficiente do biorreator, a cepa bacteriana e as técnicas de engenharia genética e molecular podem ser usadas para aumentar o rendimento do hidrogênio. Na prática, as maiores produções de bio-H<sub>2</sub> estão ligadas à geração de butirato, enquanto os baixos rendimentos estão ligados à produção de propionato e a um produto final inferior (por exemplo, álcoois, ácido lático). Para produzir o máximo de hidrogênio possível, o metabolismo microbiano deve ser direcionado para longe da criação de álcoois e ácidos redutores (por exemplo, lactato) e para a geração de acetato e butirato. Nesse contexto, a engenharia metabólica está ganhando popularidade como um meio de aprimorar a geração de Bio-H<sub>2</sub> (AHMAD *et al.*, 2024). O uso de estratégias de modificação genética e metabólica para aumentar a produção de hidrogênio em culturas microbianas com maiores taxas de produção de hidrogênio pode ser uma opção viável (FENG *et al.*, 2023).

Os ciclos termoquímicos vêm sendo estudados há mais de cinquenta anos como um método de produção de hidrogênio de longo prazo e em larga escala. Por isto, muitos ciclos foram identificados e examinados por diferentes países e instituições de pesquisa. No entanto, apenas alguns deles foram integrados na prática com uma fonte sustentável de energia para a produção de hidrogênio. Porém, diversos desafios atrelados aos ciclos termoquímicos devem ser superados, tais como a corrosão, resistência a altas temperaturas, problemas de engenharia para a purificação eficaz de alguns produtos (por exemplo, aumentos no custo e no consumo de energia devido à obtenção de altos níveis de pureza do hidrogênio) e complicações causadas pelo aumento no número de etapas (por exemplo, aumentos em compostos sólidos, controlabilidade e custo) (GHORBANI *et al.*, 2023; OZCAN *et al.*, 2023). Por esse motivo, mais pesquisas são necessárias para solucionar os problemas enfrentados por alguns dos ciclos promissores para trazê-los ao mercado como instalações industriais destinadas à produção de hidrogênio.

Embora muitos estudos em escala laboratorial tenham provado a viabilidade dos MEC para a produção de bioH<sub>2</sub>, ainda existem desafios consideráveis para melhorar a produção de bio-hidrogênio e promover a aplicação industrial dos MEC para satisfazer a crescente procura de energia no mundo. Por exemplo, a baixa pureza e a perda de hidrogênio devido à presença de metanógenos nas membranas dos sistemas MECs de cultura mista são um dos principais desafios. Além do alto custo de capital, a insustentabilidade de catalisadores metálicos caros e o desempenho modesto da tecnologia em “condições reais” dificultam a adoção comercial desta tecnologia (CHENG *et al.*, 2022; YAGMUR GOREN *et al.*, 2023). Contudo, no futuro, os materiais catódicos não devem apenas melhorar o desempenho da HER, mas também otimizar sua vida útil e aumentar a resistência à corrosão e à poluição, de modo a reduzir a frequência de substituição do cátodo e realizar a utilização máxima catódica. Além disso, a

recuperação do valor dos ânodos pode ser outro caminho para alcançar a viabilidade financeira (GAUTAM *et al.*, 2023).

Finalmente, a exploração industrial do hidrogênio natural ainda está numa fase inicial (como visto nas seções 1.7 e 3), mas tem um potencial moderado para se tornar uma fonte relevante de hidrogênio em curto prazo e, conseqüentemente, apoiar a sociedade durante a transição energética. Isto deve-se ao fato do H<sub>2</sub> natural ser um provável recurso energético abundante (estima-se um vazamento meio de 20 Mtpa (AIMIKHE; EYANKWARE, 2023) e especula-se uma reserva mundial de até 5 bilhões de toneladas (RACHEL PARKES, 2024)), de baixo custo (prevê-se um custo de exploração e recuperação menor de 3 USD/kgH<sub>2</sub> (GAUCHER *et al.*, 2023; YEDINAK, 2022)) e de baixo ou nulo carbono, cujo segredo é como identificar a área de concentração do mesmo. Mesmo com empresas pioneiras no domínio da exploração do hidrogênio natural ofereçam uma prova de princípio, existem diferenças significativas no padrão de acumulação entre o H<sub>2</sub> natural e a energia tradicional de hidrocarbonetos, exigindo que os geólogos transformem seu foco da exploração e desenvolvimento de recursos minerais sólidos e líquidos tradicionais para recursos gasosos, desenvolvendo novos fluxos de trabalho de exploração, adotando e aprimorando técnicas que incorporam métodos geológicos, de sensoriamento remoto, geoquímicos e geofísicos adequados para pesquisas de hidrogênio natural bem como realizando um extenso trabalho de exploração. Isto a fim de mensurar e determinar a durabilidade das reservas naturais de hidrogênio.

## 6. OPORTUNIDADES DE INOVAÇÃO

---

A busca pela neutralidade das emissões de gases de efeito estufa (GEE) até 2050 é um objetivo ambicioso, mas necessário, para mitigar as mudanças climáticas e cumprir os compromissos do Acordo de Paris. Para atingir essa meta, é essencial que formuladores de políticas públicas, agências reguladoras, centros de pesquisa e grupos econômicos trabalhem juntos em estratégias eficazes (IRENA, 2023).

Diante deste cenário mundial, o hidrogênio desponta como um dos principais pilares para garantir o sucesso do processo de transição energética mundial, dada a capacidade de viabilizar os múltiplos objetivos e metas de descarbonização (BNDES, 2022). Nesse contexto, o hidrogênio pode atuar tanto como um transportador de energia quanto como um combustível, o que significa que pode ser usado em uma ampla gama de aplicações, inclusive em setores difíceis de descarbonizar. À medida que mais energia renovável variável entra na rede, o hidrogênio também pode atuar como um meio de armazenamento de eletricidade, permitindo que as redes maximizem a energia eólica, solar e outras fontes de energia. Mais importante ainda, o hidrogênio pode reduzir drasticamente a intensidade de carbono de nossos sistemas de energia quando gerado por meio de métodos de baixo ou nulo carbono (CASTRO et al., 2023). Portanto, a diversidade de métodos de produção de hidrogênio permite que cada país ou região escolha a opção que melhor se adapte às suas condições econômicas, recursos naturais e metas ambientais.

Apesar do crescente interesse no potencial do hidrogênio de baixo carbono (LCH, sigla em inglês para *Low-Carbon Hydrogen*) como fonte energética substituta de fontes de energia não-renováveis em curto, médio e longo prazo, há desafios que ainda precisam ser superados para a aplicação dos diversos métodos tecnológicos de obtenção de H<sub>2</sub>. Dentre os diversos gargalos existentes, um dos desafios que se apresentam é a redução de seu custo de produção, que pode se dar através de ganhos de escala, de avanços tecnológicos em seus processos de produção, ou ainda, através da redução da utilização como insumo em alguns processos industriais.

À luz do exposto, o presente produto apresenta as tendências tecnológicas e de investimentos nos processos geradores de hidrogênio em nível global e local, considerando patentes pesquisadas em base de dados, como no Escritório de Patentes e Marcas Registradas dos Estados Unidos (*United States Patents and Trademark Office*) e no site de patentes do INPI (*Instituto Nacional da Propriedade Industrial*), além de relatórios internacionais ou em estudos científicos do setor de energia.

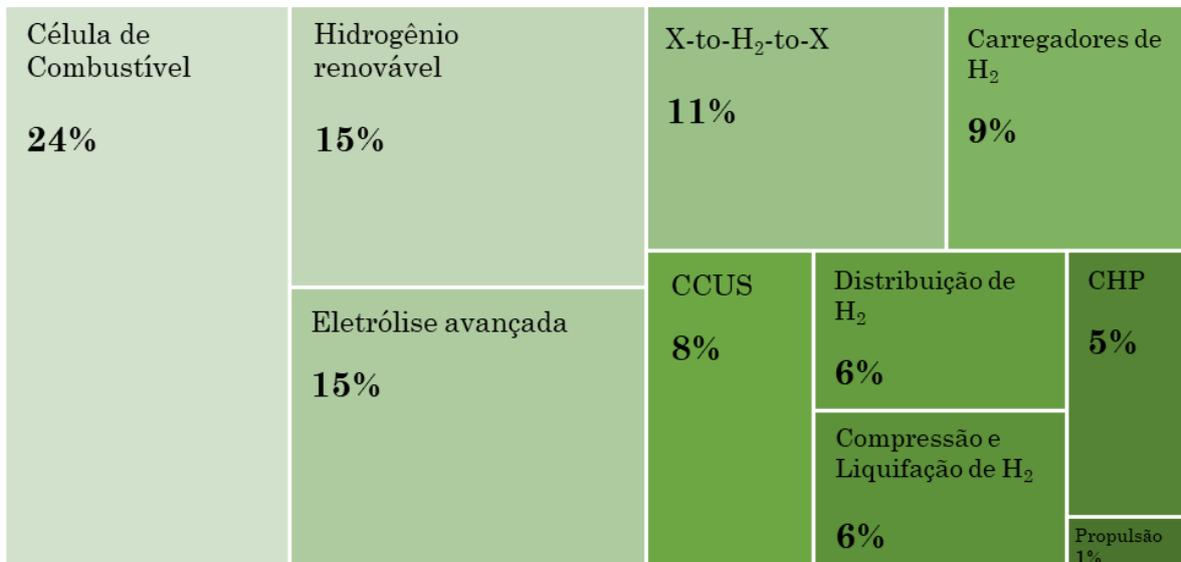
### 6.1. Tendências tecnológicas

A natureza molecular do hidrogênio habilita sua combinação com outros elementos, como carbono e nitrogênio, para a produção de combustíveis sintéticos e matérias-primas para a indústria. Outra possibilidade é aproveitá-lo como meio de armazenamento da energia elétrica nos momentos em que os parques eólicos e solares gerarem além da capacidade imediata de consumo, compensando os momentos de baixa geração decorrentes das condições de operação. Nivelando o fornecimento, reduzindo a intermitência e aumentando a segurança desse tipo de geração de eletricidade renovável, se favorece a utilização mais ampla de fontes não emissoras de carbono (BNDES, 2022). Neste sentido, a produção de

hidrogênio é um aspecto crucial do setor de energias renováveis, apresentando-se como uma alternativa energética que oferece uma forma de energia mais limpa e sustentável.

De acordo com o relatório “*Hydrogen Economy Trend Report*” da (STARTUS INSIGHTS, 2024), que utilizou sua própria Plataforma de Descoberta de Big Data e IA para analisar o impacto e participação de mais de 1.700 startups & scaleups no mercado de hidrogênio, conclui-o que as 10 principais tendências tecnológicas da Economia do Hidrogênio em 2021 (Figura 1) concentraram-se em avanços na produção (49%), armazenamento (15%), distribuição (6%) e uso do hidrogênio (30%). Desta forma, nota-se que o desenvolvimento da produção de LCH a partir de fontes renováveis, métodos eletrolíticos avançados, processos bioquímicos (entre o conjunto de tecnologias X-to-Hydrogen-to-X) e uso da tecnologia CCUS (do inglês *Carbon Capture Utilization and Storage*), têm uma grande influência sobre todas as outras tendências devido à sua inter-relação com a produção de hidrogênio sustentável. Portanto, os métodos de produção de LCH é uma área de pesquisa essencial a ser explorada para obter um alto rendimento de hidrogênio com maior eficiência.

Na atualidade, vários métodos de produção de LCH a partir do uso de diversas matérias-primas têm sido pesquisadas e desenvolvidas, assim muitos avanços tecnológicos significativos ocorreram nas últimas décadas (IEA, 2023b; IRENA, 2022). Demonstrando que cada método de produção de hidrogênio de baixo carbono tem suas vantagens e desvantagens exclusivas. Posto isto, destaca-se que o desenvolvimento de uma economia do hidrogênio segue velocidades e ritmos de inserção distintos, de acordo com as particularidades econômicas, geopolíticas e socioambientais de cada país.



**Figura 6.1. Tendências tecnológicas da economia do Hidrogênio (STARTUS INSIGHTS, 2024)**

Neste sentido, as pesquisas sobre a produção de LCH têm sido realizadas intensamente, concentrando-se na avaliação de fatores como eficiência de conversão, custo, impacto ambiental e disponibilidade de matéria-prima para cada método de produção. Dentre o leque de tecnologias temos a reforma a vapor do CH<sub>4</sub> com captura, armazenamento e utilização de carbono (SMR w/CCUS, do inglês *Steam methane reforming with carbon capture, utilisation and storage*), a gaseificação do carvão com captura, armazenamento e utilização de carbono (CG w/CCUS, do inglês *Coal gasification with carbon capture, utilisation and storage*), a decomposição térmica por plasma do CH<sub>4</sub> (PMP, do inglês *Plasma Methane Pyrolysis*), as tecnologias de dissociação eletroquímica da água (considerada a rota tecnológica chave para a produção de LCH), entre outras. Neste aspecto, a seguir serão apresentadas (i) revisão do

panorama de patentes de métodos de produção de LCH e (ii) as soluções nas quais as startups têm desenvolvido, no contexto internacional e nacional, as principais oportunidades de desenvolvimento tecnológico.

### 6.1.1. Patentes

A análise de patentes tem sido empregada com sucesso em vários estudos para rastrear e monitorar a evolução das tecnologias em diversos campos da ciência. Nos últimos anos, a ferramenta ganhou popularidade gradualmente no campo da energia e das ciências ambientais (LEE, 2020; LENG et al., 2021; SPREAFICO et al., 2021; SUH et al., 2020; YIN et al., 2020; YUAN; LI, 2021). Já que provou ser extremamente útil para determinar quais áreas de um campo específico são as mais desenvolvidas, em desenvolvimento, de nicho, emergentes e em declínio.

Por conseguinte, o uso da análise de patentes também tem sido utilizado nas últimas duas décadas para avaliar e estimar as tendências, avanços e desafios nos métodos de produção de hidrogênio. Ultimamente, vários artigos de revisão da literatura (AMPAH et al., 2023; ARSAD et al., 2024; CHAU et al., 2022; CHUNG et al., 2023; SEBASTIAN et al., 2023; YANG et al., 2023), relatórios internacionais (IEA, 2023b; IRENA, 2022) e nacionais (INPI, 2023) têm avaliado em profundidade o panorama das patentes sobre métodos de produção de hidrogênio. Seus resultados revelaram que China (606 patentes), EUA (375 patentes), Japão (303 patentes), UE (261) e Coreia do Sul (107) estão na vanguarda das publicações de patentes em tecnologias de produção de hidrogênio nos últimos 10 anos (2013-22).

Paralelamente, os estudos identificaram 4 fatores gerais chaves que tiveram um efeito perceptível sobre a viabilidade das tecnologias, sendo estes (Figura 2): (i) matéria-prima, (ii) dispositivos, (iii) catalisadores e (iv) método de dissociação. De acordo com as análises, o número de patentes concedidas aumentou consideravelmente a partir de 2016 (seu pico se deu em 2020 com 377 patentes), o foco principal tem sido o desenvolvimento de novos catalisadores, dado que eles desempenham um papel vital na produção de hidrogênio através de vários métodos (como por exemplo, reforma a vapor, eletrólise, pirólise, gaseificação) pois aumentam a eficiência do processo e facilitam altos rendimentos de H<sub>2</sub>.

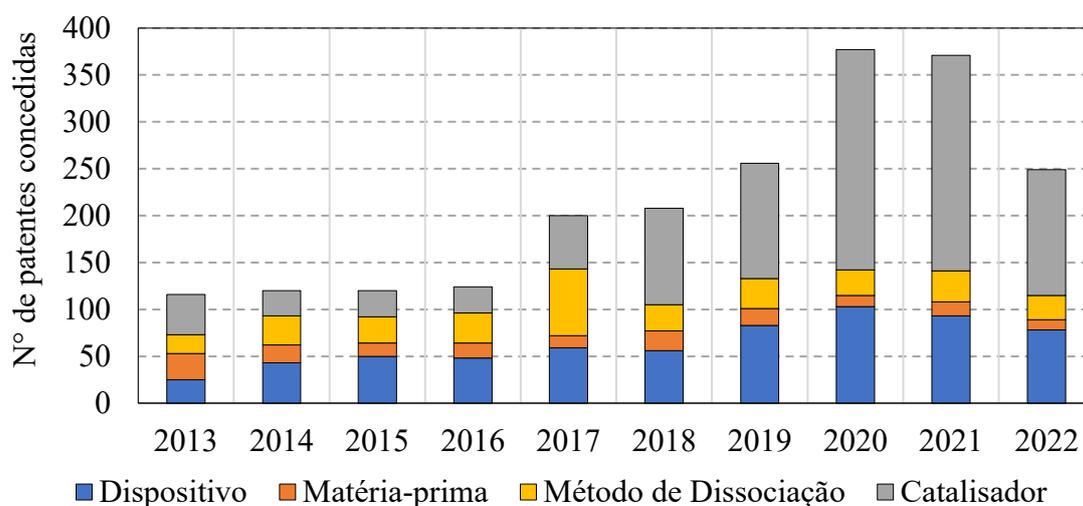


Figura 6.2. Números de patentes de produção de hidrogênio concedidas em cada categoria chave, no período de 2013 a 2022 (ARSAD et al., 2024; IEA, 2023b; IRENA, 2022)

Em decorrência disso, pode-se constatar que grandes esforços em pesquisa ao redor do mundo estão sendo conduzidos para desenvolver novos catalisadores, fato que levou a um aumento substancial no número de patentes concedidas nesse campo. É importante salientar que com a obtenção de patentes para catalisadores, os pesquisadores obtêm privilégios exclusivos para fabricar, distribuir e utilizar o mesmo, e isto lhes garante uma vantagem competitiva no avanço de métodos novos e aprimorados para a produção de hidrogênio.

Seguindo a tendência de crescimento da área dos catalisadores, se encontram as patentes concedidas na área de dispositivos ou equipamentos (desenvolvimento e inovação dos componentes do sistema) destinados a alcançar o rendimento ideal de hidrogênio. Tal fato se encontra atrelado à mudança de foco para a implementação de fontes de energia renováveis, portanto, a demanda por dispositivos e equipamentos avançados capazes de dar suporte aos processos de energia renovável tem experimentado um crescimento interessante.

No referente ao recurso material, o número de patentes não apresentou um desenvolvimento considerável nos últimos anos em comparação com os outros fatores. Isto decorre da limitação de matérias-primas, pois os recursos comumente usados, como água e combustíveis fósseis, têm sido amplamente estudados e utilizados. Em decorrência disso, pode haver menos possibilidades inexploradas de novos recursos. A propósito, recursos alternativos podem apresentar desafios técnicos e exigir investimentos elevados em infraestrutura e otimização de processos. Tais aspectos podem contribuir para um ritmo mais lento de pesquisa nessa área específica.

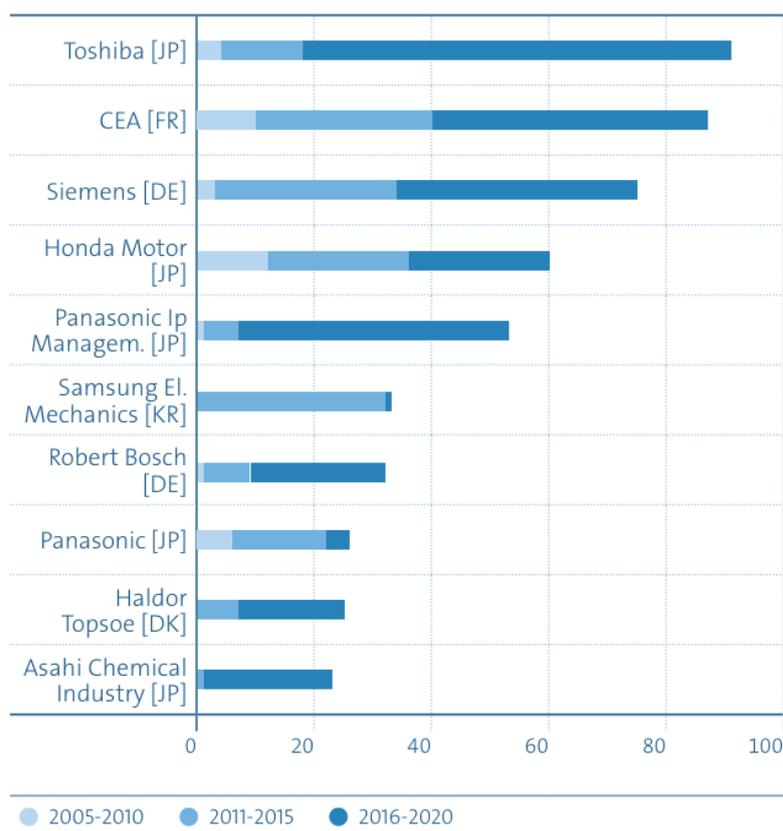
De forma semelhante à queda de patentes relacionadas a recurso de produção de hidrogênio, há também um número limitado de patentes concedidas referentes a métodos de dissociação para a produção de hidrogênio. A razão por trás dessa redução, pode ser a complexidade do desenvolvimento de métodos inovadores de produção eficiente e econômico, pois envolve a compreensão de vários aspectos, como cinética das reações, comportamento e desempenho termodinâmico, projeção do reator e otimização do sistema. Ao mesmo tempo, há métodos consolidados para a produção de hidrogênio, como a SMR e a eletrólise, que são amplamente estudados, desenvolvidos (continuam em constante desenvolvimento) e implementados. Esse fato provavelmente reduz a urgência e a motivação dos pesquisadores e indústrias para explorar métodos alternativos de dissociação em comparação com a pesquisa em catalisadores, que pode ser mais atraente devido ao potencial de aprimoramento das tecnologias existentes ou do desenvolvimento de novos catalisadores destinados à inúmeras aplicações.

Por outro lado, é importante destacar que nos últimos cinco anos (2017 - 2022), o enfoque principal do desenvolvimento tem sido em tecnologias de base renovável (976 patentes concedidas), especialmente opções de produção de hidrogênio através da eletrólise da água (381 patentes concedidas) (AMPAH et al., 2023; IEA, 2023b; INPI, 2023). A tendência não é uma surpresa, uma vez que a porcentagem de produção de hidrogênio a partir da eletrólise pode aumentar dos atuais 0,1% (2022) a 60% até 2050 ((IEA, 2023c), (IRENA, 2023), (BP, 2023), (SHELL, 2022), (DNV, 2023) e (MCKINSEY & COMPANY, 2024)). Como resultado, as patentes concedidas para o desenvolvimento tecnológico em sistemas eletrolíticos se têm distribuído nas tecnologias ALK (31,4%), PEM (45,4%), AEM (3,7%) e SOEC (19,5%), focando-se em 4 fatores conjunturais (Tabela 1) para acelerar a adoção da tecnologia e reduzir significativamente seus custos (IEA, 2023b; IRENA, 2022; YANG *et al.*, 2023).

**Tabela 6.1. Fatores relevantes para o desenvolvimento tecnológico de eletrolisadores (IRENA, 2022)**

| Fatores  | Justificativa  |
|--|--|
| Condições e estrutura de operação da célula            | Condições operacionais em temperaturas e pressões mais altas são necessárias para aumentar a eficiência dos eletrolisadores sem comprometer a durabilidade e o desempenho das membranas e, ao mesmo tempo, reduzir os custos |
| Material do eletrocatalisador                          | Os materiais escassos são uma barreira importante para o custo e aumento de escala dos eletrolisadores, motivo pelo qual são necessárias soluções para substituir esses materiais, por exemplo, usando materiais não nobres  |
| Separadores (diafragma e/ou membrana)                  | A redução da espessura da membrana permite um aumento na eficiência, o que, por sua vez, permite uma redução no consumo de eletricidade  |
| Capacidade de empilhamento dos eletrolisadores (stack) | Eletrodos, placas bipolares e placas de transporte porosas podem contribuir significativamente para o custo do stack. Melhorias nesses componentes, incluindo sua fabricação, podem levar a custos de capital menos elevados |

O recente impulso de registros de patentes internacionais sobre as tecnologias eletrolíticas da água tem sido impulsionado por empresas japonesas, especialmente pela Toshiba, Panasonic e Honda, entre as 10 principais empresas, juntamente com a Siemens e a CEA (IEA, 2023b; IRENA, 2022). Essas empresas respondem por cerca de 15% da atividade total em eletrólise da água, como se pode observar na Figura 3.



**Figura 6.3. Os 10 principais responsáveis pelas patentes em processos de produção de hidrogênio com base na eletrólise da água no período de 2005 a 2020 (IRENA, 2022)**

Adicionalmente à análise dos trabalhos de revisões bibliográficas da literatura publicados recentemente, apresentem-se a seguir (Tabela 2) alguns exemplos de patentes inovadoras e com alto impacto (isto é, a patente está sendo mencionada ou usada por pedidos de patentes mais recentes), a fim de complementar o panorama geral das atuais tendências tecnológicas na produção de H<sub>2</sub> de baixo carbono.

**Tabela 6.2. Patentes inovadoras e com alto impacto**

| Patente              | Solicitante                             | Descrição   |
|----------------------|---|---|
| <b>Matéria-prima</b> |   |   |
| CN202220736563U      | Huaneng Clean Energy Research Institute | Descreve um novo método para a produção de hidrogênio por eletrólise aquosa da água do mar acoplado à produção de cloro-álcali (fluido utilizado na produção de cloro e soda cáustica). A invenção oferece grandes vantagens ao usar a água do mar, que é abundante e amplamente disponível, como uma fonte sustentável de hidrogênio. Além disso, inclui um método para evitar a corrosão do eletrolisador causada pelo sal (NaCl) dissolvido na água do mar. O método envolve o uso da água do mar e do cloro-álcali para preparar NaOH (soda caustica), resolvendo de forma eficaz o problema de tratamento da salmoura concentrada gerada após a eletrólise da água do mar. Veja-se que tal patente difere do projeto desenvolvido pela Eletronuclear na usina de Angra I (eletrólise aquosa parcial de cloreto de sódio contido na água do mar filtrada) |

| Patente         | Solicitante                   | Descrição  |
|-----------------|-------------------------------|--|
|                 |                               | (NELRI FERREIRA LEITE; CARLOS CABRAL GONÇALVES, 1999), cujo objetivo é a geração de hipoclorito de sódio (NaClO) utilizado como biocida nos sistemas de água de circulação e serviço. Contudo, obtém-se como subproduto H <sub>2</sub> com 96% de pureza, que é liberado na atmosfera.           |
| CN201710229032A | Henan Agricultural University | Descreve um método de reação fotossintética (biofotólise) que utiliza como fonte primária resíduos de escritório, como papel usado. O resíduo é tratado em um reator fotossintético com duração de 72 horas, do qual obtiveram um impressionante rendimento de gás hidrogênio de até 41,1%.      |
| CN201910398160A | Univ. de Chongqing            | Descreve um método para promover a produção eficiente de hidrogênio de grupos de bactérias fotossintéticas HAU-M1 utilizando resíduos de cozinha e biomassa celulósica. De acordo com a patente, a matéria-prima passa por um processo de fermentação seguido de um pré-tratamento hidrotérmico. |

#### **Dispositivos**

|                 |  |  |
|-----------------|--|--|
| EP3348672A1     | Mitsubishi Heavy Ind Environmental & Chemical Eng Co Ltd | Descreve um aparelho para gerar hidrogênio usando uma membrana de troca aniônica para eletrolisar água. A invenção usa um material de redução de oxigênio ativo para diminuir o oxigênio ativo gerado na câmara do ânodo, retardando a deterioração.   |
| EP3615713       | Hoeller Electrolyzer GMBH                                | Descreve um método de operação de um eletrolisador PEM, semelhante ao Silyzer ou Hylyzer, otimizando o fluxo de água através do eletrolisador. Em particular, ao reverter o fluxo de água através da célula de combustível PEM após o desligamento do eletrolisador, as temperaturas são otimizadas.   |
| CN106299412A    | Global Energy Interconnection Res Inst                   | Descreve um sistema de controle térmico feito com a intenção de aumentar a taxa de utilização térmica de um sistema de geração e armazenamento de hidrogênio.  |
| US20210040631A1 | Tokuyama Corp  | Descreve uma configuração específica para a produção de hidrogênio com eletrólise da água. Essa patente aborda um problema que ocorre com muitos ALK, em que parte do hidrogênio e do oxigênio é dissolvida no eletrólito, em vez de ser removida como gás. Esse hidrogênio e oxigênio acumulados no tanque de circulação podem se tornar um risco de incêndio. A patente resolve esse problema incorporando separadores de gás-líquido nas saídas das câmaras catódicas e anódicas. |
| CN202222171641U | Shanghai Wison Offshore and Marine Co Ltd                | Descreve uma abordagem inovadora para a produção de hidrogênio utilizando uma plataforma flutuante. Esse dispositivo foi projetado   |

| Patente      | Solicitante                       | Descrição  |
|--------------|-----------------------------------|--|
| US10883182B2 | Indian Institute of Tech Guwahati | especificamente para a síntese de amônia verde, que serve como um meio para a produção de hidrogênio. O dispositivo flutuante de amônia verde sintética para produção de hidrogênio através da eletrólise da água é compacto e pode ser instalado no cais ou no mar, longe das pessoas, o que o torna seguro e favorável ao meio ambiente. O dispositivo também apresenta emissões zero de carbono, baixo custo de investimento e um curto período de construção.<br>Descreve um eletrolisador microfluídico alimentado por células solares para produzir hidrogênio a partir da água do mar. Essa patente inclui vários métodos para reduzir o custo do eletrolisador, como o uso da cabeça hidrostática para criar um fluxo de água do mar através dos reatores, o que elimina o bombeamento mecânico. |

#### **Catalisadores**

|                  |                           |   |
|------------------|---------------------------|---|
| CN111974402A     | Univ. Tianjin             | Descreve um catalisador de óxido de níquel/complexo de cério para a produção de hidrogênio a partir da reforma a vapor do metano. O catalisador usa o vapor da matéria-prima diretamente para pré-tratar e ativar o catalisador, aumentando a atividade e a estabilidade da reforma a vapor do metano. A abordagem é simples, de baixo custo e diminui o risco do processo e do fluxo do processo, bem como o consumo de energia e os custos da reforma e conversão do vapor de metano, além de aumentar a eficiência da reforma do vapor de metano para produzir hidrogênio. |
| BR102017001330A2 | Univ. Federal da Bahia    | Descreve um catalisador para a produção de hidrogênio a partir da reforma a vapor de álcoois ou hidrocarbonetos. O catalisador se distingue pelo níquel como fase, estrôncio como promotor e carvão ativado como suporte. O catalisador é usado para auxiliar o movimento do monóxido de carbono com vapor de água na superfície do metal, além de ser mais estável e menos propenso à produção de coque  |
| US20220212926    | Saudi Arabian Oil Company | Descreve a utilização do método de reforma a vapor com um catalisador de reforma denominado de pó preto calcinado. O composto químico, geralmente um produto residual encontrado principalmente nos gasodutos da usina de processamento de gás natural, pode formar uma hematita anfotérica (Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> ) após alguns métodos de tratamento e que pode ser benéfica para a catálise na reforma a vapor do metano em gás de síntese, H <sub>2</sub> e CO. O inovador catalisador de pó preto introduzido nesta invenção                                    |

| Patente         | Solicitante                          | Descrição   |
|-----------------|--------------------------------------|---|
| CN106582888A    | Univ. de Shandong                    | tem o potencial de trazer benefícios econômicos significativos ao utilizar materiais residuais para sua produção.<br>Descreve um fotocatalisador composto de TiO <sub>2</sub> -Pd-PPy, que usa um metal nobre de paládio. O catalisador demonstrou uma atividade catalítica promissora para a produção de hidrogênio por meio de eletrólise   |
| CN202210571506A | Harbin Institute of Technology       | Descreve um fotocatalisador composto de sulfeto de cádmio modificado por nanofolhas de dissulfeto de tungstênio. A incorporação do fotocatalisador de sulfeto de cádmio substitui efetivamente a necessidade de metais nobres caros, resultando em uma redução substancial dos custos associados ao catalisador.  |
| CN202210698630A | South China University of Technology | Descreve um novo catalisador que introduz uma liga porosa de níquel-molibdênio. Esse novo material catalisador apresenta excelente estabilidade e reduz significativamente o excesso de potencial associado à reação de evolução do hidrogênio, mesmo quando submetido à alta densidade de corrente. O desempenho do catalisador é usado para promover a hidrólise eletrocatalítica a fim de produzir hidrogênio em larga escala. |

---

#### ***Métodos de dissociação***

---

|                 |   |   |
|-----------------|---|---|
| CN202210439160A | Univ. Aeronáutica e Astronáutica de Nanjing | Descreve um novo método de processamento que dispersou as nanopartículas da estrutura metal-orgânica da água usando como fonte a radiação. As fontes de radiação incluem: raios X, acelerador, raios $\gamma$ , isótopos radioativos e resíduos nucleares ou radiação espacial para gerar energia e posteriormente produzir hidrogênio promovendo o processo de dissociação da água. O processo é realizado em condições normais de temperatura e pressão, sem emissões de poluentes.   |
| CN201310483837A | Univ. de Chongqing                          | Descreve um novo método para melhorar a produção de hidrogênio de biomassa implementando uma técnica de medição on-line em um fotobiorreator de membrana biológica de alta eficiência. Esse método emprega sensores capazes de fazer medições em tempo real da concentração de biomassa, dos níveis de pH e da concentração de hidrogênio dentro do reator. Com base nos dados contínuos obtidos dos sensores, são feitos ajustes e controle da espessura e do pH da membrana biológica no reator. Como resultado, a taxa de produção de hidrogênio no reator de membrana biológica modificado e controlado |

| Patente        | Solicitante                                    | Descrição  |
|----------------|--|--|
| WO2021196564A1 | Huaneng Clean Energy Research Institute (CERI) | <p>apresenta uma melhoria significativa, chegando a 3,12 mmol/L/h, o que representa 54% do potencial de produção de hidrogênio do reator.</p> <p>Descreve um novo método e sistema de produção de hidrogênio de alta potência por eletrólise alcalina da água. A invenção afirma resolver com eficácia os problemas relacionados à capacidade limitada de ajuste de energia e à capacidade de resposta insuficiente para ajustes do sistema durante grandes flutuações de potência, como ajustes de pressão.</p> |

Finalmente, de acordo com as análises feitas por (AMPAH *et al.*, 2023; ARSAD *et al.*, 2024; CHAU *et al.*, 2022; CHUNG *et al.*, 2023; IEA, 2023b; IRENA, 2022; SEBASTIAN *et al.*, 2023; YANG *et al.*, 2023) e suas respectivas curvas de avanços tecnológicos (metodologia que descreve o ciclo de vida de uma tecnologia emergente), se estruturou a curva de *hype cycle* ilustrada na Figura 4. Veja-se que nos dois primeiros estágios do *hype cycle*, que são o acionador de inovação e pico de expectativas infladas, nenhuma das tecnologias é mencionada. A biofotólise (direta e indireta), fotoeletrólise, decomposição não térmica por plasma do CH<sub>4</sub> e decomposição térmica do CH<sub>4</sub>, se encontram no vale da desilusão. Nesse status, a tecnologia enfrenta problemas de engenharia para questões de mercado e, ainda assim, devem ser feitos esforços para aumentar o custo-benefício e a eficiência. Tais tecnologias precisam de investimentos por empresas e inovadores.

Entre as várias tecnologias na fase de ladeira da informação – estágio onde há uma melhora na compreensão das capacidades reais e limitações da tecnologia –, a eletrólise tipo SOEC e AEM, a decomposição catalítica e térmica do (bio)metano, e a reforma (a vapor ou autotérmica) de biocombustíveis têm um estágio promissor, próximo à fase de planície da produtividade. Os principais desafios da AEM é a estabilidade (química e mecânica) do polímero usado para fabricar as camadas da membrana e o catalisador, além da condutividade iônica, condições e estrutura de operação do BoP (do inglês *balance of plant*), já a SOEC apresenta limitações no aumento da durabilidade (degradação no *stack* e sistema pelas altas temperaturas de operação), estabilidade térmica e química (devido às expansões e contrações térmicas e às reações químicas que ocorrem durante a operação), e ciclagem térmica (a variação de temperatura operacional e de repouso degrada os materiais e afeta a vida útil).

| Item | Tecnologia   | Item | Tecnologia  | Item | Tecnologia      | Item | Tecnologia   |
|------|--|------|---|------|-----------------|------|--|
| T1   | Gaseificação do carvão com CCS (60%)               | T8   | Gasificação de biomassa                             | T14  | Fotocatálise    | T19  | Fermentação escura                                     |
| T2   | Reforma a vapor do CH <sub>4</sub> com CCS (60%)   | T9   | AEM   | T15  | Ciclos térmicos | T20  | Decomposição térmica do CH <sub>4</sub>                |
| T3   | ALK  | T10  | Decomposição catalítica do CH <sub>4</sub>          | T16  | Fotofermentação | T21  | Decomposição não térmica por plasma do CH <sub>4</sub> |
| T4   | PEM  | T11  | SMR com CCS (90%)                                   | T17  | MEC             | T22  | Biofotólise (direta e indireta)                        |
| T5   | SOEC   | T12  | Reforma (a vapor ou autotérmica) de biocombustíveis | T18  | Fotoeletrolise  |      |  |
| T6   | Decomposição térmica por plasma do CH <sub>4</sub> | T13  | Gaseificação do carvão com CCS (90%)                |      |                 |      |  |
| T7   | Pirólise da biomassa                               |      |   |      |                 |      |  |

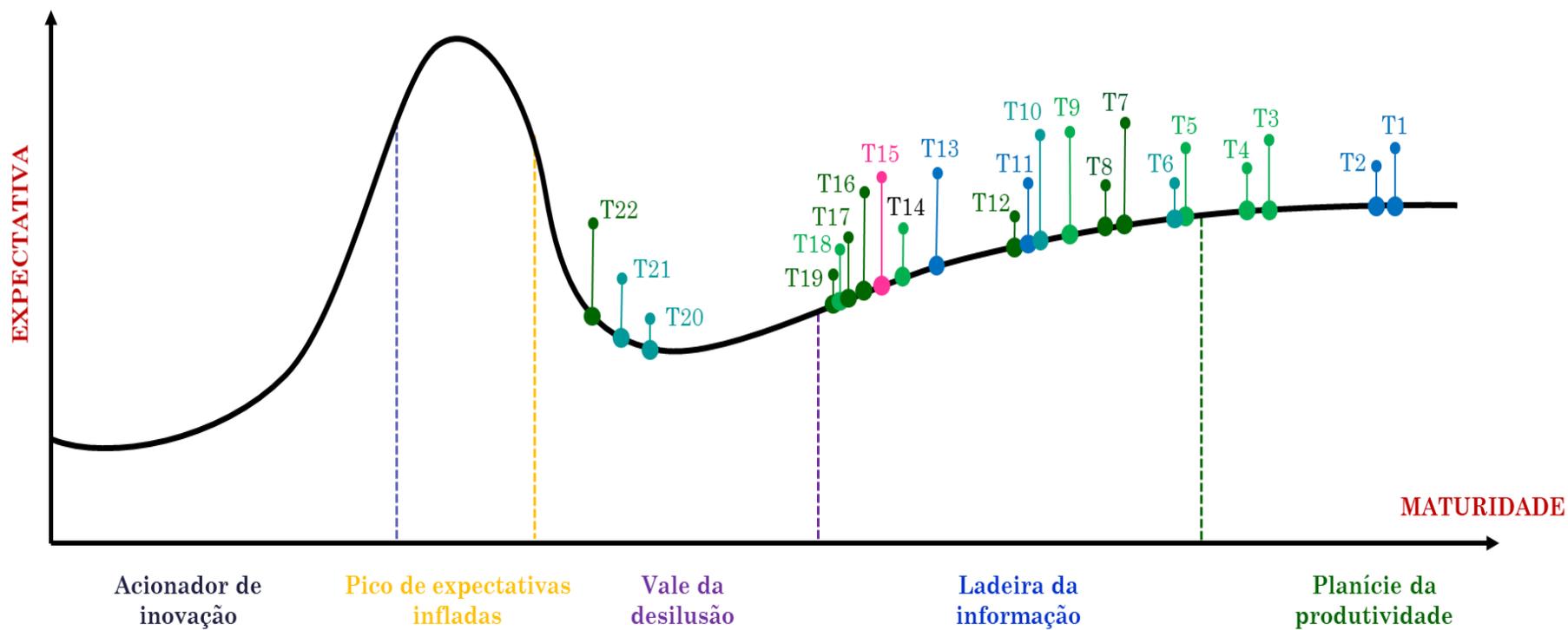


Figura 6.4. Hype cycle das tecnologias de produção de hidrogênio de baixo carbono

Por sua vez, os problemas tecnológicos atrelados à decomposição catalítica são o desempenho e durabilidade dos catalisadores (desativação do catalisador e estabilidade térmica) e eficiência de conversão (otimização e controle dos parâmetros da reação) do mesmo, enquanto a decomposição térmica apresenta desafios com os requisitos energéticos (o processo se dá a altas temperaturas, demandando um fornecimento significativo de energia), cinética da reação (otimização e controle preciso das condições de reação) e acúmulo de carbono (entupimento do reator pela formação de coque gerando transferência inadequada de calor). No caso da reforma (a vapor ou autotérmica) de biocombustíveis, especificamente bioetanol, os principais desafios estão associados à desativação do catalisador (envenenamento por carbono e sinterização dos metais ativos), desenvolvimento de catalisadores eficientes (catalisadores que promovam a reforma completa do etanol em hidrogênio sem formação significativa de subprodutos indesejados) e gestão energética (controle e remoção da produção de subprodutos indesejados para manter boas taxas de conversão e consumo eficiente de energia)

Por fim, as tecnologias de eletrólise da água (ALK e PEM), reforma a vapor e gaseificação de combustíveis fósseis com captura de carbono (60%), já atingiram a área da fase de planície da produtividade. Embora ainda existam algumas deficiências nessas tecnologias, o aprimoramento e o desenvolvimento do processo e do material podem acelerar seu caminho para o mercado. A complexidade do processo, por um lado, e o material caro, como o eletrocatalisador, por outro, são os principais desafios da tecnologia da eletrólise. Já os problemas no mercado da tecnologia de reforma e gaseificação de combustíveis fósseis incluem a alta temperatura do processo, a impureza na matéria-prima, e os catalisadores empregados principalmente no sistema de CCUS.

### *6.1.2. Soluções das Startups internacionais e nacionais inseridas no ecossistema do Hidrogênio*

A comercialização em larga escala do hidrogênio de baixo e/ou nulo carbono desempenhará um papel fundamental na transição para uma economia circular descarbonizada. Devido à sua versatilidade, o hidrogênio é uma solução energética chave para ajudar a atingir as metas de descarbonização. Por conseguinte, no mercado emergente de hidrogênio com baixo teor de carbono, há uma dinâmica sendo criada em todo o mundo, com um número cada vez maior de países desenvolvendo estratégias nacionais de hidrogênio e estabelecendo parcerias para colaborar em projetos relacionados ao hidrogênio. Está claro que a colaboração é fundamental para a realização do potencial da transição do hidrogênio, já que a construção e o aumento da escala da cadeia de valor exigem a coordenação entre formuladores de políticas, empreendedores, empresas, universidades, centros de pesquisas e investidores.

Neste contexto, os programas de aceleração têm emergido nos últimos anos como um modelo inovador de assistência ao desenvolvimento de *startups* e *scale-ups*. Esses programas têm demonstrado que o acesso à diversas fontes de conhecimento externo, fornecidas por meio deles, aumenta significativamente o desempenho inovador das *startups* e é benéfico para diversos resultados de inovação. Alguns dos programas com maior relevância e abrangência no mundo são: (i) LCHA (do inglês, *Low-Carbon Hydrogen Accelerator*), (ii) EGCHAC (do inglês, *European Green Hydrogen Acceleration Center*), (iii) HyAccelerator, (iv) RHA (do inglês, *Royce Hydrogen Accelerator*), e (v) HIA (do inglês, *Hydrogen Innovation Accelerator*).

Na Tabela 3 se apresentam um punhado de *startups* promissoras e uma síntese de suas respectivas áreas de atuação.

**Tabela 6.3. Soluções das startups aceleradas no Mundo (STARTUS INSIGHTS, 2024)**

| <b>Startups</b> | <b>Area de atuação</b>  |
|-----------------|---|
| HiSeas Energy   | A startup HiSeas Energy, sediada nos EUA, desenvolve turbinas eólicas offshore para alimentar eletrolisadores. A plataforma HiSeas Free-Floating Off shore Wind Turbine (FFWOT) oferece uma plataforma de baixo custo, baixo peso e estabilidade para turbinas de até 40 MW. O fornecimento de energia para a costa é concluído com o uso de transportadores de hidrogênio orgânico líquido (LOHC), com hidrogênio verde fornecido pela eletrólise da água. Cada plataforma de eletrólise/LOHC é conectada às turbinas da HiSeas por meio de cabos de energia no fundo do oceano                  |
| HY2GEN          | A startup alemã HY2GEN utiliza energia solar para produzir hidrogênio verde. O projeto SUNRHYSSE da startup alimenta uma planta de eletrólise de 30 MW usando eletricidade verde por meio de painéis solares. No processo, a startup fornece hidrogênio para os setores de mobilidade e marítimo. O objetivo desse projeto é possibilitar preços competitivos para o hidrogênio, garantir o transporte e a distribuição, bem como estabelecer instalações de armazenamento de energia para complementar a rede  |
| Alchemr         | A startup Alchemr, sediada nos EUA, projeta eletrolisadores AEM para produzir hidrogênio. Sua tecnologia AEM permite baixa degradação do eletrólito com o uso de membranas finas e duráveis, resultando em produção ideal de hidrogênio   |
| H2B2            | A startup espanhola H2B2 projeta eletrolisadores em escala para uso residencial e industrial. O EL580N é o eletrolisador de grande escala da startup, com capacidade para produzir 1.251 kg de hidrogênio por dia. A startup constrói o eletrolisador sob medida de acordo com os padrões regionais, integrando-o a um contêiner de 40 pés. Além disso, a startup fabrica uma grande variedade de outros eletrolisadores, desde os de pequeno porte até os de porte mediano.  |
| Susteon         | A Susteon, startup sediada nos EUA, trabalha para produzir hidrogênio azul introduzindo tecnologias CCUS. A Startup desenvolve geradores compactos de H <sub>2</sub> distribuídos para criar hidrogênio pressurizado de alta pureza e, ao mesmo tempo, capturar CO <sub>2</sub> . Essa tecnologia é baseada em um plasma catalítico não térmico que ativa o metano para produzir gás de síntese. O gás de síntese é purificado e comprimido para gerar hidrogênio livre de carbono de alta pressão e alta pureza. Ademais, desenvolve nanocatalisadores para pirólise de metano livre de carbono. |
| Horisont Energi | A startup norueguesa Horisont Energi produz hidrogênio azul e amônia azul, aplicando o processo denominado de Arctic Blue Hydrogen junto de sua solução de armazenamento de carbono Polaris, que permite o transporte e armazenamento do hidrogênio.  |

No contexto mundial, o Brasil está entre os países mais bem posicionados para a produção em baixa, média e larga escala de hidrogênio de baixa ou nula emissão de carbono, elemento químico com alta densidade gravimétrica apontado como importante vetor para a transição energética (E+ TRANSIÇÃO ENERGÉTICA, 2024). Segundo as estimativas projetadas pela EPE no Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (EPE, 2022), o país possui um potencial técnico para gerar 1,8 gigatonelada de hidrogênio de baixo e/ou nulo carbono por

ano, sendo em torno de 94% desse volume com uso de energias renováveis variáveis (solar, eólica, hidráulica e oceânica). Tal potencial técnico total de LCH do país correspondia a 1,3 vezes o consumo mundial em 2022, e projeções indicam que esse número poderá alcançar 21% e/ou 13% em 2030, de acordo com cenários traçados pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2023c).

Contudo, para tornar tal produção tangível, é crucial que o Brasil explore todas as possibilidades de agregar valor em suas cadeias produtivas (PNH2, 2023). Por conseguinte, é necessário investir fortemente em pesquisa e desenvolvimento para tornar os processos de produção de hidrogênio ainda mais eficientes e sustentáveis. De fato, objetivando alavancar negócios inovadores e promover a inovação aberta por meio do desenvolvimento de projetos-piloto entre startups e empresas já estabelecidas, surgiu em 2022 o Programa de Inovação em Hidrogênio Verde (iH2Brasil). O programa se deriva da aliança Brasil-Alemanha para o Hidrogênio Verde (Câmara Brasil-Alemanha de São Paulo e Câmara Brasil-Alemanha do Rio de Janeiro), por iniciativa do projeto H2Brasil, que integra a Cooperação Brasil-Alemanha para o Desenvolvimento Sustentável e é implementado pela Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH (GIZ Brasil) e pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e financiado pelo Ministério Federal da Cooperação Econômica e do Desenvolvimento (Federal Ministry for Economic Cooperation and Development (BMZ)) da Alemanha.

Na Tabela 4 apresentam-se de forma resumida as soluções inovadoras de startups que foram aceleradas no programa iH2Brasil. Denote-se que as *startups* apresentam soluções voltadas à produção, logística e distribuição, e aplicação do H<sub>2</sub>.

**Tabela 6.4. Soluções das startups aceleradas no iH2Brasil**

| <b>Startups</b>                   | <b>Proposta</b>   | <b>Objetivo</b>  |
|-----------------------------------|---|--|
| <b>Terceira chamada – 05/2023</b> |   |  |
| Aquapower Energy                  | Gerar eletricidade renovável a partir de excedentes de pressão em redes hidráulicas existentes. A eletricidade renovável produzida pela Aquapower não é intermitente.   | Integrar um módulo de eletrólise a nossa turbina atual, de modo a poder gerar hidrogênio de maneira distribuída e em pequena escala.                           |
| Delphys Partners AS               | Desenvolver dispositivos para produção de H2V através da reforma catalítica do etanol para aplicações na logística e em geração distribuída de energia. Aprimorar a utilização do H2V de biomassa obtidos em grandes volumes para as indústrias de cimentos e siderúrgicas. | Produzir H2V partindo da reforma a vapor do etanol, aperfeiçoar aplicações industriais do H <sub>2</sub> para trade off industriais dos combustíveis fósseis.  |
| Eidee Inova                       | Tornar o hidrogênio verde acessível a todos. Estamos reduzindo o custo da eletrólise da água para que o hidrogênio seja competitivo em relação aos combustíveis fósseis.  | Oferecer soluções modulares, flexíveis e escalonáveis para a produção de Hidrogênio Verde com módulos hidrolisadores AEM de 2,4 kW a 1 MW.                     |
| NovoCell                          | Armazenamento de Energia e Operação em condições de Back-Up e em Emergências, por Sistemas Eletroquímicos, em substituição aos Geradores Diesel e às Baterias Estacionárias.  | Um Gerador de Energia para Back-Up em Unidades Industriais & Comerciais & Fabris, com ZERO Impacto Ambiental, por ser isento de Poluição Sonora e Atmosférica, |

| <b>Startups</b>  | <b>Proposta</b>  | <b>Objetivo</b>   |
|------------------|--|---|
|                  |  | a partir do Gás Hidrogênio Verde, isento de Monóxidos de Carbono.   |
| PIX FORCE        | A Pix Force propõe o desenvolvimento de uma plataforma inteligente para automatizar a inspeção de tanques de armazenamento de hidrogênio verde usando Inteligência Artificial (IA).  | O projeto consiste em três etapas: Plataformas de captura (Câmeras Hiperespectrais e Termográficas), Desenvolvimento de IA para Análise e organização de dados; Plataforma de Gerenciamento de dados. |
| Protium Dynamics | Utilização de hidrogênio verde produzido in-loco e sob demanda para processos industriais como por exemplo: fornos, caldeiras ou como matéria prima em processo produtivo.   | Reduzir o consumo de combustíveis fósseis, a emissão de gases de efeito estufa e aumentar a eficiência energética de processos industriais por meio da utilização de hidrogênio verde.                |
| Rio Petróleo     | Projeto de sistemas de produção e armazenamento de hidrogênio em campos de petróleo depletados e distribuição deste utilizando a infraestrutura atual de gasodutos. Processo patenteado da Rio Petroleo permite usar o hidrogênio para aumentar a recuperação de petróleo. | Redução significativa dos custos de produção de hidrogênio. Ganho com recuperação de petróleo.  |
| Tecnoagro        | Utilização de Amônia Verde para desativação de deoxinivalenol (DON) em grãos de trigo.   | Desativar a micotoxina DON presente nos grãos de trigo e que são tóxicas quando consumidas por humanos e animais.   |

### Segunda chamada - 08/2022

|            |   |  |
|------------|---|--|
| NBOT Labs  | Utilização de nanotecnologia para tratamento e reutilização de efluentes e resíduos, transformando-os em energia verde, como: biogás, bioetanol, biodiesel verde e hidrogênio verde.    | Valorização de efluentes e resíduos como biofertilizantes e/ou otimização deles para produção de energia limpa como biogás e biohidrogênio.  |
| XIELD      | Desenvolver um sistema inovador para a produção embarcada de hidrogênio por reforma eletroquímica de etanol para uso acoplado com célula à combustível H <sub>2</sub> /O <sub>2</sub> . | Veículos elétricos (EV) poderão ser abastecidos diretamente com Etanol, em uma infraestrutura prontamente disponível, através da rede de postos de combustível convencionais, superando assim a baixa autonomia e reduzindo drasticamente tempo de abastecimento/recarga dos atuais EVs. |
| Recycle 13 | A Recycle 13 utiliza resíduos de alumínio para produzir dois importantes produtos: o policloreto de alumínio (PAC), que é um produto utilizado para                                     | Impactam empresas obtendo hidrogênio, como uma fonte de energia renovável, diminuindo sua pegada de carbono, ao  |

| <b>Startups</b>                   | <b>Proposta</b>  | <b>Objetivo</b>   |
|-----------------------------------|--|---|
|                                   | tratamento de água e efluente, e o gás hidrogênio, fonte alternativa de energia promissora.  | mesmo tempo que destina seus resíduos de alumínio.  |
| VRS                               | Desenvolver um gerador de energia que usa o Hidrogênio verde como combustível para geração de energia.   | Usar o esgoto residencial para produção de hidrogênio verde.  |
| BGE ENERGY                        | No escopo do Programa da IH2, a BGEnergy visa a aplicação de célula a combustível a hidrogênio em veículos pesados industriais, agrícolas e comerciais.  | Fomentar o mercado de hidrogênio verde oferecendo produtos e serviços de elevado grau tecnológico.  |
| TerraMares                        | Módulos Produtivos com Biorreatores para produção de microalgas e cianobactérias.  | Produzir Hidrogênio Verde a partir de microalgas e cianobactérias da biodiversidade brasileira e Amazônica, promovendo o sequestro de carbono e reutilização de resíduos. |
| Clima Soluções Sustentáveis       | Promover inovação na micromobilidade movido a hidrogênio verde para aplicação na última milha.   | Desenvolver um sistema de abastecimento de recarga de H <sub>2</sub> inteligente e adaptar bicicletas puramente elétricas para híbridas a hidrogênio.                     |
| RSU Group                         | Tecnologia patenteada “Lixo Inteligente” reduz a umidade dos rejeitos sem usar fontes externas de calor. Tudo é controlado e certificado utilizando IOT e Blockchain, e todos os resíduos recebidos têm soluções de destino adequadas. | Redução da umidade dos rejeitos.  |
| <b>Primeira chamada – 03/2022</b> |  |   |
| Green Power Sources Technologies  | Fazer a automação do atual protótipo de geração de energia elétrica a partir de lodo de Estação de Tratamento de Efluente Industrial e Doméstico.  | Converter resíduos de biomassa em biocombustíveis/bioenergia.   |
| GreenEnergy                       | Aplicar uma tecnologia sustentável para transformar lodo de ETE e agro-resíduos em combustíveis avançados, como: diesel verde, hidrogênio verde e energia verde.   | Reduzir a emissão de CO <sub>2</sub> e custos operacionais, além de promover sustentabilidade e descarbonização.  |
| NanoInk                           | Desenvolver tintas nanotecnológicas para desenvolvimento de dispositivos geradores de Hidrogênio Verde.  | Aumentar o rendimento da geração de Hidrogênio Verde aliado à uma significativa redução de custos para tornar essa tecnologia comercialmente viável.                      |
| H2VLAW                            | Desenvolver uma plataforma digital chamada H2V LAW.  | Criar um ambiente de segurança jurídica para todas as oportunidades de produção, armazenamento e exploração de Hidrogênio Verde no Brasil.                                |

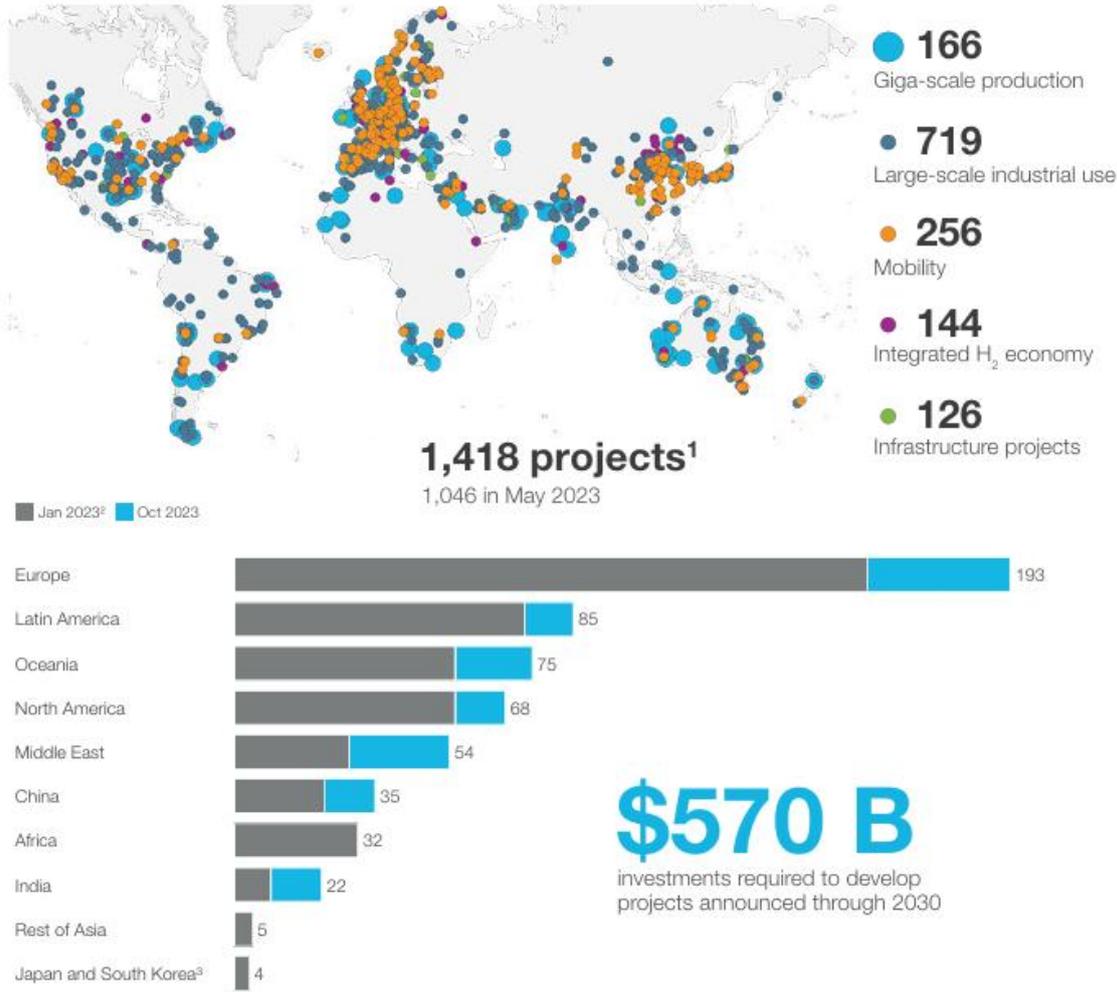
| <b>Startups</b>                  | <b>Proposta</b>  | <b>Objetivo</b>  |
|----------------------------------|--|--|
| Open Soluções Sustentáveis Ltda. | Integrar pirólise e eletrólise para produção, logística, distribuição e aplicação do Hidrogênio Verde.   | Produzir diesel verde (HVO), bioquerosene (BioQAV) e renováveis, a partir de H <sub>2</sub> em Plataforma de Biorrefino ("Plataforma Bio").  |
| Phama Energias Renováveis        | Projeção de uma fábrica para produzir fertilizante nitrogenado (Uréia a 74%), partindo de Hidrogênio Verde e Amônia verde, utilizando energia solar fotovoltaica, que será aplicado em lavouras.                     | Aumentar a produtividade, possibilitar a produção de um grão descarbonizado, para consumo ou para semente, e reduzir custos logísticos.  |
| Sanergy                          | Desenvolver um kit ecoeficiente de eletrólise para pré-purificação e enriquecimento de biogás (KEEPEB) em biodigestores anaeróbios e estações de tratamento de efluentes sanitários, operando com biomassa residual. | Enriquecer o biogás com H <sub>2</sub> , converter, bioquimicamente, o H <sub>2</sub> S em enxofre elementar, converter o CO <sub>2</sub> em CH <sub>4</sub> , além de aumentar a vida útil dos elementos de purificação de biogás e fornecer, para o grupo motogerador, um biogás mais nobre, com maior poder calorífico. |
| Sharenergy                       | Impulsionar o desenvolvimento de uma plataforma que monitora sistemas de armazenamento de energia baseado em Hidrogênio Verde.   | Por meio da análise e inteligência de dados, melhorar a tomada de decisão na gestão de ativos de energia renovável, oferecendo maior controle, produtividade e praticidade.  |

Como consequência da mobilização promovida pelos programas de aceleração, além do comprometimento dos empreendedores e suas equipes nas ações propostas, houve um avanço significativo nos Níveis de Prontidão Tecnológica (TRL) das *startups* aceleradas. Durante os ciclos de aceleração, o nível de prontidão tecnológica das *startups* participantes foi medido tanto no início quanto no final do processo de aceleração, a fim de mensurar seu desenvolvimento. De acordo com (RODRIGUES et al., 2023), os resultados mostraram um progresso substancial, dado que 75% das startups obtiveram uma evolução com relação a maturidade de suas tecnologias, mostrando que a aceleração foi de fato um auxílio importante para o desenvolvimento das soluções e projetos das aceleradas.

## 6.2. Tendências de investimento

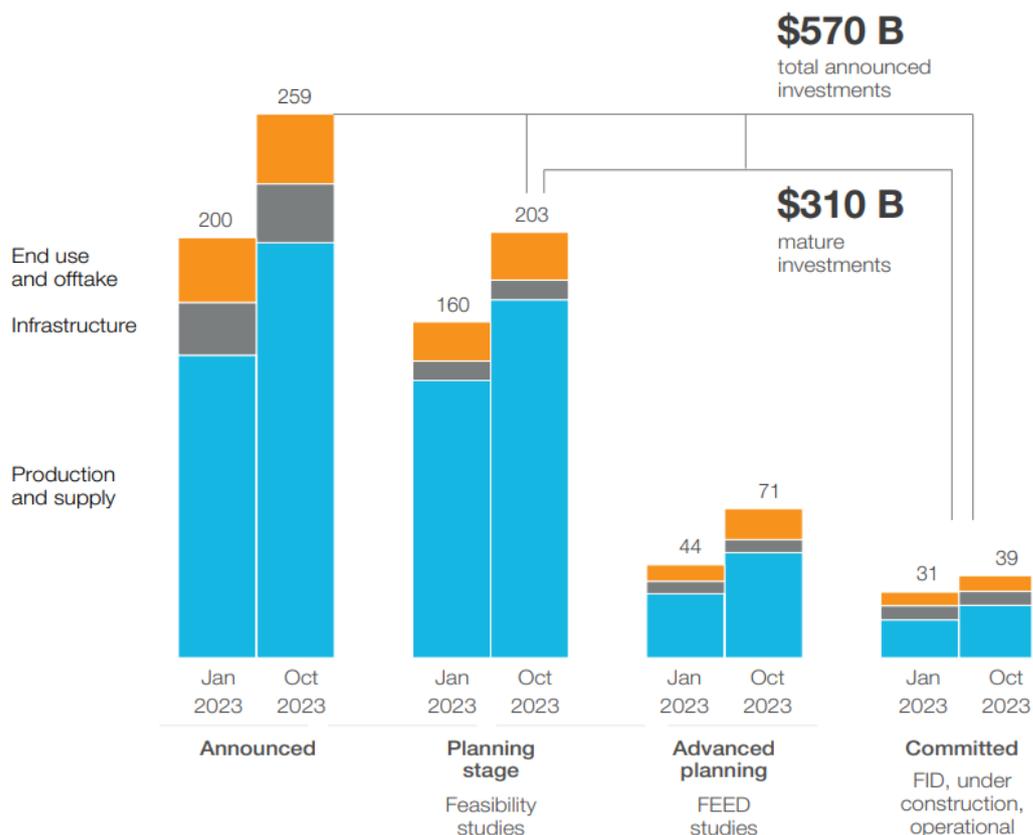
As políticas governamentais e os planos dos desenvolvedores de projetos estão se traduzindo em um fluxo crescente de capital para o setor de hidrogênio de baixo carbono. Globalmente, dos mais de 1.400 projetos (em escala comercial) mapeados, até maio de 2023, pelo HYDROGEN COUNCIL (2023), 1.000 pretendem estar operacionais até 2030. Este portfólio representa um investimento direto total de US\$ 570 bilhões nas cadeias de valor do hidrogênio, dos quais, US\$ 193 bilhões, serão investidos pela Europa (líder com 540 projetos). A América Latina e a América do Norte vêm em seguida, com investimentos de aproximadamente US\$ 150 bilhões até 2030, cada uma contribuindo com cerca de 15% e 12% do total, respectivamente. Ambas, planejam juntas cerca de 370 projetos com mais de 1GW,

sendo, 300 renováveis e 70 focam em hidrogênio a partir de combustíveis fósseis com CCS. A Figura 5 apresenta a localização destes projetos e a quantidade por região.



**Figura 6.5. Projetos e investimentos anunciados na cadeia de hidrogênio no mundo (HYDROGEN COUNCIL, 2023)**

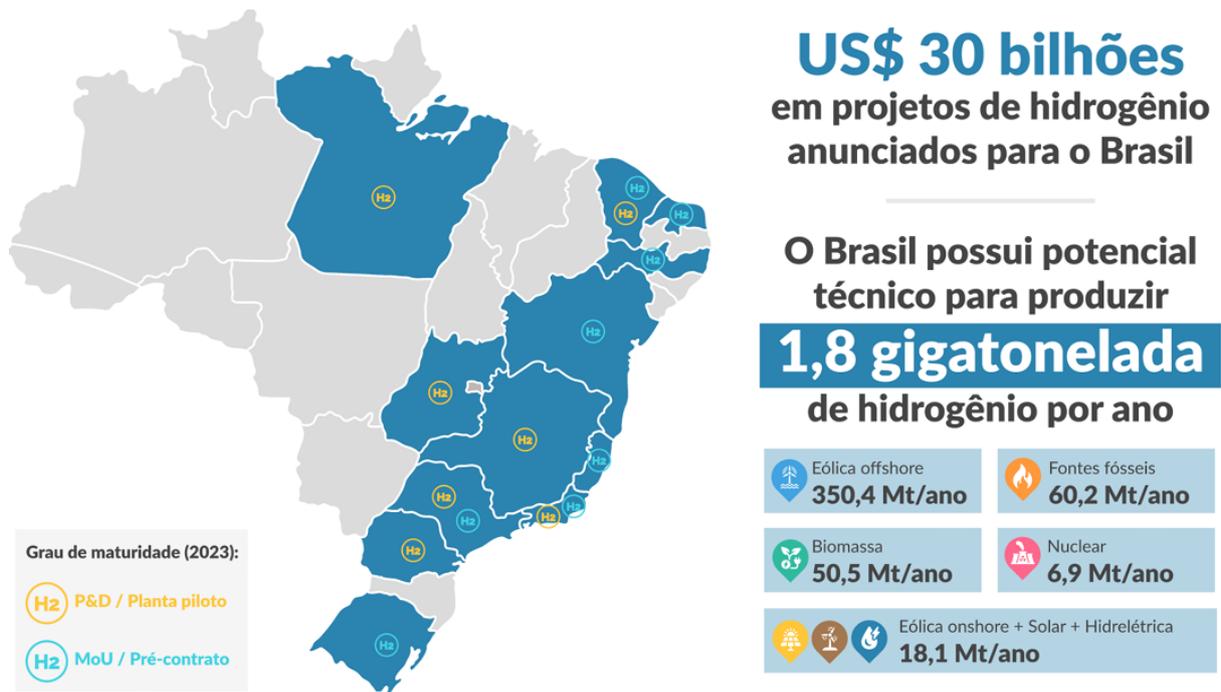
Destaque-se que o fluxo de investimentos está amadurecendo, mas continua inclinado para o estágio de anúncio e planejamento (cerca de 75%), sendo que apenas 7% dos investimentos anunciados em hidrogênio limpo passaram pela FID (sigla em inglês *Final Investment Decision*). Dentre os volumes de investimento comprometidos, a China lidera com cerca de US\$ 12,5 bilhões, seguido da América do Norte com US\$ 10 bilhões e Europa com cerca de US\$ 7,5 bilhões. Tal fato indica que apenas 4% dos investimentos anunciados na Europa passaram pela FID, embora a região tenha o maior volume total de investimentos (US\$ 193 bilhões). Em contraste, a parcela de investimentos após a FID é de 35% e 15% na China e na América do Norte, respectivamente. A maioria dos projetos na fase de FID são os desenvolvidos por empresas com demanda interna própria por hidrogênio ou contratos *oftaker* de longo prazo, como se pode observar na Figura 6.



**Figura 6.6. Investimentos diretos em hidrogênio até 2030 (HYDROGEN COUNCIL, 2023)**

Por outro lado, na América Latina e Oceania, mantem-se a mesma trajetória, mas a taxa de amadurecimento do fluxo de projetos é bem menor, pois menos de 1% dos investimentos tiveram uma decisão final do investimento (< 0,85 bilhões de dólares). Tal fato é compreensível, porque o uso do hidrogênio como fonte de energia ainda é uma novidade e requer investimentos significativos em pesquisas, desenvolvimento de tecnologias e infraestrutura, ou seja, requer uma análise cuidadosa de viabilidade.

Seguindo essa tendência, em 2023 o Brasil registrou 30 bilhões de dólares em projetos anunciados de hidrogênio de baixa emissão de carbono (Figura 7), em diferentes estágios de implementação (PNH2, 2023). Os projetos com maiores níveis de maturidade possuem Memorando de Entendimento (MoU) ou pré-contratos estabelecidos, e a maioria está localizada em instalações portuárias existentes ao longo da costa brasileira (na seção 2.2.1 serão discutidos em detalhe). Dentre os projetos que passaram da FID, encontram-se os desenvolvidos pela química Unigel (fase I), White Martins e EDP Brasil (IEA, 2024). Neste sentido, a quantidade de projetos anunciados e os inúmeros avanços dos portos, no que tange as infraestruturas e conexões com o mercado internacional, indicam a importância de o Brasil avançar em aspectos estruturantes para fornecer as bases de segurança jurídica, institucional e de mercado para que os investidores concretizem as decisões de investimento (FGV, 2023).



**Figura 6.7. Estados brasileiros com projetos de hidrogênio de baixa emissão de carbono anunciados (PNH2, 2023)**

Independentemente dos números animadores, sejam internacionais ou nacionais, os objetivos para o net zero em 2050 demandam um comprometimento maior do mercado. Pois será necessário duplicar os investimentos e multiplicar por 20 o capital comprometido nos FID até 2030. Em conformidade com a (IEA, 2023a), o fluxo de investimento anual em hidrogênio de baixo ou nulo carbono, incluindo instalações de produção, postos de abastecimento e equipamentos para o usuário final, precisará atingir os US\$ 165 bilhões/ano até 2030 e mais de US\$ 470 bilhões/ano em 2050.

### 6.2.1. *Projetos e Investimentos na produção de H<sub>2</sub> de baixo carbono internacionais e nacionais*

A capacidade de LCH anunciada globalmente até 2030 continua a crescer na maioria das regiões, sendo que a Europa, as Américas e a Oceania juntas representam mais de 80% do total, cerca de 45 Mt p.a. de volumes anunciados (HYDROGEN COUNCIL, 2023). O maior crescimento absoluto na produção anunciada de hidrogênio limpo está na América Latina e no Oriente Médio (cerca de 1,4 Mt p.a. cada). Notavelmente, o crescimento relativo na Europa e na América do Norte, as duas maiores regiões, é de cerca de 5% e 10%, respectivamente - menor do que seu crescimento em volumes de investimento (cerca de 20% cada). Isso pode indicar que as empresas estão se concentrando mais em amadurecer os projetos existentes anunciados ou em desenvolver outras partes da cadeia de valor do hidrogênio (IEA, 2023a).

Perante o exposto, hidrogênio de baixo carbono está desfrutando de um impulso comercial e político sem precedentes, mais de US\$ 570 bilhões foram anunciados ou projetados para serem gastos em projetos de hidrogênio em todo o mundo até 2030. Conseqüentemente, um número significativo de projetos (mais de 1.418) tem sido anunciado ao redor do mundo. Dentre os projetos mais ambiciosos destacam-se o Western Green Energy Hub, Egypt's Suez Canal Economic Zone (SCZONE) e ACME, Governo da Maurîtânia e BP, Governo da Maurîtânia e AMAN, Western Green Energy Hub, Neom Green Hydrogen, H2

Green Steel (H2GS), SINOPEC e Songyuan hydrogen energy industrial park, como se pode ver na Tabela 5.

**Tabela 6.5. Principais projetos e investimentos no Mundo (IEA, 2024)**

| Projeto                      | Investimento Previsto | Status do projeto     | Descrição  |
|------------------------------|-----------------------|-----------------------|--|
| Western Green Energy Hub     | AUD\$ 100 Bi          | Concepção             | Produção de Até 3,5 milhões de toneladas de hidrogênio baseados em energias renováveis por ano em plena capacidade e de 20 milhões de toneladas de amônia verde. O centro se encontra localizado na Austrália ocidental  |
| SCZONE & ACME                | US\$ 12 Bi            | Concepção             | Produção de Até 2,2 milhões de toneladas de hidrogênio verde por ano em plena capacidade. O projeto se encontra localizado na Zona Econômica do Canal de Suez do Egito (SCZONE)  |
| Governo da Mauritânia & BP   | -                     | Concepção             | A potencial capacidade de produção visada pelo projeto poderá atingir os 30 GW para a produção de 2 milhões de toneladas por ano de hidrogênio verde e uma produção de 10 milhões de toneladas de amônia verde. O projeto se encontra localizado em Mauritânia, país situado no noroeste da África |
| Governo da Mauritânia & AMAN | US\$ 40 Bi            | Estudo de viabilidade | Produção de Até 1,7 milhão de toneladas por ano de hidrogênio verde ou 10 milhões de toneladas por ano de amônia verde para uso local e exportação. O projeto se encontra localizado nas regiões de Dakhlet Nouadhibou e Inchiri, na Mauritânia  |
| Western Green Energy Hub     | AUD\$ 100 Bi          | Concepção             | Produção de Até 3,5 milhões de toneladas de hidrogênio baseados em energias renováveis por ano em plena capacidade e de 20 milhões de toneladas de amônia verde. O centro se encontra na Austrália ocidental   |
| Atacama Hydrogen Hub         | -                     | Concepção             | Produção de 346,5 mil toneladas por ano de hidrogênio verde para uso local e exportação. O projeto se encontra localizado na região do deserto doAtacama, no Chile   |
| Hydrogen City (Fase 1)       | US\$2,5 Bi            | Estudo de viabilidade | Produção de 346,5 mil toneladas por ano de hidrogênio verde para uso local e exportação. O projeto se encontra no Texas, nos EUA   |

| Projeto                                  | Investimento Previsto | Status do projeto | Descrição   |
|--|-----------------------|-------------------|---|
| Neom Green Hydrogen                      | US\$ 8,4 Bi           | FID               | Produção de 339 mil toneladas por ano de hidrogênio verde ou 1,2 milhões de toneladas por ano de amônia verde para uso local e exportação. O projeto está localizado em Oxagon, na Arábia Saudita |
| H2 Green Steel (H2GS)                    | €6,5 Bi               | FID               | Produção de 135,6 mil toneladas por ano de hidrogênio verde para uso local na produção de aço verde. O projeto se encontra localizado ao norte da Suécia  |
| SINOPEC                                  | -                     | FID               | Produção de 181,8 mil toneladas por ano de hidrogênio verde para uso local e exportação. O projeto está localizado em Zhangzhou, na China   |
| Songyuan hydrogen energy industrial park | US\$4 Bi              | FID               | Produção de 110,9 mil toneladas por ano de hidrogênio verde para uso local e exportação. O projeto está localizado na província de Jilin, na China  |

Por outro lado, devido ao fato de o Brasil ser muito competitivo em energias renováveis e dispor de amplo potencial a ser aproveitado, se traduz como um ponto forte para a indústria de hidrogênio de baixo carbono (E+ TRANSIÇÃO ENERGÉTICA, 2024). O país também possui gás natural e outros recursos energéticos importantes, recursos hídricos, recursos nacionais de urânio e tecnologia nuclear, uma infraestrutura robusta, incluindo logística e portos, distância relativa para os principais mercados potenciais consumidores (Europa, por exemplo) um setor de energia sólido e moderno em evolução contínua, bem como capital humano para desenvolver seu potencial significativo de mercado consumidor local e de aproveitamento de oportunidades de comércio exterior futuro de hidrogênio e/ou seus derivados (EPE, 2022) .

Tais características têm promovido o anúncio de diversos investimentos para construção de usinas produtoras de LCH (59 projetos), especialmente usinas eletrolíticas da água (18 GW de capacidade anunciada), a maioria concentrados em portos – Pecém, no Ceará; Suape, em Pernambuco; e Açu, no Rio de Janeiro (Tabela 6). Esses portos combinam uma série de fatores estratégicos para o desenvolvimento da nova cadeia do hidrogênio de nulo ou baixo carbono, como logística para exportação, proximidade de polos industriais e de fontes de energia renovável – utilizada na eletrólise para dissociar o H<sub>2</sub> da molécula da água (H<sub>2</sub>O).

**Tabela 6.6. Principais projetos e investimento no Brasil**

| Projeto                           | Investimento Previsto | Status do projeto     | Descrição  |
|-----------------------------------|-----------------------|-----------------------|--|
| CGN Brazil Energy e Quinto Energy | R\$ 1,15 Bi           | Concepção             | Produção de 936 mil toneladas de hidrogênio verde por ano, localizado no sertão da Bahia.  |
| Energix Energy Pte Ltd            | US\$ 5,4 Bi           | Estudo de viabilidade | Produção anual de 600 mil toneladas de hidrogênio verde, utilizando 3,4 GW de energia hidráulica no porto do Pecém, estado de Ceará. |

| Projeto                     | Investimento Previsto | Status do projeto     | Descrição  |
|-----------------------------|-----------------------|-----------------------|--|
| Transhydrogen Alliance      | US\$ 1,5 Bi           | Estudo de viabilidade | Produção de 416 mil toneladas de hidrogênio verde por ano. O volume é equivalente a cerca de 2,5 milhões de toneladas de amônia verde, que serão exportadas do porto do Pecém, no Ceará, até o porto de Roterdã, na Holanda.   |
| AES Brasil                  | R\$ 7,6 Bi            | Concepção             | Produção de até 2 GW de hidrogênio e de até 800 mil toneladas de amônia verde por ano no porto do Pecém, no Ceará, com foco na exportação para a Europa  |
| Cactus Green Energy         | €\$ 5 Bi              | Concepção             | Produção de até 1.5 GW de hidrogênio (252 kt H <sub>2</sub> /ano) e de 5,25 mil ton de oxigênio por ano no porto do Pecém, no Ceará.   |
| Solatio Energia             | €\$ 2 Bi              | Concepção             | Produção de até 1,4 GW de hidrogênio e de até 1,2 milhões de toneladas de amônia verde por ano no Piauí, com foco na exportação para a Europa  |
| Fortescue Future Industries | US\$ 6 Bi             | Estudo de viabilidade | Produção anual de 202 mil toneladas de hidrogênio verde, a partir de energia eólica offshore no porto do Pecém, no Ceará.  |
| Qair                        | US\$ 6,91 Bi          | Estudo de viabilidade | Produção de hidrogênio verde com capacidade de 2,24 GW. A empresa vai usar energia elétrica gerada no Complexo Eólico Marítimo Dragão do Mar e de um parque de energia eólica offshore a ser desenvolvido, no Acaraú, Ceara.<br>Produção de hidrogênio verde com capacidade inicial de eletrólise de 1 GW, podendo chegar a 2,24 GW e 480 mil toneladas de hidrogênio verde por ano, no Porto de Suape, Pernambuco |
| Shell Brasil                | US\$ 6 – 120 bi       | Estudo de viabilidade | Produção de hidrogênio verde com capacidade inicial de 10 MW, podendo chegar a 100 MW no futuro, no Porto do Açu, Rio de Janeiro. Parte da produção será destinada à armazenagem e posterior envio a potenciais consumidores, e o hidrogênio remanescente será destinado à planta de geração de amônia renovável.  |
| Fortescue Future Industries | -                     | Estudo de viabilidade | Produção de hidrogênio verde com capacidade de eletrólise de 300 MW, com potencial para produzir 250 mil toneladas   |

| Projeto | Investimento Previsto | Status do projeto | Descrição   |
|---------|-----------------------|-------------------|---|
|         |                       |                   | de amônia verde por ano, no Porto do Açú, Rio de Janeiro. |

A Figura 8 destaca e sintetiza a diversidade de iniciativas e as principais informações dos potenciais regionais, a partir dos projetos e hubs anunciados. Veja-se que os projetos existentes para produção de hidrogênio renovável (etanol, hidro, eólica e solar) no Brasil, em geral, estão relacionados a cinco categorias de *stakeholder*, como pontuado por (CASTRO et al., 2023; GIZ, 2021), (i) **Associações**: Entidades representativas, sem fins lucrativos, com atuações em setores correlatos à indústria de H<sub>2</sub> e derivados; (ii) **Centros de Pesquisa**: Laboratórios, institutos e centros de pesquisa voltados ao desenvolvimento de tecnologias e insumos ou produção de H<sub>2</sub> e derivados; (iii) **Empresas**: Atores privados com atuação efetiva ou potencial na cadeia de produção do H<sub>2</sub> enquanto produtor (insumos, equipamentos ou H<sub>2</sub> e derivados), consumidor ou intermediário; (iv) **Entidades governamentais**: Empresas públicas, autarquias ou órgãos governamentais envolvidos no financiamento, regulação, normatização ou desenvolvimento de políticas públicas associadas ao H<sub>2</sub> e derivados e (v) **Universidades**: Laboratórios, grupos de pesquisa, departamentos ou núcleos especializados em temas correlatos ao H<sub>2</sub> e derivados.

É importante destacar que dentre as entidades governamentais, como (Tabela): os bancos de fomento, as agências de fomento à pesquisa, Financiadora de Estudos e Projetos e Fundação de Desenvolvimento da Pesquisa, as agências reguladoras, os órgãos normativos e os participantes da elaboração de políticas públicas. Tais instituições desempenham um papel estratégico na construção e fortalecimento de uma cadeia produtiva competitiva no cenário nacional. A colaboração entre elas é fundamental para promover o desenvolvimento econômico sustentável, impulsionar a inovação tecnológica e garantir a conformidade com os padrões de qualidade e regulamentações necessárias para a competitividade global.

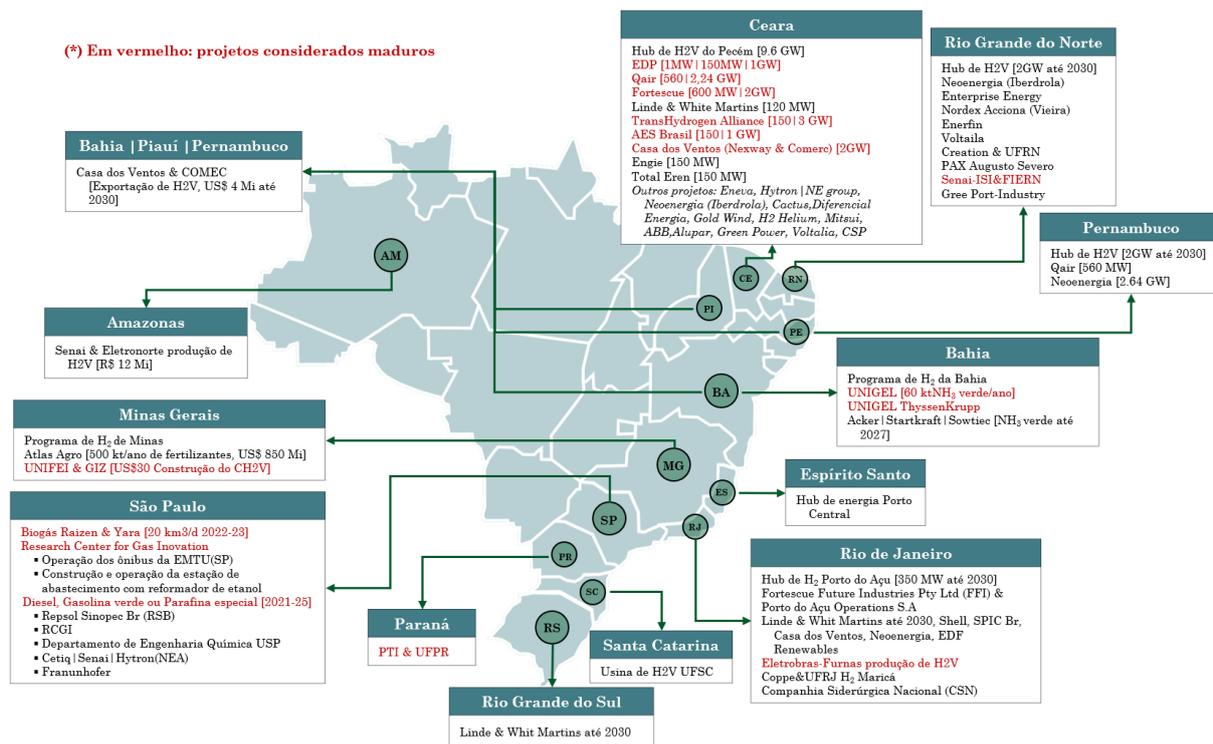


Figura 6.8. Projetos e Hubs anunciados no Brasil<sup>1</sup>

De fato, muitas dessas entidades governamentais têm realizado chamadas estratégicas. Entre as mais destacadas e recentes, podemos citar: a chamada pública de subvenção econômica da Finep (Rota 2030) no 2022 por valor de R\$ 50 milhões para apoiar o desenvolvimento e/ou adaptação de plantas piloto para produção de combustíveis sustentáveis, como bioquerosene para aviação, biometano e hidrogênio; chamada de PD&I nº 023/2024 (Hidrogênio no Contexto do Setor Elétrico Brasileiro) da ANEEL, cujo foco é a inserção de sistemas de produção de Hidrogênio no setor elétrico brasileiro, em duas modalidades denominadas de Peças e componentes, e planta piloto; chamada de P&D nº 21/2016 (Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro) da ANEEL por valor de mais de R\$300 milhões, objetivando antecipar os movimentos do mercado para evitar os riscos de uma adoção intempestiva ou inapropriada de tecnologias e sistemas de armazenamento de energia no Brasil; entre outras.

Tabela 6.7. Entidades governamentais de destaque

| Entidade  | Instituição   |
|---|---|
| Participantes da elaboração de políticas públicas | Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE) e Empresa de pesquisas energéticas (EPE) |
| Órgãos normativos                                 | ABNT e Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO)               |
| Agências reguladoras                              | ANEEL, ANP e Comissão de Valores Mobiliários (CVM)                                      |
| Fundação de desenvolvimento da pesquisa           | FUNDEP, FAPERJ, FAPESP  |
| Financiadora de estudos e projetos                | FINEP   |

<sup>1</sup> Adaptação de Figura fornecida pelo Analista de energia da EPE Rodrigo Vellardo Guimarães em Maio de 2024 Apud Monica Saraiva Pnaik.

| <b>Entidade</b>                | <b>Instituição</b>   |
|--------------------------------|--|
| Agências de fomento à pesquisa | Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq)                   |
| Bancos de fomento              | Banco do Nordeste (BNB) e Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) |

Adicionalmente, conforme (E+ TRANSIÇÃO ENERGÉTICA, 2024), Brasil já criou um plano de financiamento nacional para o desenvolvimento da cadeia de produção do hidrogênio, com o apoio de instituições locais, como o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), mas apenas para projetos-piloto. Ao ampliar os instrumentos de desenvolvimento de produtos PtX e aumentar a produção de LCH, o Brasil poderá ampliar significativamente o andamento da transição ambiental e econômica. Ao mesmo tempo, alguns mecanismos de suporte ao financiamento de hidrogênio foram criados, em nível regional e global, proporcionando mais opções ao Brasil para financiar o crescimento do setor, como se pode ver na Tabela 8.

**Tabela 6.8. Instrumentos financeiros disponíveis para projetos de LCH (Adaptado de (E+ TRANSIÇÃO ENERGÉTICA, 2024))**

| <b>Nome</b>                               | <b>Instituição</b>  | <b>Situação</b> | <b>Beneficiários</b>   | <b>Mecanismo</b>   |
|---|---|-----------------|--|--|
| BNDES Finem / Environment                 | Banco Nacional de desenvolvimento Econômico (BNDES)               | Efetivo         | Empresas atuantes no Brasil, entidades (estados, municípios, distrito federal) | Ajuda financeira direta e indireta para (entre outros): - Estudos e projetos - Aquisição de maquinário e equipamentos para hidrogênio renovável - Serviços técnicos e treinamento, Financiamento mínimo: R\$10 milhões                               |
| CAF Energy Integration and Transformation | Banco de desenvolvimento da América Latina e Caribe (CAF) & BNDES | Em finalização  | Investidores privados  | Linha de crédito de até US\$500 milhões em projetos de "powershoring", desenvolvimento verde, reativação econômica e inclusão financeira, melhorias de acesso a zonas industriais e portos, novas indústrias e fabricação verde (aço, fertilizantes) |
| CIF Renewable Energy Integration          | Climate Investment Funds (implementado pelo BID e Banco Mundial)  | Aprovado        | Privado e público  | US\$70 milhões em subsídios para apoiar a flexibilização da rede elétrica para integração de projetos de energia limpa ao sistema elétrico brasileiro. O Brasil estima que o fundo mobilizará US\$9,1 bilhão   |

| Nome  | Instituição                          | Situação   | Beneficiários   | Mecanismo   |
|---|--------------------------------------|--|---|---|
|   |                                      |  |   | de parceiros, inclusive US\$8 bilhões em investimentos privados   |
| Climate Fund / Renewable Energy sub-programme | BNDES                                | Efetivo – até 28/12/24                           | Empresas privadas e administrações locais   | Apoio e investimento para desenvolvimento tecnológico de H2 renovável, sua produção e uso. Financiamento mínimo: R\$40 milhões  |
| European Hydrogen Bank                        | Comissão Europeia                    | Em finalização                                   | Produtores de PtX   | Baseado no mecanismo H2-Global (ver a seguir), o programa vai, muito provavelmente, consistir em leilões para compra de PtX de fora da UE por meio de acordos de longo prazo  |
| Export Processing Zones                       | Estados brasileiros                  | Efetivo  | Empresas privadas e outras  | Áreas de livre comércio (principalmente portos) para atrair investimentos diretos estrangeiros por meio de incentivos fiscais para empresas de hidrogênio renovável e outros benefícios   |
| Global Gateway Initiative                     | Banco Europeu de Investimento        | Aprovado   | Indeterminado   | Empréstimos para facilitar investimentos de longo prazo na indústria de hidrogênio renovável. Os detalhes estão sendo definidos   |
| H2-Global                                     | Hint.co (governos alemão e holandês) | Efetivo – primeiros resultados esperados em 2024 | Produtores de PtX   | Leilão de dois lados para acordos de longo prazo para aquisição de H2 para exportar para a Europa   |
| Hydrogen for Development Partnership (H4D)    | ESMAP                                | Efetivo  | Aberto a todos os interessados em H2 e já com várias instituições industriais, acadêmicas e de pesquisa, entre outros parceiros | Tem o objetivo de catalisar financiamentos significativos para investimentos em H2 de fontes públicas e privadas, e é destinado a fomentar o desenvolvimento de capacidades e soluções regulatórias, modelos de negócios e tecnologias para a implementação do hidrogênio em países em desenvolvimento. |

| Nome  | Instituição | Situação | Beneficiários   | Mecanismo  |
|---|-------------|----------|---|--|
| Sustainability Bond Framework / Green Bonds | BNDES & BID | Efetivo  | Empresas privadas especializadas em projetos sustentáveis | Desenvolvimento de um mercado de crédito sustentável, por meio da emissão de títulos verdes, sociais e sustentáveis pelo BNDES no Brasil e no exterior   |
| Plataforma PtX                              | KfW         | Efetivo  | Empresas privadas do Sul Global                           | Financiamento de projetos de toda a cadeia de valor de PtX, com o objetivo de fechar a lacuna de viabilidade financeira nos países do Sul Global. Potencial de €2,5 bilhões em financiamento para investimentos privados |

## 7. LEVANTAMENTO DOS CUSTOS, CONSIDERANDO AS TENDÊNCIAS DE MERCADO ATÉ 2050

No cenário dinâmico da transição energética, a busca por alternativas sustentáveis aos combustíveis fósseis tradicionais ganha uma importância cada vez maior. O hidrogênio, muitas vezes apontado como o "*combustível do futuro*", tem se destacado como uma opção promissora para um sistema energético mais limpo e eficiente. No entanto, para que o hidrogênio possa se consolidar como uma solução viável, é crucial uma compreensão aprofundada de suas implicações financeiras.

Há inúmeras incertezas relacionadas à determinação do custo real da produção do hidrogênio. Isso se deve principalmente ao fato de que o custo de produção é fortemente influenciado pelo estado de desenvolvimento tecnológico, pela existência ou não de uma infraestrutura bem desenvolvida e pelo custo da energia e recursos materiais, os quais variam muito em função da região.

Os diversos e vastos recursos energéticos do Brasil proporcionam ao país um enorme potencial para adotar diferentes rotas tecnológicas na produção de hidrogênio de baixa emissão, definido como aquele gerado a partir de fontes renováveis ou por meio de processos com baixas emissões de gases de efeito estufa, a custos competitivos. Esse conjunto de fatores criará um cenário favorável para que o Brasil contribua significativamente para a descarbonização da indústria nacional e de países com altas emissões, ao mesmo tempo em que gerará benefícios econômicos, ambientais e sociais para sua população.

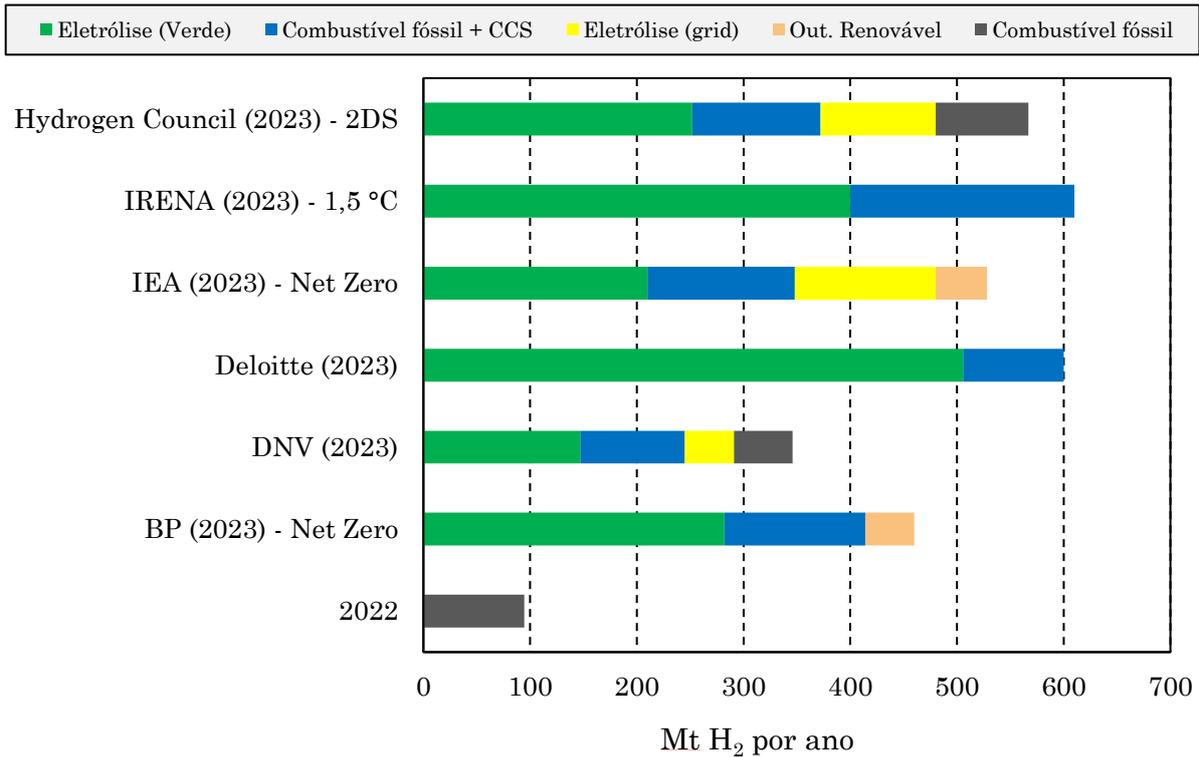
Para atingir esse objetivo, o Brasil deverá alinhar estratégias de comércio exterior e de investimento estrangeiro direto, sendo essa coordenação essencial para reduzir os riscos de mercado para os agentes econômicos envolvidos e fomentar um ambiente de negócios vantajoso para todas as partes. Essa estratégia, além de posicionar o Brasil como líder na exportação de produtos de alto valor agregado, fortalecerá o interesse financeiro e a viabilidade de projetos, atraindo potenciais investidores.

À luz do exposto, este relatório teve como objetivo levantar os custos de produção e logísticos do hidrogênio de baixo carbono, considerando as tendências de mercado até 2050. Para isso, foram analisadas as estimativas de evolução temporal e os diversos fatores que influenciam os custos das principais tecnologias. Adicionalmente, foi realizada uma análise do impacto das políticas internacionais e nacionais, assim como dos aspectos regulatórios e normativos, sobre os custos e a competitividade do setor.

### 7.1. Mercado do H<sub>2</sub>

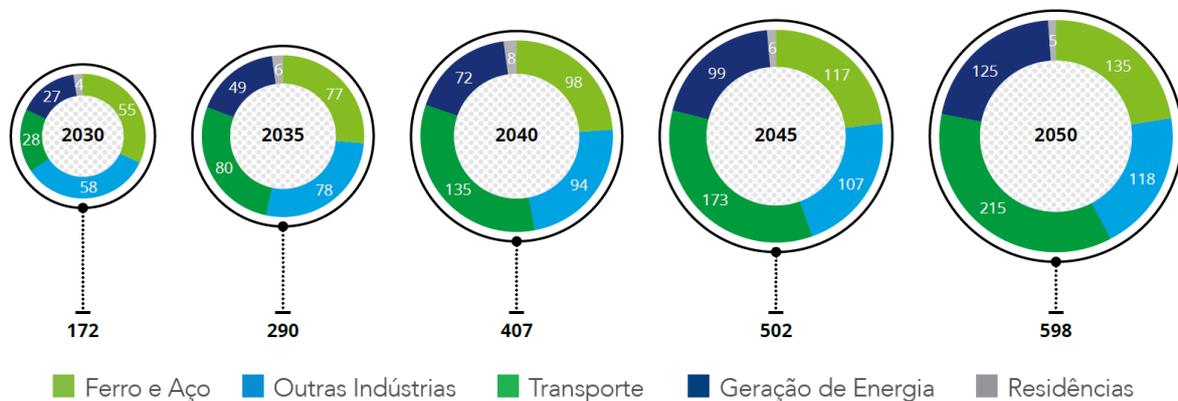
De acordo com os dados da (IEA, 2023a), em 2022, a produção global de hidrogênio alcançou 95 milhões de toneladas (Mt H<sub>2</sub>), resultando em mais de 900 Mt de CO<sub>2eq</sub> emitidos. Deste total, 62% foi produzido a partir de gás natural sem o uso de CCUS (Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono), seguido pela gaseificação do carvão, usada principalmente na China, que correspondeu a 21% da produção. Outros 16% provieram de processos industriais onde o hidrogênio é gerado como subproduto, e 0,5% foi produzido a partir de petróleo. A produção de hidrogênio de baixo carbono foi inferior a 0,7% do total, sendo quase totalmente derivada de combustíveis fósseis com CCUS, enquanto apenas 100 kt de H<sub>2</sub> foram geradas por eletrólise da água.

Embora a produção de hidrogênio ainda seja modesta, inúmeros cenários globais de demanda energética projetam um aumento significativo (entre 346 e 610 Mt H<sub>2</sub> por ano) na utilização de hidrogênio limpo até 2050, criando uma oportunidade única para os países com grande disponibilidade de fontes de energias renováveis, se tornarem líderes globais na transição energética. A Figura 1 apresenta os resultados de algumas dessas projeções, destacando a participação do hidrogênio eletrolítico (verde) e com CCS/CCUS (azul). O cenário da (IRENA, 2022b) é o mais otimista, projetando uma demanda de cerca de 607 milhões de toneladas de H<sub>2</sub> por ano, provenientes de hidrogênio azul e verde, o que representaria 12% da demanda energética global. A projeção do (Hydrogen Council, 2023) é um pouco mais conservadora, estimando uma demanda de 557 milhões de toneladas de H<sub>2</sub> por ano. No entanto, essa projeção é a mais otimista em relação à participação do hidrogênio na matriz energética, prevendo que o H<sub>2</sub> atenderá 22% da demanda global de energia. Por outro lado, a (DNV, 2023) oferece a estimativa mais conservadora entre as avaliadas, prevendo uma mistura de hidrogênio azul, verde e produzido por eletrólise conectada à rede, totalizando cerca de 346 milhões de toneladas de H<sub>2</sub> por ano, o que corresponderia a apenas 5% da demanda energética global.



**Figura 7.1. Projeção da demanda global de hidrogênio em 2050 por cenários selecionados**

Um dos fatores que contribuem para as diferentes projeções é o nível variável de maturidade das tecnologias de aplicação do hidrogênio. A Figura 2, que reflete o cenário de projeção da Deloitte apresentado no gráfico acima, indica que a demanda por hidrogênio limpo deverá estar fortemente associada ao consumo industrial, especialmente nas indústrias de ferro e aço, assim como no setor de transporte. Esses dois setores responderiam por 42% e 36%, respectivamente, da demanda estimada até 2050. O cenário também enfatiza a relevância do hidrogênio no armazenamento de energia, proporcionando flexibilidade ao sistema elétrico. Até 2050, cerca de 20% da demanda, ou aproximadamente 125 Mt H<sub>2</sub> equivalente, será direcionada para essa aplicação. No entanto, a consultoria prevê um papel limitado para a mistura de hidrogênio com gás natural, em grande parte devido à crescente eletrificação de diversos setores, que tende a substituir rapidamente o consumo de gás natural. Além disso, questões de segurança e eficiência restringem o uso de hidrogênio nesse contexto.

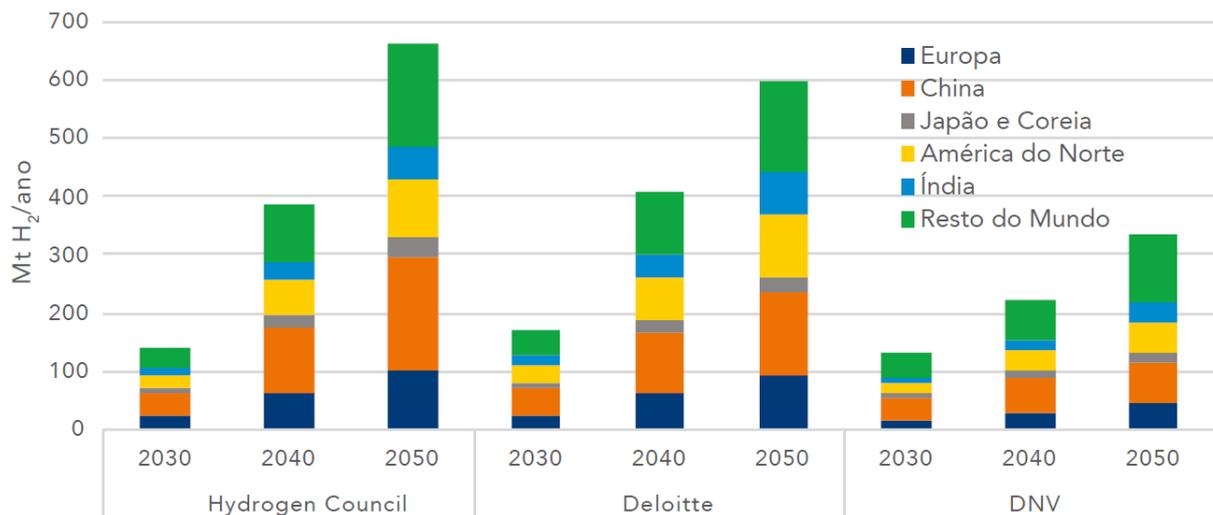


**Figura 7.2. Crescimento prospectivo da demanda por hidrogênio em diferentes setores energéticos (Deloitte, 2023)**

Em suma, a transição para o hidrogênio de baixo carbono está se tornando uma realidade, que se encontra em um contínuo ajuste de expectativas. Diversas aplicações são exploradas e algumas mostram-se talvez não as mais eficientes ou econômicas. No entanto, aplicações importantes existem, especialmente em indústrias intensivas em carbono, como a produção de fertilizantes, produtos químicos/refinarias, aço e cimento. Esses setores oferecem "pontos estratégicos" onde o hidrogênio de baixo carbono é viável economicamente, eficiente energeticamente e tecnicamente factível (IEA, 2023a).

Embora o hidrogênio venha a se expandir em diversos setores da economia, haverá uma significativa disparidade regional na demanda por ele como vetor energético. A Figura 3 apresenta as projeções de demanda de hidrogênio por região para os anos de 2030, 2040 e 2050, realizadas por três instituições diferentes (FGV, 2023). As projeções mostram tendências de crescimento semelhantes entre as regiões. A China, como maior consumidora mundial de energia primária, deverá ser o maior mercado individual de hidrogênio limpo até 2050, com uma média de 26% da demanda global. Em seguida, destacam-se a Europa com 15%, a América do Norte com 16%, a Índia com 9%, e Japão e Coreia com 6% da demanda, na média entre as projeções. O restante do mundo representará cerca de 28% da demanda combinada.

Nesse contexto, a nova economia global do hidrogênio representa uma oportunidade estratégica para o Brasil contribuir de forma significativa para a descarbonização da indústria, tanto no âmbito nacional quanto em países com altas emissões. Além de promover a redução de carbono, essa transição pode gerar importantes benefícios econômicos, ambientais e sociais para a população brasileira (E+ Transição Energética, 2024).



**Figura 7.3. Crescimento prospectivo da demanda global de hidrogênio por região (FGV, 2023)**

### 7.1.1. Mercado atual do H<sub>2</sub> no Brasil

O panorama histórico indica um mercado de hidrogênio amplamente centralizado no país, com a produção e o consumo majoritariamente sob responsabilidade da Petrobras, que responde por 95% da produção nacional, já que o gás produzido não apresenta uso energético, sendo utilizado para o consumo próprio da empresa na produção de outros derivados do petróleo (EPE, 2022b). A principal tecnologia empregada é a reforma a vapor do gás natural.

Esse cenário também pode ser explicado pela maturidade dessa rota tecnológica e pela significativa disponibilidade de reservas de gás natural no país. Conforme dados da ANP, em 2023 o Brasil contava com 517,1 bilhões de metros cúbicos de reservas provadas, representando um crescimento de mais de 27% em comparação a 2022 (ANP, 2024b).

Em 2020, as refinarias brasileiras produziram aproximadamente 325.000 toneladas de hidrogênio puro (EPE, 2022b). Do total de 19 refinarias instaladas, 11 dispõem de unidades de geração de hidrogênio (UGH), com a produção sendo predominantemente utilizada nos processos de Hidrocrackeamento Catalítico (HCC) e Hidrotratamento (HDT). Apenas uma fração reduzida do hidrogênio produzido no país é destinada à fabricação de amônia e fertilizantes, sendo essa distribuição realizada nas quatro fábricas de fertilizantes nitrogenados em operação: UNIGEL-BA, UNIGEL-SE, Yara Brasil e Araucária Nitrogenados S.A. (FGV, 2023).

De acordo com a (EPE, 2022b), as UGH instaladas nas refinarias brasileiras estão atualmente operando com capacidade ociosa. A Tabela 1 revela que a capacidade nominal instalada no país é estimada em 18,9 milhões de Nm<sup>3</sup>/dia. Essa capacidade resulta em uma ociosidade significativa, calculada em aproximadamente 200.000 toneladas de H<sub>2</sub> por ano.

**Tabela 7.1. Capacidade de H<sub>2</sub> em UGH por Refinaria (EPE, 2022b)**

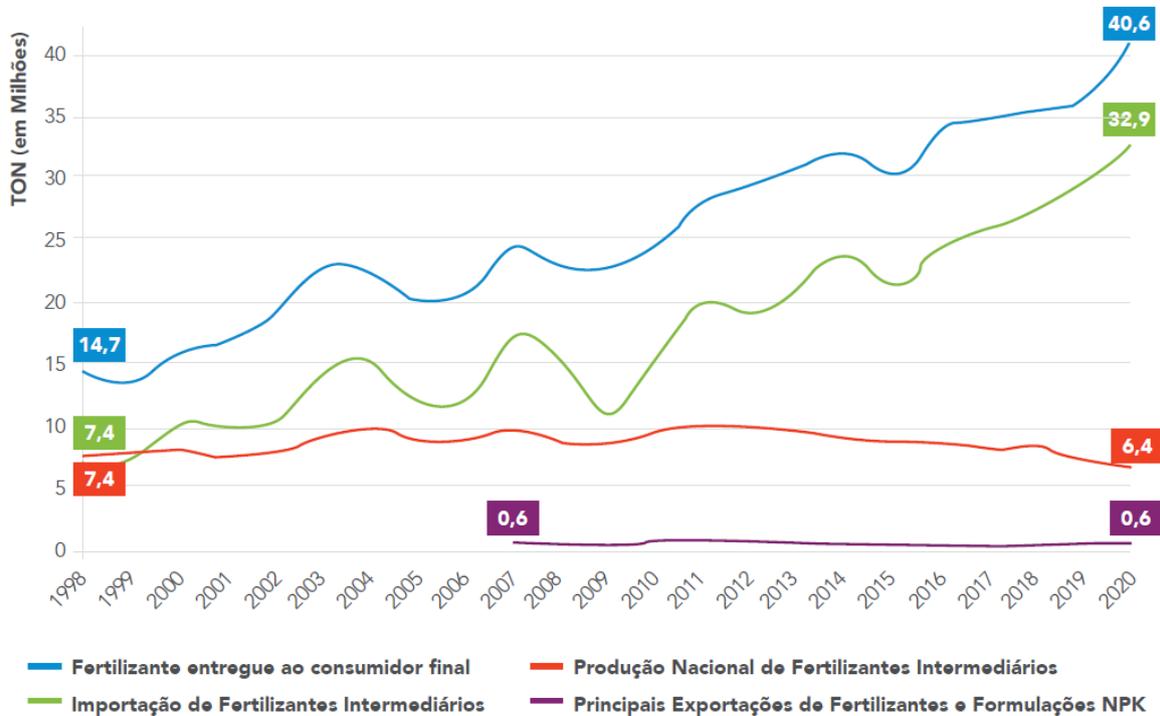
| Refinarias                                   | UF | Capacidade Nominal (Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> /dia) | Capacidade Nominal (ton H <sub>2</sub> /ano) * |
|--|----|--|--|
| Refinaria de Paulínia (Replan)               | SP | 3.570.000  | 117.275  |
| Refinaria Abreu e Lima (RNEST)               | PE | 3.000.000  | 98.550   |
| Refinaria Presidente Bernardes (RPBC)        | SP | 2.870.000  | 94.280   |
| Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar)  | PR | 1.870.000  | 61.430   |
| Refinaria Alberto Pasqualini (Refap)         | RS | 1.800.000  | 59.130   |
| Refinaria Gabriel Passos (Regap)             | MG | 1.760.000  | 57.816   |
| Refinaria Henrique Lage (Revap)              | SP | 1.488.000  | 48.881   |
| Refinaria de Mataripe (Refmat)               | BA | 1.360.000  | 44.676   |
| Refinaria Duque de Caxias (Reduc)            | RJ | 625.000  | 20.531   |
| Refinaria de Capuava (Recap)                 | SP | 550.000  | 18.068   |
| Refinaria Lubrificantes do Nordeste (Lubnor) | CE | 35.000   | 1.150  |
| <b>Total</b>                                 |    | <b>18.928.000</b>  | <b>621.785</b>                                 |

\* Assumido que o H<sub>2</sub> possui uma  $\rho_{@ 0^\circ C, 1 bar} = 0,09$  [kg/m<sup>3</sup>]

A parcela restante de 5% da produção nacional de hidrogênio é amplamente utilizada em vários setores industriais e na geração de energia. Essa quantidade significativa é majoritariamente fornecida por quatro grandes empresas: Linde (White Martins), Air Liquide, Air Products e Messer (GIZ, 2021).

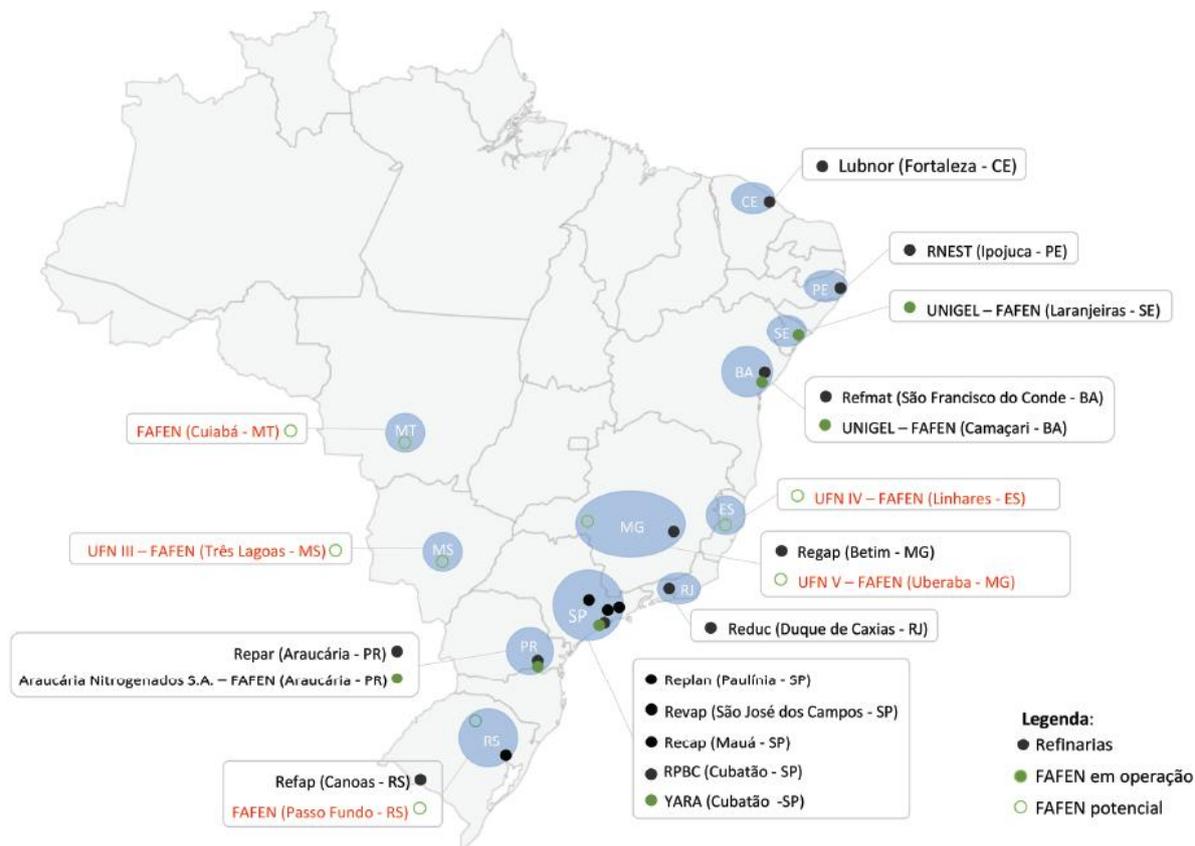
Ressalte-se que, segundo (FGV, 2023), uma parcela significativa desse 5% é derivada da indústria cloro-álcalis, onde é um subproduto da eletrólise utilizada para produzir cloro, junto com a soda cáustica. A White Martins, por exemplo, tem uma planta dedicada, mas sua principal fonte de hidrogênio vem do processo soda-cloro. Da mesma forma, a Braskem obtém seu hidrogênio da Unipar. Estudos da abiclor (2022) mostram que essas empresas produzem aproximadamente 40 mil toneladas de hidrogênio anualmente. Esse hidrogênio é usado em diversas aplicações, incluindo como combustível, na produção de

ácido clorídrico (HCl), e em setores como siderurgia, alimentos e vidro. Na geração de energia, é empregado no resfriamento de termelétricas. A demanda da indústria de amônia e fertilizantes também é significativa, mas seu crescimento tem sido menor do que o esperado, resultando em uma maior dependência de importações. A Figura 4 apresenta o desenvolvimento do mercado de fertilizantes no Brasil, destacando a produção nacional e a importação.



**Figura 7.4. Desenvolvimento do Mercado de Fertilizantes no Brasil (SAE, 2021)**

Contudo, de acordo com (SAE, 2021), a demanda por fertilizantes nitrogenados deve dobrar até 2050, o que reforça a importância do Plano Nacional de Fertilizantes para o planejamento setorial e para o fortalecimento do agronegócio nacional, além da redução da dependência de importações. Nesse cenário, a expansão das FAFEN é crucial para maximizar a produção de hidrogênio por diversas rotas. Recentemente, foram anunciados três novos projetos de unidades: UFN III em Três Lagoas (MS), UFN IV em Linhares (ES) e UFN V em Uberaba (MG). Além disso, o estudo desenvolvido pela (EPE, 2019a) identificou Cuiabá (MT) e Passo Fundo (RS) como locais adicionais para otimizar o abastecimento de fertilizantes nitrogenados. A Figura 5 ilustra a localização das refinarias produtoras de hidrogênio, das FAFENs existentes e das futuras.



**Figura 7.5. Localização das Refinarias com UGH e FAFENs (FGV, 2023)**

### 7.1.2. Hidrogênio e Seus Derivados: Perspectivas e Desafios

A capacidade molecular do hidrogênio de se combinar com elementos como carbono e nitrogênio possibilita a produção de combustíveis sintéticos e matérias-primas industriais. Além disso, o hidrogênio se destaca como uma solução para o armazenamento de energia elétrica em momentos de alta produção em parques eólicos e solares, quando a geração supera o consumo imediato. Essa função de armazenamento é crucial para compensar a variabilidade na geração de energia renovável, suavizando a intermitência e aumentando a confiabilidade dessas fontes. Como resultado, o hidrogênio promove a integração mais ampla de energias renováveis não emissoras de carbono, contribuindo para a estabilidade e a sustentabilidade do sistema elétrico (Ishaq; Dincer; Crawford, 2022; Osman *et al.*, 2022; Rasul *et al.*, 2022).

O hidrogênio e seus derivados, apesar dos desafios relacionados à competitividade e maturidade tecnológica, mostram grande potencial tanto nas aplicações existentes quanto em novos usos emergentes. Atualmente, o hidrogênio é utilizado em setores como refino, produção de amônia e metanol, e, embora ainda limitado, na indústria de ferro e aço. Contudo, a transição para o hidrogênio de baixo carbono enfrenta obstáculos significativos em termos de eficiência, custo e infraestrutura, o que sublinha a necessidade de inovação contínua nas tecnologias atuais. Por outro lado, os usos emergentes do hidrogênio, especialmente no setor de transporte, apresentam um campo promissor para a inovação. O hidrogênio tem o potencial de desempenhar um papel crucial em modalidades como transporte rodoviário, aviação (via combustíveis de aviação sustentáveis – SAF) e transporte marítimo, exigindo o desenvolvimento de novas tecnologias e infraestruturas de abastecimento (Dawood; Anda; Shafiullah, 2020; Ishaq;

Dincer; Crawford, 2022). Além dessas, outras aplicações emergentes, como na geração e armazenamento de energia elétrica e em sistemas de aquecimento, embora menos promissoras para adoção em larga escala, mostram viabilidade em contextos específicos. Esses usos enfrentam desafios que variam da eficiência energética à integração com redes existentes, destacando a complexidade e o potencial diversificado do hidrogênio no cenário energético atual (Rasul *et al.*, 2022).

Como citado anteriormente, os mercados mais maduros e consolidados tendem a ser os principais alvos para a descarbonização do hidrogênio no curto prazo, dado que demandam menores investimentos para a transição do hidrogênio fóssil para o de baixo carbono, apesar da atual lacuna de custo. Nas indústrias de refino, onde o hidrogênio é predominantemente obtido pela reforma a vapor do gás natural e como subproduto da reforma catalítica de nafta, a descarbonização está vinculada à aplicação de tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS). Caso a demanda por hidrogênio aumente, a escolha das tecnologias para produção de hidrogênio de baixo carbono será crucial. Já nas indústrias químicas e de ferro e aço, que são capital-intensivas e operam com margens de lucro reduzidas, a transição para o hidrogênio de baixo carbono ainda depende de mecanismos que aumentem sua competitividade e valorização econômica.

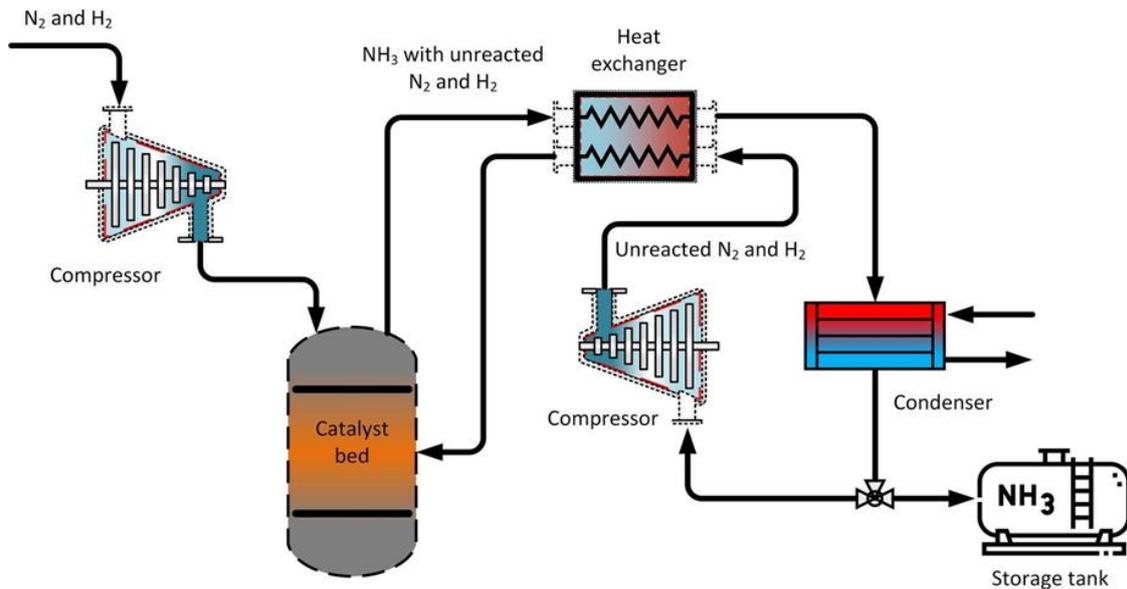
Diante deste cenário mundial instigante e promissor para o H<sub>2</sub>, a implementação da economia do hidrogênio em nível nacional representa uma oportunidade para o Brasil internalizar na economia os efeitos positivos que esse novo segmento poderá trazer, com absorção de tecnologia, desenvolvimento industrial e social decorrente de investimentos em capacitação de mão de obra e da geração de novos empregos. Simultaneamente, o desenvolvimento desse mercado é um processo complexo, que não prescinde de significativos desafios e barreiras.

#### *Amônia – Indústria de Fertilizantes Nitrogenados*

O processo Haber-Bosch (Figura 6) continua sendo o método predominante para a produção industrial de amônia (NH<sub>3</sub>). Descoberto no início do século XX, esse processo revolucionou a agricultura ao viabilizar a síntese de fertilizantes sintéticos em larga escala. Esse processo baseia-se na reação exotérmica e reversível entre hidrogênio e nitrogênio, descrita pela equação (1).



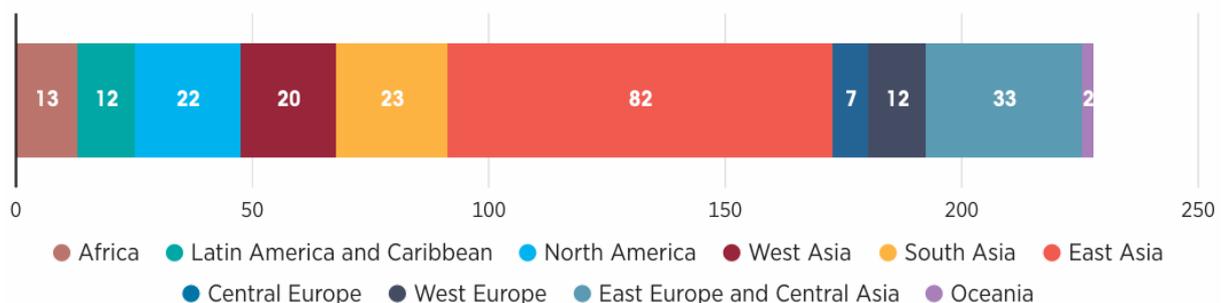
O nitrogênio, presente naturalmente no ar atmosférico em grande quantidade (78% em volume), é capturado por meio de uma unidade de separação de ar, enquanto o hidrogênio pode ser produzido de diversas maneiras. Atualmente, o método predominante utiliza o gás natural como matéria-prima, juntamente com o processo de reforma do metano a vapor e a reação de deslocamento do gás de água. No entanto, esse processo resulta em consideráveis emissões de CO<sub>2</sub>, o que representa um desafio ambiental significativo associado à produção de hidrogênio a partir de fontes fósseis (Ojelade; Zaman; Ni, 2023).



**Figura 7.6. Processo convencional de obtenção de NH<sub>3</sub> (Ishaq; Crawford, 2024)**

A reação ocorre na presença de um catalisador ferroso e opera em um intervalo de temperatura de 350 a 550 °C, sob pressões que variam entre 100 e 300 bar (Chehade; Dincer, 2021). Esses parâmetros são cruciais para otimizar a eficiência da síntese de amônia, permitindo que a reação alcance um equilíbrio favorável e uma alta taxa de conversão, fatores que solidificaram o processo Haber-Bosch como o principal método de produção industrial de amônia até os dias de hoje (David *et al.*, 2024). A eficiência desse processo é notavelmente elevada, com uma conversão de hidrogênio em amônia que atinge cerca de 98%. No entanto, o consumo de energia em plantas de produção de amônia pode variar significativamente, oscilando entre 0,5 e 2 MWh por tonelada de NH<sub>3</sub> produzida, dependendo da tecnologia empregada, das condições operacionais e da eficiência dos equipamentos (Chehade; Dincer, 2021).

Atualmente, existe uma capacidade instalada global de 243 Mton NH<sub>3</sub> por ano, que varia consideravelmente dependendo da escala da planta: Pequena (< 100 kton p.a), Média (100 – 500 kton p.a) e larga (> 500 kton p.a) (IRENA and AEA, 2022). Onde mais de 50% da capacidade mundial está localizada na Ásia (Figura 7). Esse domínio na produção reflete-se também no consumo, com a região da Ásia-Pacífico sendo a maior consumidora mundial de amônia, em grande parte devido à sua utilização em atividades agrícolas. A China e a Índia se destacam como os principais mercados consumidores de fertilizantes à base de amônia, o que evidencia a importância do setor agrícola nesses países. Em termos globais, a América do Norte, Europa, América do Sul, Oriente Médio e África seguem como importantes consumidores de amônia, embora em volumes significativamente menores.

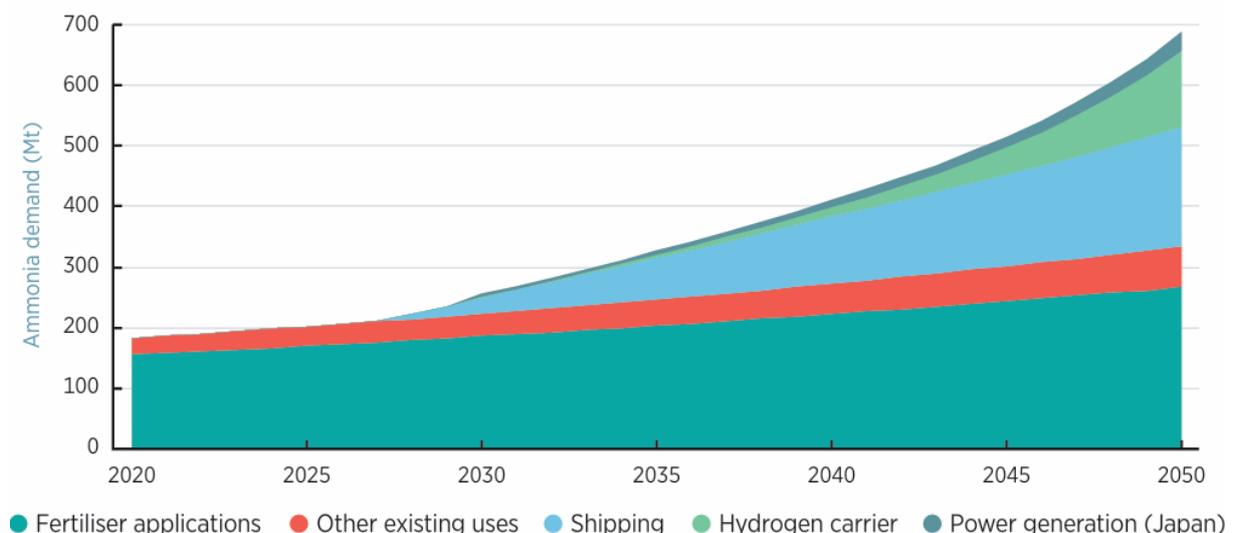


**Figura 7.7. Capacidade instalada de produção de NH<sub>3</sub> por região em 2020 (IRENA and AEA, 2022)**

Em 2020, dos mais de 183 milhões de toneladas de  $\text{NH}_3$  produzidas, 85% do mercado foi direcionado à produção de fertilizantes, enquanto os outros 15% atenderam as indústrias como a têxtil, de refrigeração, explosivos e farmacêutica (IRENA and AEA, 2022). Por outro lado, Brasil utiliza, direta ou indiretamente, cerca de 8% da produção mundial de amônia sob a forma de fertilizantes. Destes, entre 76% a 85% os volumes de fertilizantes nitrogenados exigidos pelo agronegócio brasileiro são importados (SAE, 2021). Um dos entraves para a produção nacional de amônia tem sido o preço do gás natural brasileiro, sobretudo a partir do *boom* do *shale gas* norte-americano, que tornou o gás natural dos Estados Unidos mais barato e atraiu bilhões de dólares em investimentos para a indústria química norte-americana. Consequentemente, o preço de gás natural de origem brasileira é historicamente alto em comparação com os preços internacionais, o que faz com que a produção brasileira de fertilizantes tenha dificuldade para competir com produtos importados.

No Brasil, a produção de fertilizantes nitrogenados está concentrada em apenas duas empresas: Yara e Unigel. A Yara, com uma planta localizada em Cubatão, São Paulo, produz anualmente 103 mil toneladas de nitrato de amônio e 77 mil toneladas de sulfato de amônio. A Unigel, com operações em Laranjeiras, Sergipe, e Camaçari, Bahia, produz 320 mil toneladas de sulfato de amônio e 1,15 milhão de toneladas de ureia por ano (GLOBALFERT, 2022). No segmento de fertilizantes fosfatados, empresas como Yara, Mosaic, Galvani e CMOC mantêm fábricas ativas em estados como São Paulo, Minas Gerais, Goiás, Bahia e Sergipe (BNDES, 2022).

A longo prazo, o potencial de substituição do hidrogênio de base fóssil por hidrogênio de baixo carbono é alto, pois a produção de amônia enfrenta poucos desafios técnicos. A descarbonização da amônia pode ser alcançada por meio de tecnologias existentes e maduras, independentemente do uso contínuo de combustíveis fósseis como matéria-prima. Isso sugere uma potencial diversificação das aplicações, conforme ilustrado na Figura 8.



**Figura 7.8. Expectativa de demanda para amônia para 2050 no cenário de 1,5 °C (IRENA and AEA, 2022)**

Embora existam tecnologias maduras para a descarbonização da produção de amônia, o principal obstáculo para a transição das plantas industriais existentes é o custo. Atualmente, não há incentivos econômicos suficientes que valorizem de maneira adequada a amônia de baixo carbono. O custo da produção de amônia renovável é

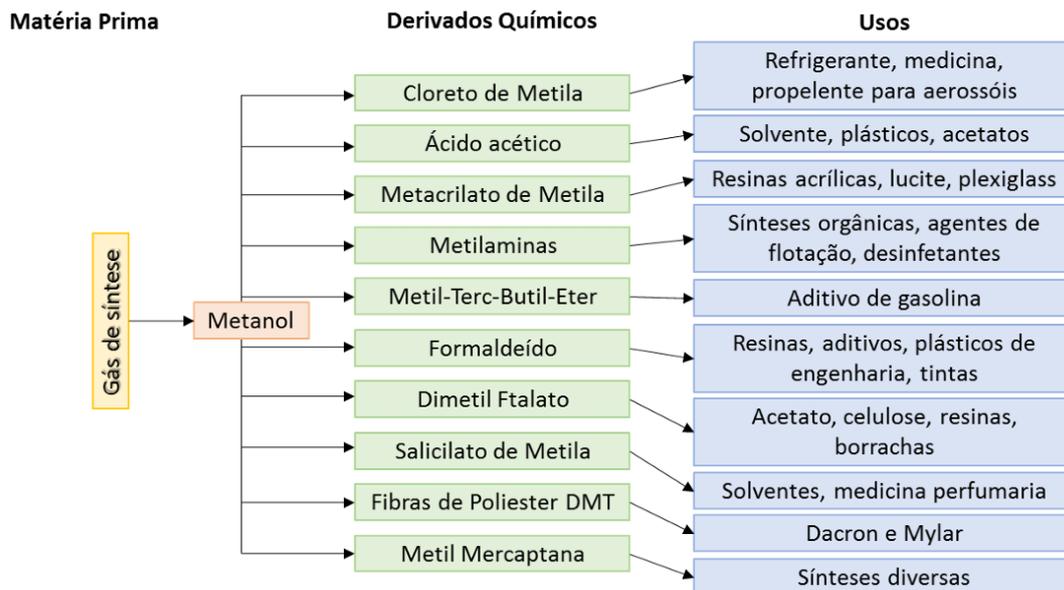
fortemente influenciado pelo custo do hidrogênio renovável, que representa mais de 90% do total (Ishaq and Crawford, 2024). Além disso, o fator de capacidade, ou seja, o número de horas operacionais anuais, desempenha um papel crucial na determinação desses custos. Um aumento na taxa de utilização dos ativos intensivos em capital pode reduzir diretamente o custo final do produto. No entanto, essa variável apresenta um desafio significativo para projetos que dependem de fontes de eletricidade renovável variável, como solar e eólica (Ahmed *et al.*, 2024).

Por essa razão, a produção de amônia a partir de hidrogênio de baixo carbono em regiões próximas a centros agroindustriais surge como uma solução promissora, com potencial significativo para transformar o setor. A descentralização da produção, por meio de usinas modulares em pequena escala, que utilizam hidrogênio de baixo carbono gerado localmente ou em áreas adjacentes, está se expandindo globalmente (CNI, 2022; David *et al.*, 2024). A viabilidade econômica dessa abordagem depende crucialmente do custo do hidrogênio de baixo carbono. No entanto, com a tendência de redução nos custos de produção, impulsionada por economias de escala, menores despesas com transporte e a possível introdução de políticas de precificação de carbono, essa solução pode se tornar mais competitiva em comparação aos métodos tradicionais de produção de amônia. Empresas como a **Proton Ventures**, com suas unidades NFUEL® capazes de produzir até 20 kton de amônia por ano, e a **BayoTech**, que oferece unidades menores com capacidades de produção entre 365 e 1.825 toneladas de NH<sub>3</sub> por ano (Nature Food, 2024; Trevor Brown, 2018), estão na linha de frente do desenvolvimento dessas tecnologias modulares.

#### *Metanol – Indústrias Química e Petroquímica*

O metanol é produzido industrialmente principalmente pela hidrogenação do monóxido de carbono. A principal matéria-prima utilizada nesse processo é o gás natural, que é convertido em uma mistura de carbono e hidrogênio, conhecida como gás de síntese (syngas), por meio dos processos de Reforma a Vapor de Metano (SMR). O monóxido de carbono e o hidrogênio são então recombinados sobre um catalisador, resultando na produção de metanol e água.

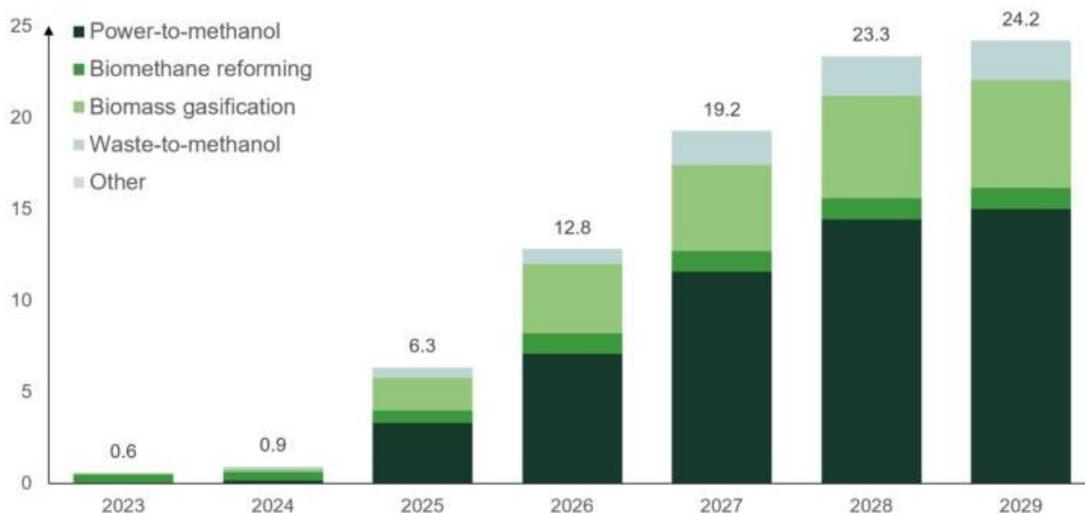
O metanol é subsequentemente convertido, principalmente, em formaldeído, que desempenha um papel fundamental em diversas indústrias, especialmente na produção de polímeros (Sollai *et al.*, 2023). Além disso, o metanol é um precursor de metilaminas simples, que são essenciais na fabricação de produtos farmacêuticos, pesticidas e solventes. Ele também dá origem aos halogenetos de metila, que são utilizados em vários processos químicos, como precursores e agentes extratores, incluindo na produção de silicone e anestésicos locais. Outra aplicação importante do metanol é na produção de éteres metílicos, como o dimetil éter (DME), utilizado como matéria-prima para a síntese de agentes de metilação. A Figura 9 esboça a significativa amplitude de mercado do metanol.



**Figura 7.9. Cadeia do metanol como produto químico industrial (EPE, 2019b)**

Em 2022, a produção de metanol consumiu aproximadamente 15,9 milhões de toneladas de hidrogênio fóssil (IEA, 2023b). A produção anual de metanol é estimada em cerca de 98 milhões de toneladas, com a maior parte desse volume proveniente de rotas baseadas em combustíveis fósseis, sendo 65% derivado de gás natural e 35% de carvão. Ao analisar o ciclo de vida completo do metanol, as emissões associadas a sua produção atingem aproximadamente 0,3 gigatoneladas de CO<sub>2</sub>, o que representa cerca de 10% das emissões totais da indústria química e 0,8% das emissões globais do setor energético (IRENA and MI, 2021).

O metanol, além de ser amplamente utilizado como matéria-prima na indústria química, destaca-se como um combustível emergente com significativo potencial para descarbonizar setores cruciais, como o transporte rodoviário e marítimo (IRENA and MI, 2021). Essa versatilidade tem fomentado cenários prospectivos que apontam para um aumento substancial na produção de metanol, visando atender a essas novas demandas energéticas e apoiar a transição para uma economia de baixo carbono. De acordo com as projeções da *Methanol Institute* (MI, 2024), até 2029, a capacidade instalada de metanol renovável deverá atingir 26,76 milhões de toneladas (33,4 bilhões de litros), com 61,5% dessa produção proveniente de metanol eletrolítico e 38,5% de metanol biológico, conforme ilustrado na Figura 10.

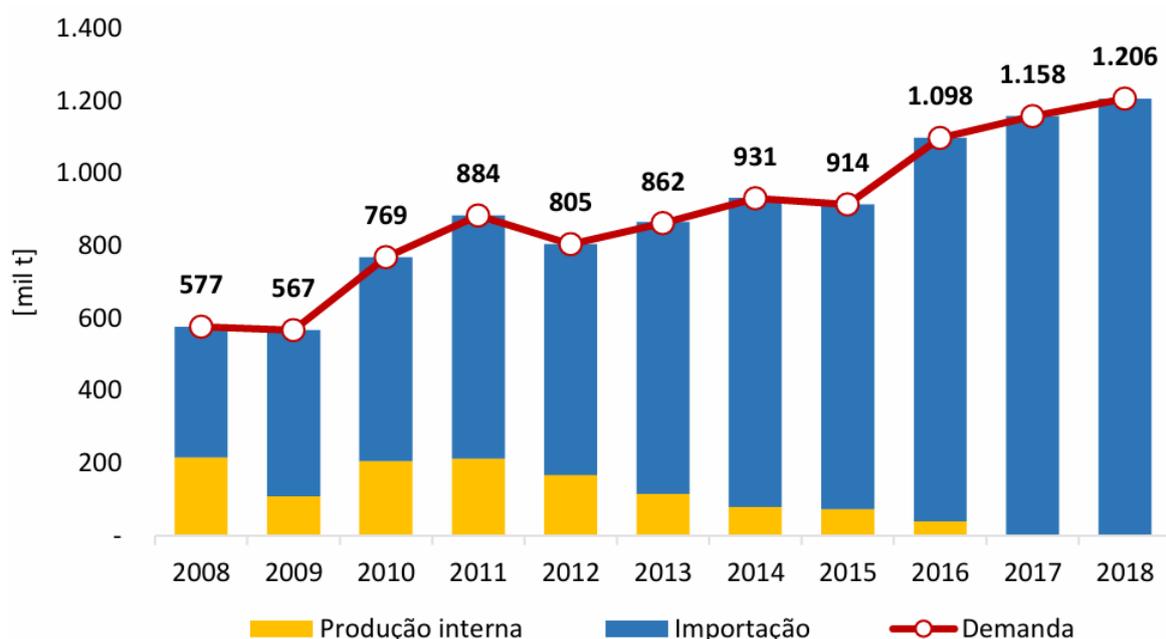


**Figura 7.10. Capacidade instalada de metanol renovável em milhões de toneladas (MI, 2024)**

No Brasil, o metanol se destaca principalmente como insumo na produção de biodiesel. De acordo com o relatório intitulado “Estudo de Caso na Indústria de Metanol”, desenvolvido pela (EPE, 2019b), o Brasil é o maior produtor mundial de biodiesel pela rota metânica. No entanto, apesar dessa posição de liderança, o país não possui nenhuma planta de produção de metanol em operação. Como resultado, desde 2016, o Brasil importa integralmente o metanol necessário para atender à sua demanda de países como Trinidad e Tobago, Chile e Venezuela, conforme apresentado na Figura 11.

No curto prazo, a inserção direta de hidrogênio de baixo carbono na cadeia de produção de metanol no Brasil não é uma perspectiva viável. A falta de competitividade do metanol nacional em relação ao importado impede um rápido restabelecimento da produção local. Nesse contexto, a produção de metanol a partir de biomassa surge como uma alternativa mais competitiva em comparação ao uso de hidrogênio renovável. Um exemplo dessa tendência é o recente memorando de entendimento assinado pela Prumo, que visa viabilizar a produção de metanol de baixo carbono a partir do biogás no Porto do Açúcar (epbr, 2023).

Apesar das limitações atuais, de acordo com (BNDES, 2022), o Brasil possui um mercado promissor para o metanol, com potencial para abrigar uma ou duas fábricas de classe mundial. Uma planta com capacidade de produção de um milhão de toneladas anuais pode consumir aproximadamente 0,25 milhão de toneladas de insumos e reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> em até 2,2 milhões de toneladas por ano, comparado às fábricas que utilizam gás natural como combustível.

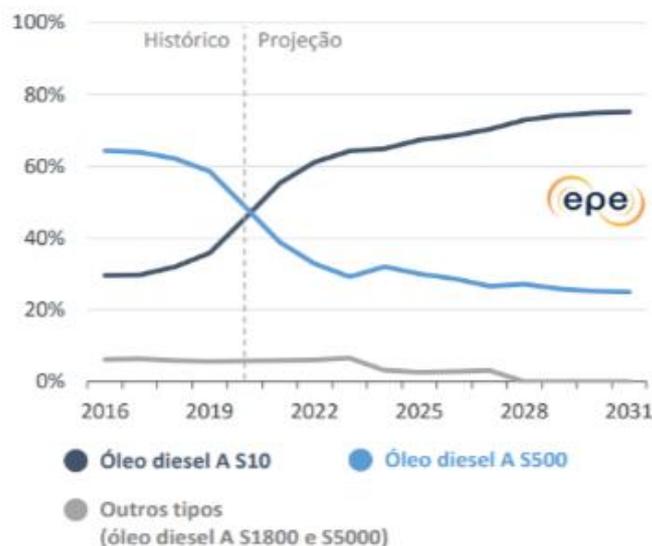


**Figura 7.11. Histórico do mercado nacional de metanol (EPE, 2019b)**

### *Refinarias*

As refinarias possuem um uso consolidado de hidrogênio em sua cadeia produtiva, sendo empregado principalmente em dois processos-chave: i) Hidrotratamento (HDT): Este processo visa adequar os combustíveis às exigências de qualidade estabelecidas, por meio da redução de impurezas como compostos sulfurados (processo de hidrodessulfurização - HDS), compostos nitrogenados e aromáticos; ii) Hidrocraqueamento Catalítico (HCC): Neste processo, moléculas existentes são quebradas e hidrogenadas com o objetivo de formar produtos de maior valor agregado.

No Brasil, a produção de hidrogênio ocorre predominantemente em refinarias para consumo próprio. Em 2019, essa atividade representou 83% da demanda nacional de hidrogênio, totalizando 332 kton (EPE, 2022b). Nos próximos dez anos, espera-se um aumento significativo nos processos de hidrotratamento (HDT) para adequar o refino nacional à crescente demanda por combustíveis com baixo teor de enxofre, o que, por sua vez, elevará o consumo de hidrogênio. No Brasil, o padrão Euro 6 foi implementado em 1º de janeiro de 2023, marcando o início da oitava fase do Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores (Proconve). Desde 2014, o diesel S10, com 8% de biodiesel e um teor de enxofre de 10 mg/kg, tem sido comercializado no país. A Figura 12 aponta um potencial aumento do refino no Brasil ao longo da próxima década, impulsionado pela expansão da produção nacional de diesel S10 (EPE, 2022d).

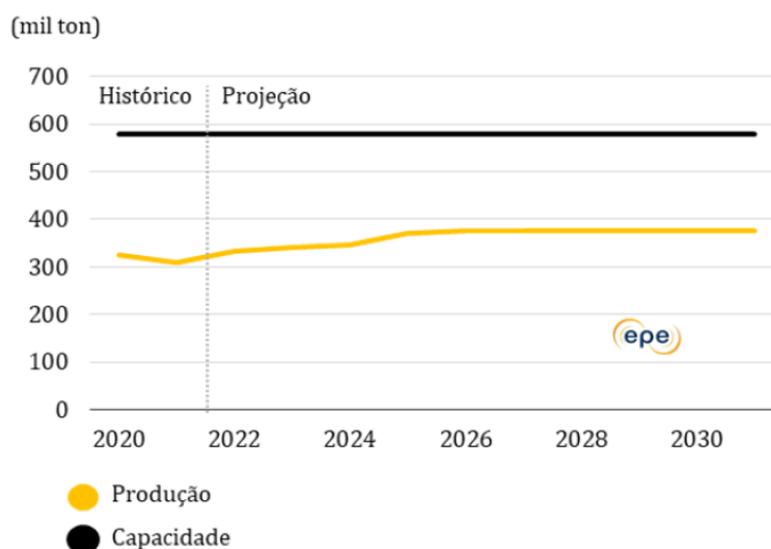


**Figura 7.12. Produção nacional de óleo diesel A por tipo (%) (EPE, 2022d)**

Além das refinarias tradicionais, o processamento de biomassa para a produção de combustíveis também demandará hidrogênio, especialmente em processos de hidrotreatamento. As refinarias que utilizam biomassa, conhecidas como biorrefinarias, podem ser classificadas em três categorias principais:

- *Biorrefinarias completamente novas:* Construídas especificamente para esse propósito, essas instalações requerem um alto investimento inicial e são soluções de longo prazo. No entanto, não há previsão de curto prazo para a construção de biorrefinarias completamente novas que demandem hidrogênio verde.
- *Refinarias convencionais totalmente convertidas para uso de biomassa como matéria-prima:* Embora apresentem custos inferiores em comparação com a construção de novas biorrefinarias, o processamento de uma gama mais ampla de óleos vegetais nessas instalações exigiria investimentos adicionais em equipamentos.
- *Coprocessamento de biomassa:* Neste modelo, óleos derivados de biomassa são processados conjuntamente com óleos fósseis em unidades existentes de refinarias de petróleo. Contudo, a substituição de óleos fósseis por biomassa é limitada a até 15% devido a restrições técnicas.

Apesar da potencial expansão da demanda por hidrogênio nesse setor, a produção atual de H<sub>2</sub> em refinarias no Brasil está abaixo da capacidade instalada. Assim, a demanda adicional poderia ser atendida pelas Unidades de Geração de Hidrogênio (UGHs) já existentes. As refinarias brasileiras operam com uma ociosidade de cerca de 200 mil toneladas por ano de H<sub>2</sub>, como ilustrado na Figura 13.



**Figura 7.13. Produção de hidrogênio em refinarias brasileiras (EPE, 2022b)**

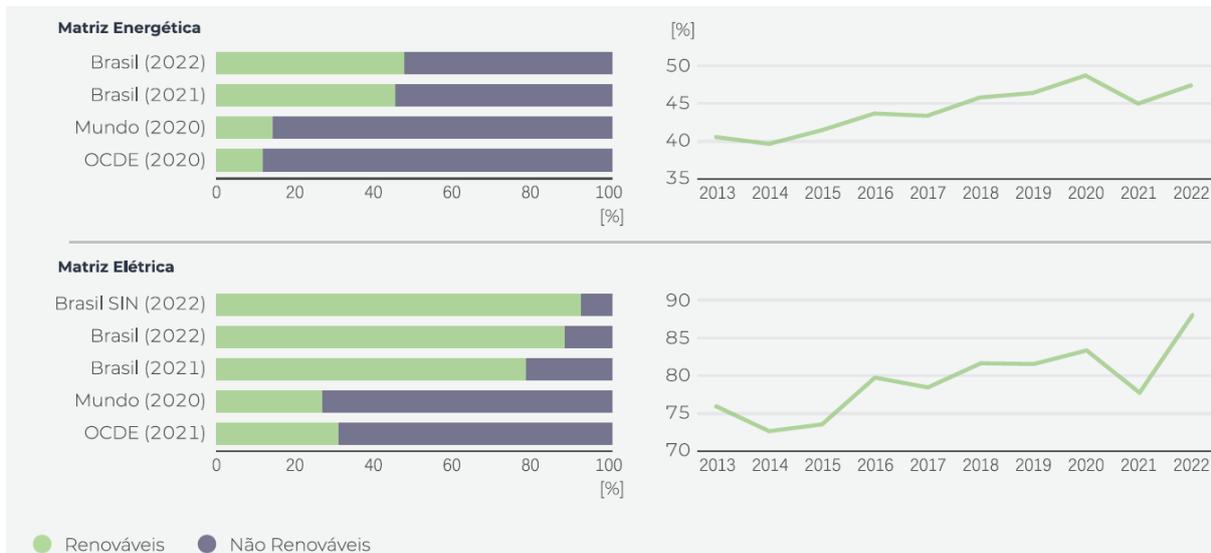
De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 2023b), o hidrogênio verde ainda não é amplamente aplicado na cadeia de refino. No entanto, a Petrobras, que detém aproximadamente 70% da capacidade de refino no Brasil, está comprometida com metas de descarbonização conforme delineado em seu mais recente caderno de clima. Entre as metas estabelecidas, destaca-se a redução de 30% das emissões de carbono até 2030, em comparação com os níveis de 2015, e o objetivo de alcançar a neutralidade de carbono, tornando-se uma empresa "net-zero", até 2050. Considerando as observações da IEA, uma alternativa viável para a Petrobras alcançar sua ambição de "net-zero" até 2050 seria a produção de hidrogênio utilizando técnicas de captura de carbono, conhecido como hidrogênio azul.

Nesse contexto, considerando a significativa participação da Petrobras no setor de refino no Brasil e com base nas projeções da Empresa EPE, a (H2Brasil, 2023) delineou dois cenários (A e B) para a produção de hidrogênio no setor. O primeiro cenário envolve a manutenção das práticas atuais, representando uma demanda de mais de 110 mil ton H<sub>2</sub> cinza (reforma a vapor ou autotérmica de combustíveis fósseis), gerando assim mais de 184 mil toneladas de CO<sub>2eq</sub> por ano. O segundo cenário, mais alinhado com as metas de descarbonização, prevê uma transição gradual para a produção de hidrogênio azul, com a implementação de tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS), possibilitando a redução das emissões associadas e contribuindo para o cumprimento dos objetivos de neutralidade de carbono da Petrobras até 2050. Tal cenário, representaria uma demanda de 110,2 mil ton H<sub>2</sub> azul até 2050 (crescimento anual de 7,1%), reduzindo mais de 168 mil toneladas de CO<sub>2eq</sub> por ano.

### *Exportação*

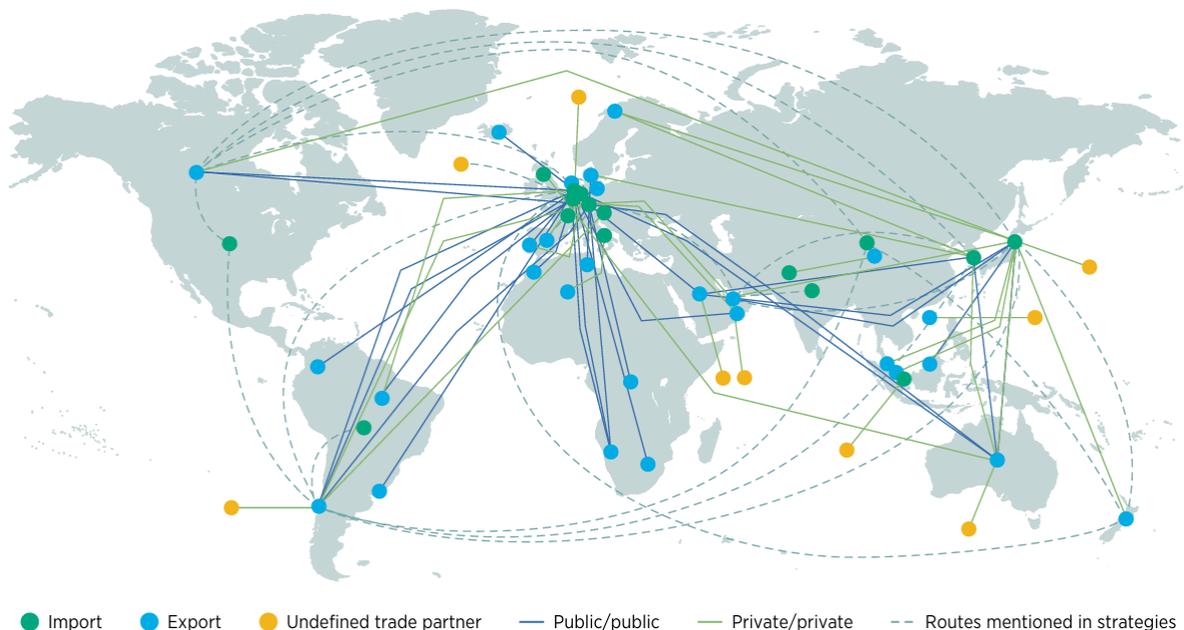
Dado que o custo da eletricidade e outros energéticos (como biomassa) é um componente crucial no custo de produção de hidrogênio, algumas regiões com acesso a recursos renováveis em larga escala e a baixo custo se destacarão como exportadoras competitivas dessa fonte energética. O Brasil, com uma das matrizes energéticas mais renováveis (Figura 14) e um dos custos nivelados de geração de energia mais baixos do mundo (E+ Transição Energética, 2024; IRENA, 2022e), surge como um forte candidato à produção e exportação de hidrogênio de baixo carbono a preços competitivos. No entanto, para viabilizar essa exportação, seria necessário implementar soluções robustas de armazenamento de hidrogênio em clusters ou hubs estrategicamente posicionados,

aproveitando a flexibilidade do mercado de energia brasileiro e comprando excedentes a preços baixos.



**Figura 7.14. Comparação das matrizes energéticas e elétricas: Brasil, mundo e OCDE (E+ Transição Energética, 2024)**

De acordo com a (IRENA, 2022b), em um cenário de emissões líquidas nulas até 2050, cerca de 50% da demanda global de hidrogênio seria suprida pelo comércio internacional. Dentre as importações, aproximadamente 45% do hidrogênio seria transportado por navios, enquanto o restante seria distribuído por meio de gasodutos. Isso resultaria na importação global de cerca de 67 milhões de toneladas de hidrogênio via transporte marítimo até 2050. A Figura 15 apresenta as rotas de exportação e importação de hidrogênio limpo ao redor do mundo.



**Figura 7.15. Mapa das rotas de exportação de hidrogênio (IRENA, 2022b)**

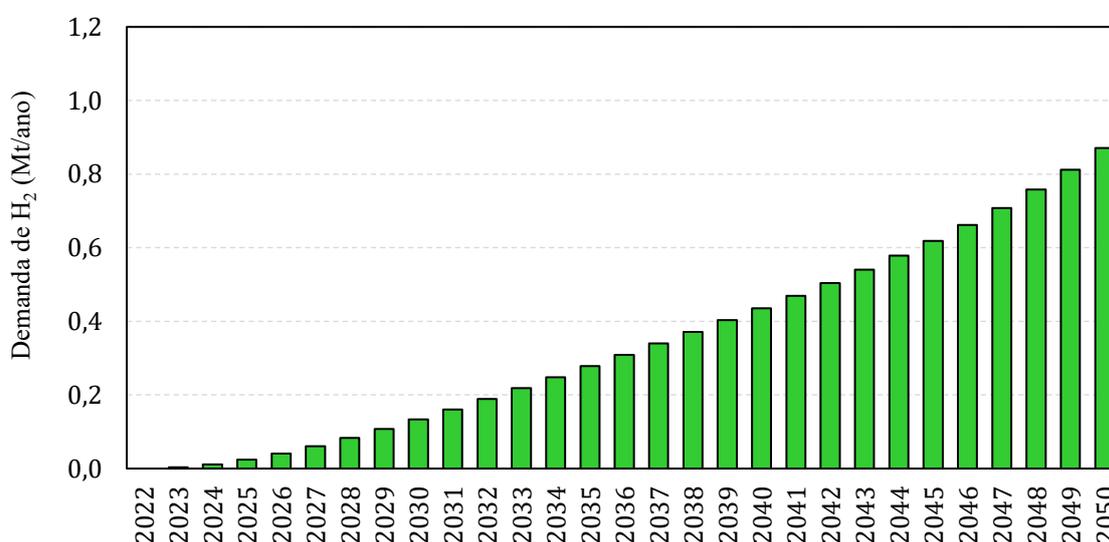
Graças à abundância de recursos energéticos, o Brasil tem o potencial de produzir hidrogênio competitivo para exportação (E+ Transição Energética, 2024). Devido à proximidade geográfica, é provável que o hidrogênio brasileiro seja destinado principalmente à União Europeia, pois os custos logísticos para o transporte até o Japão e

a Coreia do Sul podem torná-lo menos competitivo em relação ao hidrogênio produzido na Austrália, Indonésia e países do Oriente Médio.

A demanda europeia por hidrogênio aumentou com o plano *RePowerEU*, que busca reduzir a dependência de combustíveis fósseis da Rússia. Esse cenário posiciona a Europa como o principal mercado consumidor para países exportadores, como o Brasil. Para acelerar a produção de hidrogênio, a União Europeia propôs a criação de um fundo global, o Banco Europeu de Hidrogênio, que visa desbloquear investimentos privados nas cadeias de valor do hidrogênio, tanto na Europa quanto em países parceiros.

Nesse contexto, a Alemanha lançou um leilão através da fundação *H2Global*, representando uma oportunidade estratégica para o Brasil. Ao se alinhar com iniciativas internacionais, como o *plano europeu* e o *leilão H2Global*, o Brasil pode fortalecer suas parcerias globais, garantir segurança de investimento e impulsionar o crescimento da economia do hidrogênio no país.

Diante deste quadro, com base nas projeções da Agência Internacional de Energia (IEA, 2023b) para a demanda global de hidrogênio no cenário de compromissos firmados ("Announced Pledges Case" – APC), e nas estimativas da Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA, 2022b), que avaliam a capacidade limitada de muitos países em atender internamente sua demanda de hidrogênio, o Brasil desponta como um potencial exportador estratégico de hidrogênio de baixo carbono. A análise sugere que o segmento de exportação brasileiro poderá, de maneira conservadora, atender pelo menos 2% da demanda global, que até o 2050 seria de 0,9 milhões de toneladas, como ilustrado na Figura 16. Esse potencial deriva não apenas das vantagens competitivas do país em recursos renováveis, como energia solar e eólica, mas também da crescente capacidade tecnológica e industrial voltada para a produção de hidrogênio verde (E+ Transição Energética, 2024).



**Figura 7.16. Demanda de H<sub>2</sub> de baixo carbono brasileiro para exportação**

#### *Transporte*

Em 2022, o setor de transporte foi responsável por 22,9% (7,98 bilhões ton CO<sub>2eq</sub>) das emissões globais de gases de efeito estufa (IEA, 2023b). De acordo com o Fórum Internacional de Transporte, as políticas atuais de descarbonização são insuficientes para que o transporte de passageiros e mercadorias consiga reduzir suas emissões de maneira significativa. No Brasil em 2022, o setor de transporte era responsável por 19,3% (216,9

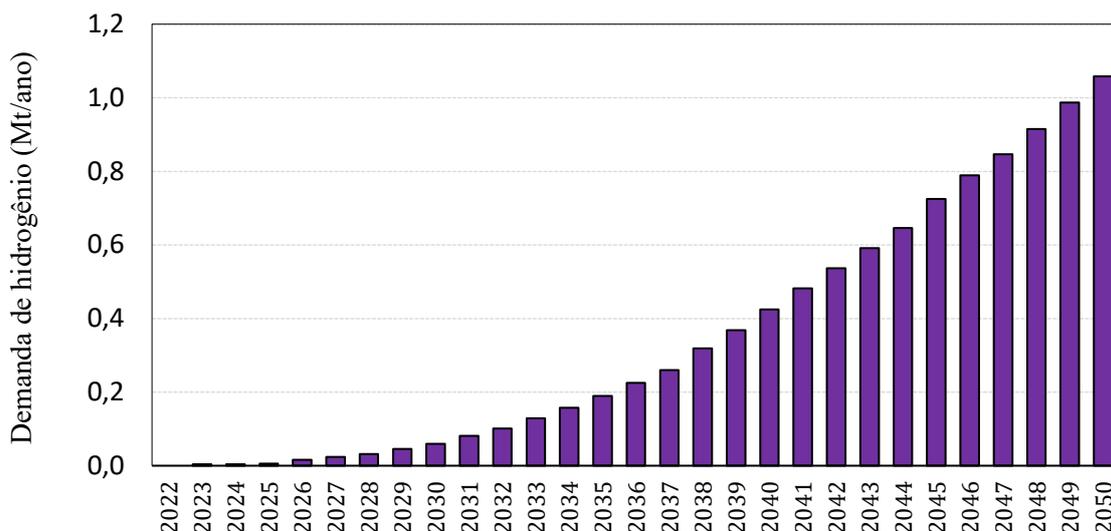
Milhões ton CO<sub>2eq</sub>) de todas as emissões de GEE do país (SEEG, 2024), o que o torna um setor prioritário para a redução das emissões antropogênicas de carbono.

Para alcançar reduções significativas nas emissões de CO<sub>2eq</sub> no setor de transportes, é imperativo que políticas muito mais ambiciosas sejam implementadas, especialmente nos segmentos de transporte regional e interurbano de passageiros, bem como no transporte de mercadorias. Esses setores apresentam desafios únicos, uma vez que a eletrificação direta não é viável devido às longas distâncias percorridas e ao peso das cargas, que demandam combustíveis com alta densidade energética e sistemas de armazenamento capazes de garantir a autonomia necessária. Sem essas medidas, a tendência atual de aumento das emissões continuará, tornando inviável a mitigação dos impactos climáticos associados ao transporte.

Nos segmentos em que a redução das emissões é particularmente desafiadora, o hidrogênio surge como uma solução promissora, seja utilizado em sua forma pura ou como base para a produção de combustíveis alternativos. Combustíveis derivados do hidrogênio, como amônia, metanol e combustíveis sustentáveis para aviação (SAF), que se enquadram na abordagem power-to-x (PtX), oferecem soluções para os problemas de densidade energética, tempo de ressuprimento e disponibilidade. Além disso, essas tecnologias podem aproveitar a infraestrutura de distribuição e ativos já existentes, facilitando a transição para uma matriz energética mais limpa sem a necessidade de investimentos significativos em novas infraestruturas (E+ Transição Energética, 2024).

Entretanto, o hidrogênio de baixo carbono e derivados apresenta um potencial relativamente limitado para implementação comercial no setor de transportes brasileiro, devido à competição com outras tecnologias de baixo carbono, como *baterias elétricas*, *biodiesel* e *etanol* de uso direto (FGV, 2023). No modal rodoviário, os principais desafios para a adoção do hidrogênio incluem o elevado custo de investimento em veículos, como carros, ônibus e caminhões, além da necessidade de desenvolver uma infraestrutura adequada para abastecimento e armazenamento. Nos setores de navegação e aviação, o estágio ainda incipiente de desenvolvimento tecnológico para o uso direto do hidrogênio constitui um obstáculo adicional. No entanto, o potencial para a navegação pode ser mais promissor, especialmente devido ao interesse crescente em combustíveis como *metanol* e *amônia* (E+ Transição Energética, 2024). Contudo, grandes embarcações movidas por esses combustíveis ainda se encontram em fase de desenvolvimento.

Diante deste quadro, e com base nas projeções de demanda de combustível marítimo por tipo até 2050, conforme o relatório do (MAN, 2023), estimou-se a demanda de hidrogênio para a produção de combustíveis de baixo carbono, como amônia e metanol, no Brasil. A análise considerou a demanda de combustível marítimo para rotas de exportação no Brasil, projetada pela (EPE, 2019c), com o país representando 1,7% do consumo global total. A Figura 17 ilustra a projeção anual da demanda equivalente de hidrogênio. Estima-se que, até 2030, de acordo com as expectativas da IMO de utilizar entre 5% e 10% de combustíveis de baixo carbono, o Brasil necessitará de 0,06 milhões de toneladas de hidrogênio. Para 2050, prevê-se um crescimento significativo nesse segmento, com a demanda alcançando 1,1 milhões de toneladas de hidrogênio.

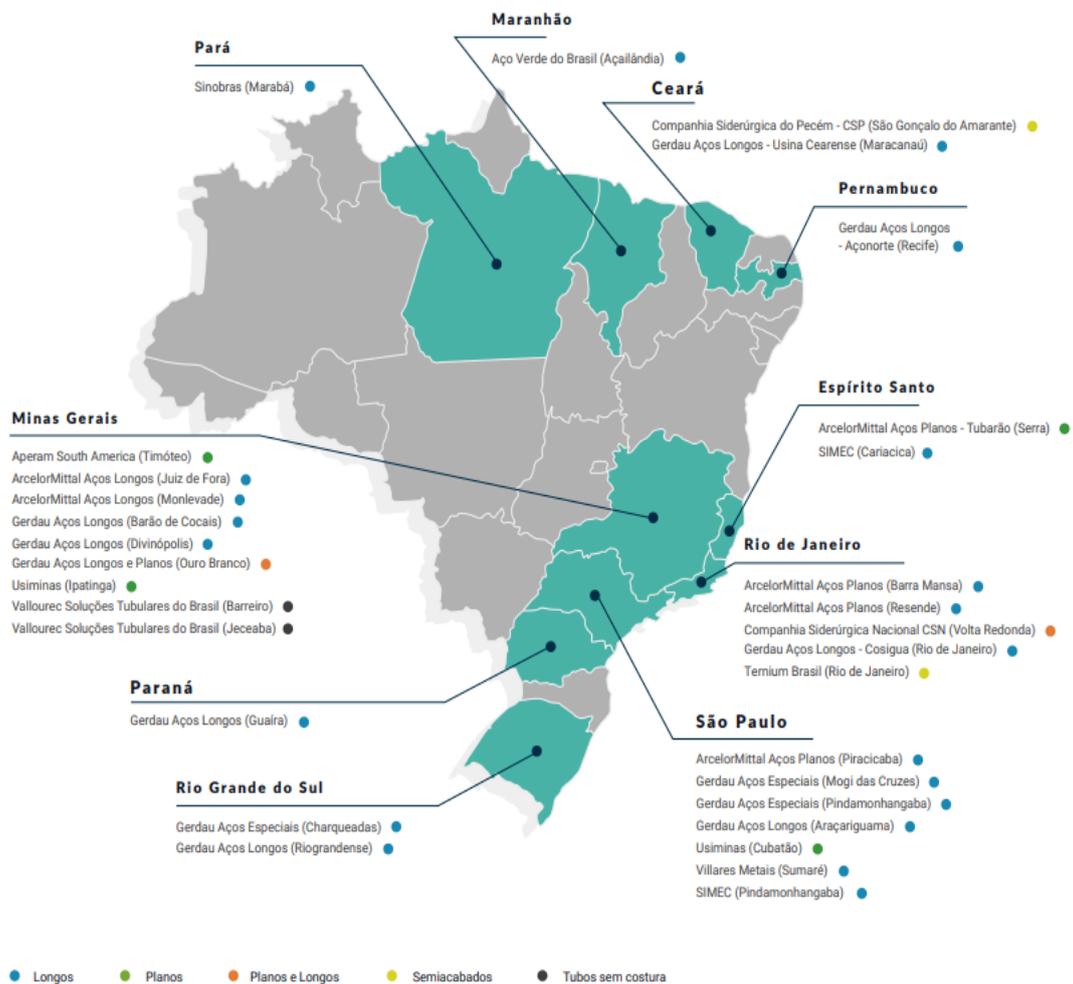


**Figura 7.17. Demanda de hidrogênio de baixo carbono para combustível marítimo no Brasil**

Finalmente, em contraste, a (H2Brasil, 2023) delineou dois cenários de demanda para hidrogênio no setor rodoviário, abrangendo veículos leves e pesados. O cenário B, que prevê uma substituição intermediária a baixa taxa (3% até 2050), é considerado mais alinhado com a realidade atual e as perspectivas nacionais. Este cenário reflete a ênfase na melhoria da eficiência energética e na adoção de novas tecnologias, incluindo o aumento do uso de biocombustíveis e a expansão do GNC, com uma adoção mais limitada do GNL. A transição dos veículos a combustão para elétricos é gradual, com uma penetração de 4% esperada até 2035 para veículos elétricos e 2% para veículos a hidrogênio até 2050. Conseqüentemente, até 2050, estima-se uma demanda de 172 mil toneladas de H<sub>2</sub> no setor de transporte rodoviário (veículos leves e pesados).

### *Siderurgia*

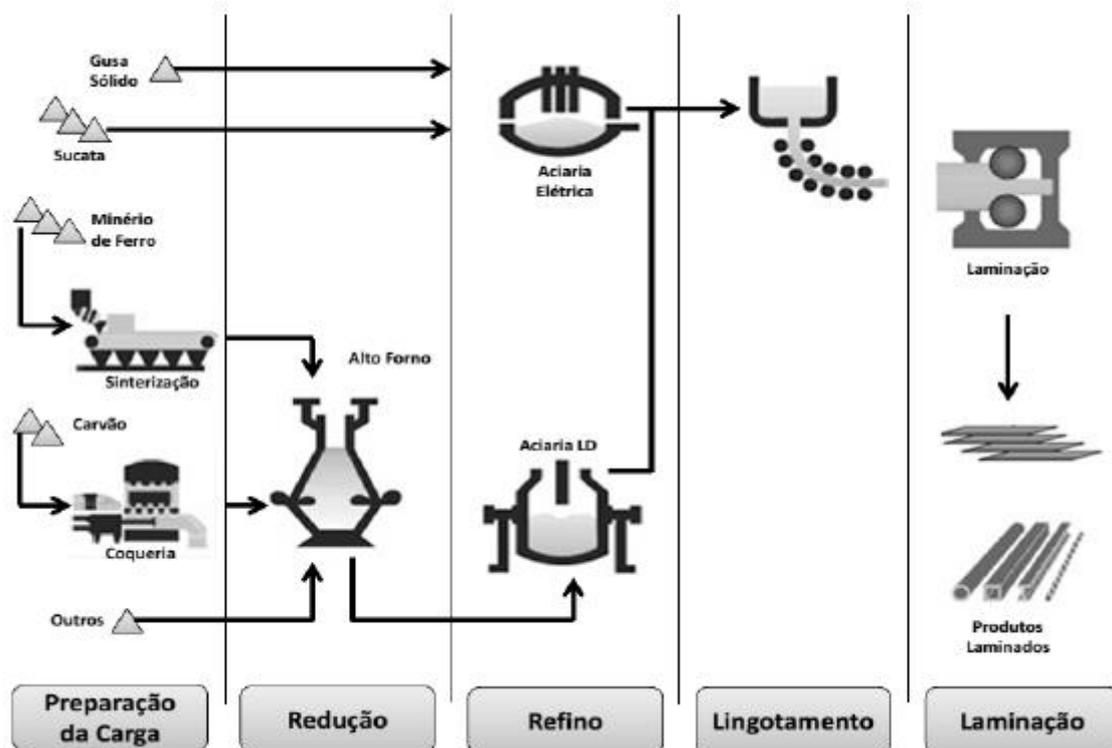
O setor de ferro e aço é o maior emissor de CO<sub>2</sub> entre as indústrias pesadas e o segundo maior consumidor de energia. Estima-se que essa indústria seja responsável por 2,6 gigatoneladas de emissões de dióxido de carbono por ano, o equivalente a 7% das emissões globais do setor energético, superando até mesmo as emissões do transporte rodoviário mundial (CNI, 2022). No cenário global, o Brasil se destaca como o nono maior produtor de aço, com uma produção de 34,1 milhões de toneladas de aço bruto em 2022 (Instituto Aço Brasil, 2024b). As usinas siderúrgicas estão distribuídas por 10 estados brasileiros, reforçando a relevância desse setor para a economia nacional. Ao todo, são 31 usinas, das quais 15 são integradas, responsáveis por todas as etapas da produção (redução do minério, refino e laminação), enquanto as 16 restantes são semi-integradas, concentrando-se no refino e laminação, estima-se que a capacidade instalada do país seja de aproximadamente 48 milhões de toneladas de aço por ano. Essas unidades operam sob a administração de 12 grupos empresariais. Conforme mostrado na Figura 18, cerca de 84% do aço bruto produzido no Brasil vem das usinas integradas, que utilizam a rota primária de produção e realizam a redução do minério em altos-fornos.



**Figura 7.18. Parque siderúrgico brasileiro (Instituto Aço Brasil, 2024b)**

A produção de aço bruto ocorre majoritariamente por meio da redução do minério de ferro em altos-fornos, também chamada de BF-BOF (siglas em inglês para *blast furnace – basic oxygen furnace*), que operam a temperaturas superiores a 1000 °C para a obtenção de ferro-gusa. Esse processo depende principalmente do carvão mineral, utilizado tanto como agente redutor, reagindo com o oxigênio presente no minério de ferro, quanto como combustível para gerar o calor necessário. Essa rota de produção, chamada de rota primária, é responsável por 71% da produção global de aço (IRENA, 2022c).

Há também a possibilidade de produzir aço a partir de sucata, através da rota secundária. Nesse caso, não há necessidade de realizar a redução do minério, e o processo se inicia na etapa de refino. Para isso, utilizam-se fornos elétricos a arco (EAF do inglês *Electric arc furnace*), que funcionam principalmente com eletricidade. Essa rota é menos emissora de carbono, gerando em média 0,3 toneladas de CO<sub>2</sub> por tonelada de aço bruto, enquanto a rota primária, por altos-fornos, emite 2,2 toneladas de CO<sub>2</sub> por tonelada de aço bruto (IEA, 2020). Ambas as rotas estão ilustradas na Figura 19.

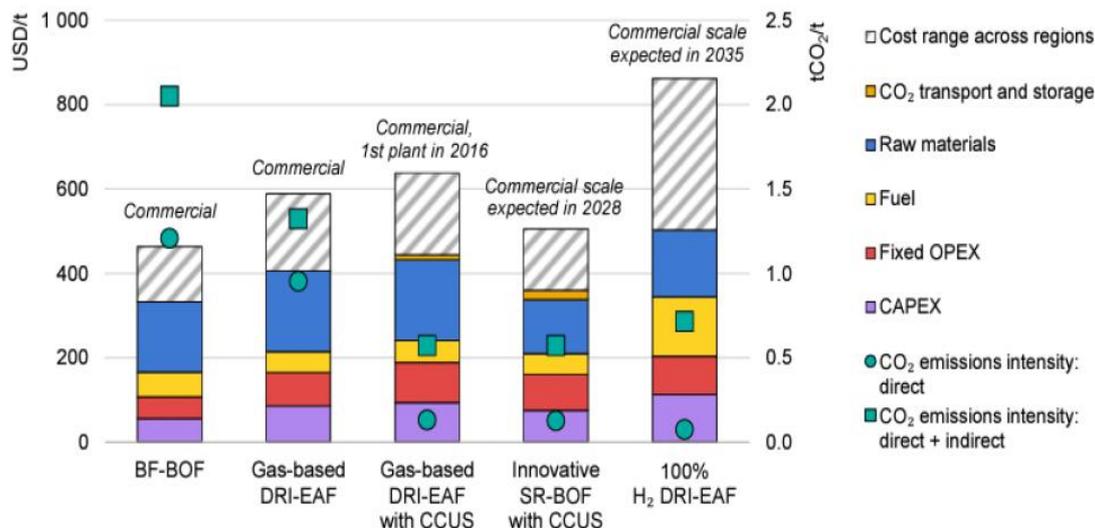


**Figura 7.19. Rota primária e secundária de produção de aço (Silva; Vasconcelos, 2017)**

A redução direta do ferro (DRI do inglês *Direct reduced iron*) é um método comercial de produção de aço que ainda não é utilizado no Brasil. Nesse processo, o minério de ferro é reduzido no estado sólido utilizando gases redutores, como  $H_2$  e  $CO$ , obtidos a partir de gás natural, resultando em ferro esponja. O refino ocorre em fornos elétricos, e a rota emite, em média,  $1,4 \text{ t CO}_2/\text{t}$  de aço bruto (IEA, 2020).

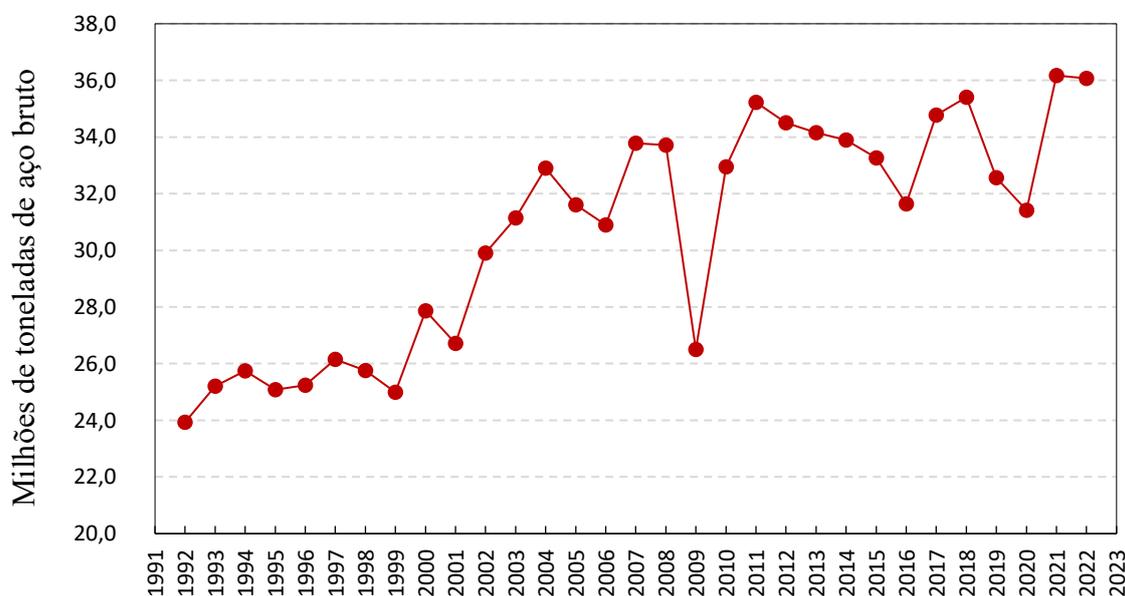
O hidrogênio de baixo carbono pode ser aplicado na produção de aço, seja por injeção parcial em altos-fornos comerciais ou pela substituição parcial ou total do gás natural na rota DRI-EAF. No caso dos altos-fornos, o hidrogênio atua como redutor auxiliar, enquanto na rota DRI pode ser o agente redutor principal.

A rota 100% baseada em hidrogênio ainda não é comercial, mas diversos projetos-piloto estão em andamento. As emissões dessa tecnologia dependem do método de produção do hidrogênio. As principais barreiras para sua implementação são o estágio inicial de desenvolvimento tecnológico e o elevado custo, que atualmente supera as rotas BF-BOF, DRI-EAF e rotas com CCUS, como ilustrado na Figura 20. A utilização de hidrogênio musgo também apresenta custos elevados.



**Figura 7.20. Custo Simplificado de produção de aço para rotas de produção selecionadas (IEA, 2020)**

Analisando os dados históricos do setor de aço das últimas três décadas, é possível identificar padrões e tendências significativas, como ilustrado na Figura 21. Na década de 1990, o setor apresentou um crescimento moderado, com variações intercaladas. A partir de 2010, a produção de aço começou a se recuperar da crise de 2008, mostrando taxas de crescimento variáveis. Apesar dos desafios subsequentes, incluindo uma queda em 2016, a produção de aço tem exibido um crescimento constante nos últimos anos, mantendo-se estável nos dois anos mais recentes.



**Figura 7.21. Evolução da Produção de Aço Bruto no Brasil: Dados Históricos (1992-2022) (Instituto Aço Brasil, 2024a)**

O setor de aço tende a seguir o crescimento da economia global, com flutuações ocasionais. Fatores como o crescimento econômico mundial, a demanda por construção e manufatura, e eventos econômicos, como crises, têm influenciado a evolução da produção de aço. A tendência atual de crescimento gradual sugere uma recuperação substancial após os desafios anteriores.

Entre 2018 e 2020, a indústria do aço investiu mais de R\$ 2,6 bilhões em iniciativas ambientais, focadas na melhoria dos processos técnicos e na sustentabilidade, visando reduzir as emissões de CO<sub>2</sub>. O Brasil se destaca na siderurgia global pela produção de aço utilizando carvão vegetal em vez de carvão mineral. Atualmente, 11% da produção brasileira de aço utiliza carvão vegetal, e a Aço Verde Brasil se tornou a primeira produtora mundial de aço carbono neutro, empregando carvão vegetal reflorestado em seus altos-fornos (Instituto Aço Brasil, 2020).

O maior potencial para a integração de hidrogênio nas siderurgias brasileiras reside na injeção parcial nos altos-fornos, uma vez que esta é a rota mais comum no país e não há plantas utilizando a rota DRI. No entanto, a introdução de hidrogênio, mesmo que parcial, exigirá adaptações, dado que o hidrogênio não é atualmente utilizado nesses processos.

Nesse cenário, considerando a relevância do setor de ferro e aço no Brasil e com base nas projeções do Plano Nacional de Energia e do Plano Nacional de Mineração, o estudo da (H2Brasil, 2023) estimou uma demanda otimista de hidrogênio. Essa previsão parte da premissa de um consumo de 25 kg de H<sub>2</sub> por tonelada de ferro, com crescimento anual de 3,1%, atingindo 1,48 milhões de toneladas por ano até 2050. Essa utilização poderá reduzir mais de 10 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente por ano.

### *Mineração*

A mineração é um setor com um impacto significativo nas emissões globais de gases de efeito estufa, com estimativas variando amplamente. De acordo com (L. Delevigne *et al.*, 2020), as emissões globais associadas à mineração são estimadas entre 1,9 e 5,1 Gt CO<sub>2</sub> por ano. A maior parte dessas emissões é atribuída à liberação de metano durante a mineração de carvão mineral, contribuindo com uma faixa de 1,5 a 4,6 Gt CO<sub>2</sub> por ano. Em contraste, as emissões decorrentes do consumo energético na mineração são consideravelmente menores, na ordem de 0,4 Gt CO<sub>2</sub> por ano.

Os dados indicam que a redução das emissões associadas à mineração não pode ser alcançada apenas pela substituição de combustíveis menos poluentes, visto que a maior parte das emissões resulta da mineração de carvão mineral. A mitigação significativa dessas emissões depende da diminuição da extração de carvão. No entanto, o hidrogênio surge como uma alternativa promissora para a descarbonização do setor. Medidas como a substituição do óleo diesel nos equipamentos de transporte de minério e a utilização de hidrogênio em processos de aglomeração de minérios, como sinterização e pelletização, podem ser eficazes. Contudo, para viabilizar essa transição, é essencial que o custo do hidrogênio se torne competitivo em relação ao óleo diesel e ao gás natural.

Atualmente, o Brasil possui 227 minas de substâncias metálicas, com uma produção bruta de 0,99 bilhões de toneladas (*Run-of-mine* – ROM), das quais 57,63% são de ferro, concentrada majoritariamente nos estados do Pará e Minas Gerais (93,7%) (ANM, 2024). O setor de mineração já demonstra interesse em soluções de hidrogênio de baixo carbono, com a Fortescue planejando uma usina de hidrogênio verde no Complexo do Pecém, com um investimento de US\$ 6 bilhões e uma meta de produzir até 15 milhões de toneladas de H<sub>2</sub>V por ano até 2030, para exportação à Europa. A Anglo American também estabeleceu metas para a implementação de veículos a hidrogênio em suas minas até 2030 (Valor Econômico, 2022).

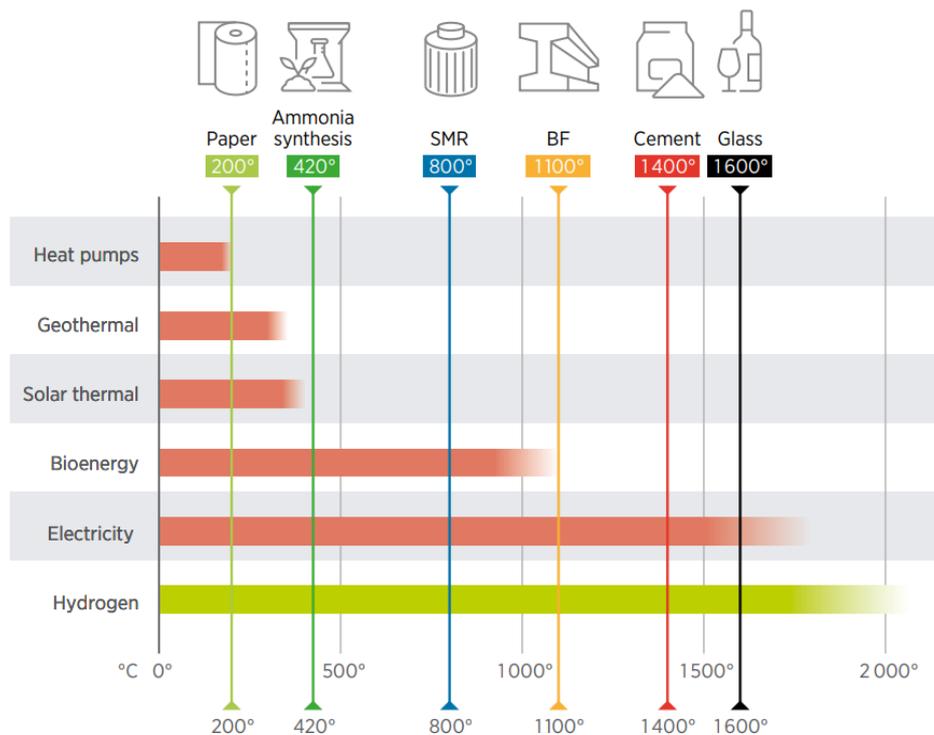
Contudo, apesar de sua importância global na mineração, o país apresenta uma produção de carvão mineral relativamente pequena e é um importador desse recurso, o que limita sua contribuição para as emissões globais de gases de efeito estufa. Entretanto,

há oportunidades para a redução de emissões por meio da substituição de combustíveis fósseis por hidrogênio. Posto isto, de acordo com as estimações feitas pela (H2Brasil, 2023), para uma inserção segura de hidrogênio de baixo carbono, espera-se uma demanda de 0,1% até 2030 (120 ton H<sub>2</sub>) e 10% até 2050 (16,29 kton H<sub>2</sub>).

### Geração térmica

O calor representa a maior demanda final de energia, com cerca de metade do consumo total destinado ao fornecimento de aquecimento para residências, indústrias e outras aplicações. A análise da geração de calor a partir do hidrogênio pode ser dividida em duas categorias: geração de calor industrial e geração de calor residencial.

Na indústria, o calor é necessário para diversos processos, que podem ser classificados em três faixas de temperatura: alta ( $T > 400^{\circ}\text{C}$ ), média ( $100^{\circ}\text{C} < T < 400^{\circ}\text{C}$ ) e baixa ( $T < 100^{\circ}\text{C}$ ). A necessidade média de calor para cada setor está ilustrada na Figura 22. Devido à sua alta capacidade de gerar calor por unidade de massa, o hidrogênio tem potencial para suprir a demanda de setores industriais pesados, como o de aço e cimento.

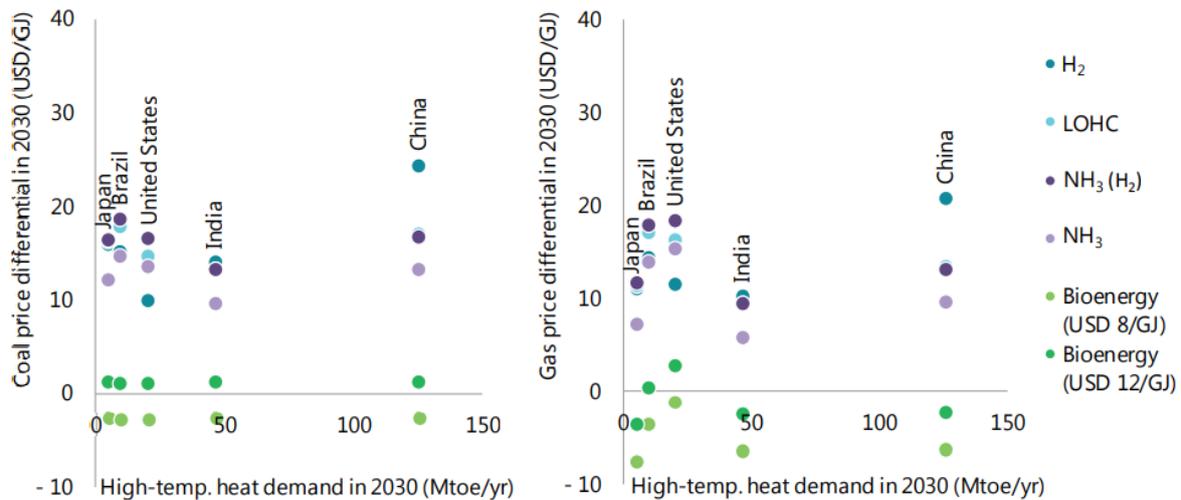


**Figura 7.22. Temperaturas máximas das tecnologias de aquecimento e requisitos térmicos de diversos setores industriais**

Globalmente, cerca de 75% do calor no setor industrial é produzido pela queima de combustíveis fósseis, sendo o gás natural (~35%), carvão (~30%) e óleo (~12%) as principais fontes (Ambienta Environmental Investments, 2023). A eletricidade também pode ser utilizada para gerar calor em altas temperaturas através de métodos como resistência, indução e micro-ondas. Esses processos oferecem vantagens, como maior precisão e custos de manutenção mais baixos. Contudo, a transição para a eletrificação do aquecimento requer a reconfiguração dos equipamentos industriais, o que implica investimentos de capital significativos.

O hidrogênio de baixo carbono, embora promissor na redução de emissões, apresenta desafios significativos em termos de custo e adaptação tecnológica. Além do hidrogênio puro, os combustíveis derivados, como a amônia, também têm custos

elevados, conforme ilustrado na Figura 23. A produção de hidrogênio a partir de biomassa compete diretamente com seu uso direto para aquecimento.



**Figura 7.23. Potencial econômico da geração de calor de alta temperaturas, considerando um preço de carbono de USD 100/tCO<sub>2eq</sub> (IEA, 2019)**

No contexto brasileiro, a matriz energética do setor industrial é predominantemente composta por combustíveis fósseis e biomassa. Em 2023, o bagaço de cana representou 22,4% do consumo energético industrial, enquanto os combustíveis fósseis corresponderam a 31,6% — dos quais 11,6% foram carvão mineral, 9,5% gás natural, 1,3% óleo diesel, 1,1% GLP e 1,6% óleo combustível (EPE, 2024). Portanto, o hidrogênio poderia servir como uma alternativa aos combustíveis fósseis na geração de calor industrial, apresentando maior potencial nas seguintes situações:

- **Indústrias localizadas em áreas com baixa disponibilidade de biomassa ou biogás/biometano:** Nessas regiões, onde as opções para substituir combustíveis fósseis são limitadas, o hidrogênio pode ser utilizado para mitigar as emissões de processos.
- **Segmentos industriais enfrentando barreiras econômicas e/ou tecnológicas para a aplicação direta de CCUS:** Em tais cenários, a substituição dos combustíveis fósseis por hidrogênio poderia viabilizar a transição energética e o cumprimento das metas climáticas estabelecidas.
- **Uso como complemento na geração de calor a partir de biomassa e resíduos:** Neste caso, o hidrogênio poderia estabilizar o poder calorífico da mistura, melhorando a eficiência do processo.

A implementação do hidrogênio na indústria pode ocorrer de duas formas: através da inserção direta em processos de geração de calor ou pela incorporação em gasodutos existentes para o transporte de gás natural. No primeiro caso, o hidrogênio pode ser produzido internamente na indústria ou adquirido de terceiros e transportado via caminhões ou gasodutos dedicados. No segundo caso, o hidrogênio seria misturado com gás natural na rede existente e distribuído aos consumidores conectados. Para viabilizar essa abordagem, seriam necessárias análises técnicas detalhadas para avaliar o limite de

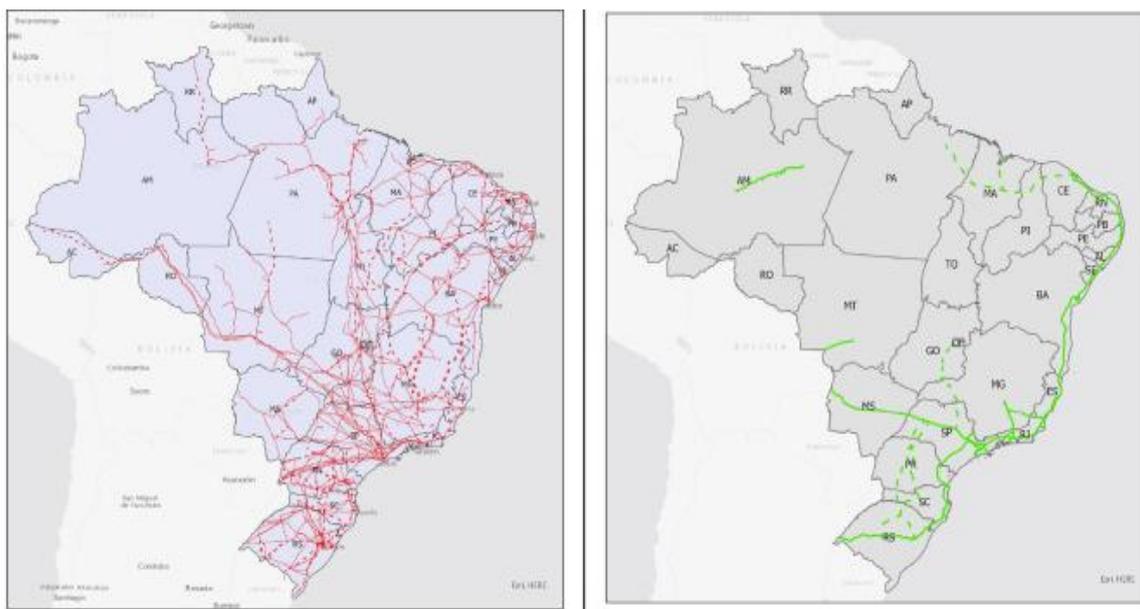
inserção de hidrogênio nos gasodutos, considerando tanto as características da rede (para evitar danos como vazamentos, corrosão e desgaste de equipamentos) quanto as especificações das unidades consumidoras de gás, garantindo segurança e viabilidade operacional. Adicionalmente, a regulamentação para a inserção de hidrogênio na rede de gasodutos ainda requer desenvolvimento no Brasil.

No setor residencial, a geração de calor abrange múltiplas aplicações, como o aquecimento de água para chuveiros e torneiras, suporte à culinária (fornos e fogões), e aquecimento de espaços internos — particularmente relevante em países com climas rigorosos (como na Europa) e em algumas regiões frias do Brasil. A complexidade do aquecimento residencial é acentuada por variáveis como regulamentação, localização, preferências do usuário, custo dos equipamentos e preço da energia, resultando em uma coexistência de várias fontes e tecnologias de geração de calor.

O hidrogênio pode contribuir para a descarbonização do setor residencial de diferentes maneiras:

- **Mistura em redes de gasodutos (Blending):** Compatível com a infraestrutura e equipamentos existentes, mas com um limite técnico máximo de adição de 20%, dependendo das características da rede e das unidades consumidoras (IEA, 2019). Essa solução resulta em uma redução modesta das emissões e impactos nos custos para o consumidor final.
- **Produção de metano verde:** Obtido a partir de hidrogênio e CO<sub>2</sub> capturado ou biogênico. Embora possa ser utilizado em instalações existentes, ainda está em desenvolvimento comercial e requer investimentos em pesquisa. O biometano apresenta um potencial mais significativo.
- **Utilização direta de hidrogênio em gasodutos dedicados:** Oferece menores perdas de eficiência comparado ao metano sintético, porém demanda investimentos substanciais em redes de gasodutos e equipamentos.

No Brasil, o setor residencial é majoritariamente alimentado por eletricidade, GLP (Gás Liquefeito de Petróleo) e lenha, com a eletricidade representando 48.4% do consumo, enquanto GLP e lenha contribuem com 21,1% e 25%, respectivamente (EPE, 2024). A transição para o hidrogênio como fonte de energia residencial enfrenta desafios significativos. Estes incluem a necessidade de infraestrutura adequada para distribuição de hidrogênio, atualmente limitada pela escassez de acesso à rede de gasodutos (Figura 24). Além disso, a implementação de normas de segurança, requisitos de armazenamento e regulamentação representam obstáculos críticos.



**Figura 7.24. Redes de transmissão de energia (esquerda) e gasodutos (direita) (Brito et al., 2022)**

Em síntese, no contexto industrial, o uso de hidrogênio para aquecimento é dificultado por barreiras técnicas e econômicas, como a necessidade de adaptações nos dispositivos de conversão de energia e o elevado custo operacional. Alternativas como biomassa e coprocessamento de resíduos oferecem uma solução mais econômica para a redução de emissões. A adição de hidrogênio à combustão de biomassa pode melhorar a eficiência e a estabilidade do sistema, embora essa aplicação tenha um impacto limitado em escala. No setor residencial, o potencial do hidrogênio é restrito devido a barreiras relacionadas à infraestrutura, custo, segurança e regulamentação.

#### *Armazenamento*

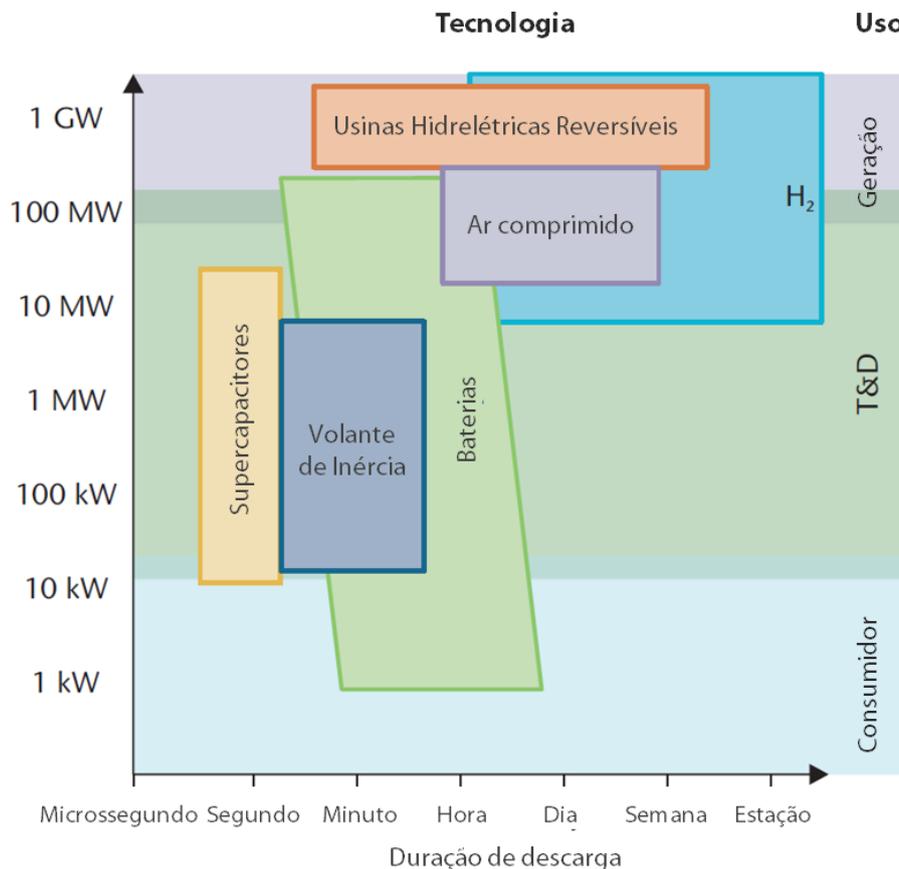
O setor elétrico necessita de soluções eficientes de armazenamento para gerenciar picos de demanda e a intermitência das fontes renováveis não despacháveis, como a energia eólica e solar. O hidrogênio (pontualmente o eletrolítico) surge como uma alternativa promissora, permitindo o armazenamento de energia, atuando como um Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica (*Energy Storage System – ESS*), durante períodos de baixa demanda e fornecendo-a à rede nos momentos de pico, aproveitando a complementaridade sazonal das fontes renováveis.

Conforme ilustrado na Figura 25, o hidrogênio pode ser utilizado tanto para armazenamento de curto prazo (horário) quanto para armazenamento sazonal em larga escala, com a possibilidade de ser estocado em tanques ou reservatórios geológicos. Para necessidades de curto prazo e menor escala, as baterias seriam mais adequadas devido à sua operação dinâmica e alta eficiência, próxima de 80% (eia, 2021). Por outro lado, a viabilidade técnica do armazenamento de grandes volumes de hidrogênio em reservatórios geológicos, bem como seu transporte por redes de gasodutos, está sendo amplamente estudada para superar as limitações atuais de armazenamento de longo prazo sem emissões. Atualmente, apenas os reservatórios hídricos oferecem uma capacidade semelhante.

Para armazenamento em grande escala (GW), as usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) são mais competitivas que o hidrogênio verde (H2V). As UHRs bombeiam água de

um reservatório inferior para um superior, consumindo energia e gerando eletricidade durante a necessidade, com eficiência de cerca de 75% (iha, 2021).

Em contraste, a eficiência "round-trip" do hidrogênio é inferior a 30% (Sebastian; Wijewardane; Srinivasan, 2023), o que torna necessária uma diferença de preço de energia de pelo menos três vezes para que o armazenamento com H<sub>2</sub> seja viável (Figura 25). Embora a produção de hidrogênio com energia renovável excedente, de custo quase zero, seja considerada, o baixo fator de utilização das plantas de eletrólise torna essa alternativa economicamente inviável.



**Figura 7.25. Tecnologias de armazenamento classificadas por potência e duração ()**

No Brasil, o hidrogênio também enfrentaria a concorrência das hidrelétricas com reservatórios, que oferecem armazenamento sazonal a baixo custo. Portanto, o potencial do H<sub>2</sub> como solução de armazenamento de longa duração ainda é limitado.

Diante da dificuldade de construir novas hidrelétricas e o aumento da participação de renováveis no sistema, a demanda por armazenamento e recursos flexíveis deverá crescer. No entanto, o hidrogênio continua enfrentando desafios de altos custos e baixa eficiência frente a tecnologias mais viáveis, como UHRs e baterias, que são, atualmente, soluções mais econômicas e eficientes.

Além disso, rotas tecnológicas para que o hidrogênio se torne uma fonte de eletricidade despachável, flexível para atender às variações instantâneas de demanda e limpa, incluem a combustão direta em turbinas, similar ao uso atual do gás natural, e o emprego de células a combustível.

Entretanto, para substituir o gás natural na gestão da variabilidade da demanda elétrica e aproveitar o potencial excedente das fontes eólica e solar, é necessário não apenas desenvolver a infraestrutura de transporte e armazenamento de hidrogênio, mas

também adaptar o processo termoelétrico de geração elétrica. A queima direta de hidrogênio puro em turbinas gera altos níveis de óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>), que têm impactos ambientais adversos. Tecnologias como difusores e misturadores para mitigar essas emissões ainda precisam ser aprimoradas e têm um custo adicional de aproximadamente 40% em relação às turbinas a gás natural. Estima-se que, em 2040, o sobrecusto será reduzido para 10% (BNDES, 2022).

As células a combustível oferecem outra alternativa para a conversão de hidrogênio em eletricidade em larga escala. Contudo, elas atualmente exigem um investimento três vezes superior ao de uma planta equivalente a gás natural (Jamal *et al.*, 2023). Esse custo elevado decorre do uso de materiais preciosos, como platina e cerâmicas avançadas, bem como da baixa capacidade produtiva atual. Para tornar as células a combustível competitivas até 2050, será necessário alcançar maior escala de produção e reduzir custos, aproveitando a vantagem de emissões zero durante a conversão de hidrogênio em eletricidade e água.

### *7.1.3. Análise do Mercado Potencial do Hidrogênio na Descarbonização do Setor Energético Nacional*

Após a análise das perspectivas e desafios do hidrogênio e seus derivados foi possível identificar as aplicações potenciais do H<sub>2</sub> como estratégia de descarbonização do setor energético nacional. Desta forma, a Tabela 2 sintetiza os potenciais segmentos do mercado de hidrogênio com baixas emissões de carbono nacional, destacando suas vantagens, limitações, gargalos, e o potencial de aplicação. É importante frisar que tal análise de mercado de hidrogênio fundamentou-se essencialmente dos seguintes documentos nacionais: *12 Insights sobre Hidrogênio* (E+ Transição Energética, 2024), *Cenários de Produção, Custos e Emissões de Hidrogênio Verde e Azul Horizonte de até 2050 no Brasil* (H2Brasil, 2023), *Hidrogênio de Baixo Carbono: a importância dos avanços em questões estruturantes* (FGV, 2023), *Plano Decenal de Expansão de Energia 2031* (EPE, 2022d), *Hidrogênio de baixo carbono: oportunidades para o protagonismo brasileiro na produção de energia limpa* (BNDES, 2022) e *Hidrogênio Sustentável: Perspectivas e Potencial para a Indústria Brasileira* (CNI, 2022).

**Tabela 7.2. Principais Aplicações Potenciais o Hidrogênio de Baixo Carbono Produzido no Brasil**

|              | APLICAÇÃO  | VANTAGENS  | LIMITAÇÕES E GARGALOS  | POTENCIAL   |
|--------------|--|--|--|---|
| EXPORTAÇÃO   | Exportação utilizando <i>Energy Carriers</i>       | <ul style="list-style-type: none"> <li>Movimentos globais sinalizam crescimento do mercado.</li> <li>Metas de descarbonização de países, como os da União Europeia, podem criar oportunidades de exportação para atender às metas.</li> <li>Leilões globais, como o H2Global, podem abrir oportunidades significativas para exportação de H<sub>2</sub>.</li> <li>Parcerias estratégicas incentivam a cooperação e a estabilidade na produção de H<sub>2</sub>.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Investimentos significativos em infraestrutura e tecnologia são necessários para atingir preços competitivos.</li> <li>O transporte de hidrogênio é desafiador e oneroso.</li> <li>Flutuações na demanda e instabilidade do mercado podem afetar a viabilidade dos empreendimentos.</li> <li>Acordos internacionais europeus impõem critérios de sustentabilidade que tornam inviável o hidrogênio produzido a partir de biomassa.</li> </ul> |    |
| FERTILIZANTE | Processo Haber-Bosch para produção de nitrogenados | <ul style="list-style-type: none"> <li>Demanda atual de H<sub>2</sub>.</li> <li>Alta demanda de fertilizantes e potencial de crescimento no setor.</li> <li>O PNF 2050 prevê investimentos em hidrogênio.</li> <li>Políticas governamentais, como o CBAM, podem estimular práticas com menores emissões</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>Fertilizantes nitrogenados importados têm custo atualmente mais baixo.</li> <li>A rota verde para produção de hidrogênio acarreta aumento dos custos de produção</li> </ul>   |    |
| QUÍMICA      | Produção de metanol e processos secundários        | <ul style="list-style-type: none"> <li>O metanol é utilizado em várias cadeias produtivas químicas.</li> <li>O metanol já requer H<sub>2</sub> em seu processo de produção.</li> <li>O metanol pode atuar como transportador de energia para o H<sub>2</sub>.</li> <li>O crescimento no consumo de biodiesel pode impulsionar a demanda por metanol.</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Não há produção nacional de metanol e nenhum novo empreendimento previsto a curto prazo.</li> <li>Aumento dos custos de produção.</li> <li>Rotas de produção para hidrocarbonetos sintéticos, como metano e etano, estão em fase de pesquisa e desenvolvimento.</li> </ul>  |    |
| REFINARIA    | Hidroprocessamento e hidrotratamento do petróleo   | <ul style="list-style-type: none"> <li>Demanda atual de H<sub>2</sub>.</li> <li>Espera-se um aumento no uso de processos de hidrotratamento para refino nacional na próxima década.</li> <li>Metas de descarbonização das empresas podem promover o uso de H<sub>2</sub> de baixo carbono.</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>A produção de H<sub>2</sub> está abaixo da capacidade instalada.</li> <li>Soluções mais competitivas, como CCUS, podem ser preferidas.</li> <li>Aumento dos custos de produção.</li> </ul>  |  |

|                  | APLICAÇÃO  | VANTAGENS  | LIMITAÇÕES E GARGALOS   | POTENCIAL   |
|------------------|--|--|---|---|
| TRANSPORTE       | Uso de H <sub>2</sub> em veículos leves, pesados, marítimos e aeronaves.<br>Maior potencial: <i>marítimo</i> | <ul style="list-style-type: none"> <li>O Brasil possui portos em operação para amônia e metanol.</li> <li>O H<sub>2</sub>, com alta densidade energética, é vantajoso para veículos de longas distâncias.</li> <li>A IMO definiu metas específicas para a utilização de combustíveis alternativos no setor marítimo</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>O uso de H<sub>2</sub> compete com outras tecnologias, como baterias elétricas, biodiesel e etanol.</li> <li>Investimentos são necessários para infraestrutura de abastecimento para veículos diversos.</li> <li>Aumento nos custos operacionais.</li> <li>A rota biogênica é preferida em comparação à e-saf.</li> <li>Alto custo inicial de investimento.</li> <li>Requer tanques de alta pressão para armazenamento e transporte.</li> <li>Desenvolvimento tecnológico é incipiente nas <b>tecnologias naval e ferroviária</b></li> </ul> |    |
| MINERAÇÃO        | Combustível para veículos pesados de mineração   | <ul style="list-style-type: none"> <li>O H<sub>2</sub> é mais seguro em minas fechadas do que o diesel.</li> <li>Caminhões a H<sub>2</sub> oferecem maior autonomia em comparação aos elétricos.</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Aumento do custo</li> <li>Competitividade com outras soluções de transporte (e.G. Correias e catenárias)</li> <li>Infraestrutura limitada para armazenar e distribuir o H<sub>2</sub></li> <li>Nível de desenvolvimento tecnológico de caminhões a hidrogênio ainda não comercial</li> </ul>   |    |
| SIDERURGIA       | Produção de aço pela rota DRI 100% H <sub>2</sub> ou injeção parcial   | <ul style="list-style-type: none"> <li>O H<sub>2</sub> pode ser usado como combustível para geração de calor e como agente redutor no processamento de minério de ferro</li> <li>Injeção parcial de H<sub>2</sub> é viável.</li> <li>O Brasil ocupa a 9ª posição mundial na produção de aço</li> </ul>                         | <ul style="list-style-type: none"> <li>O carvão vegetal pode se apresentar como uma alternativa mais vantajosa</li> <li>Elevação dos Custos de Produção</li> <li>Usinas de altos-fornos no Brasil apresentam grande durabilidade e investimento já realizado</li> <li>Alternativas como CCUS podem ser mais vantajosas</li> <li>A rota DRI utilizando 100% hidrogênio ainda não está disponível comercialmente</li> </ul>   |    |
| GERAÇÃO DE CALOR | Uso industrial e residencial para aquecimento  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Melhoria na eficiência e estabilidade dos sistemas de combustão de biomassa e resíduos com a adição de hidrogênio</li> <li>Injeção parcial de hidrogênio como uma solução temporária para otimização da indústria.</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>A utilização direta de biometano e biogás oferece vantagens superiores em termos de eficiência e sustentabilidade</li> <li>Necessidade de adaptação dos sistemas de conversão de energia</li> <li>Infraestrutura limitada para armazenamento e distribuição</li> <li>consumo residencial enfrenta desafios relacionados à infraestrutura, segurança, custo e regulamentação</li> <li>Custo Operacional Elevado</li> </ul>  |  |

|               | APLICAÇÃO                   | VANTAGENS   | LIMITAÇÕES E GARGALOS   | POTENCIAL   |
|---------------|-----------------------------|---|---|---|
| ARMAZENAMENTO | Armazenamento de hidrogênio | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Complementaridade com Outras Fontes de Energia</li> <li>▪ A alta densidade energética do hidrogênio possibilita o armazenamento em grande escala</li> <li>▪ O hidrogênio é adequado para armazenamento de energia a longo prazo</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Baixa Eficiência Energética</li> <li>▪ Baterias oferecem maior dinamismo e eficiência para armazenamento de curto prazo</li> <li>▪ Hidrelétricas, incluindo as reversíveis, são mais eficientes para armazenamento de longa duração</li> <li>▪ Infraestrutura para armazenar e distribuir ainda limitada</li> <li>▪ Segurança</li> </ul> |  |

 Muito alto
  Alto
  Médio
  Baixo

## 7.2. Custos na Produção de H<sub>2</sub> de Baixo Carbono

Alternativas aos combustíveis fósseis estão em constante exploração e desenvolvimento, com o objetivo de reduzir a dependência de fontes convencionais e permitir a transição para fontes de energia mais limpas e renováveis. Nesse contexto, o hidrogênio de baixo carbono tem ganhado destaque como um transportador de energia limpa e uma alternativa sustentável aos combustíveis fósseis no futuro. A energia do hidrogênio está emergindo em diversos setores, incluindo a produção, armazenamento e distribuição de energia; refrigeração e geração de eletricidade para fins domésticos e comerciais; transporte; além da produção de insumos químicos, como descritos na seção 3.1. Em muitos países, os combustíveis à base de hidrogênio são considerados renováveis e sustentáveis, podendo ser obtidos facilmente a partir de matérias-primas abundantes e locais, como a água.

Neste contexto internacional, o trabalho desenvolvido por (Frieden; Leker, 2024), apresentar uma visão geral dos futuros custos do hidrogênio a partir de uma revisão da literatura de mais de 7.000 publicações nas últimas duas décadas, onde o fator comum é a análise de três rotas tecnológicas, que são: a eletrólise da água a partir de fontes renováveis variáveis, a reforma a vapor do gás natural sem CCS e com CCS, como se pode observar na Figura 26.

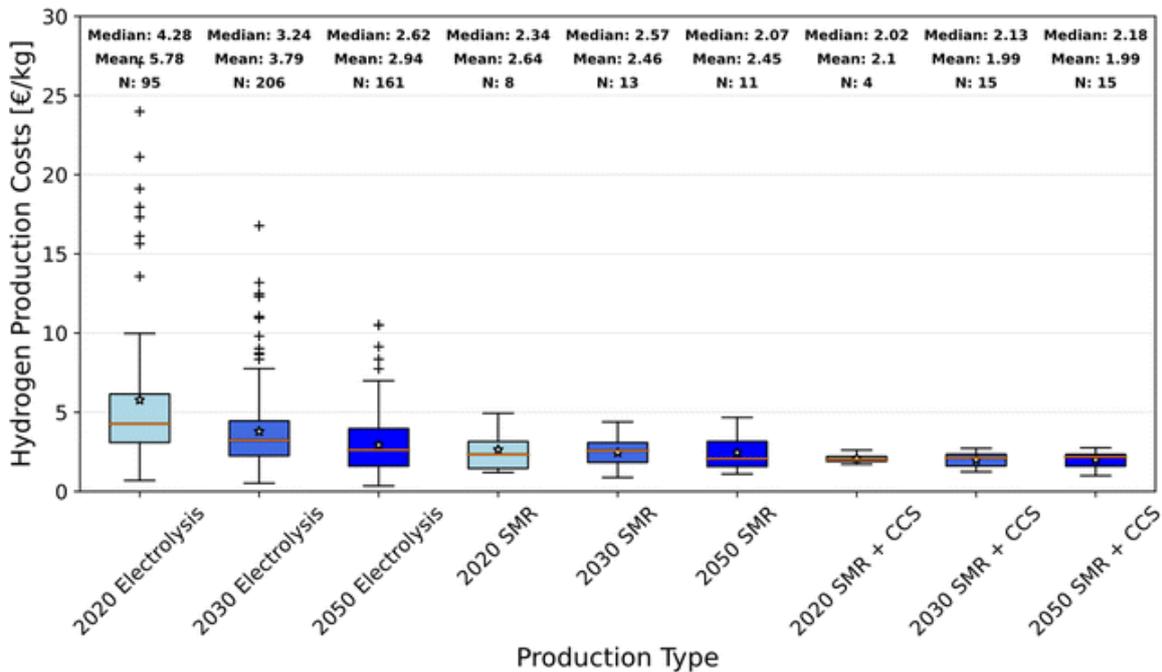


Figura 7.26. Boxplots dos custos de produção de hidrogênio para diferentes processos de produção. “\*” representa a média aritmética e “+” representa valores discrepantes (Frieden; Leker, 2024)

É importante destacar que a maioria dos estudos de projeção se refere à eletrólise, representando 76% das pesquisas revisadas. Apenas 8% dos estudos relatam dados para a reforma a vapor de metano (SMR) com CCS. Esse interesse desproporcional dos pesquisadores na eletrólise indica que essa tecnologia está sendo estudada mais intensivamente e, portanto, apresenta maior potencial de otimização e, conseqüentemente, de redução de custos.

De acordo com os estudos avaliados, o hidrogênio produzido por eletrólise atualmente possui os maiores custos de produção, sendo mais do que o dobro do custo do hidrogênio gerado por SMR com CCS (Figura 27). No entanto, até 2030, espera-se que os custos da eletrólise caiam rapidamente e continuem a diminuir ao longo do tempo. Ainda assim, em 2050, projeta-se que o hidrogênio produzido por eletrólise será mais caro do que o hidrogênio baseado em gás natural. Em contraste com a forte queda nos custos da eletrólise, os estudos revisados não indicam reduções significativas no custo para SMR com CCS. O processo enfrenta o impacto previsto do aumento nos preços do gás natural no futuro. Além disso, o processo SMR com CCS carrega o custo adicional da captura de carbono, que ainda é muito elevado e reduz significativamente a eficiência energética dos reatores SMR.

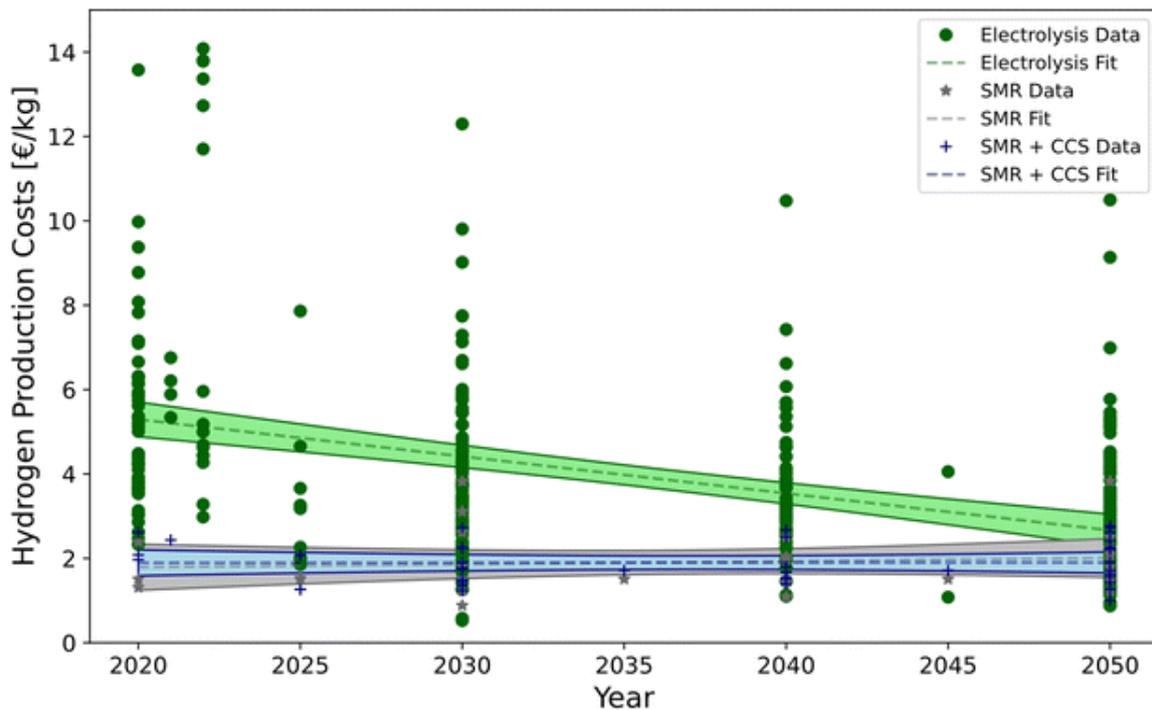


Figura 7.27. Gráfico de dispersão mostrando os custos de produção previstos para diferentes tecnologias de produção de hidrogênio e os ajustes lineares correspondentes (Frieden; Leker, 2024)

Devido a essas vantagens, o hidrogênio se apresenta como uma excelente oportunidade de integração nos portfólios energéticos de diversos países. Contudo, o elevado custo de produção, aliado aos desafios técnicos relacionados ao transporte e armazenamento, ainda se colocam como barreiras significativas, capazes de limitar a velocidade dessa transição para uma economia baseada no hidrogênio (IEA, 2023b).

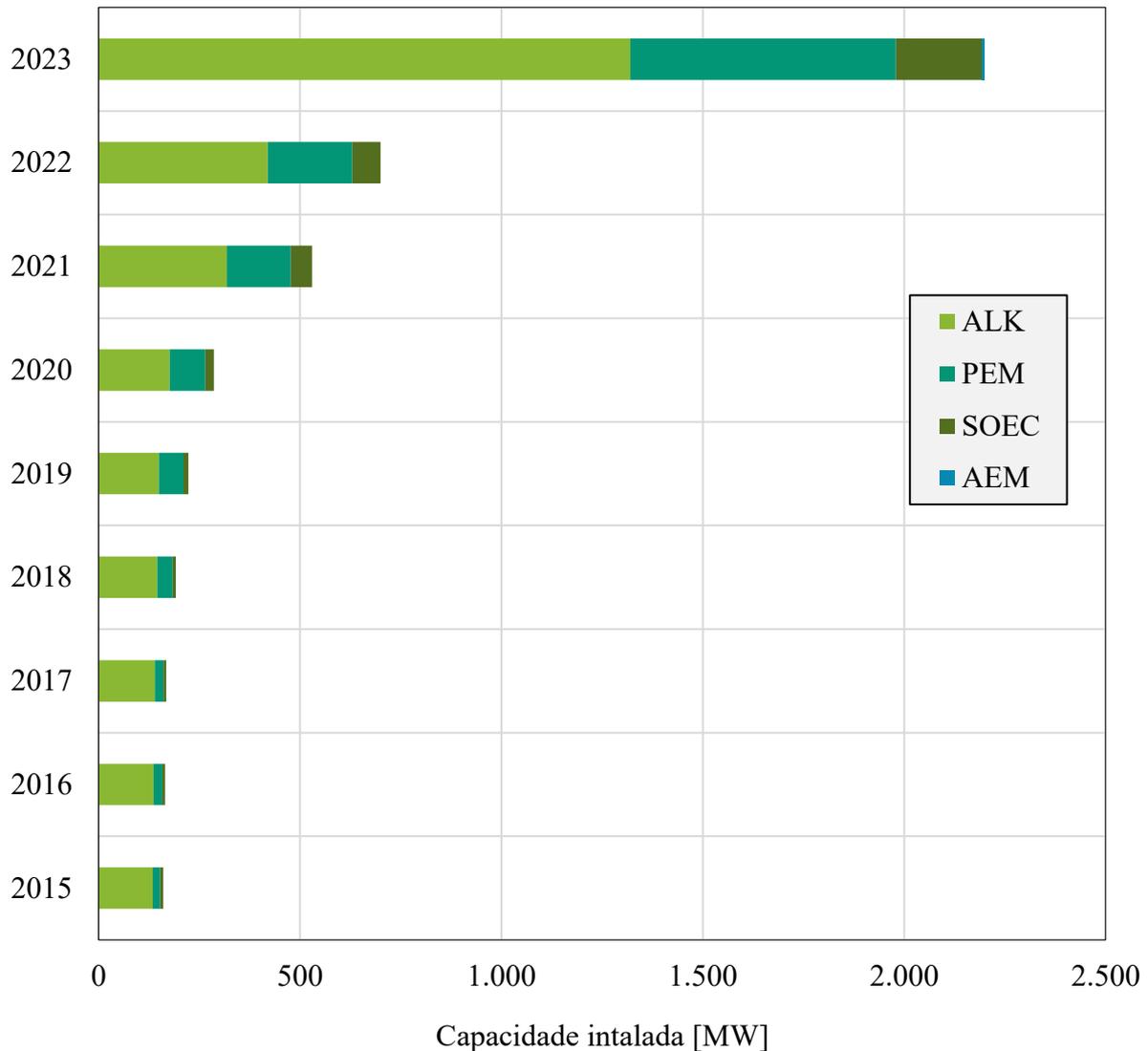
À luz do exposto, esta seção tem como objetivo apresentar uma análise detalhada dos custos atuais e prospectivos das principais tecnologias de produção de hidrogênio de baixo carbono, com maior potencial de competitividade no mercado brasileiro. Essa competitividade resulta de fatores como maturidade tecnológica, potencial de desenvolvimento, disponibilidade de recursos e a adaptabilidade dessas tecnologias ao contexto da economia do hidrogênio de baixo carbono nacional.

### 7.2.1. A partir da Dissociação da Água

A análise dos custos exatos associados às diferentes tecnologias eletrolíticas específicas (ALK, PEM, SOEC e AEM) apresenta desafios significativos. De fato, segundo

(Aliaksei Patonia; Rahmat Poudineh, 2022), a estimativa precisa dos custos gerais dos sistemas eletrolíticos é dificultada por dois fatores principais. Primeiramente, devido à relativa novidade de algumas dessas tecnologias, as informações sobre custos nem sempre são disponibilizadas pelas empresas, que buscam preservar ou obter vantagem competitiva. Em segundo lugar, as fronteiras para a estimativa dos custos frequentemente não são claramente definidas ou são inconsistentes, o que dificulta comparações precisas entre as diversas tecnologias.

Entretanto, diversos estudos (Agora Industry, 2023; Aliaksei Patonia; Rahmat Poudineh, 2022; CATF, 2023; Christensen, 2020; European Hydrogen Observatory, 2024; IONOMR, 2020; IRENA, 2020; LAZARD, 2024; Prosser *et al.*, 2024) têm investigado, identificado e classificado os principais componentes que exercem um impacto significativo nos custos das tecnologias de eletrólise da água, consideradas atualmente pelos fabricantes as mais maduras e promissoras no mercado de hidrogênio "verde". Entre os componentes que influenciam os custos dos sistemas eletrolíticos, destacam-se o stack, a eletrônica de potência, o condicionamento de gás e o balance of plant. No que diz respeito às tecnologias, os eletrolisadores ALK, AEM, PEM e SOEC sobressaem. Conforme dados recentes publicados nos relatórios desenvolvidos por (Hydrogen Council, 2023; Hydrogen Europe, 2024; IEA, 2023a), aproximadamente 67% da capacidade operacional global de eletrolisadores é composta pela tecnologia ALK, 27% pela tecnologia PEM, 5% pela tecnologia SOEC, e menos de 1% pela emergente tecnologia AEM, conforme ilustrado na Figura 28.



**Figura 7.28. Capacidade global de produção instalada por tipo de sistema eletrolítico, adaptado de (Hydrogen Council, 2023; Hydrogen Europe, 2024; IEA, 2023a)**

Destaque-se que as tecnologias de eletrolisadores ALK e PEM, por terem sido desenvolvidas há mais tempo, atingiram um nível mais elevado de maturidade tecnológica (TRL9). Consequentemente, ambas são amplamente utilizadas em aplicações industriais e comerciais, como pontuado na Figura 28. A tecnologia de eletrolisadores AEM (TRL 6), por sua vez, está começando a emergir em projetos de menor escala, enquanto os eletrolisadores SOEC (TRL 8) ainda se encontram em estágio de demonstração comercial, o que restringe sua aplicação em larga escala. Ademais, as diferenças entre os eletrolisadores residem principalmente nos materiais utilizados para o diafragma, o eletrólito, os eletrodos e outros componentes. Os principais fabricantes de eletrolisadores são apresentados na Figura 29.

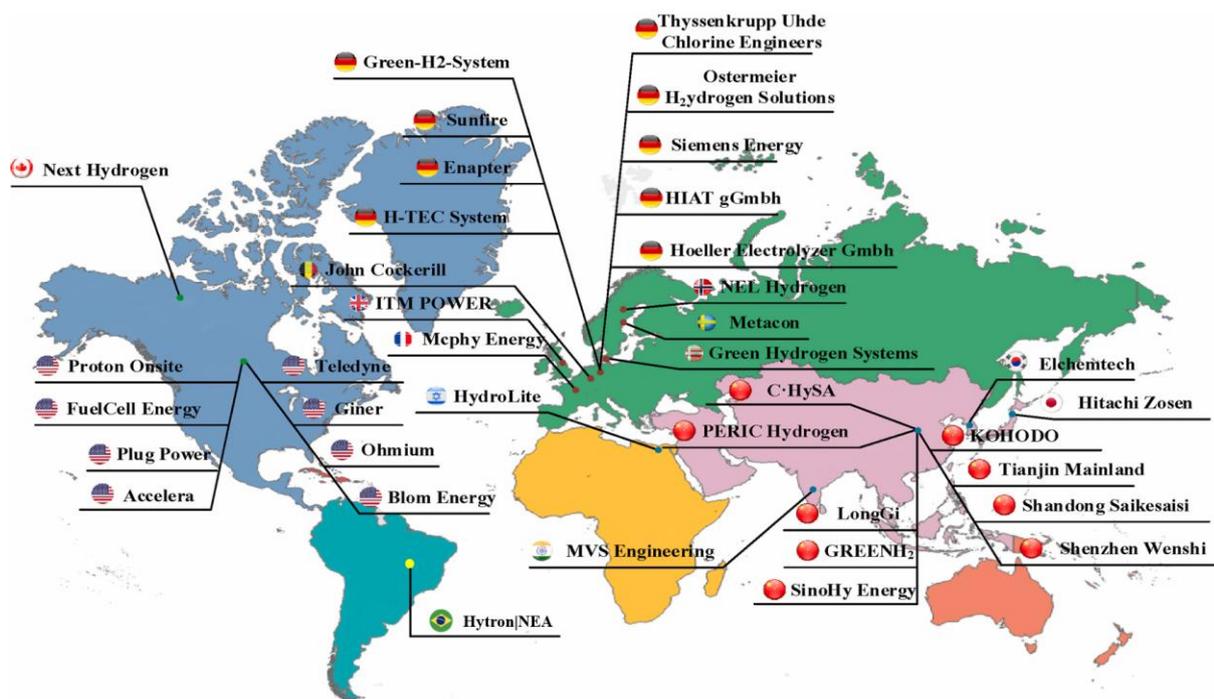


Figura 7.29. Distribuição global dos principais fabricantes de eletrólizadores, adaptado de (Guo; Zhu; Zhang, 2024)

Diante deste cenário, a presente seção visa explorar e sumarizar os custos (atuais e prospectivos) de produção dessas tecnologias, que desempenham um papel preponderante na descarbonização do setor energético mundial.

#### Sistemas eletrolíticos ALK

A eletrólise alcalina da água, com mais de 120 anos de história, é a tecnologia de eletrólise mais antiga e amplamente utilizada (Koper, 2012). Desde o início, suas aplicações típicas incluíam a produção de hidrogênio em escala de megawatts para usos industriais, como na síntese de amônia. Historicamente, a ALK foi projetada para aplicações estacionárias, sendo predominantemente empregada em locais onde a eletricidade estava disponível a baixo custo, a produção de hidrogênio a partir de fontes fósseis não era vantajosa, e o transporte de hidrogênio em grandes quantidades era economicamente inviável (Tom Smolinka; Juergen Garcke, 2022). Até hoje, a tecnologia ALK domina o mercado de nicho da eletrólise da água, mas também está sendo considerada para novas aplicações emergentes com capacidades superiores a 100 MW, como na interconexão de setores consumidores de energia (*sector coupling*) (Marius Holst *et al.*, 2021). Para atender às novas demandas desse mercado emergente, o setor de ALK tem experimentado um aumento nas atividades de pesquisa e desenvolvimento, visando adaptar os designs clássicos para atender a requisitos como maior flexibilidade, alta eficiência e redução de custos.

Atualmente, diversos fabricantes em todo o mundo oferecem sistemas de eletrolise alcalina da água, e esse número continua a crescer com a entrada de novos players no mercado. A maioria desses sistemas adota um design clássico, pressurizado e de formato arredondado, operando geralmente em temperaturas que variam de 60 a, no máximo, 90 °C, com densidades de corrente entre 200 e 400 mA/cm<sup>2</sup> (IRENA, 2022d). No entanto, alguns fabricantes estão desenvolvendo sistemas de eletrolise alcalina de próxima geração, capazes de atingir pelo menos o dobro da densidade de corrente dos sistemas clássicos, mantendo eficiências energéticas comparáveis (Guo; Zhu; Zhang, 2024).

A Tabela 3 apresenta alguns exemplos de sistemas comercialmente disponíveis. É importante destacar que já foram relatadas e/ou demonstradas densidades de corrente máximas de até 1.200 mA/cm<sup>2</sup>; no entanto, as respectivas eficiências energéticas nem sempre são divulgadas (IRENA, 2022d). Como exemplos de sistemas demonstrativos atmosféricos de grande escala adaptados da eletrolise cloro-álcali, estão os designs da *Thyssenkrupp Uhde Chlorine Engineers GmbH* e da *Asahi Kasei Corporation* (Marius Holst *et al.*, 2021).

**Tabela 7.3. Distribuição global dos principais fabricantes de eletrolisadores ALK**

| Fabricante                           | País      | Taxa de produção de H2        | Pressão de H2 | Consumo de energia            |
|--------------------------------------|-----------|-------------------------------|---------------|-------------------------------|
| Accelera                             | America   | 10-100 Nm <sup>3</sup> /h     | -             | -                             |
| Teledyne                             | America   | 2,8-78 Nm <sup>3</sup> /h     | 6,89-10,6 bar | -                             |
| KOHODO                               | China     | 0,1-1.000 Nm <sup>3</sup> /h  | 1,6 Mpa       | <4,0 kWh/Nm <sup>3</sup>      |
| GREENH2                              | China     | 0,5-100 Nm <sup>3</sup> /h    | 1-32 bar      | 4,6-5,0 kWh/Nm <sup>3</sup>   |
| Tianjin Mainland Hydrogen Equipment  | China     | 2-1.000 Nm <sup>3</sup> /h    | 3-5 Mpa       |                               |
| SinoHy Energy                        | China     | 5-1.200 Nm <sup>3</sup> /h    | 1,6-3,2 Mpa   | 5 kWh/Nm <sup>3</sup>         |
| Shandong Saikesaisi Hydrogen Energy  | China     | 3,6-200 Nm <sup>3</sup> /h    | 3 Mpa         | -                             |
| PERIC Hydrogen Technologies          | China     | 5-2.000 Nm <sup>3</sup> /h    | 0,1-3,2 Mpa   | 4,3-5,4 kWh/Nm <sup>3</sup>   |
| LongGi                               | China     | 1-1.500 Nm <sup>3</sup> /h    | 1,6 Mpa       | 3,9-4,4 kWh/Nm <sup>3</sup>   |
| Thyssenkrupp Uhde Chlorine Engineers | Alemanha  | 4.000 Nm <sup>3</sup> /h      | -             | -                             |
| Sunfire                              | Alemanha  | 750-2.165 Nm <sup>3</sup> /h  | 30 bar        | 4,23-4,68 kWh/Nm <sup>3</sup> |
| Next Hydrogen                        | Canada    | 17-500 Nm <sup>3</sup> /h     | 10 bar        | -                             |
| Elogen                               | França    | 50-4.000 Nm <sup>3</sup> /h   | 30 bar        | 4,3-4,9 kWh/Nm <sup>3</sup>   |
| Metacon                              | Suécia    | 5-2.000 Nm <sup>3</sup> /h    | 30 bar        | <4,3 kWh/Nm <sup>3</sup>      |
| Green Hydrogen Systems               | Dinamarca | 1.200 Nm <sup>3</sup> /h      | 35 bar        | 51,9-53 kWh/kg                |
| McpHy Energy                         | França    | 0,4-800 Nm <sup>3</sup> /h    | 1-8 bar       | 4,65 kWh/Nm <sup>3</sup>      |
| NEL Hydrogen                         | Noruega   | 0,27-4.920 Nm <sup>3</sup> /h | -             | 3,8-7,3 kWh/Nm <sup>3</sup>   |
| John Cockerill                       | Bélgica   | 2-1.000 Nm <sup>3</sup> /h    | 1,6-3,2 Mpa   | 4,0-4,3 kWh/Nm <sup>3</sup>   |

Hoje, existe uma ampla variedade de sistemas comerciais de eletrolise ALK, que provavelmente se tornará ainda mais diversificada com os avanços que ocorrerão nos próximos anos. Há muitos *trade-offs* associados a diferentes caminhos de desenvolvimento, o que gera um alto risco de incertezas nas previsões de longo prazo. No entanto, a atenção industrial global está voltada para sistemas atmosféricos avançados na vertente alcalina. As principais razões para essa escolha incluem a maturidade da tecnologia básica utilizada, a existência de plantas operacionais e a experiência em aplicações em larga escala de múltiplos megawatts, bem como a disponibilidade de cadeias de suprimento estabelecidas para a ampliação da produção (Tom Smolinka; Juergen Garcke, 2022).

Entre os diversos estudos publicados, os realizados por (Agora Industry, 2023; Aliaksei Patonia; Rahmat Poudineh, 2022; European Hydrogen Observatory, 2024; Guo; Zhu; Zhang, 2024; LAZARD, 2024) fornecem dados médios atuais e projeções futuras sobre os principais componentes que impactam significativamente os custos da tecnologia de eletrólise ALK. As Tabelas 4, 5 e 6 sumarizam os custos associados a diferentes capacidades e horizontes temporais da tecnologia ALK.

**Tabela 7.4. Custos de investimento e operação médios (atual) da produção de hidrogênio a partir da eletrólise ALK da água**

|   | ALK                    |                    |                  |
|---|------------------------|--------------------|------------------|
|   | Baja                   | Média              | Larga            |
| Capacidade (kW)                             | 140 – 2,074            | 2,074 – 69,364     | > 69,364         |
| <b>CAPEX total (US\$/kW)</b>                | <b>720 – 2,150</b>     | <b>430 – 1,270</b> | <b>310 – 920</b> |
| Stack                                       | 50 %                   | 53%                | 57%              |
| Sis. Electrónico de potência                | 15 %                   | 12%                | 8%               |
| Sis. De acondicionamento de gás             | 15 %                   | 12%                | 8%               |
| Balance of plant (BoP)                      | 20 %                   | 23%                | 27%              |
| <b>OPEX fixo (US\$/kW)</b>                  | <b>1,5 – 5 % CAPEX</b> |                    |                  |
| <b>EPC (Engineer Procure and Construct)</b> | <b>&lt; 30% CAPEX</b>  |                    |                  |
| <b>Taxa de desconto</b>                     | <b>WACC (3 – 12%)</b>  |                    |                  |

**Tabela 7.5. Custos de investimento e operação médios (2030) da produção de hidrogênio a partir da eletrólise ALK da água**

|                                 | ALK                |                  |                  |
|---------------------------------|--------------------|------------------|------------------|
|                                 | Baja               | Média            | Larga            |
| Capacidade (kW)                 | 140 – 2,074        | 2,074 – 69,364   | > 69,364         |
| <b>CAPEX total (US\$/kW)</b>    | <b>620 – 1,150</b> | <b>530 – 920</b> | <b>310 – 550</b> |
| Stack                           | 50 %               | 53%              | 57%              |
| Sis. Electrónico de potência    | 15 %               | 12%              | 8%               |
| Sis. De acondicionamento de gás | 15 %               | 12%              | 8%               |
| Balance of plant (BoP)          | 20 %               | 23%              | 27%              |

**Tabela 7.6. Custos de investimento e operação médios (2050) da produção de hidrogênio a partir da eletrólise ALK da água**

|                                 | ALK              |                  |                  |
|---------------------------------|------------------|------------------|------------------|
|                                 | Baja             | Média            | Larga            |
| Capacidade (kW)                 | 140 – 2,074      | 2,074 – 69,364   | > 69,364         |
| <b>CAPEX total (US\$/kW)</b>    | <b>410 – 720</b> | <b>310 – 550</b> | <b>200 – 450</b> |
| Stack                           | 50 %             | 53%              | 57%              |
| Sis. Electrónico de potência    | 15 %             | 12%              | 8%               |
| Sis. De acondicionamento de gás | 15 %             | 12%              | 8%               |
| Balance of plant (BoP)          | 20 %             | 23%              | 27%              |

### *Sistemas eletrolíticos PEM*

O desenvolvimento da eletrólise de água por membrana trocadora de prótons (PEM) começou na década de 1960, durante o programa espacial Gemini. No entanto, o avanço

decisivo ocorreu no início dos anos 1970 com os desenvolvimentos da General Electric, que utilizou a membrana Nafion®, da DuPont, comercializada alguns anos antes (Koper, 2012). Durante os primeiros 20 anos, os esforços de pesquisa e desenvolvimento (P&D) concentraram-se quase exclusivamente em aplicações militares e aeroespaciais, embora a General Electric também tenha desenvolvido conceitos para uso em larga escala. Na Europa, a BBC deu os primeiros passos para expandir o uso da tecnologia em outros mercados, com o sistema Membrel PEM de 100 kW nos anos 1980 (Tom Smolinka; Juergen Garcke, 2022). Entretanto, o verdadeiro avanço comercial só aconteceu nos anos 2000, quando a *Proton OnSite* lançou sua série *HoGen*, voltada para aplicações industriais. Desde então, observou-se um aumento significativo nas atividades de P&D por várias empresas nos últimos 20 anos (Marius Holst *et al.*, 2021).

Anteriormente, as pilhas de eletrolise PEM apresentavam capacidades de produção de hidrogênio de até 10 m<sup>3</sup>/h (com potência de entrada em torno de 50 kW). Atualmente, uma única pilha é capaz de produzir mais de 200 m<sup>3</sup>/h (com potência de entrada superior a 1 MW) (Ansar *et al.*, 2022). O processo de aumento da capacidade de produção em nível de pilha continua em andamento. Esse incremento na capacidade de produção foi alcançado por meio de diversas abordagens, incluindo o aumento da área das células e do número de células por pilha.

Hoje, diversos fabricantes oferecem sistemas de eletrolise com tecnologia PEM, e espera-se que novos participantes entrem no mercado em um futuro próximo. Atualmente, todas as pilhas de eletrolise PEM disponíveis seguem um design de célula retangular e operam em temperaturas que variam de 55 a 70 °C, com densidades de corrente entre 1,5 e 2,5 A/cm<sup>2</sup> (IRENA, 2022d). Os eletrolisadores PEM são particularmente adequados para a operação com hidrogênio sob pressão, sendo que as pilhas de hoje tipicamente produzem hidrogênio a uma pressão de 20 a 40 bar. A Tabela 7 apresenta alguns exemplos de pilhas de eletrolise PEM comercialmente disponíveis.

**Tabela 7.7. Distribuição global dos principais fabricantes de eletrolisadores PEM**

| Fabricante                          | País     | Taxa de produção de H <sub>2</sub> | Pressão de H <sub>2</sub> | Consumo de energia          |
|-------------------------------------|----------|------------------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| Plug Power                          | America  | 1-2.000 Nm <sup>3</sup> /h         | 40 bar                    | 49,9 kWh/kg                 |
| Ohmium                              | America  | 66,6–100 Nm <sup>3</sup> /h        | 34,5 bar                  | –                           |
| Giner                               | America  | –                                  | 80 bar                    | –                           |
| Accelera                            | America  | 10-100 Nm <sup>3</sup> /h          | –                         | –                           |
| Proton Onsite                       | America  | 104-417 Nm <sup>3</sup> /h         | 30 bar                    | 5,2–6,8 kWh/Nm <sup>3</sup> |
| C-HySA Technology                   | China    | 1-60 Nm <sup>3</sup> /h            | 1,5–3,5 Mpa               | –                           |
| SinoHy Energy                       | China    | 5-1.200 Nm <sup>3</sup> /h         | 1,6–3,2 Mpa               | 5 kWh/Nm <sup>3</sup>       |
| Shandong Saikesaisi Hydrogen Energy | China    | 3,6–200 Nm <sup>3</sup> /h         | 3 Mpa                     | –                           |
| PERIC Hydrogen Technologies         | China    | 5-2.000 Nm <sup>3</sup> /h         | 0,1–3,2 Mpa               | 4,3–5,4 kWh/Nm <sup>3</sup> |
| HIAT gGmbH                          | Alemanha | 1-8 Nm <sup>3</sup> /h             | 40/100 bar                | 5,875–7 kWh/Nm <sup>3</sup> |
| Hoeller Electrolyser GmbH           | Alemanha | 16-295 Nm <sup>3</sup> /h          | –                         | –                           |

| Fabricante                                   | País       | Taxa de produção de H <sub>2</sub> | Pressão de H <sub>2</sub> | Consumo de energia          |
|--|------------|------------------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| Ostermeier H <sub>2</sub> hydrogen Solutions | Alemanha   | 0,22–1.1 Nm <sup>3</sup> /h        | 20 bar                    | –                           |
| H-TEC System                                 | Alemanha   | 210-2.130 Nm <sup>3</sup> /h       | 15–30 bar                 | 4,6–4,7 kWh/Nm <sup>3</sup> |
| Siemens Energy                               | Alemanha   | 1.005 kg/h                         | –                         | >75,5 %                     |
| Elogen                                       | Francia    | 50-4.000 Nm <sup>3</sup> /h        | 30 bar                    | 4,3–4,9 kWh/Nm <sup>3</sup> |
| Metacon                                      | Suécia     | 5-2.000 Nm <sup>3</sup> /h         | 30 bar                    | <4,3 kWh/Nm <sup>3</sup>    |
| Hitachi Zosen                                | Japão      | 1-200 Nm <sup>3</sup> /h           | 0,85 Mpa                  | –                           |
| MVS Engineering                              | Índia      | 0,25–500 Nm <sup>3</sup> /h        | 15–30 bar                 | –                           |
| ITM POWER                                    | Inglaterra | 36 kg/h                            | 20–30 bar                 | –                           |
| NEL Hydrogen                                 | Noruega    | 0,27–4920 Nm <sup>3</sup> /h       | –                         | 3,8–7,3 kWh/Nm <sup>3</sup> |
| Elchemtech                                   | Coreia     | 0,1–200 Nm <sup>3</sup> /h         | –                         | 5,0 kWh/Nm <sup>3</sup>     |
| Hytron NEA                                   | Brasil     |                                    |                           |                             |

No entanto, apesar de suas características únicas que poderiam transformar os eletrolisadores PEM em um motor chave para o crescimento industrial do hidrogênio a partir da eletricidade, essa tecnologia ainda enfrenta desafios significativos para sua promoção. Uma das principais barreiras que impedem o uso mais amplo dos sistemas PEM é o alto custo dos catalisadores e eletrodos, principalmente devido às despesas associadas aos metais nobres (principalmente o Pt) (Thomassen *et al.*, 2022). Além disso, as membranas perfluoradas e os coletores de corrente de titânio utilizados são relativamente complexos de produzir e se mostram caros (Tom Smolinka; Juergen Garcke, 2022).

Outro problema é que, em um ambiente ácido, a maioria dos óxidos de metais não nobres são suscetíveis à corrosão, tornando-os inadequados como catalisadores para a eletrolise PEM. Ademais, sem o uso de catalisadores de ligas de platina, a reação anódica dos eletrolisadores PEM pode ser afetada por envenenamento de monóxido de carbono (CO), resultando em uma diminuição gradual no desempenho da membrana (Marius Holst *et al.*, 2021). Nesse sentido, esses sistemas enfrentam desafios devido à falta de opções para uma minimização substancial de custos.

Dentre os diversos trabalhos publicados, os desenvolvidos por (Agora Industry, 2023; Aliaksei Patonia; Rahmat Poudineh, 2022; European Hydrogen Observatory, 2024; Guo; Zhu; Zhang, 2024; LAZARD, 2024) apresentam dados médios atuais e prospectivos dos principais componentes que exercem um impacto significativo no custo da tecnologia. As Tabelas 8, 9 e 10 resumam os custos por tipo capacidade e horizonte temporal da tecnologia PEM.

**Tabela 7.8. Custos de investimento e operação médios (atual) da produção de hidrogênio a partir da eletrolise PEM da água**

|                              | PEM                |                    |                    |
|------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
|                              | Baja               | Média              | Larga              |
| Capacidade (kW)              | 140 – 2,074        | 2,074 – 69,364     | > 69,364           |
| <b>CAPEX total (US\$/kW)</b> | <b>920 – 2,490</b> | <b>610 – 1,570</b> | <b>460 – 1,190</b> |

|                                 |                       |     |     |
|---------------------------------|-----------------------|-----|-----|
| Stack                           | 60 %                  | 63% | 66% |
| Sis. Electrónico de potência    | 15 %                  | 14% | 13% |
| Sis. De acondicionamento de gás | 10 %                  | 9%  | 8%  |
| Balance of plant (BoP)          | 15 %                  | 14% | 13% |
| <b>OPEX fixo (%)</b>            | <b>1,5 – 5 CAPEX</b>  |     |     |
| <b>EPC</b>                      | <b>&lt; 30% CAPEX</b> |     |     |
| <b>Taxa de desconto</b>         | <b>WACC (3 – 12%)</b> |     |     |

**Tabela 7.9. Custos de investimento e operação médios (2030) da produção de hidrogênio a partir da eletrolise PEM da água**

|                                 | PEM                |                    |                  |
|---------------------------------|--------------------|--------------------|------------------|
|                                 | Baja               | Média              | Larga            |
| Capacidade (kW)                 | 140 – 2,074        | 2,074 – 69,364     | > 69,364         |
| <b>CAPEX total (US\$/kW)</b>    | <b>620 – 1,890</b> | <b>510 – 1,250</b> | <b>460 – 810</b> |
| Stack                           | 60 %               | 63%                | 66%              |
| Sis. electrónico de potência    | 15 %               | 14%                | 13%              |
| Sis. de acondicionamento de gás | 10 %               | 9%                 | 8%               |
| Balance of plant (BoP)          | 15 %               | 14%                | 13%              |

**Tabela 7.10. Custos de investimento e operação médios (2050) da produção de hidrogênio a partir da eletrolise PEM da água**

|                                 | PEM                |                  |                  |
|---------------------------------|--------------------|------------------|------------------|
|                                 | Baja               | Média            | Larga            |
| Capacidade (kW)                 | 140 – 2,074        | 2,074 – 69,364   | > 69,364         |
| <b>CAPEX total (US\$/kW)</b>    | <b>560 – 1,350</b> | <b>460 – 900</b> | <b>200 – 510</b> |
| Stack                           | 60 %               | 63%              | 66%              |
| Sis. electrónico de potência    | 15 %               | 14%              | 13%              |
| Sis. de acondicionamento de gás | 10 %               | 9%               | 8%               |
| Balance of plant (BoP)          | 15 %               | 14%              | 13%              |

### *Sistemas eletrolíticos SOEC*

A tecnologia de eletrolisador de óxido sólido (SOEC) é empregada na produção de hidrogênio em altas temperaturas. Em comparação com as tecnologias de eletrólise existentes, o ambiente de alta temperatura do SOEC proporciona vantagens em termos de termodinâmica e cinética de reação. Essa elevação de temperatura reduz a tensão de equilíbrio da célula, resultando em uma diminuição da demanda de potência, o que, por sua vez, melhora significativamente a eficiência da conversão de energia (Tom Smolinka; Juergen Garche, 2022). Além disso, o SOEC geralmente utiliza níquel, um metal não precioso com alta condutividade elétrica, na fabricação dos eletrodos, o que contribui para a redução dos custos de produção de hidrogênio (Marius Holst *et al.*, 2021).

Tal tecnologia representa uma tecnologia inovadora de célula eletrolítica. O ambiente de operação em alta temperatura permite a redução eficaz do consumo de energia e o aprimoramento da eficiência do sistema. O SOEC utiliza óxidos metálicos de baixo custo como substitutos para metais preciosos na fabricação dos eletrodos, o que contribui significativamente para a diminuição dos custos dos equipamentos de produção de hidrogênio (CATF, 2023). Os fabricantes desta tecnologia são bastante restritos, empresas como, *Fuel Cell*,

*Bloomenergy, ceres, Fuel cell technology elcogen, Sunfire e TOPSOE*, dominam esse mercado. Entretanto, a *FuelCell Energy* se destaca como um fabricante representativo na pesquisa de SOEC nos Estados Unidos. Os eletrolisadores de SOEC desenvolvidos pela empresa apresentam uma eficiência elétrica de 100% quando há aporte de calor (CATF, 2023).

Outra empresa relevante neste nicho é a *Sunfire*, fabricante alemã, os eletrolisadores da empresa operam a uma temperatura de 850 °C, utilizando o calor residual industrial para converter vapor d'água em hidrogênio, alcançando a mais alta eficiência de conversão (90%). O produto adota um design de sistema modular, com uma taxa de produção de hidrogênio de 750 Nm<sup>3</sup>/h e um consumo de energia de 3,6 kWh/Nm<sup>3</sup>.

Entretanto, a baixa durabilidade e a insuficiente estabilidade ainda representam os maiores desafios para essa tecnologia. As altas temperaturas de operação impõem requisitos rigorosos em relação à resistência térmica e à resistência à corrosão dos materiais-chave. Além disso, a tecnologia SOEC é relativamente recente, resultando em uma cadeia de suprimentos de produtos ainda incompleta, com a falta de fornecedores específicos para os materiais essenciais.

Entre o limitado acervo de estudos publicados, os realizados por (CATF, 2023; Guo; Zhu; Zhang, 2024; Prosser *et al.*, 2024) apresentam dados médios atuais e prospectivos referentes aos principais componentes que impactam significativamente os custos do sistema de eletrólise SOEC. As Tabelas 11, 12 e 13 resumem os custos por tipo de componente, capacidade e horizonte temporal da tecnologia SOEC.

**Tabela 7.11. Custos de investimento e operação médios (atual) da produção de hidrogênio a partir da eletrólise SOEC da água**

|                                 | SOEC                  |                    |
|---------------------------------|-----------------------|--------------------|
|                                 | Baja                  | Média              |
| Capacidade (kW)                 | 140 – 2,074           | 2,074 – 69,364     |
| <b>CAPEX total (US\$/kW)</b>    | <b>2,300 – 6,667</b>  | <b>917 – 4,000</b> |
| Stack                           | 30 %                  | 25%                |
| Sis. Electrónico de potência    | 30 %                  | 25%                |
| Sis. De acondicionamento de gás | 6 %                   | 5%                 |
| Balance of plant (BoP)          | 34 %                  | 45%                |
| <b>OPEX fixo (%)</b>            | <b>1,5 – 5 CAPEX</b>  |                    |
| <b>EPC</b>                      | <b>&lt; 30% CAPEX</b> |                    |
| <b>Taxa de desconto</b>         | <b>WACC (3 – 12%)</b> |                    |

**Tabela 7.12. Custos de investimento e operação médios (2030) da produção de hidrogênio a partir da eletrólise SOEC da água**

|                                 | SOEC                 |                    |                  |
|---------------------------------|----------------------|--------------------|------------------|
|                                 | Baja                 | Média              | Larga            |
| Capacidade (kW)                 | 140 – 2,074          | 2,074 – 69,364     | > 69,364         |
| <b>CAPEX total (US\$/kW)</b>    | <b>1,410 – 2,850</b> | <b>791 – 1,200</b> | <b>620 – 800</b> |
| Stack                           | 19 %                 | 20%                | 20%              |
| Sis. electrónico de potência    | 18 %                 | 19%                | 19%              |
| Sis. de acondicionamento de gás | 15 %                 | 15%                | 15%              |
| Balance of plant (BoP)          | 48 %                 | 46%                | 46%              |

**Tabela 7.13. Custos de investimento e operação médios (2050) da produção de hidrogênio a partir da eletrolise SOEC da água**

|                                 | SOEC               |                  |                  |
|---------------------------------|--------------------|------------------|------------------|
|                                 | Baja               | Média            | Larga            |
| Capacidade (kW)                 | 140 – 2,074        | 2,074 – 69,364   | > 69,364         |
| <b>CAPEX total (US\$/kW)</b>    | <b>620 – 1,150</b> | <b>520 – 900</b> | <b>300 – 500</b> |
| Stack                           | 19 %               | 20%              | 20%              |
| Sis. electrónico de potência    | 18 %               | 19%              | 19%              |
| Sis. de acondicionamento de gás | 15 %               | 15%              | 15%              |
| Balance of plant (BoP)          | 48 %               | 46%              | 46%              |

### *Sistemas eletrolíticos AEM*

A eletrólise por membrana de troca aniônica (AEM) combina as vantagens da eletrólise ALK e da eletrólise PEM, utilizando uma membrana fina de troca aniônica com baixa resistência interna, semelhante à membrana de troca iônica da PEM. Ela emprega o mecanismo de transferência de carga via íons hidróxido, como na ALK, mas com um eletrólito menos corrosivo, ou até mesmo utilizando água pura no futuro (Xu *et al.*, 2022). Essa abordagem promete viabilizar o uso de materiais de catalisadores e eletrodos de baixo custo e abundantes, permitindo altas densidades de potência sob pressão diferencial e um design compacto (IRENA, 2022d).

No entanto, as membranas poliméricas altamente condutivas para hidróxido ainda enfrentam problemas significativos de estabilidade química e mecânica, especialmente em temperaturas elevadas. Mesmo com o uso de KOH altamente diluído como eletrólito de suporte para aumentar a condutividade e viabilizar densidades de corrente mais altas, a vida útil reduzida da membrana permanece como um dos principais desafios da tecnologia AEM (Tom Smolinka; Juergen Garche, 2022). Além da pesquisa em membranas mais duráveis e condutivas, o desenvolvimento de eletrodos e catalisadores ativos, duráveis e livres de metais preciosos também é um foco importante. Embora os resultados mais recentes em membranas de laboratório superem as membranas comerciais disponíveis, ainda não foram integrados em produtos comerciais (Xu *et al.*, 2022). Muitos estudos se concentram no desempenho inicial após a ativação da célula, sem fornecer dados de estabilidade a longo prazo em condições industriais relevantes.

A tecnologia AEM ainda está em um estágio menos maduro em comparação com a PEM e a ALK, com poucas empresas trabalhando em sua comercialização como são as empresas *Enapter* (Alemanha), *HydroLite* (Israel) e *Shenzhen Wenshi Hydrogen Technology* (China) (IRENA, 2022d; Marius Holst *et al.*, 2021). Ressalte-se que os eletrolisadores da Enapter se destacam no campo da eletrólise AEM, cujo sistemas são predominantemente modular, porque oferecem vantagens como alta flexibilidade, confiabilidade devido à redundância interna e maior utilização dos equipamentos de fabricação instalados.

Contudo, devido ao menor nível de maturidade da AEM, os dados sobre a tecnologia em escala comercial ainda são escassos, e uma rápida implantação em grande escala não é esperada nos próximos anos. Dentre os poucos trabalhos publicados, os desenvolvidos por (Aliaksei Patonia; Rahmat Poudineh, 2022; IONOMR, 2020; IRENA, 2020) fornecem dados médios atuais e prospectivos dos principais componentes que exercem um impacto significativo no custo da tecnologia. As Tabelas 14, 15 e 16 sumarizam os custos por tipo capacidade e horizonte temporal da tecnologia AEM.

**Tabela 7.14. Custos de investimento e operação médios (atual) da produção de hidrogênio a partir da eletrolise AEM da água**

|                                 | AEM                   |                    |
|---------------------------------|-----------------------|--------------------|
|                                 | Baja                  | Média              |
| Capacidade (kW)                 | 140 – 2,074           | 2,074 – 69,364     |
| <b>CAPEX total (US\$/kW)</b>    | <b>820 – 2,150</b>    | <b>691 – 1,270</b> |
| Stack                           | 19 %                  | 20%                |
| Sis. electrónico de potência    | 18 %                  | 19%                |
| Sis. de acondicionamento de gás | 15 %                  | 15%                |
| Balance of plant (BoP)          | 48 %                  | 46%                |
| <b>OPEX fixo (%)</b>            | <b>1,5 – 5% CAPEX</b> |                    |
| <b>EPC</b>                      | <b>&lt; 30% CAPEX</b> |                    |
| <b>Taxa de desconto</b>         | <b>WACC (3 – 12%)</b> |                    |

**Tabela 7.15. Custos de investimento e operação médios (2030) da produção de hidrogênio a partir da eletrolise AEM da água**

|                                 | AEM                |                    |                  |
|---------------------------------|--------------------|--------------------|------------------|
|                                 | Baja               | Média              | Larga            |
| Capacidade (kW)                 | 140 – 2,074        | 2,074 – 69,364     | > 69,364         |
| <b>CAPEX total (US\$/kW)</b>    | <b>620 – 1,520</b> | <b>520 – 1,085</b> | <b>385 – 680</b> |
| Stack                           | 19 %               | 20%                | 20%              |
| Sis. electrónico de potência    | 18 %               | 19%                | 19%              |
| Sis. de acondicionamento de gás | 15 %               | 15%                | 15%              |
| Balance of plant (BoP)          | 48 %               | 46%                | 46%              |

**Tabela 7.16. Custos de investimento e operação médios (2050) da produção de hidrogênio a partir da eletrolise AEM da água**

|                                 | AEM                |                  |                  |
|---------------------------------|--------------------|------------------|------------------|
|                                 | Baja               | Média            | Larga            |
| Capacidade (kW)                 | 140 – 2,074        | 2,074 – 69,364   | > 69,364         |
| <b>CAPEX total (US\$/kW)</b>    | <b>485 – 1,035</b> | <b>385 – 725</b> | <b>200 – 480</b> |
| Stack                           | 19 %               | 20%              | 20%              |
| Sis. electrónico de potência    | 18 %               | 19%              | 19%              |
| Sis. de acondicionamento de gás | 15 %               | 15%              | 15%              |
| Balance of plant (BoP)          | 48 %               | 46%              | 46%              |

### 7.2.2. A partir de Combustíveis Fósseis

A produção de hidrogênio de baixo carbono a partir de combustíveis fósseis representa uma alternativa importante no contexto da transição energética nacional e internacional, com destaque para dois processos-chave: a reforma a vapor do metano com captura e armazenamento de carbono (CCS) e a decomposição térmica (pirólise) do metano. A reforma a vapor com CCS, amplamente utilizada, permite a captura de parte significativa das emissões de CO<sub>2</sub>, tornando o hidrogênio produzido uma solução de menor impacto ambiental. Já a pirólise do metano é uma tecnologia emergente e inovadora, capaz de gerar hidrogênio sem emissões diretas de CO<sub>2</sub>, ao produzir carbono sólido como subproduto. Nesta seção, serão

explorados os custos de produção dessas tecnologias, que desempenham um papel transitório na descarbonização da indústria e na construção de uma infraestrutura robusta para o hidrogênio.

### *Reforma a vapor do metano com CCS/CCUS*

O hidrogênio azul, produzido a partir de fontes fósseis, especialmente gás natural, aliado à tecnologia de captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS), apresenta características atrativas, embora não seja completamente isento de emissões de carbono. A eficiência máxima na captura de CO<sub>2</sub> está estimada entre 85% e 95%, o que resulta em uma eficiência de produção de hidrogênio azul de cerca de 68% (Parkinson *et al.*, 2019). Os custos associados ao hidrogênio derivado do gás natural variam no Brasil de US\$ 1,0 a 2,9 por kg de H<sub>2</sub> na ausência de CCUS, aumentando para uma faixa entre US\$ 1,5 e 3,2 por kg de H<sub>2</sub> quando a tecnologia de captura é incorporada (CELA, 2024; EPE, 2022a).

O avanço do hidrogênio azul como uma solução na transição energética enfrenta desafios significativos, principalmente no que tange à ampliação da produção e à logística de abastecimento. A adoção do CCUS e o desenvolvimento dessa tecnologia têm se mostrado aquém das metas estabelecidas há uma década, com custos adicionais e economias de escala favorecendo predominantemente grandes projetos (IEA, 2023a). Projeções indicam que até 2030, 56 plantas de hidrogênio azul a partir de gás natural, incluindo as 16 já em operação, poderão atingir uma produção total de 13 Mt de H<sub>2</sub> (IEA, 2024). A Tabela 17 sintetiza valores médios reportados na literatura para a produção de hidrogênio a partir da reforma a vapor do gás natural com CCS.

**Tabela 7.17. Custos de investimento e operação médios da produção de hidrogênio a partir da reforma a vapor do gás natural com CCS (AlHumaidan *et al.*, 2023; Cormos *et al.*, 2018; EPE, 2022a; Mullen *et al.*, 2023)**

| <b>Classificação</b>                         | <b>Desagregação</b>   |
|--|-----------------------|
| <b>CAPEX total (USD\$/ton H<sub>2</sub>)</b> | <b>2.472</b>          |
| Reformador a vapor                           | 28 %                  |
| Gerador de vapor                             | 20%                   |
| Sistema de CCS                               | 17 %                  |
| PSA  | 10%                   |
| WGS  | 7%                    |
| Sistema de condicionamento de gás            | 14%                   |
| Balance of plant (BoP)                       | 4%                    |
| <b>OPEX fixo</b>                             | <b>&lt; 7 % CAPEX</b> |
| <b>EPC (Engineer Procure and Construct)</b>  | <b>&lt; 15% CAPEX</b> |

Diante desse cenário, a geração e valorização do hidrogênio azul é uma estratégia para a manutenção e expansão da indústria de gás natural. Em contraste com a produção de hidrogênio cinza, que está ligada a cadeias produtivas intensivas em carbono e enfrentando questionamentos devido aos princípios da economia de baixo carbono, o hidrogênio azul deve ser favorecido pelas pressões para a substituição de combustíveis fósseis.

### *Pirólise do metano*

Uma alternativa para a produção de hidrogênio a partir do gás natural, cuja viabilidade econômica está sendo investigada, é a decomposição química do metano. Esse processo, comumente denominado craqueamento, termo oriundo do inglês *cracking*, envolve a

decomposição térmica do metano, que requer temperaturas elevadas. Por esse motivo, também é referido como craqueamento térmico ou pirólise do metano (Patlolla *et al.*, 2023).

A pirólise, ou decomposição térmica de hidrocarbonetos, como o metano, é uma tecnologia já estabelecida há mais de um século, inicialmente voltada para a produção de carbono. O carbono sólido gerado por esse processo, conhecido como negro de fumo ou negro de carbono (*carbon black*), é amplamente utilizado nas indústrias de pneus, tintas, plásticos, borrachas e no revestimento de condutores elétricos, entre outras aplicações (Bakhtyari; Makarem; Rahimpour, 2018). A energia térmica necessária para promover a decomposição geralmente é obtida pela queima do próprio hidrocarboneto e do hidrogênio gerado no processo, embora, em teoria, esse hidrogênio pudesse ser recuperado para outros usos.

Até o momento, o processo de decomposição térmica com foco principal na produção de hidrogênio não foi implementado comercialmente em escala industrial (Schneider *et al.*, 2020). No entanto, nos últimos anos, têm sido realizados progressos na tecnologia de decomposição térmica do metano que visam eliminar o uso de combustíveis fósseis para gerar o calor necessário, permitindo a produção simultânea de hidrogênio e carbono sólido de valor comercial. Diversos reatores estão sendo desenvolvidos por empresas e grupos de pesquisa, embora a maioria ainda esteja nas fases de pesquisa, desenvolvimento ou operação em escala piloto. Algumas empresas (por exemplo, BASF, HAZER Group, C-Zero energy, Monolith, Hycamite, entre outras), contudo, já oferecem reatores a plasma comercialmente viáveis, com o objetivo principal de converter gás natural em carbono.

No estudo recente da EPE (EPE, 2022c), foi estimado que o hidrogênio turquesa poderia ser produzido a um custo entre US\$ 2,09/kg e US\$ 4,41/kg, considerando um preço de eletricidade de US\$ 100/MWh. Esses valores variam em função da escala de produção, entre 6,1 ton/ano e 60,7 ton/ano, e do custo do gás natural, que oscila entre US\$ 4/MBtu e US\$ 12/MBtu.

Nas avaliações de viabilidade econômica da pirólise do metano para a produção de hidrogênio observa-se uma forte dependência do valor agregado e da comercialização do carbono produzido simultaneamente (Bakhtyari; Makarem; Rahimpour, 2018; Patlolla *et al.*, 2023; Sánchez-Bastardo; Schlögl; Ruland, 2021; Schneider *et al.*, 2020). O custo potencial do hidrogênio pode ser reduzido em mais de 80%, dependendo da qualidade e do preço de venda do carbono gerado. Este subproduto pode ser comercializado em diferentes formas, como negro de fumo; grafite, utilizado no mercado emergente de baterias de íon de lítio; nanotubos de carbono, aplicados na produção de polímeros, plásticos e baterias; fibras e nanofibras de carbono, empregadas em compósitos de alta resistência mecânica; coque, utilizado na produção de eletrodos de grafite para fornos elétricos a arco (*needle coke*); e grafeno, o material mais fino e condutor conhecido, com potencial para revolucionar diversas indústrias. A Tabela 18 resume os valores médios reportados na literatura para a produção de hidrogênio turquesa em uma planta de pirólise.

**Tabela 7.18. Custos de investimento e operação médios da produção de hidrogênio a partir da pirólise do gás natural (EPE, 2022c; Okeke; Saville; MacLean, 2023; Patlolla *et al.*, 2023)**

| <b>Classificação</b>                         | <b>Desagregação</b> |
|--|---------------------|
| <b>CAPEX total (USD\$/ton H<sub>2</sub>)</b> | <b>3.712</b>        |
| Reator de pirólise                           | 34 %                |
| PSA  | 11%                 |
| WGS  | 15%                 |

| <b>Classificação</b>                        | <b>Desagregação</b>   |
|---|-----------------------|
| Sistema de condicionamento de gás           | 25%                   |
| Balance of plant (BoP)                      | 15%                   |
| <b>OPEX fixo</b>                            | <b>7 - 15 % CAPEX</b> |
| <b>EPC (Engineer Procure and Construct)</b> | <b>&lt; 20% CAPEX</b> |

Contudo, enfrenta distintos desafios técnicos em todas suas configurações, e tais desafios estão relacionados às altas taxas de conversão da reação necessárias para que a operação de um processo seja economicamente viável, às altas temperaturas associadas ao processo, à pureza do gás produzido e ao manuseio de sólidos gerados (EPE, 2022c). Ademais, o conhecimento atual sobre seu aumento de escala ainda é insuficiente, pois a maioria está em escala laboratorial. No entanto, pressupõe-se uma produção anual de 54 kt H<sub>2</sub> até 2030 (IEA, 2024).

### 7.2.3. A partir da Biomassa

O desenvolvimento do mercado de hidrogênio de baixa emissão de carbono poderá favorecer não só a produção de hidrogênio “verde” ou “azul” ou “turquesa”, mas também a produção de hidrogênio “musgo”, como catalogado pela EPE em seu relatório intitulado “*Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio*” (EPE, 2021). A biomassa é uma fonte de energia renovável cuja utilização racional pode contribuir na mitigação de gases efeito estufa. Diversos portadores promissores de hidrogênio líquido ou gasoso podem ser obtidos a partir da biomassa, incluindo bio-óleo, bioetanol e biogás. Esses portadores de hidrogênio gerados a partir da bioenergia podem alcançar o estado ideal de emissões líquidas de CO<sub>2</sub> zero, uma vez que o CO<sub>2</sub> produzido durante a geração de hidrogênio pode ser reciclado pelas plantas através do processo de fotossíntese (EPE, 2022d).

Neste cenário, o Brasil também se posiciona como um potencial grande produtor de hidrogênio biogênico, a preço competitivo (E+ Transição Energética, 2024). Isso porque o agronegócio brasileiro é um setor de grande relevância para a economia nacional, representando aproximadamente 23,8% do PIB em 2023 (Cepea & CNA, 2024), e gerando uma vasta quantidade de resíduos agropecuários provenientes da produção de aves, suínos e das lavouras de soja, milho e cana-de-açúcar, entre outros. Essa biomassa, que atualmente é considerada um passivo ambiental, possui grande potencial para a produção de biogás/biometano, o qual pode ser convertido em hidrogênio através do processo de reforma a vapor. Ao contrário da eletrólise, essa rota tecnológica já apresenta viabilidade econômica para produção em larga escala, como pontuado em (EPE, 2022a).

De acordo com a EPE, em seu *fact sheet* intitulado “*Potencial técnico de H<sub>2</sub> e Ureia do biogás de resíduos no horizonte decenal*” (EPE, 2023), o potencial técnico do hidrogênio proveniente de biomassa residual no Brasil poderia suprir 23% do consumo mundial atual, considerando apenas as plantas de biodigestão já em operação, o que corresponderia a 5,7 milhões de toneladas de H<sub>2</sub> em 2021 e 5,9 milhões de toneladas em 2031.

Adicionalmente, o hidrogênio também pode ser obtido pela reforma a vapor do etanol, conforme vem sendo estudado por um consórcio de empresas, como Shell, Toyota, Raízen e Hytron/NEA. Tal, projeto conta com um investimento total de R\$ 50 milhões, obtido com recursos da cláusula de PD&I da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) (Shell, 2023).

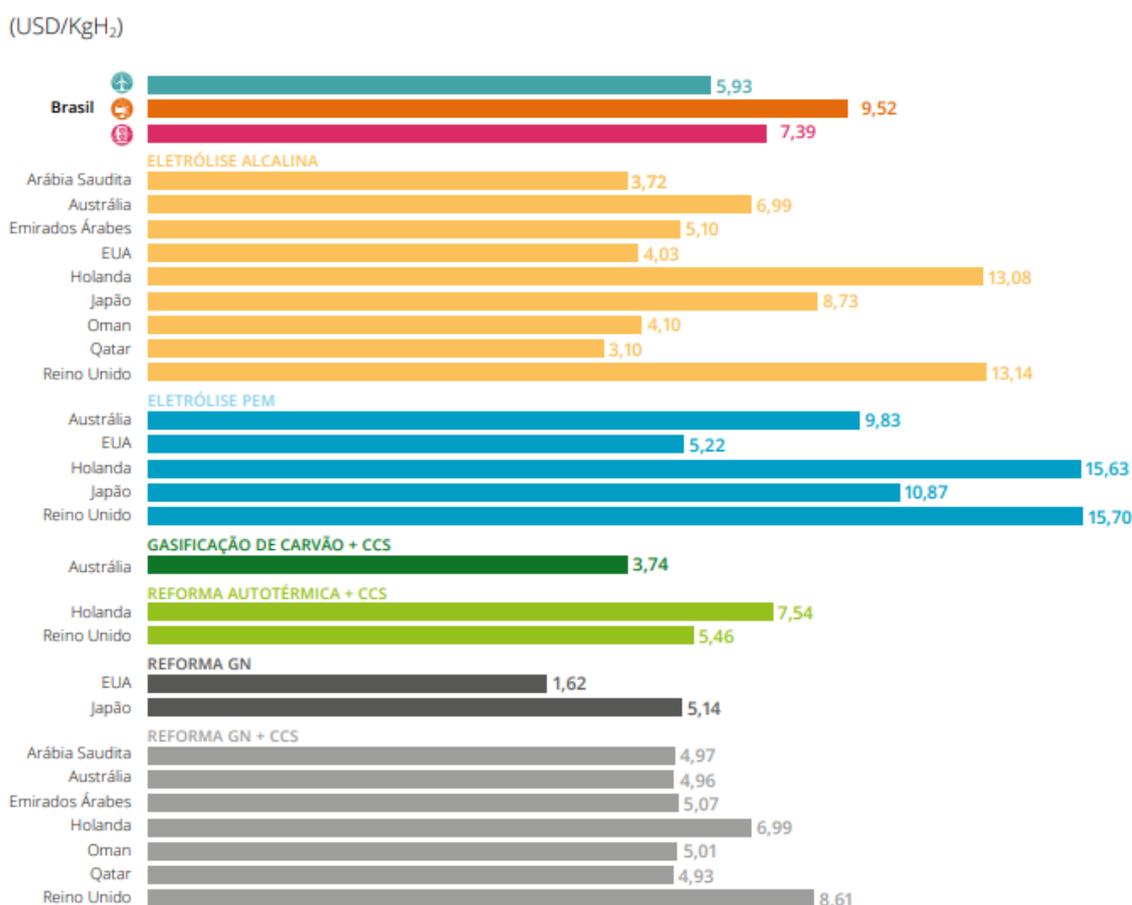
## *Etanol*

O Brasil destaca-se pela sua singularidade no uso de biocombustíveis, especialmente devido à elevada participação do etanol em sua matriz energética e à robusta infraestrutura associada à produção e distribuição desse combustível. Além disso, o país conta com um histórico de políticas públicas bem-sucedidas, implementadas ao longo das últimas décadas, que fomentaram o desenvolvimento e a consolidação do setor de biocombustíveis.

Diante da urgência climática, a busca por soluções de baixo carbono para o setor de transporte é essencial. Tecnologias de produção de hidrogênio a partir do etanol se destacam como alternativas promissoras para o Brasil. Essas soluções são particularmente relevantes, considerando que o país, no médio prazo, enfrentará desafios significativos para expandir a infraestrutura de recarga pública para veículos elétricos. Nesse contexto, o hidrogênio produzido com base no etanol, uma fonte renovável e amplamente disponível no Brasil, oferece uma opção viável para reduzir as emissões de carbono no setor de transporte, ao mesmo tempo em que aproveita a infraestrutura existente.

A produção de hidrogênio via reforma a vapor do etanol, embora ainda conte com poucos exemplos práticos de implementação, já está disponível no Brasil através da empresa Hytron que é uma empresa do grupo NEA (Hytron-NEA, 2023). Essa tecnologia está sendo aplicada em um projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D) conduzido pela Shell, em parceria com a Raízen e a USP, com o objetivo de utilizar o hidrogênio obtido do etanol como combustível para o setor de transporte (Shell, 2023).

Conforme a avaliação técnico-ambiental realizada pelo *Fundo Mundial Para a Natureza* (WWF-Brasil, do inglês *World Wide Fund For Nature*) (WWF-Brazil, 2023), a produção de hidrogênio a partir da reforma a vapor do etanol, com custo de 7,39 US\$/kg H<sub>2</sub> (considerando produção, armazenamento e distribuição), proveniente especificamente da cana-de-açúcar, apresenta viabilidade competitiva em diversos mercados, incluindo Reino Unido, Japão, Holanda e Austrália, como ilustrado na Figura 30. Essa competitividade é reforçada pela baixa pegada de carbono do hidrogênio biogênico, que emite, em média, 2,27 kg de CO<sub>2eq</sub> por kg de H<sub>2</sub>, permitindo a possibilidade de um prêmio em relação ao hidrogênio de maior intensidade de carbono produzido em outros países.



**Figura 7.30. Comparação de LCOH de diferentes rotas de produção de Hidrogênio brasileiro com o mundo (WWF-Brazil, 2023)**

As referências sobre os custos associados à produção de hidrogênio a partir do etanol ainda são limitadas. A maioria dos estudos concentra-se em plantas de escala laboratorial ou piloto, o que dificulta a estimativa precisa dos custos para instalações em escala industrial. Apesar disso, alguns trabalhos fornecem uma base teórica satisfatória para a análise econômica da produção de hidrogênio por meio da reforma do etanol, oferecendo diretrizes iniciais para futuras avaliações em maior escala. A Tabela 19, condensa a faixa de valor concernentes aos custos de capital e operação.

**Tabela 7.19. Custos de investimento e operação da produção de hidrogênio a partir da reforma a vapor do etanol (Lopes *et al.*, 2012; Song; Ozkan, 2010; WWF-Brazil, 2023)**

| Classificação                                | Desagregação             |
|--|--------------------------|
| <b>CAPEX total (USD\$/ton H<sub>2</sub>)</b> | <b>4.275</b>             |
| Reformador                                   | 20,5 %                   |
| Gerador de vapor                             | 7%                       |
| PSA  | 10,5%                    |
| WGS  | 35%                      |
| Sis. De condicionamento de gás               | 20%                      |
| Balance of plant (BoP)                       | 7%                       |
| <b>OPEX fixo</b>                             | <b>3,5 – 4,8 % CAPEX</b> |
| <b>EPC (Engineer Procure and Construct)</b>  | <b>&lt; 20% CAPEX</b>    |

Em termos de custos, o reformador geralmente apresenta uma importância significativa no custo total de investimento do projeto, representando aproximadamente 20,5% do total destinado aos equipamentos. O custo do equipamento de WGS é substancialmente mais elevado em comparação aos demais, devido a diversos fatores, incluindo a necessidade de um controle rigoroso da temperatura para manter a faixa de operação ideal e a grande quantidade de material utilizado em sua fabricação. Além disso, uma parte representativa dos custos totais da planta abrange equipamentos auxiliares, como tanques e filtros, os quais correspondem a cerca de 35% dos custos totais de investimento (Lopes *et al.*, 2012; Song; Ozkan, 2010).

### *Biogás*

O biogás é um recurso energético viável, sustentável e eficiente devido à abundante oferta de matérias-primas de baixo custo. Suas inúmeras aplicações abrangem setores como geração de energia, aquecimento, combustíveis e produção de hidrogênio por meio de processos químicos, além de biocombustíveis a partir de matérias-primas.

O biogás pode ser uma alternativa à matéria-prima utilizada na tecnologia convencional de reforma a vapor. Semelhante ao gás natural, o biogás apresenta benefícios adicionais, como ser uma fonte renovável e contribuir para a redução das emissões ao evitar a liberação de metano na atmosfera, sendo que o metano é 21 vezes mais potente que o dióxido de carbono como gás de efeito estufa (Kumar; Kumar; Pal, 2022). O biogás é produzido comercialmente em grandes quantidades em digestores anaeróbicos e em instalações de recuperação de gás de aterro, projetadas para tratar resíduos orgânicos, como esterco, esgoto, culturas energéticas e matéria orgânica. A produção de biogás também reduz a quantidade de resíduos em aterros e gera fertilizantes ricos em nutrientes como subproduto.

A empresa estatal de planejamento energético do Brasil (EPE), publicou um trabalho sobre o potencial do Brasil na produção de hidrogênio e ureia associados ao biogás de resíduos (EPE, 2023), desconsiderando os resíduos do cultivo e industrialização da cana-de-açúcar. Segundo os dados apresentados, Brasil poderia produzir de 21,5 a 26,7 milhões de toneladas de hidrogênio a partir da reforma a vapor do biogás no período de 2021-2031. Tal montante representaria 23%, 21% e 13% o consumo mundial, em relação aos cenários traçados pela (IEA, 2023b).

Como apontado anteriormente, a grande vantagem da utilização dessa rota é que, como a produção é semelhante à do gás natural, os custos associados ao CAPEX e OPEX são iguais à reforma a vapor do gás natural (ver Tabela 17). De acordo com os trabalhos desenvolvidos por (AHK RJ-Cibiogás-Sanepar, 2024; Crispim *et al.*, 2024; Ribeiro *et al.*, 2024), a produção de hidrogênio a partir da reforma a vapor do biometano no Brasil em média é de 3,35 USD por kg H<sub>2</sub>, em projetos com capacidade superior a 5.000.001 Nm<sup>3</sup>/ano de produção de biogás, indicando boa competitividade em relação ao hidrogênio cinza (valor brasileiro varia de 1,0 a 2,9 US\$/kg (CELA, 2024)) ou azul (valor brasileiro varia de 1,5 a 3,2 US\$/kg (EPE, 2022d)). Essa competitividade é fortalecida pela reduzida pegada de carbono do hidrogênio biogênico, que emite, em média, cerca de 2,21 kg de CO<sub>2eq</sub> por kg de H<sub>2</sub> (Braga *et al.*, 2013; Ribeiro *et al.*, 2024). Essa característica possibilita a obtenção de um prêmio em relação ao hidrogênio com maior intensidade de carbono produzido em outros países.

#### 7.2.4. A partir de extração geológica

Na busca global por fontes de energia mais limpas e sustentáveis, o foco tem se concentrado em energias renováveis, como eólica, solar e hídrica, além do hidrogênio produzido industrialmente com baixas emissões. Contudo, uma alternativa ainda pouco explorada, mas com crescente interesse, é o hidrogênio natural. Desde sua descoberta acidental em uma vila no Mali em 2012, o hidrogênio natural tem se destacado como um potencial componente da matriz energética futura.

Grandes empresas de energia, como Shell, BP e Chevron, formaram um consórcio com o *U.S. Geological Survey* e a *Colorado School of Mines* para investigar o hidrogênio natural. Paralelamente, várias startups iniciaram projetos de exploração desse recurso. Recentemente, prospectores têm realizado perfurações em diversas localidades, incluindo, Austrália (Boreham *et al.*, 2021), Espanha, Marrocos, Brasil (Gaucher *et al.*, 2023) e estados dos EUA (Zgonnik, 2020), como Nebraska, Arizona e Kansas. Modelos de simulação sugerem a existência de aproximadamente 10 trilhões de toneladas de hidrogênio natural no subsolo global. Entretanto, uma parcela significativa desse hidrogênio pode ser inacessível devido à profundidade, localização offshore ou à quantidade reduzida que inviabiliza a extração. Estima-se que a recuperação de apenas 1% desse hidrogênio poderia suprir as necessidades energéticas globais por mais de duzentos anos (Rachel Parkes, 2024).

Apesar do potencial, a exploração e a utilização do hidrogênio natural enfrentam desafios significativos (Blay-Roger *et al.*, 2024). A formação, migração e o potencial para produção comercial desse hidrogênio ainda não são completamente compreendidos. Consequentemente, as grandes empresas de petróleo adotam uma abordagem cautelosa, permitindo que exploradores independentes realizem as investigações iniciais.

Diante deste quadro, diversos stakeholders sugerem que os custos de produção do hidrogênio natural seriam baixos, variando entre USD 0,5 e USD 3,0 por kg (Aliaksei Patonia *et al.*, 2024; Gaucher *et al.*, 2023). O consenso é de que um preço de aproximadamente US\$ 1 por kg será uma meta chave para muitos produtores de hidrogênio natural. Ademais, estima-se que a intensidade de emissões de gases de efeito estufa do hidrogênio natural seja de aproximadamente 0,4 kg CO<sub>2eq</sub>/kg (Betina Bendall, 2022). Dadas essas estimativas, as perspectivas do hidrogênio natural estão se desenvolvendo, com potencial para desempenhar um papel crucial no futuro da energia sustentável. Com os avanços tecnológicos e o crescente interesse, o hidrogênio natural pode emergir como uma solução viável no portfólio de energias renováveis.

Observa-se que, devido ao desenvolvimento do hidrogênio natural ainda estar em estágios iniciais, é útil considerar os projetos de gás natural como um análogo para futuros empreendimentos no campo do hidrogênio (Blay-Roger *et al.*, 2024). Essa comparação é pertinente, pois, em termos de natureza geológica e características físicas, o hidrogênio nativo apresenta semelhanças significativas com o gás natural. Assim, tanto o gás natural quanto o hidrogênio precisam ser extraídos do subsolo e transportados até suas aplicações finais.

O setor de gás natural é segmentado em setores *upstream*, *midstream* e *downstream*. O setor *upstream* consiste em exploração, avaliação, desenvolvimento e produção, incluindo o processamento pré-transporte. O setor *midstream* abrange o transporte do gás produzido para uma aplicação de uso final. O setor *downstream* envolve as aplicações de uso final, onde o gás natural é utilizado como energia, por exemplo, para aquecimento ou geração de energia,

e/ou como matéria-prima para fabricação química, como o uso de gás natural para produção de hidrogênio por processos de reforma de metano a vapor.

Como o transporte (*midstream*) e a aplicação de uso final (*downstream*) pode ser semelhante, independentemente da rota de produção de hidrogênio, os custos conjunturais encontram-se no setor de *upstream*. Até o momento, não existem muitos estudos publicados relacionados aos custos envolvidos no setor de *upstream* do hidrogênio nativo. No entanto, o trabalho desenvolvido por (Aliaksei Patonia *et al.*, 2024), realizou uma estimativa dos custos que influenciam o desenvolvimento comercial de projetos de hidrogênio nativo semelhantes ao de Bourakébougou, a partir de um estudo de caso baseado em dados limitados e várias suposições. Revela que a atratividade do investimento na produção de H<sub>2</sub> geológico em comparação com outras alternativas depende de futuras descobertas de acumulações subterrâneas de hidrogênio em escala maior, semelhantes às de Mali (Figura 31).



**Figura 7.31. Custo de capital e LCOH do H<sub>2</sub> geológico por capacidade (Aliaksei Patonia *et al.*, 2024)**

A Figura 31 demonstra que, ao considerar múltiplas escalas de produção, variando de 480 toneladas por ano a 2.880 toneladas por ano (ou seja, de 10 a 60 vezes a escala do poço de Bourakébougou), o total de despesas de capital (CAPEX) aumenta à medida que a produção de H<sub>2</sub> se expande. Isso implica que níveis de produção mais elevados demandarão poços adicionais, equipamentos e infraestrutura, resultando em um aumento no CAPEX. No entanto, devido às economias de escala, à medida que os volumes de saída crescem juntamente com o custo de capital do projeto, o custo nivelado de hidrogênio (LCOH) tende a diminuir. Por exemplo, se uma reserva de hidrogênio nativo apresentar uma taxa de produção dez vezes superior à do poço de Mali, seu LCOH provavelmente será inferior a \$5,50/kg, tornando-se mais competitivo do que o LCOH da maioria das iniciativas de hidrogênio renovável. Ademais, se forem alcançadas taxas de produção ainda mais elevadas, gerando 60 vezes mais hidrogênio do que o poço de Bourakébougou, o LCOH dessa reserva poderá competir com o hidrogênio produzido convencionalmente a partir de combustíveis fósseis.

A Tabela 20 contém as hipóteses-chaves assumidas para as estimativas de custo de capital e LCOH do H<sub>2</sub> nativo do estudo (Aliaksei Patonia *et al.*, 2024).

**Tabela 7.20. Parâmetros técnicos e econômicos adotados na produção (upstream) de H<sub>2</sub> geológico (Aliaksei Patonia et al., 2024)**

Hipóteses

| Técnicas                              | 10 poços verticais   |  | Observação |
|---------------------------------------|----------------------|--|------------|
| Taxa de produção [kg/h]               | 56                   | 56 kg/h = 15.000 Nm <sup>3</sup> /d = 480 ton/ano  |            |
| Pressão do reservatório [bar]         | 5                    |  |            |
| Pressão de sucção de compressão [bar] | 1                    |  |            |
| Pressão de saída de compressão [bar]  | 90                   |  |            |
| Área [km <sup>2</sup> ]               | 9885                 |  |            |
| <b>Custo de Capita (CAPEX) [USD]</b>  |                      |  |            |
| Construção de Campo                   | \$ 1.000.000         | Supõe-se incluir tubulação necessária para H <sub>2</sub> , água e CH <sub>4</sub> .                 |            |
| Manuseio e Compressão de Gás          | \$ 3.805.000         | "Material de O&G" – cimento, aço e outros materiais para perfuração de petróleo e gás                |            |
| Perfuração e Completação de Poços     | \$ 8.000.000         | Desconto para poços adicionais.  |            |
| Preparação do Local                   | \$ 1.000.000         | Conexões de eletricidade e utilidades, preparação de estradas, tubulação geral e monitoramento, etc. |            |
| Terreno                               | \$ 4.900.000         |  |            |
| Permissão                             | \$ 500.000           | Descontos aplicados para poços adicionais.   |            |
| <b>Total</b>                          | <b>\$ 19.205.000</b> |  |            |

### 7.3. Custo de Logística

O armazenamento e transporte de hidrogênio são etapas críticas para sua adoção como vetor energético, mas envolvem desafios técnicos significativos. A baixa densidade energética volumétrica do hidrogênio em condições normais e sua alta permeabilidade em materiais metálicos impõem limitações às tecnologias tradicionais de armazenamento. Esses fatores aumentam os custos e exigem o desenvolvimento de soluções tecnológicas que combinem segurança, confiabilidade e viabilidade econômica. Além disso, o transporte eficiente de hidrogênio também é crucial para reduzir os impactos ambientais e garantir que os benefícios de sua produção limpa não sejam anulados pelos processos logísticos.

Atualmente, diversas alternativas tecnológicas estão em estudo para mitigar esses desafios, incluindo a compressão do hidrogênio em vasos pressurizados, sua liquefação em temperaturas criogênicas, o uso de hidretos metálicos para armazenamento de alta densidade e o transporte em formas químicas, como amônia e ciclos de hidretos orgânicos líquidos (LOHC). Embora algumas dessas soluções já tenham maturidade técnica, como a compressão e liquefação, elas ainda apresentam limitações em termos de custo e escalabilidade. Tecnologias emergentes, como o armazenamento em hidretos e LOHC,

prometem maior densidade energética e eficiência, mas ainda estão em fase de desenvolvimento e requerem mais pesquisas para serem aplicadas em larga escala.

O foco das pesquisas mais recentes tem sido aprimorar a densidade de armazenamento, reduzir os custos e garantir a segurança das operações, especialmente para aplicações em larga escala e sistemas móveis, como veículos a hidrogênio. Além disso, os indicadores de desempenho, como a velocidade de liberação do hidrogênio, viabilidade técnica e sustentabilidade ambiental, são cruciais para determinar a competitividade do hidrogênio como alternativa energética. Assim, o desenvolvimento de soluções avançadas de armazenamento e transporte é essencial não apenas para o sucesso da economia do hidrogênio, mas também para garantir sua competitividade no cenário energético global.

Decorrentes dos fatos expostos, a presente seção visa analisar as tecnologias principais e consolidadas para o armazenamento do hidrogênio, essencial para o desenvolvimento da cadeia de produção, cada tecnologia tem características que afetam a densidade, segurança e custos operacionais. Adicionalmente, a seção aborda as tecnologias de transporte do hidrogênio, que são fundamentais para sua movimentação desde os pontos de produção até os locais de consumo. A escolha do método depende da distância, volume e condições logísticas. Essa análise ajudará a identificar desafios e oportunidades no armazenamento e transporte do hidrogênio, promovendo soluções mais eficientes e sustentáveis.

### 7.3.1. Armazenamento

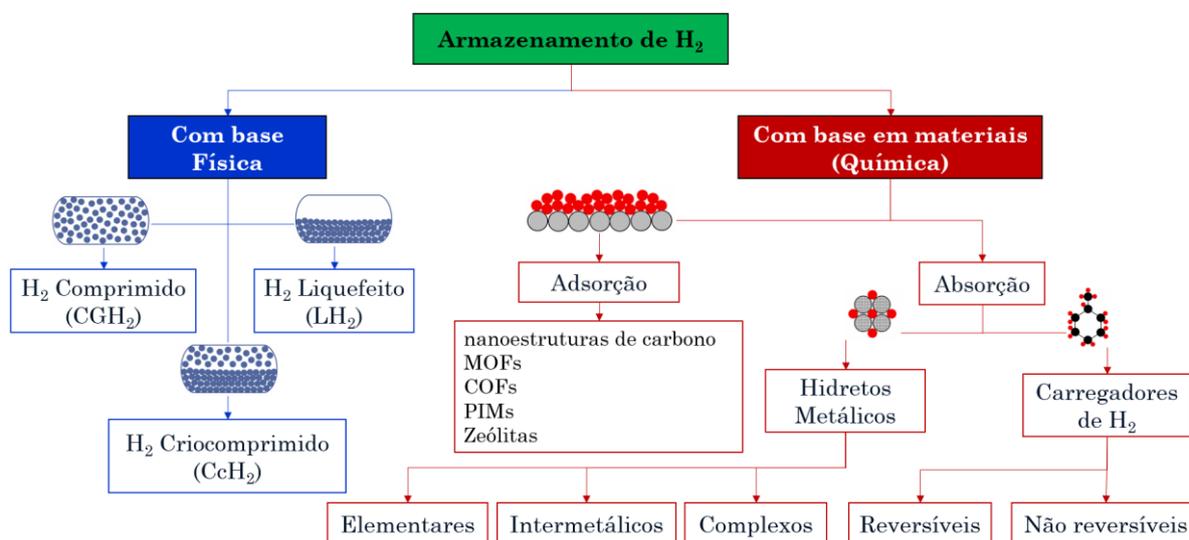
As tecnologias de armazenamento de hidrogênio desempenham um papel essencial no estabelecimento da infraestrutura de hidrogênio. A forma como o hidrogênio é armazenado determina não apenas o método de transporte, mas também as maneiras de sua utilização. O avanço nas tecnologias de armazenamento de hidrogênio pode promover e ampliar ainda mais o campo de aplicações do hidrogênio (Sadeq *et al.*, 2024). Do ponto de vista técnico, geralmente são considerados cinco fatores principais para caracterizar um sistema de armazenamento de hidrogênio (Yang *et al.*, 2023):

- Densidade gravimétrica (5,5% em peso);
- Densidade volumétrica (0,04 kg H<sub>2</sub>/L);
- Temperatura de operação (- 40°C a 60°C);
- Ciclo de vida (1.500 ciclos); e
- Tempo de preenchimento do sistema (1,5 kgH<sub>2</sub>/min).

Esses valores indicados entre parênteses são as metas técnicas estabelecidas pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos (US-DOE) para 2020, como referência para sistemas de armazenamento de hidrogênio a bordo de veículos leves movidos a células de combustível (US Department of Energy, 2015).

De modo geral, os sistemas de armazenamento de hidrogênio podem ser divididos em duas categorias: armazenamento físico e armazenamento baseado em materiais, como apresentado na Figura 32. No armazenamento físico, o hidrogênio é armazenado alterando seu estado físico, seja aumentando a pressão (hidrogênio comprimido, CGH<sub>2</sub>), diminuindo a temperatura abaixo de sua temperatura de evaporação (hidrogênio líquido, LH<sub>2</sub>) ou utilizando ambas as técnicas (armazenamento criocomprimido, CcH<sub>2</sub>). Já no

armazenamento baseado em materiais, utiliza-se materiais adicionais como "carregadores", que se ligam às moléculas ou átomos de hidrogênio, física ou quimicamente, aumentando a densidade e a segurança do armazenamento em comparação com os sistemas físicos. No entanto, a maioria das tecnologias de armazenamento baseadas em materiais ainda se encontra em estágio de laboratório e demonstração.



**Figura 7.32. Tecnologias de armazenamento do hidrogênio, adaptado de (Hassan *et al.*, 2021)**

Posto isto, a presente seção tem como objetivo central analisar as tecnologias principais e consolidadas para o armazenamento do vetor energético.

### Comprimido (CGH<sub>2</sub>)

As técnicas tradicionais de armazenamento de hidrogênio incluem cilindros de gás de alta pressão e hidrogênio líquido, ambas pertencentes à categoria de armazenamento físico (Hassan *et al.*, 2021). O hidrogênio armazenado em cilindros de gás de alta pressão precisa ser comprimido a pressões operacionais de cerca de 200 bar, enquanto os tanques de veículos movidos a hidrogênio operam em pressões entre 344 e 690 bar. O armazenamento de hidrogênio comprimido é uma metodologia altamente eficiente, na qual a densidade energética aumenta proporcionalmente à pressão do gás hidrogênio (Hren *et al.*, 2023).

Atualmente, o hidrogênio comprimido pode ser armazenado em quatro tipos de vasos de pressão: vasos metálicos para aplicações industriais, vasos metálicos revestidos com fibras compostas de resina, vasos totalmente compostos (plástico ou fibra de carbono) com revestimento metálico e vasos totalmente compostos com revestimento de polímero, como apresentado na Tabela 21. As características ideais dos materiais utilizados em vasos de alta pressão incluem alta resistência à tração, baixa densidade e ausência de interação com o hidrogênio ou de difusão de hidrogênio através do vaso.

**Tabela 7.21. Categorização e comparação de diferentes tipos de recipientes sob pressão (Yang *et al.*, 2023)**

| <b>Tipo</b> | <b>Material/descrição</b>  | <b>Pressão típica (Mpa)</b>                | <b>Custo (\$/kgH<sub>2</sub>)</b> | <b>Densidade gravimétrica típica (wt%)</b> | <b>Principais campos de aplicação</b>   |
|-------------|--|--|-----------------------------------|--|---|
| <b>I</b>    | Recipiente totalmente metálico (ex.: aço, alumínio)                                    | 15–30                                      | 240                               | 1,7  | Armazenamento de H <sub>2</sub> como gás industrial   |
| <b>II</b>   | Recipiente metálico com envoltura parcial de fibra de vidro                            | 10–95, com maior tolerância (até >100 MPa) | 360                               | 2,1  | Aplicações estacionárias, como armazenamento de H <sub>2</sub> em alta pressão em estações de abastecimento                         |
| <b>III</b>  | Envoltura totalmente composta com revestimento metálico                                | 30–70                                      | 700                               | 4,2  | Reboques de H <sub>2</sub> ; Armazenamento de H <sub>2</sub> a bordo  |
| <b>IV</b>   | Totalmente composto (ex.: polietileno de alta densidade com fibra de vidro ou carbono) | 30–70                                      | 500–1200                          | 5,7  | Armazenamento estacionário de H <sub>2</sub> em baixa pressão; Reboques de H <sub>2</sub> ; Armazenamento de H <sub>2</sub> a bordo |

Esses vasos de alta pressão podem ser transportados em trailers de tubos. Por exemplo, conforme mencionado por (Baldwin, 2017), os tanques operam a uma pressão de 250 bar e têm uma capacidade total de 616 kg de hidrogênio. Em geral, essa é a forma mais simples de armazenamento em termos de infraestrutura, e o conhecimento histórico sobre o transporte de outros gases pode auxiliar no seu desenvolvimento.

O custo associado ao armazenamento em tanques fica por volta de 0,19 USD / kg H<sub>2</sub> (Aliaksei Patonia; Rahmatallah Poudineh, 2022). No entanto, há algumas limitações nos vasos de pressão, como bolhas no revestimento devido à saturação e descompressão, alto custo de fabricação, baixa capacidade de armazenamento, limitação nas dimensões e na pressão máxima utilizada nos tanques.

### ***Armazenamento geológico***

Além dos recipientes de pressão, outro método promissor para armazenar hidrogênio gasoso comprimido é o armazenamento geológico, isto é a utilização de cavernas de sal apropriadas, aquíferos e campos depletados de petróleo. Essa forma de armazenamento já é utilizada para o gás natural, porém ainda não opera em larga escala para o hidrogênio.

#### *o Campos depletados*

Campos depletados representam aproximadamente 76% da capacidade mundial de armazenamento geológico e são utilizados há décadas para armazenar gás natural devido à sua baixa permeabilidade. No entanto, o armazenamento de hidrogênio nesses campos enfrenta desafios, como a necessidade de manter um volume significativo de gás de base para preservar a pressão e a integridade estrutural do reservatório, além do risco de contaminação do hidrogênio por gases remanescentes (JULIAN DAVID HUNT *et al.*, 2023). No Brasil, as principais oportunidades para esse tipo de armazenamento podem surgir em ativos onshore no recôncavo baiano e outras regiões do nordeste.

O conhecimento sobre os custos associados ao armazenamento em campos depletados ainda é limitado e varia amplamente de acordo com a localização. Atualmente, não há operações de grande escala em funcionamento, mas diversas pesquisas estão sendo realizadas, como o projeto SHASTA, promovido pelo governo dos EUA, para entender e modelar esses processos. Estima-se que o custo médio de armazenamento seja de 1,90 USD/kg H<sub>2</sub>, com a expectativa de redução à medida que as tecnologias associadas amadurecem (BloombergNEF, 2020).

- *Cavernas de sal*

Os maiores investimentos em armazenamento subterrâneo de hidrogênio estão relacionados às cavernas de sal, utilizadas desde a década dos sessentas (JULIAN DAVID HUNT *et al.*, 2023). O projeto alemão HyCAVmobil<sup>2</sup>, por exemplo, investe cerca de 10 milhões de euros para avaliar a capacidade de armazenamento de hidrogênio puro. No Brasil, o pré-sal oferece grande potencial para o desenvolvimento dessas estruturas.

Essas cavernas não são naturais e precisam ser construídas por meio da injeção de água para dissolver o sal, formando uma salmoura que é removida, enquanto materiais insolúveis se depositam no fundo. Após o dimensionamento adequado, o hidrogênio é injetado, mas a caverna não pode ser totalmente esvaziada, pois isso poderia causar seu colapso.

Os custos de armazenamento em cavernas de sal ainda são difíceis de estimar devido às diferenças geológicas e às particularidades do hidrogênio em comparação com outros gases. No entanto, estimativas recentes apontam um custo de aproximadamente 0,23 USD\$/kg H<sub>2</sub>, com potencial de redução para 0,11 USD\$/kg H<sub>2</sub> à medida que as tecnologias evoluem. Diante disso, o armazenamento em cavernas de sal se destaca como uma das opções mais promissoras para o armazenamento de hidrogênio em larga escala (BloombergNEF, 2020).

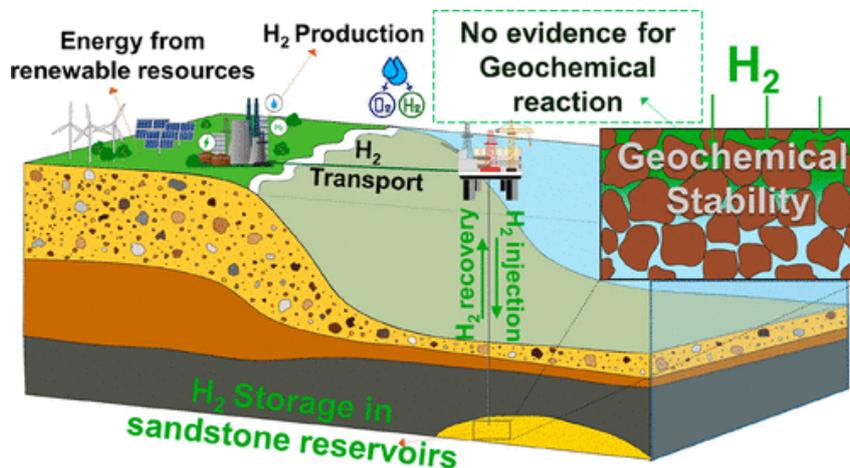


Figura 7.33. Armazenamento de H<sub>2</sub> em cavernas de sal (JULIAN DAVID HUNT *et al.*, 2023)  
*Liquefeito (LH<sub>2</sub>)*

Uma técnica avançada de armazenamento de hidrogênio consiste em sua liquefação a uma temperatura de -253 °C. Este processo, entretanto, demanda uma quantidade

---

<sup>2</sup> O fornecedor alemão de serviços de energia EWE está atualmente construindo uma instalação de armazenamento subterrâneo, precisamente em uma caverna, a uma profundidade de cerca de 1.000 m em rocha salina em Rüdersdorf, perto de Berlim.

significativa de energia e é demorado devido aos longos tempos de resfriamento. A perda de energia nesse método é estimada em 40%, enquanto no armazenamento por compressão essa perda é de aproximadamente 10%. Apesar disso, uma das principais vantagens do hidrogênio líquido é sua alta densidade e eficiência de armazenamento (Hren *et al.*, 2023).

Devido às temperaturas extremamente baixas, os recipientes de armazenamento precisam ser isolados de maneira eficiente, utilizando uma jaqueta protetora externa e um recipiente interno sob pressão (Hren *et al.*, 2023). Esses recipientes são revestidos com camadas de filme de alumínio ou cobertos com perlita para minimizar a condução térmica entre as duas camadas. O hidrogênio líquido é geralmente utilizado em armazenamentos e transportes de médio a grande porte, como em entregas por estradas, ferrovias ou transportes intercontinentais, sendo que esta última modalidade ainda está em desenvolvimento.

Em termos de transporte, um caminhão-tanque criogênico pode carregar entre 2.100 e 4.200 kg de hidrogênio, o que representa uma capacidade cinco vezes maior em comparação com os trailers de gás comprimido, podendo chegar até 8.000 kg em um único vagão no transporte ferroviário (JULIAN DAVID HUNT *et al.*, 2023). Embora o processo de liquefação resulte em maiores perdas energéticas, essa técnica é considerada econômica para demandas elevadas e distâncias médias. No entanto, essas perdas energéticas também contribuem para um maior impacto ambiental.

#### *Criocomprimido (CCH<sub>2</sub>)*

Uma alternativa de armazenamento é o hidrogênio crio-comprimido, introduzido por (Aceves *et al.*, 2010). Nesse método, o hidrogênio é mantido em forma de gás criogênico supercrítico, combinando propriedades dos sistemas de hidrogênio comprimido e criogênico. Diferentemente do hidrogênio líquido, não ocorre liquefação, e o gás é comprimido a 300 bar a uma temperatura de -233 °C. Essa técnica é utilizada para minimizar a taxa de evaporação do hidrogênio e, ao mesmo tempo, manter uma alta densidade energética.

O armazenamento por crio-compressão oferece vantagens como alta densidade de armazenamento, reabastecimento rápido e eficiente, além de maior segurança devido ao isolamento a vácuo (Hren *et al.*, 2023). Embora essa metodologia ainda não seja amplamente pesquisada, os principais desafios incluem a disponibilidade e o custo da infraestrutura necessária, além da menor densidade energética por volume, o que exige vasos de pressão maiores. Por exemplo, um cilindro de hidrogênio que transporta 0,94 kg de hidrogênio pesa cerca de 121 kg, o que reflete a necessidade de tanques robustos para compensar a menor densidade energética do gás crio-comprimido.

#### *Carregadores de H<sub>2</sub>*

O conceito dessa forma de transporte de hidrogênio baseia-se no uso de substâncias ou materiais que armazenam o H<sub>2</sub> e o liberam no local de uso final. Um exemplo disso é a associação do hidrogênio a outras substâncias líquidas com moléculas maiores, como a amônia e os LOHCs. Existem dois tipos substâncias transportadoras (Hassan *et al.*, 2021):

- *Não reversíveis*: quando o portador não pode ser recuperado sem a necessidade de uma nova reação química ou é utilizado para outros fins. Exemplos incluem o metanol, a amônia (NH<sub>3</sub>) e o tolueno/metilciclohexano (MCH).

- *Reversíveis*: quando, após a liberação do hidrogênio, o portador pode ser reutilizado no processo de armazenamento. Exemplos incluem hidretos e redes metalorgânicas (MOFs – *Metal-Organic Frameworks*).

No caso dos carreadores de hidrogênio como a amônia e o MCH, o processo de conversão (de H<sub>2</sub> em LOHC) e reconversão consome cerca de 29% e 30% da energia contida no hidrogênio, respectivamente (JULIAN DAVID HUNT *et al.*, 2023). Entre essas substâncias, a amônia se destaca por já contar com uma cadeia de produção e logística bem estabelecida, além de poder ser utilizada como produto final, o que aumenta seu potencial como meio de transporte de hidrogênio.

No entanto, tanto os LOHCs quanto a amônia enfrentam desafios relacionados ao consumo de energia, custos adicionais de conversão na origem e reconversão no destino, além dos custos de transporte da substância líquida de volta à origem, caso não seja utilizada no destino. Os custos de reconversão variam de acordo com a pureza exigida pelo consumidor final de hidrogênio.

Em relação a perdas, o MCH não evapora à pressão e temperatura ambiente, mas estudos relatam uma perda de 1% da massa de MCH. Para grandes volumes de amônia armazenada, estima-se uma perda de 0,1% do volume por dia, valor semelhante ao do hidrogênio liquefeito (Castro *et al.*, 2023; CNI, 2022).

#### *Análise comparativa das principais opções de armazenamento de H<sub>2</sub>*

Em essência, o armazenamento de hidrogênio é um componente fundamental no desenvolvimento e utilização do hidrogênio como fonte de energia sustentável. Existem diferentes métodos de armazenamento, como visto nas seções anteriores. Cada uma dessas tecnologias apresenta vantagens e desafios específicos, o que as torna adequadas para determinadas aplicações e condições operacionais. Na Tabela 22 apresenta-se uma síntese das diferentes vantagens e limitações das diferentes tecnologias de armazenamento discutidas anteriormente.

**Tabela 7.22. Comparação das vantagens e limitações de diferentes tecnologias de armazenamento de hidrogênio**

| <b>Tecnologia</b>                       | <b>Vantagens</b>   | <b>Limitações</b>  |
|---|--|--|
| Armazenamento de hidrogênio comprimido  | Baixa demanda de energia, tecnologia madura, hidrogênio de alta pureza   | Baixa densidade energética, necessidade de sistemas de armazenamento de alta pressão, tanques de armazenamento grandes e volumosos |
| Armazenamento subterrâneo de hidrogênio | Capacidade de armazenamento em grande escala, impacto ambiental mínimo, potencial de armazenamento a longo prazo | Dependente de formações geológicas, possível alto custo inicial de capital, necessita de monitoramento e manutenção                |

|  |   |  |
|--|---|--|
| Armazenamento de hidrogênio líquido          | Alta densidade de energia por volume, adequado para transporte de longa distância, tecnologia estabelecida em aplicações aeroespaciais            | Exigências de temperatura criogênica, uso substancial de energia para liquefação, perdas devido à evaporação e ebulição                          |
| Armazenamento de hidrogênio em estado sólido | Densidade energética elevada em volume e peso, maior segurança devido à redução de requisitos de pressão, alternativas de armazenamento compactas | Síntese e manuseio de materiais complexos, cinética lenta de absorção e liberação de hidrogênio, sensibilidade à temperatura em alguns materiais |

Por outra parte, a (BloombergNEF, 2020) divulgou uma pesquisa de benchmark baseada em 12 estudos realizados pelo grupo entre 2019 e 2020, que identificou diversos custos nivelados de armazenamento de hidrogênio (LCOS - Levelized Cost Of Storage) conforme as tecnologias utilizadas. A Tabela 23 apresenta uma comparação entre diferentes métodos de armazenamento de hidrogênio, categorizados por estado físico, volume, tempo de armazenamento e custos. Os sistemas gasosos, como caverna de sal e campos de gás depletado, oferecem grande capacidade de armazenamento, com custos de LCOS relativamente baixos (0,23 e 1,9 USD\$/kg, respectivamente). Em contrapartida, as opções líquidas, como LH<sub>2</sub> e amônia, apresentam custos significativamente mais altos, chegando a 4,57 e 2,83 USD\$/kg. O armazenamento em tanques pressurizados se destaca pela sua praticidade e um custo competitivo de 0,19 USD\$/kg, evidenciando uma solução intermediária em termos de volume e custo.

Adicionalmente, a disponibilidade geográfica das tecnologias é um aspecto crítico para sua implementação. Enquanto os métodos baseados em gás e sólido possuem limitações geográficas, as opções líquidas e tanques pressurizados oferecem maior flexibilidade, não apresentando restrições significativas. A análise de LCOS para o futuro sugere que a eficiência econômica pode melhorar, especialmente para soluções líquidas, com possíveis reduções nos custos para LH<sub>2</sub> e amônia, o que torna essas tecnologias mais competitivas. Essa perspectiva indica uma evolução no armazenamento de hidrogênio, podendo influenciar sua viabilidade em diversas aplicações industriais e energéticas

**Tabela 7.23. Tecnologias de armazenamento de hidrogênio categorizadas por volume e tempo adequado de armazenamento, com seus respectivos LCOS (BloombergNEF, 2020)**

|               | Estado gasoso         |                                |                          |                              | Estado líquido        |                       |              | Estado Sólido             |
|---------------|-----------------------|--------------------------------|--------------------------|------------------------------|-----------------------|-----------------------|--------------|---------------------------|
|               | <i>Caverna de Sal</i> | <i>Campos de gás depletado</i> | <i>Cavernas rochosas</i> | <i>Tanques pressurizados</i> | <i>LH<sub>2</sub></i> | <i>NH<sub>3</sub></i> | <i>LOHCs</i> | <i>Hidretos metálicos</i> |
| <b>Volume</b> | Grande                | Grande                         | Médio                    | Pequeno                      | Pequeno-Médio         | Grande                | Grande       | Pequeno                   |

| Tempo                        | M/S      | Sazonal  | M/S      | Dias         | D/S          | M/S          | M/S          | D/S          |
|------------------------------|----------|----------|----------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Benchmark LCOS (\$/kg)       | 0,23     | 1,9      | 0,71     | 0,19         | 4,57         | 2,83         | 4,5          | Não Avaliada |
| Possível Futuro LCOS (\$/kg) | 0,11     | 1,07     | 0,23     | 0,17         | 0,95         | 0,87         | 1,86         | Não Avaliada |
| Disponibilidade Geográfica   | Limitada | Limitada | Limitada | Não limitada |

### 7.3.2. Transporte

O transporte de hidrogênio do local de produção até o consumidor final pode ser realizado de diversas maneiras, dependendo dos volumes de hidrogênio, das distâncias de entrega e das condições locais (Sadeq *et al.*, 2024). Conforme ilustrado na Figura 34, atualmente existem três principais categorias de transporte baseadas em sistemas já existentes e consolidados para o transporte de gás: transporte rodoviário, transporte por gasodutos e transporte marítimo.

No transporte rodoviário, o hidrogênio é transportado em sua forma gasosa comprimida ou líquida, utilizando caminhões ou carretas. As tecnologias de armazenamento de hidrogênio mais consolidadas, como vasos de pressão e tanques criogênicos, mencionadas na seção 3.4.1, são empregadas nesse processo. De forma semelhante ao gás natural, o hidrogênio gasoso comprimido também pode ser transportado por gasodutos. Embora o custo inicial de investimento para a construção de gasodutos seja elevado, essa modalidade é economicamente eficiente para o transporte de grandes quantidades de hidrogênio, tornando-se uma opção ideal para atender grandes usuários industriais.

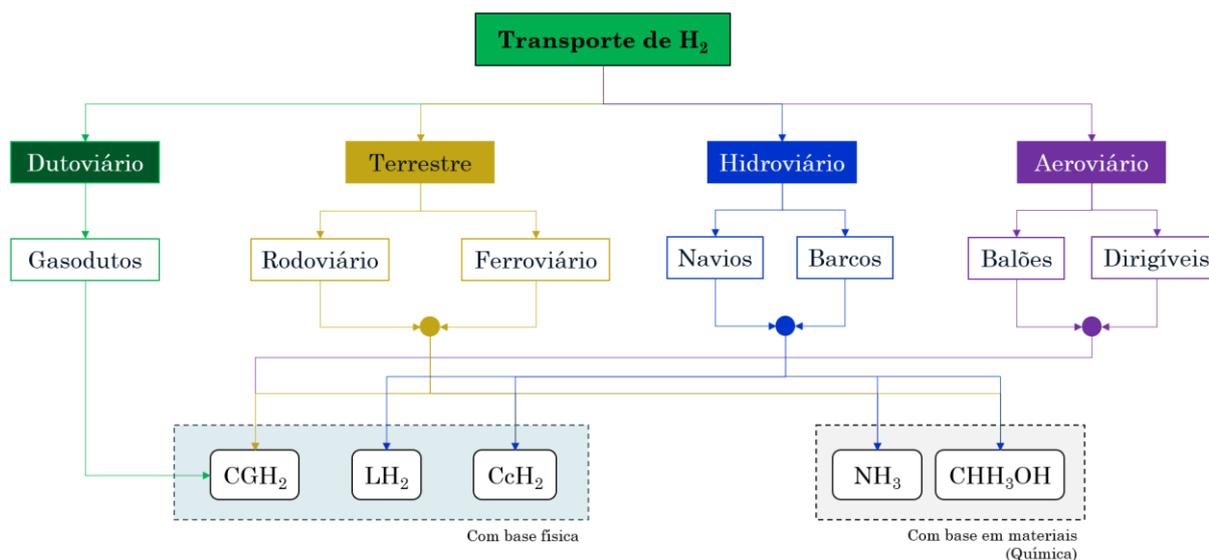


Figura 7.34. Opções de transporte do hidrogênio, adaptado de (Yang *et al.*, 2023)

O transporte marítimo é outra alternativa viável para o transporte de grandes volumes de hidrogênio, especialmente útil em rotas intercontinentais. Nessa modalidade,

o hidrogênio pode ser entregue não apenas em sua forma elementar (CGH<sub>2</sub>, LH<sub>2</sub>), mas também em sua forma composta, como em hidretos orgânicos líquidos (LOHC) ou amônia. Além dessas opções principais, existem outras ideias e métodos inovadores de transporte, como o uso de dirigíveis Zeppelin para o transporte aéreo de hidrogênio. No entanto, devido à ausência de exemplos práticos ou dados relevantes, essas abordagens não foram consideradas neste estudo.

Posto isto, a presente seção tem como objetivo central analisar as tecnologias principais e consolidadas para o transporte do vetor energético.

### *Rodoviário*

Para curtas distâncias e volumes reduzidos, o transporte de hidrogênio por caminhões se mostra a opção mais atrativa (Li *et al.*, 2020). Atualmente, as principais formas de transporte rodoviário de hidrogênio são LH<sub>2</sub> e CGH<sub>2</sub>, sendo que o primeiro requer temperaturas extremamente baixas (até -253 °C) para sua estabilidade, enquanto o segundo é armazenado a pressões de até 700 bar.

Embora a liquefação do hidrogênio envolva custos elevados, ela permite um aumento significativo na capacidade de armazenamento devido à sua maior densidade volumétrica. Na prática, caminhões que transportam hidrogênio comprimido podem carregar entre 200 e 1.200 kg de H<sub>2</sub>, dependendo da pressão de operação. Em contrapartida, caminhões que transportam hidrogênio liquefeito conseguem armazenar entre 3.500 e 4.500 kg de H<sub>2</sub> (Li *et al.*, 2020).

A decisão entre optar pelo transporte de hidrogênio comprimido, que tem menor capacidade de armazenamento, e o liquefeito, que implica custos de liquefação, depende novamente da distância a ser percorrida. Estudos indicam que a distância de “*break-even*”, ou seja, o ponto em que o transporte de LH<sub>2</sub> se torna mais vantajoso que o de H<sub>2</sub> gasoso, está entre 200 e 250 km. Essa análise considera custos de liquefação que variam entre USD\$ 2,00 e USD\$ 2,50 por kg de H<sub>2</sub>, com base em uma planta nos EUA (Li *et al.*, 2020).

Um dos benefícios do transporte rodoviário é a flexibilidade nas rotas. Ao contrário do transporte por dutos, cuja infraestrutura é fixa e não permite remanejamento, o fluxo de transporte dos caminhões pode ser facilmente redirecionado, possibilitando uma maior adaptabilidade para atender demandas específicas de hidrogênio.

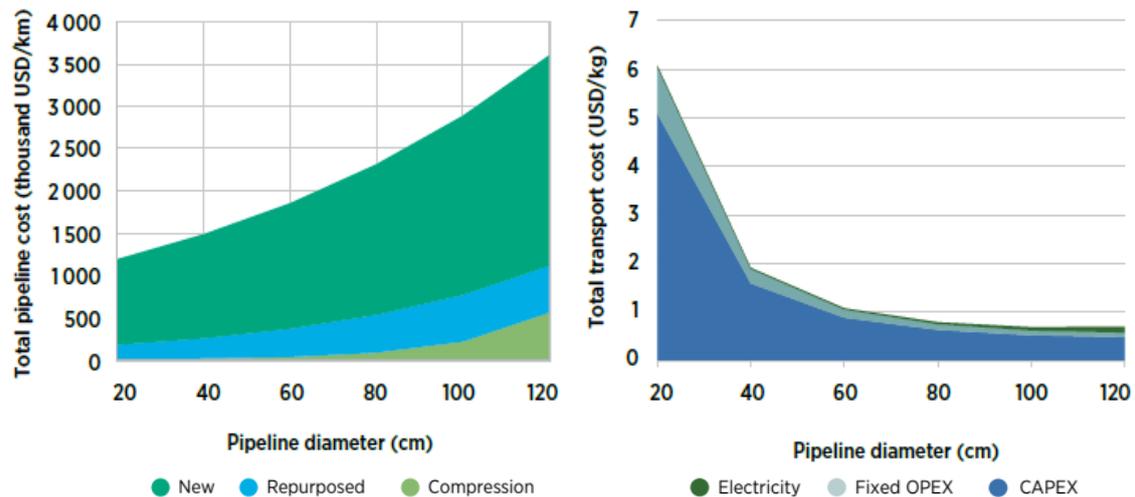
### *Dutoviário*

O transporte de hidrogênio por dutos pode ser realizado tanto em gasodutos novos e dedicados quanto na rede existente de gasodutos destinados ao transporte de gás natural. Essa alternativa se torna especialmente atraente para o transporte terrestre de grandes volumes. À medida que o volume a ser transportado aumenta, embora os custos aumentem com o diâmetro dos dutos, o fluxo de hidrogênio cresce em proporção maior, resultando em uma redução do custo específico por unidade de hidrogênio transportada (IRENA, 2022a).

#### ○ *Construção de novos dutos:*

A implementação de novas malhas dutoviárias implica gastos significativos. Os custos associados à construção de novos dutos dependem principalmente do diâmetro e da pressão de operação, com o preço do aço utilizado na construção sendo um dos fatores mais influentes. No caso de dutos offshore, os custos de instalação podem ser até 57% superiores aos das estruturas terrestres.

Os custos deste modal podem ser classificados em duas categorias: a construção dos gasodutos e os custos operacionais, que incluem compressão, energia, equipamentos de instrumentação e despesas fixas (Hydrogen Council, 2023; IRENA, 2022a). O custo da eletricidade varia de acordo com a distância entre as estações de compressão, podendo representar entre 0,5% e 15% dos custos totais do projeto, dependendo de um cenário otimista ou pessimista. Além disso, os custos de manutenção dos dutos correspondem, em média, a 14% do total dos projetos (IRENA, 2022a).



**Figura 7.35. Custo total de um duto de hidrogênio (esquerda) e custo total de transporte (direita) por componente (IRENA, 2022a)**

- *Reaproveitamento de gasodutos de gás natural (GN):*

O reaproveitamento de estruturas existentes para o transporte de GN pode gerar uma economia de até 80% em comparação com a instalação de novos gasodutos. Atualmente, a malha global de gasodutos de GN ultrapassa 1,2 milhão de km, enquanto o transporte de hidrogênio puro conta com apenas 4.600 km.

Entretanto, a prática de adaptar dutos de GN para o transporte de hidrogênio ainda é incipiente e enfrenta diversos desafios para sua implementação em larga escala. Um dos principais problemas é que o hidrogênio se difunde na estrutura do aço, o que pode reduzir sua ductilidade e resistência, fragilizando o material e aumentando a propensão a falhas (Kevin Topolski *et al.*, 2022).

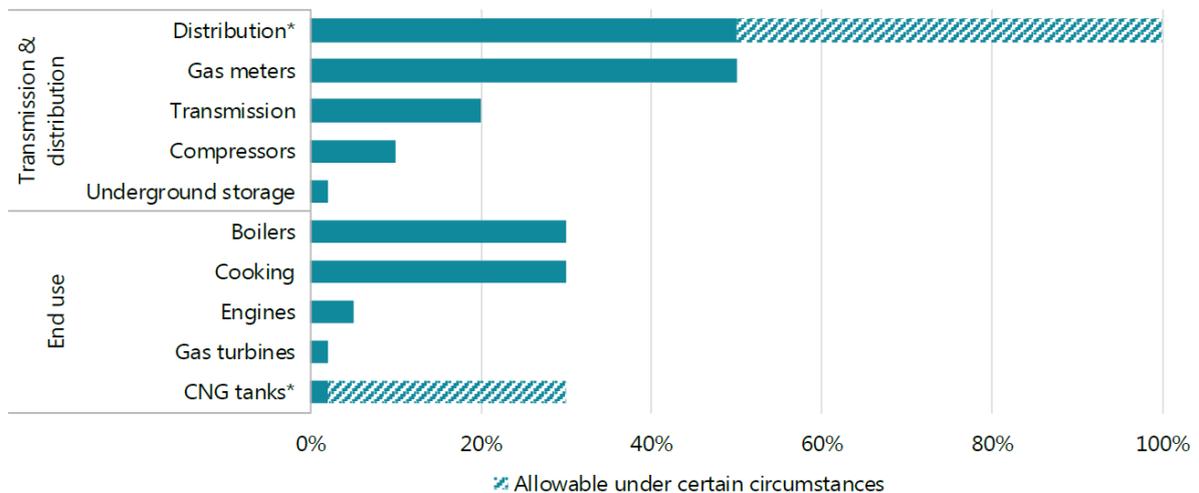
Fatores como rachaduras pré-existentes e o tipo de aço utilizado tornam a conversão de gasodutos uma questão que deve ser analisada individualmente. A maior suscetibilidade a rachaduras pode exigir melhorias no sistema de monitoramento, resultando em um aumento dos custos operacionais. Além disso, devido a essas especificidades, os dutos podem necessitar ser operados a pressões mais baixas, o que implica em menor volume transportado e, conseqüentemente, em um aumento do custo por unidade de hidrogênio (Kevin Topolski *et al.*, 2022).

Outra mudança crucial no processo de adaptação dos gasodutos diz respeito à distância entre as estações de compressão. O hidrogênio requer uma força de compressão três a quatro vezes maior que a do gás natural, devido à sua baixa densidade energética. Por essa razão, normalmente se adotam estações de compressão em intervalos menores em comparação aos gasodutos de GN. Além disso, os custos de investimento para compressores de hidrogênio podem ser 40 a 80% superiores aos dos compressores de gás natural.

- *Mistura de H<sub>2</sub> e GN:*

Uma terceira alternativa para o transporte de hidrogênio é a utilização de gasodutos existentes para transportar uma mistura de hidrogênio e gás natural (Kevin Topolski *et al.*, 2022). Essa solução permite o aproveitamento da infraestrutura já instalada, evitando a necessidade de adaptações significativas e facilitando o financiamento e a execução do projeto.

Atualmente, alguns equipamentos residenciais já toleram misturas com até 20% de hidrogênio, enquanto outros suportam menos de 2% (Kevin Topolski *et al.*, 2022). Portanto, os percentuais de mistura são determinados pelos dispositivos conectados à rede de gasodutos de gás natural. A figura abaixo ilustra os limites máximos de inserção de hidrogênio na rede existente, dependendo dos equipamentos conectados.



**Figura 7.36. Tolerância máxima para mistura com hidrogênio pelos elementos conectados à rede de gás (IEA, 2019)**

Já existem regulamentações nacionais que estabelecem a porcentagem máxima de mistura de hidrogênio com gás natural. A maioria dos países define um limite de 2%, com alguns permitindo entre 4% e 6%. A Alemanha, por exemplo, permite um máximo de 10%, mas reduz esse percentual para 2% quando há estações de abastecimento de gás natural veicular (GNV) conectadas à rede (HAESLONCKX; DHAESELEER, 2007; IEA, 2019).

Além disso, o hidrogênio misturado não pode ser utilizado diretamente como hidrogênio puro sem passar por um processo de separação, que é oneroso e praticamente inviabiliza seu uso no mercado. Os custos de purificação do hidrogênio podem variar entre 1,5 USD\$/kg e 7-8 USD\$/kg. Mesmo após a separação, o hidrogênio resultante pode não alcançar a pureza necessária para ser utilizado em células de combustível, tornando-o uma opção pouco atrativa (Aliaksei Patonia; Rahmatallah Poudineh, 2022; HAESLONCKX; DHAESELEER, 2007; Hydrogen Council, 2023).

### Navios

O transporte marítimo se destaca como uma alternativa promissora para o mercado internacional de hidrogênio, com seu potencial dependendo da escala dos projetos e, principalmente, da distância entre os portos. Em termos de custo de transporte, as conversões em amônia ou metanol apresentam-se como opções viáveis para facilitar a logística intercontinental.

Por outro lado, o transporte de LH<sub>2</sub> para rotas longínquas enfrenta desafios de competitividade devido aos altos custos de liquefação e armazenamento criogênico. A opção de LH<sub>2</sub> pode ser viável para distâncias curtas e pequenos consumidores, especialmente no conceito de "*small-scale*", permitindo o transporte de até 4.000 km por meio de barcaças. Entretanto, para distâncias maiores, as perdas por evaporação tornam-se significativas, tornando essa opção menos viável para o transporte eficiente.

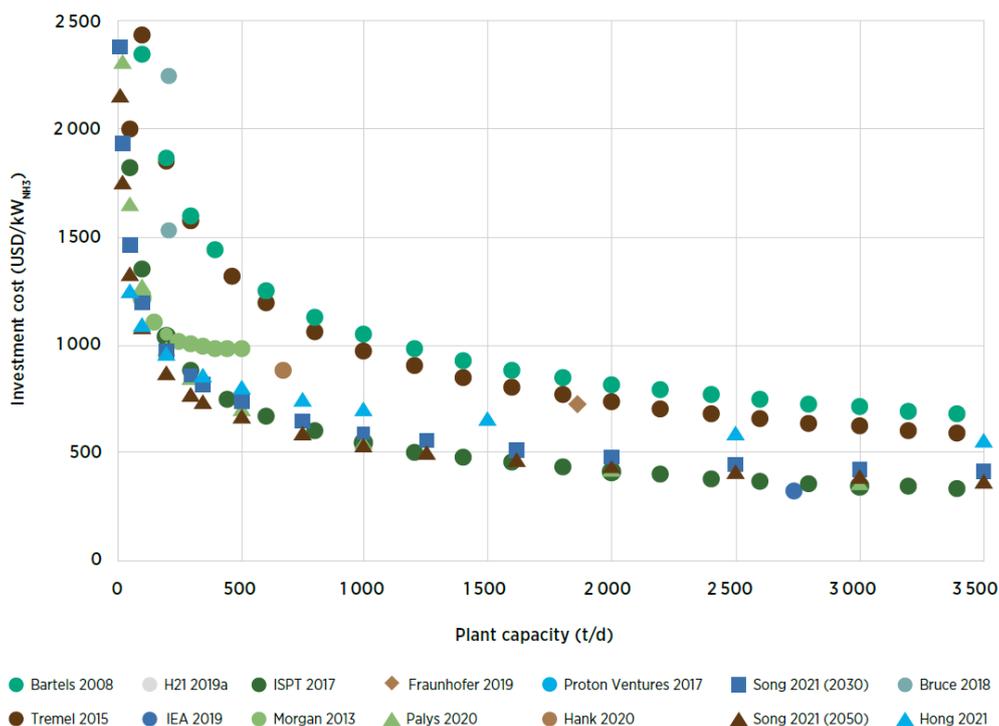
- *Amônia*

A amônia é atualmente produzida em larga escala através do processo de Haber-Bosch (HB), que envolve a reação entre hidrogênio e nitrogênio, este último separado do ar, sob altas temperaturas e pressões. Com essa tecnologia, é possível produzir amônia a partir da combinação de hidrogênio verde e nitrogênio.

Em comparação ao hidrogênio, a amônia oferece a vantagem de se liquefazer a -33°C ou a 20 bar, além de possuir uma densidade energética de 5,17 kWh/m<sup>3</sup>, 47% superior à densidade do hidrogênio. No entanto, a principal desvantagem da amônia é seu alto nível de toxicidade, o que impõe desafios adicionais para seu manuseio e transporte seguro (IEA, 2021).

Os custos envolvidos na síntese de amônia podem ser principalmente categorizados em três componentes: custo da energia, custos operacionais fixos e CAPEX (investimento de capital). Esse processo já é amplamente empregado e as tecnologias associadas estão bastante consolidadas, o que leva à expectativa de que não ocorram grandes inovações tecnológicas na área. Um aspecto significativo a ser considerado no custo de investimento é a escala da planta. Atualmente, há instalações que alcançam a produção de 3.300 toneladas de amônia por dia, o que requer cerca de 582 toneladas de hidrogênio por dia, correspondente a uma planta de eletrólise de 1,5 GW. Essas plantas normalmente utilizam tecnologia convencional de reforma a vapor de metano para a geração de hidrogênio (IRENA, 2022a). O custo de investimento das plantas de amônia varia conforme sua capacidade, conforme ilustrado na Figura 37.

A possibilidade de implantar plantas modulares permitiria a produção em menor escala, resultando em custos de implementação mais baixos, já que os custos de engenharia seriam reduzidos. Além disso, a complexidade e o tempo necessários para a construção da planta seriam significativamente menores, uma vez que os módulos seriam pré-fabricados. Iniciativas alinhadas a essa proposta já estão em andamento, com estudos indicando uma possível redução de até 25% no CAPEX ao se utilizar plantas modulares.



**Figura 7.37. CAPEX para síntese da amônia e equipamentos auxiliares por capacidade da planta (IRENA, 2022a)**

Os gastos com energia também são substanciais na composição final dos custos. O reator de conversão de amônia consome energia principalmente nas etapas de refrigeração do compressor, separação do ar, compressão e aquecimento. A demanda energética varia significativamente conforme a escala da planta, com valores estimados entre 0,5 e 0,8 kWh/kg de hidrogênio, excluindo o consumo necessário para a produção de hidrogênio. O OPEX (custos operacionais) neste tipo de projeto é geralmente estimado como uma fração do CAPEX, variando entre 2% e 4%, dependendo de cenários otimistas ou pessimistas (IRENA, 2022a).

Por outro lado, o processo de reconversão da amônia em hidrogênio requer altas temperaturas e baixa pressão. A reação pode ocorrer na presença de catalisadores a temperaturas de 500 a 550 °C, ou sem catalisadores, mas a temperaturas mais elevadas, entre 900 e 1.050 °C.

Embora a reconversão da amônia ainda não seja amplamente utilizada na indústria, os maiores tamanhos de planta disponíveis são cerca de 1.000 Nm<sup>3</sup> de amônia por hora, correspondendo a pouco menos de 700 toneladas de hidrogênio por ano. Essas unidades operam a pressões de até 7 bar e podem apresentar até 20 ppm de amônia misturada ao hidrogênio.

Mesmo na ausência de plantas em larga escala, existem processos similares que podem servir como base para estimar a infraestrutura necessária para a implementação dessas tecnologias (IRENA, 2022a). A reforma de metano envolve reações e condições semelhantes às da quebra da amônia, exigindo altas temperaturas e o uso de catalisadores. Devido a essas similaridades (Figura 38), é possível estimar os custos aproximados da construção de uma planta de reconversão de amônia.

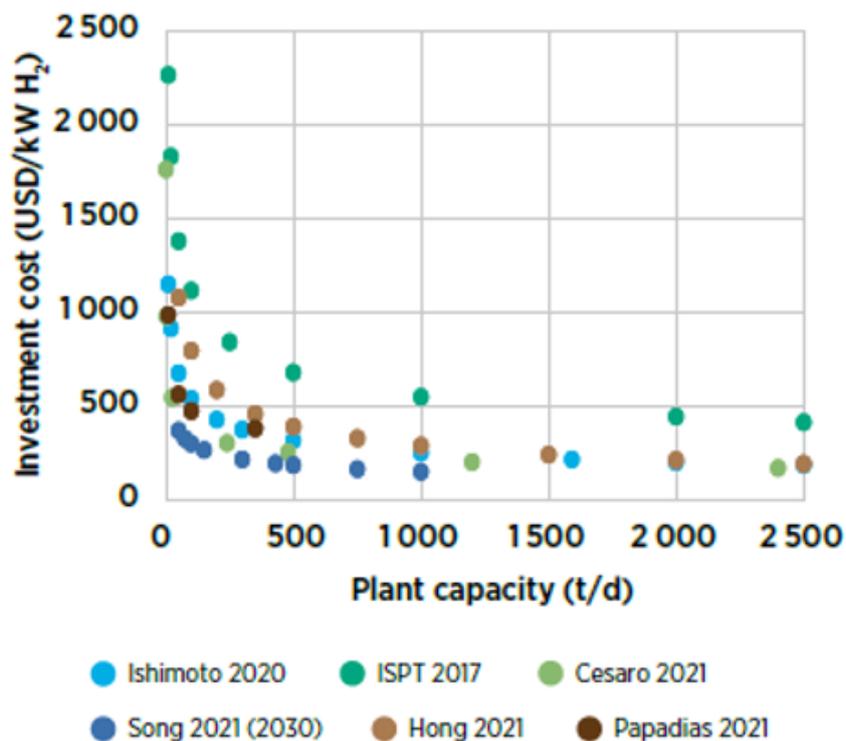


Figura 7.38. CAPEX para craqueamento da amônia por capacidade da planta (IRENA, 2022a)

Os principais custos associados ao CAPEX para a reconversão da amônia decorrem do forno e dos tubos preenchidos com catalisadores, enquanto a etapa de purificação da amônia representa um custo relativamente baixo em relação ao investimento total do processo.

O consumo de energia no processo de reconversão é um fator crucial para a avaliação dos custos envolvidos. A energia mínima necessária para a conversão é estimada entre 0,28 e 0,30 MWh por tonelada de amônia. Além disso, ocorrem perdas de calor e o uso do hidrogênio para a geração de energia térmica e vapor, o que contribui para um consumo adicional. Esse conjunto de fatores resulta em perdas que podem variar de 15% a 30% da energia contida no hidrogênio, levando a eficiências de conversão de 75% em peso e 86% em termos de energia, considerando também a purificação do hidrogênio após a reconversão. Essa avaliação é fundamental para entender a viabilidade econômica e energética do processo (IRENA, 2022a).

- *Metanol*

A segunda opção mais considerada para o transporte de hidrogênio via moléculas transportadoras é o metanol (CH<sub>3</sub>OH). O metanol é geralmente produzido a partir de gás natural, biomassa ou carvão, mas também pode ser gerado a partir da reação entre hidrogênio e CO<sub>2</sub>. A quantidade de hidrogênio que pode ser transportada através do metanol varia entre 95 e 99 kg H<sub>2</sub> por m<sup>3</sup>, ligeiramente inferior ao valor da amônia, que é de 107 kg H<sub>2</sub> por m<sup>3</sup> (Aliaksei Patonia; Rahmatallah Poudineh, 2022).

É relevante notar que o metanol é uma molécula que contém carbono, o que implica que o processo de reconversão de metanol para hidrogênio está associado a emissões de carbono. Essas emissões podem ser mitigadas através de tecnologias de captura e

armazenamento de carbono ou pelo uso de CO<sub>2</sub> sustentável, como o CO<sub>2</sub> biogênico. No Brasil, a utilização do CO<sub>2</sub> gerado na fermentação do caldo da cana-de-açúcar, etapa do processo de produção de etanol, seria uma opção ideal para a produção de metanol.

Adicionalmente, o metanol permanece na forma líquida à temperatura ambiente, eliminando os custos de liquefação e reduzindo significativamente as perdas por evaporação em comparação à amônia. Essa característica também evita a necessidade de energia adicional para refrigeração, tornando o metanol uma opção mais eficiente para o transporte. Os custos associados à conversão de hidrogênio em metanol são consideravelmente menores, o que reforça sua viabilidade como transportador de hidrogênio (Aliaksei Patonia; Rahmatallah Poudineh, 2022; IRENA, 2022a).

#### *Análise comparativo do transporte de H<sub>2</sub>*

Em resumo, as tecnologias de transporte de hidrogênio englobam diversas técnicas e metodologias utilizadas para a distribuição e o deslocamento do hidrogênio desde as instalações de produção até os locais de armazenamento ou usuários finais. Esse elemento é uma parte crucial da cadeia de fornecimento de hidrogênio. A Tabela 24 apresenta uma análise abrangente dos principais métodos de transporte de hidrogênio, destacando suas respectivas vantagens e desvantagens.

**Tabela 7.24. Comparação das vantagens e limitações de diferentes tecnologias do transporte de hidrogênio**

| <b>Tecnologia</b>                         | <b>Vantagens</b>  | <b>Limitações</b>  |
|---|---|--|
| Carretas de tubos de alta pressão         | Implantação conveniente e escalabilidade, roteamento flexível | Capacidade limitada, maiores despesas de transporte, preocupações de segurança devido à alta pressão   |
| Dutos                                     | Capacidade substancial, custo-benefício, confiabilidade       | Investimento inicial significativo, cobertura geográfica limitada, suscetível a vazamentos e sabotagem |
| Transporte de hidrogênio líquido          | Maior conteúdo energético, tecnologia estabelecida            | Necessidade de armazenamento criogênico, maior uso de energia  |
| Transporte com carregadores de hidrogênio | Manuseio, transporte e armazenamento convenientes             | Processos químicos complexos, alto consumo de energia  |

Por outro lado, a (BloombergNEF, 2020) apresentou uma lista das tecnologias de transporte de hidrogênio, acompanhada da faixa de preços em dólares americanos por quilograma de hidrogênio. Essa análise considera a vazão mássica diária de hidrogênio e a distância de transporte pretendida. Os dados são organizados na Tabela 25, que ilustra as diferentes tecnologias e suas respectivas estimativas de custo, permitindo uma avaliação comparativa das opções disponíveis para o transporte de hidrogênio em diferentes contextos logísticos.

Segundo a Royal Society, o transporte rodoviário de hidrogênio consome aproximadamente 1,5% da quantidade transportada a cada 100 km nas condições tecnológicas atuais. A energia requerida para abastecer 1.100 kg de hidrogênio a uma pressão de 500 bar é estimada pela média entre os processos de compressão isotérmica e adiabática, resultando em um consumo de 8.750 kJ/kg de H<sub>2</sub> (CNI, 2022).

Por outro lado, o consumo de energia no transporte de hidrogênio por dutos varia conforme as condições operacionais. Estudos indicam que o consumo pode variar entre 0,77% (HÄNGGI et al., 2019) e 0,93% (BOSSEL; ELIASSON, 2003) do hidrogênio transportado a cada 100 km. Essas estimativas são fundamentais para a avaliação da eficiência energética e dos custos associados ao transporte de hidrogênio em diferentes modalidades.

**Tabela 7.25. Custo nivelado de transporte de hidrogênio (BloombergNEF, 2020)**

|                |             | Distancia [km]                         |  |  |  |
|----------------|-------------|--|--|--|--|
|                |             | 1 a 10                                 | 10 a 100                               | 100 a 1.000                                | 1.000 a 10.000                                       |
| Volume [t/dia] | 100 a 1.000 | Gasodutos<br>0,05 (\$/kg)              | Gasodutos<br>0,05 - 0,10 (\$/kg)       | Gasodutos<br>0,10 - 0,58 (\$/kg)           | Gasodutos NH <sub>3</sub><br>0,58 - 3 > 3<br>(\$/kg) |
|                | 10 a 100    | Gasodutos<br>0,05 - 0,06 (\$/kg)       | Gasodutos<br>0,06 - 0,22 (\$/kg)       | Gasodutos<br>0,22 - 1,82 (\$/kg)           | Gasodutos NH <sub>3</sub><br>0,58 - 3 > 3<br>(\$/kg) |
|                | 1 a 10      | CH <sub>2</sub><br>0,65 - 0,76 (\$/kg) | CH <sub>2</sub><br>0,65 - 1,73 (\$/kg) | CH <sub>2</sub>  LOHC<br>0,96 3,87 (\$/kg) | LOHC<br>3,87 - 6,70 (\$/kg)                          |
|                | 0 a 1       | CH <sub>2</sub><br>0,65 - 0,76 (\$/kg) | CH <sub>2</sub><br>0,65 - 1,73 (\$/kg) | CH <sub>2</sub>  LOHC<br>0,96 3,87 (\$/kg) | LOHC<br>3,87 - 6,70 (\$/kg)                          |

#### 7.4. Análise do impacto de políticas e regulações nos custos e competitividade do H<sub>2</sub>

O reconhecimento do hidrogênio brasileiro nos mercados nacional e internacional é fundamental para o desenvolvimento de um mercado robusto para esse produto. Para que isso aconteça, a produção de hidrogênio deve atender aos critérios estabelecidos pelos consumidores ou pelos mercados-alvo. Nesse contexto, a certificação desempenha um papel crucial ao validar a origem do hidrogênio, possibilitando sua aceitação nos mercados desejados.

Uma barreira significativa para o reconhecimento do hidrogênio é a diversidade nos critérios de sustentabilidade exigidos por diferentes mercados. A ausência de uma definição padronizada para hidrogênio de *baixo carbono*, *renovável* ou *verde* resulta em variações nas exigências, dependendo da região geográfica e dos requisitos dos consumidores. Essa falta de uniformidade é visível tanto em sistemas de certificação voluntários quanto nas regulamentações nacionais aplicáveis ao hidrogênio e seus derivados.

Os critérios estabelecidos por regulamentações são particularmente relevantes, pois estão diretamente relacionados às políticas públicas que incentivam o hidrogênio e

seus derivados. Dado que a produção de hidrogênio de baixo carbono envolve custos mais elevados do que a produção de hidrogênio cinza, a definição de espaços de mercado e políticas de incentivo é crucial para sua integração nos sistemas energéticos. O cumprimento desses critérios pode determinar a competitividade do hidrogênio produzido por um projeto específico, tanto no mercado doméstico quanto no internacional.

Nesta seção, serão analisados os movimentos relevantes e critérios exigidos para o hidrogênio de baixa emissão, considerando tanto o mercado doméstico quanto o internacional, com ênfase particular no mercado europeu, que apresenta o maior potencial para o hidrogênio brasileiro. Além do possível impacto no custo de produção e na competitividade das principais rotas tecnológica.

#### 7.4.1. Contexto Internacional

O hidrogênio de baixo carbono está se firmando como um componente essencial nas estratégias globais de transição energética, desempenhando um papel-chave na promoção de uma economia mais sustentável e descarbonizada. Portanto, a análise dos movimentos globais na introdução do hidrogênio de baixo carbono é essencial para compreender o potencial de demanda mundial desse insumo. Avaliar como diferentes mercados estão se posicionando permite entender melhor as ações do Brasil e identificar as estratégias mais eficazes para o país. A Tabela 26 apresenta os principais movimentos internacionais que influenciam o mercado global de hidrogênio e seu impacto potencial no mercado brasileiro.

**Tabela 7.26. Movimentos internacionais relevantes para o mercado de hidrogênio**

| Iniciativa                                       | Objetivo  | Subsídio/obrigação  | Impacto no Brasil  |
|--|---|---|--|
| <b>Objetivo 55 (Fit for 55 - UE)<sup>1</sup></b> | Reduzir as emissões de GEE em pelo menos 55% até 2030 e alcançar a neutralidade climática até 2050.                         | Reformas fiscais e tarifas de carbono para reduzir emissões, incluindo apoio ao hidrogênio verde, como CELE, CBAM, ReFuel EU  | Além da possibilidade de exportação de hidrogênio para cumprir as metas da UE, outras medidas, como o CBAM, podem aumentar a demanda por produtos de baixa intensidade de carbono importados pela UE, como cimento, ferro, aço e fertilizantes. Esses produtos podem se beneficiar do uso de hidrogênio para reduzir suas emissões |
| <b>REPowerEU<sup>2</sup></b>                     | Reduzir a dependência de combustíveis fósseis aumentando a meta de participação de energias renováveis para 42,5% até 2030. | €300 bilhões em financiamento para energias renováveis, hidrogênio e infraestrutura associada.<br><br>Produzir e importar 10 milhões de toneladas de hidrogênio até 2030. | O Brasil pode aproveitar os leilões promovidos pelo Banco Europeu de Hidrogênio para se estabelecer como um exportador de hidrogênio de baixo carbono. Para isso, precisará atender aos critérios de sustentabilidade estabelecidos pela Diretiva de Energias Renováveis (RED).  |
| <b>RED III<sup>3</sup></b>                       | Reduzir a dependência de combustíveis fósseis   | No setor de transporte, a meta é reduzir as emissões em 14,5% até 2030 por meio do uso  | Há um potencial significativo para a exportação de biocombustíveis avançados e RFNBOs. No  |

| <b>Iniciativa</b>           | <b>Objetivo</b>  | <b>Subsídio/obrigação</b>  | <b>Impacto no Brasil</b>   |
|-----------------------------|--|--|--|
|                             | <p>aumentando a meta de participação de energias renováveis para 42,5% até 2030.</p>   | <p>de energias renováveis ou garantir que 29% do consumo final de energia no setor provenha de fontes renováveis, incluindo 5,5% de combustíveis avançados e Combustíveis Renováveis de Origem Não Biológica (RFNBOs), com um mínimo de 1%. Na indústria, o objetivo é aumentar o uso de energia renovável em 1,6% ao ano, com a meta de que 42% do hidrogênio utilizado na indústria seja oriundo de RFNBOs até 2030, e 60% até 2035.</p> | <p>entanto, devido aos rigorosos critérios de sustentabilidade, o uso desses combustíveis avançados e RFNBOs (incluindo hidrogênio) é restrito a soluções eletrolíticas e à produção de biocombustíveis derivados de resíduos.</p>   |
| <b>H2Global<sup>4</sup></b> | <p>Oferecer apoio a projetos de hidrogênio verde em outros países e facilitar sua importação para a Alemanha.</p> <p>A fundação H2Global está sendo considerada como o possível mecanismo de compra de hidrogênio pelo Banco Europeu de Hidrogênio e por outros países europeus.</p> | <p>Leilões com preços variados são realizados, oferecendo subsídios por meio de contratos de longo prazo com produtores de combustíveis e contratos de curto prazo com potenciais consumidores.</p>  | <p>O Brasil tem a oportunidade de explorar novas possibilidades de exportação de hidrogênio verde em leilões, aproveitando sua capacidade de produção. Contudo, o incentivo está restrito exclusivamente à solução eletrolítica.</p>   |
| <b>IRA<sup>5</sup></b>      | <p>Reduzir a inflação, investir na produção de energia interna e reduzir as emissões de carbono em 40% até 2030.</p>   | <p>Oferecer subsídios para a produção de hidrogênio renovável, que variam de US\$ 0,60 a US\$ 3,00, dependendo da intensidade das emissões, além de fornecer créditos de investimento.</p>   | <p>O Brasil não se beneficiará dos subsídios previstos no IRA, uma vez que este incentiva principalmente o mercado doméstico dos EUA. Com a possibilidade de os EUA se tornarem autossuficientes em hidrogênio, sua menor penetração no mercado internacional pode ocorrer. Caso optem por exportar hidrogênio de baixo carbono utilizando as vantagens do IRA, isso poderá resultar em perda de competitividade para o hidrogênio brasileiro.</p> |
| <b>IMO<sup>6</sup></b>      | <p>Estabelecer metas para reduzir a intensidade de carbono no transporte</p>   | <p>Obrigação de adotar tecnologias, combustíveis e/ou fontes de energia de baixo carbono que</p>   | <p>Demanda do setor marítimo brasileiro por combustíveis derivados de hidrogênio, como amônia e metanol.</p>   |

| Iniciativa                       | Objetivo  | Subsídio/obrigação  | Impacto no Brasil  |
|----------------------------------|---|---|--|
|                                  | marítimo por meio da adoção de tecnologias e fontes de energia de baixo carbono.      | representem pelo menos 5% da energia utilizada no transporte marítimo internacional, com a meta de alcançar 10% até 2030. |  |
| <b>Fuel Maritime<sup>7</sup></b> | Redução gradual das emissões de navios que fazem escalas em portos da União Europeia. | Reduzir as emissões em 6% até 2030, 31% até 2040 e 80% até 2050   | O Brasil tem a oportunidade de exportar hidrogênio e combustíveis sintéticos para a Europa, atendendo à crescente demanda por combustíveis de baixo carbono e contribuindo para a redução de emissões. |

<sup>1</sup> (EUROPEAN COMMISSION, 2021), <sup>2</sup> (EUROPEAN COMMISSION, 2022), <sup>3</sup> (EUROPEAN COMMISSION, 2018), <sup>4</sup> (HINTCO GMBH, 2020), <sup>5</sup> (THE WHITE HOUSE, 2022), <sup>6</sup> (IMO, 2023), <sup>7</sup> (EUROPEAN COUNCIL, 2023)

A análise apresentada na Tabela 26 destaca que o aumento da demanda global por hidrogênio com baixa ou nula emissão de carbono, impulsionado por iniciativas como o "Fit for 55" e o "RePowerEU" da União Europeia, além do programa *H2Global* da Alemanha, está consolidando um mercado robusto para tecnologias de produção de hidrogênio, principalmente para o hidrogênio eletrolítico com fontes renováveis. Esse contexto cria grandes oportunidades para o Brasil exportar hidrogênio, aproveitando as economias de escala que podem reduzir os custos de produção. Além disso, regulamentações como o *RED III* na União Europeia e o *IRA* nos Estados Unidos estão promovendo o desenvolvimento de tecnologias de baixo carbono, como o hidrogênio proveniente de combustíveis fósseis com captura de carbono e o biogênico, o que fortalece a infraestrutura local e facilita parcerias comerciais com o Brasil. No setor marítimo, iniciativas como a *IMO* e o *FuelEU Maritime* incentivam o uso de hidrogênio como combustível, ampliando as oportunidades para o Brasil explorar seu potencial na produção e exportação de hidrogênio verde para o transporte marítimo. Finalmente, a adoção de tecnologias de produção, como eletrolisadores, tende a se tornar mais acessível devido à produção em larga escala e à exportação de equipamentos da UE, EUA e China, contribuindo significativamente para a redução dos custos de produção no Brasil.

#### *Critérios definidos para o hidrogênio de baixo carbono – Cenário Europeu*

A União Europeia estabeleceu, por meio de regulamentação, os critérios necessários para a produção de hidrogênio de baixo carbono. De forma geral, os programas de incentivo promovidos pelo bloco concentram-se no hidrogênio eletrolítico, também denominado hidrogênio renovável de origem não biológica (ou simplesmente hidrogênio renovável), e no hidrogênio produzido com CCS/CCUS. Embora o hidrogênio biogênico ainda tenha acesso a algumas políticas de apoio, o escopo desses incentivos é mais restrito. Finalmente, o hidrogênio geológico é um recurso emergente que está começando a ganhar atenção como uma potencial fonte de energia de baixo carbono. No entanto, como se trata de uma área relativamente nova, os critérios da União Europeia para o hidrogênio geológico ainda estão em desenvolvimento.

#### ▪ **Hidrogênio Eletrolítico:**

Em fevereiro de 2023, a Comissão Europeia, por meio de um ato delegado que complementa a Diretiva de Energia Renovável, estabeleceu critérios para a caracterização

de combustíveis renováveis de origem não biológica (RFNBO) (UE, 2023). Esses critérios abrangem o hidrogênio eletrolítico e são aplicáveis tanto a projetos europeus quanto a produtores que visam exportar para a UE, incluindo projetos brasileiros com foco em exportação. Os principais critérios são apresentados na Tabela 27.

**Tabela 7.27. Critérios essenciais para a caracterização de RFNBO**

| Atributo                                   | Requisito  |
|--|--|
| <b>Fonte da Energia Elétrica Utilizada</b> | <p>A energia elétrica utilizada para a produção do hidrogênio deverá ser proveniente de fontes renováveis. Segundo a RED II, a classificação de energia renovável inclui solar, eólica, hidrelétrica, biomassa, entre outras. Neste Ato Delegado, que define regras para o RFNBO, fornecimento de energia direta proveniente de biomassa não é considerada.</p> <p>O fornecimento da eletricidade poderá ser via usinas <i>off-grid</i> diretamente conectadas ao eletrolisador ou via usinas conectadas à rede com um contrato de fornecimento de energia (PPA - <i>Power Purchase Agreement</i>) com o projeto de hidrogênio (<i>on-grid</i>).</p> <p>Uma terceira possibilidade considera a conexão direta do eletrolisador à rede, sem a formação de contratos de fornecimento. Esta opção só poderá ser adotada no caso de <i>bidding zones</i> em que ao menos 90% da geração de energia elétrica no ano anterior tenha vindo de fontes renováveis. Neste caso, o número máximo de horas que a planta de produção de produção do H2V poderá operar no ano é calculado pela multiplicação entre o número de horas em um ano e a participação de geração renovável na <i>bidding zone</i>. Para o Brasil, o conceito de <i>bidding zone</i> provavelmente será adaptado para os submercados brasileiros.</p> |
| <b>Correlação Temporal</b>                 | <p>No caso de fornecimento de energia elétrica <i>on-grid</i> a partir de PPA, deve-se ser respeitada uma correlação temporal entre a produção de eletricidade e o consumo pelo eletrolisador. Na fase inicial de implementação desta regulamentação, será aplicada uma correlação mensal, ou seja, a geração de energia elétrica renovável no mês da(s) usina(s) contratada(s) deve ser maior ou igual ao consumo de energia pelo eletrolisador. A partir de 2030, a expectativa é que seja adotada uma correlação horária.</p> <p>A correlação temporal pode ser também respeitada pelo uso de sistemas de armazenamento de energia (SAE).</p>   |
| <b>Correlação Geográfica</b>               | <p>No caso de fornecimento de energia elétrica <i>on-grid</i> a partir de PPA, o eletrolisador e a usina de geração renovável devem estar na mesma <i>bidding zone</i> ou em zonas interligadas, desde que o preço da eletricidade na <i>bidding zone</i> em que se situa a usina renovável seja igual ou superior ao da <i>bidding zone</i> do eletrolisador.</p>   |
| <b>Adicionalidade</b>                      | <p>No caso de fornecimento de energia elétrica <i>on-grid</i> a partir de PPA, os projetos de produção de hidrogênio que entrarem em operação a partir de 2028 terão que respeitar o critério de adicionalidade. Assim, o eletrolisador deverá ser atendido por usinas renováveis que tenham entrado em operação no máximo 36 meses antes da instalação do projeto de produção de hidrogênio.</p> <p>Esse critério é desconsiderado no caso de a <i>bidding zone</i> na qual o eletrolisador está localizado apresentar uma intensidade de emissões de eletricidade inferior a 18 gCO<sub>2</sub>eq/MJ.</p>  |
| <b>Emissões de Gases de Efeito Estufa</b>  | <p>Considerando todo o ciclo de vida da produção do hidrogênio, sua utilização deverá resultar em uma redução de, pelo menos, 70% nas emissões de gases de efeito estufa, se comparado com o combustível de referência fóssil.</p>   |

Entre os modelos de fornecimento de energia elétrica considerados, a opção de abastecimento direto da rede, sem necessidade de contratos de compra de energia (PPAs), oferece vantagens para os investidores. Essa abordagem dispensa a conformidade com os critérios de adicionalidade, correlação geográfica e correlação temporal,

permitindo que a planta de eletrólise opere de forma contínua. Isso pode reduzir o impacto dos custos de investimento no custo total de produção de hidrogênio verde.

Essa alternativa é particularmente adequada para o Brasil, que dispõe de uma matriz energética predominantemente renovável e competitiva. O país pode aproveitar a complementaridade entre fontes hidrelétricas, eólicas, solares e de biomassa, consumindo energia de plantas já existentes. Além disso, a localização das plantas de eletrólise pode ser escolhida com base na proximidade ao mercado consumidor, sem a necessidade de estar vinculada à localização das plantas de geração de energia.

- **Hidrogênio a partir de combustíveis fósseis com CCS/CCUS:**

A UE estabeleceu uma série de iniciativas estratégicas, como o Green Deal Europeu, o RePowerEU e a Diretiva de Energias Renováveis (RED), que visam a transição para uma economia de baixo carbono. Dentro desse contexto, a produção de hidrogênio a partir de combustíveis fósseis, especialmente com o uso de tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS), desempenha um papel significativo na descarbonização do setor energético (Lagioia; Spinelli; Amicarelli, 2023).

O Green Deal Europeu tem como objetivo alcançar a neutralidade climática até 2050, promovendo a descarbonização da economia e o uso de tecnologias limpas e renováveis. No contexto do hidrogênio azul, produzido a partir de combustíveis fósseis com CCS/CCUS, ele pode ser considerado uma solução transitória, desde que capture no mínimo 90% das emissões de CO<sub>2</sub> geradas no processo de produção. O foco do Green Deal, no entanto, está no hidrogênio eletrolítico com energia renovável, que não emite CO<sub>2</sub>. Portanto, o hidrogênio azul só será aceito se as tecnologias de CCS forem eficientes o suficiente para garantir essa captura e armazenamento de longo prazo, minimizando riscos de vazamento e garantindo que não se crie uma dependência de combustíveis fósseis.

O REPowerEU (European Commission, 2022), lançado para enfrentar a crise energética, visa reduzir a dependência de combustíveis fósseis importados, especialmente do gás natural russo. O plano destaca que o hidrogênio azul pode servir como substituto temporário para o gás natural, especialmente em setores industriais e de geração de energia. Com a CCS, a emissão de CO<sub>2</sub> do hidrogênio azul pode ser reduzida de cerca de 10 kg de CO<sub>2</sub> por kg de hidrogênio (valor típico para hidrogênio cinza, sem CCS) para menos de 1 kg de CO<sub>2</sub> por kg de hidrogênio, tornando-o uma solução viável a curto prazo (Pingkuo; Junqing, 2024). Entretanto, o REPowerEU reforça a necessidade de acelerar o desenvolvimento e uso do hidrogênio verde, que tem emissões próximas de zero e é a solução de longo prazo para a transição energética.

A Diretiva de Energias Renováveis, revisada pela RED II (European Commission, 2018), impõe metas rigorosas para a inclusão de energias renováveis e define padrões de sustentabilidade para o hidrogênio. No caso do hidrogênio azul, as emissões devem ser reduzidas para pelo menos 3 kg de CO<sub>2</sub> por kg de hidrogênio ao longo de todo o ciclo de vida, considerando a captura de carbono. A diretiva prioriza o hidrogênio verde, com emissões de CO<sub>2</sub> abaixo de 0,5 kg por kg de hidrogênio (contando perdas energéticas e emissões indiretas), o que limita o papel do hidrogênio azul no longo prazo. À medida que o hidrogênio verde se torna economicamente competitivo, o hidrogênio azul terá um papel cada vez mais restrito na matriz energética europeia.

Em síntese, os critérios da UE para hidrogênio com CCS/CCUS visam não apenas a redução significativa das emissões e a eficiência dos processos, mas também a criação de

um ambiente favorável à adoção dessas tecnologias. Essa estratégia é essencial para catalisar a transição energética e construir um futuro energético mais sustentável.

Diante deste quadro, a viabilidade da exportação de hidrogênio produzido a partir de combustíveis fósseis com CCS/CCUS no Brasil é limitada e pouco atrativa, em grande parte devido ao alto preço histórico do gás natural brasileiro em comparação com os preços internacionais (CNI, 2022). Além disso, o Brasil não oferece os elevados subsídios ao gás natural disponíveis em outros países; por exemplo, na China, os subsídios são 103 vezes maiores e, nos Países Baixos, três vezes mais altos (E+ Transição Energética, 2024). A expansão da produção desse tipo de hidrogênio exigiria um aumento na demanda de gás natural, e as rigorosas regulamentações internacionais requerem que os sistemas de CCS/CCUS capturem mais de 90% do CO<sub>2</sub> para que o hidrogênio seja classificado como uma solução de baixo carbono (EPE, 2022a). No entanto, essa tecnologia pode ser considerada uma solução de transição no Brasil, contribuindo para a descarbonização das atuais aplicações de hidrogênio e para o desenvolvimento da infraestrutura necessária (E+ Transição Energética, 2024). Assim, os investimentos em hidrogênio de fontes fósseis com CCS devem ser orientados para uma rápida migração para o hidrogênio renovável.

- **Hidrogênio Biogênico:**

Os critérios para a produção de hidrogênio biogênico estão definidos na Diretiva de Energia Renovável (RED) da União Europeia, que estabelece a base legal para o desenvolvimento de energia limpa em todos os setores da economia europeia. A versão revisada da Diretiva, de 2023, definiu uma meta de pelo menos 42,5% de energia renovável no consumo total de energia da UE até 2030, incluindo submetas para setores como transporte e indústria, além de critérios rigorosos de sustentabilidade para as energias adotadas (European Commission, 2023).

As seguintes definições presentes na Diretiva são fundamentais para o entendimento do hidrogênio biogênico (European Commission, 2023):

- **Energia renovável:** Proveniente de fontes não fósseis, como energia eólica, solar, geotérmica, hídrica, biomassa, biogás e gás de aterros.
- **Biomassa:** Fração biodegradável de produtos e resíduos biológicos da agricultura, silvicultura e indústrias conexas, incluindo a fração biodegradável de resíduos urbanos e industriais.
- **Biocombustíveis:** Combustíveis líquidos para transporte derivados de biomassa.
- **Biogás:** Combustível gasoso produzido a partir de biomassa.
- **Combustíveis de biomassa:** Combustíveis gasosos e sólidos produzidos a partir de biomassa.

De acordo com a RED III, o hidrogênio produzido via rotas biogênicas é classificado como biogás, que faz parte da categoria de combustíveis de biomassa. Portanto, o hidrogênio biogênico é considerado no contexto mais amplo dos mercados de energia renovável ou biogás (NOW GMBH, 2024).

Os combustíveis de biomassa devem atender a uma série de critérios de sustentabilidade estabelecidos na Diretiva:

- (i) No caso de combustíveis de biomassa produzidos a partir de resíduos e detritos provenientes de terras agrícolas, os operadores ou as autoridades nacionais devem ter planos de monitorização ou gestão para gerir impactos sobre a qualidade dos solos e o carbono dos solos.
- (ii) No caso de combustíveis produzidos a partir de biomassa agrícola, não podem ser produzidos a partir de matérias-primas provenientes de terrenos ricos em biodiversidade, designadamente de terrenos que em janeiro de 2008 ou após essa data tivessem, independentemente do estado atual, floresta primária, floresta rica em biodiversidade, zonas de proteção ambiental e terrenos de pastagem ricos em biodiversidade com mais de um hectare.
- (iii) No caso de combustíveis produzidos a partir de biomassa agrícola, não podem ser produzidos a partir de matérias-primas provenientes de terrenos com elevado teor de carbono, designadamente, terrenos que em janeiro de 2008 tinham, mas atualmente não possuem, zonas úmidas, zonas de extensão superior a 1 hectare com árvores de mais de 5 metros de altura e cobertura florestal de mais de 30 % e zonas de extensão superior a 1 hectare com árvores de mais de 5 metros de altura e cobertura florestal entre 10 e 30 %, a menos que se comprove que o carbono armazenado na zona antes e depois da conversão é suficiente para o cumprimento das condições de redução de emissões.
- (iv) No caso de combustíveis produzidos a partir de biomassa agrícola, não podem ser produzidos a partir de matérias-primas provenientes de terrenos que, em janeiro de 2008 tivessem a condição de zona úmida, a menos que existam elementos que comprovem que o cultivo e a colheita das matérias-primas em causa não implicam a drenagem de solo anteriormente não drenado.
- (v) A redução de emissões de gases com efeito de estufa resultante da utilização de combustíveis de biomassa deve ser:
  - o Entre 50% e 65% de redução frente à referência fóssil de 94 gCO<sub>2</sub>/MJ para uso no setor de transporte, a depender da data de entrada em funcionamento da instalação. Plantas instaladas a partir de 2021 terão que seguir o limite de 65%;

- Entre 70% e 80% de redução frente à referência fóssil para uso na produção de eletricidade, calor e aquecimento.

Para ser comercializado na União Europeia, o hidrogênio biogênico deve ser certificado em conformidade com a Diretiva de Energia Renovável. Os sistemas de certificação mais reconhecidos incluem o ISCC e o RSB, que abrangem uma ampla gama de combustíveis certificados. Esses sistemas impõem critérios adicionais, como proteção da biodiversidade, qualidade da água, solo e ar, direitos humanos e estoque de carbono.

A certificação do hidrogênio deve estar vinculada à entrega física do combustível, ou seja, não é permitido vender certificados separadamente enquanto o hidrogênio é consumido no mercado doméstico. Os sistemas de certificação permitem o uso do modelo de Balanço de Massa, no qual o hidrogênio biogênico pode ser misturado ao hidrogênio fóssil.

#### ▪ **Hidrogênio Geológico**

No contexto do hidrogênio geológico, a UE tem focado em regulamentações e critérios que garantam a sustentabilidade e segurança na exploração, produção e uso desse recurso. O hidrogênio geológico, que é encontrado naturalmente em reservas subterrâneas, se apresenta como uma fonte potencial complementar ao hidrogênio verde e azul. No entanto, devido ao seu estágio inicial de exploração, as diretrizes específicas ainda estão em desenvolvimento (Hydrogen Europe, 2024). No geral, os principais critérios em discussão incluem:

- (i) *Sustentabilidade ambiental*: Avaliar o impacto ambiental da extração de hidrogênio geológico, evitando a degradação de ecossistemas e preservando os recursos naturais.
- (ii) *Emissões de carbono*: Garantir que a exploração e uso do hidrogênio geológico não resultem em emissões significativas de gases de efeito estufa, promovendo o alinhamento com as metas de neutralidade de carbono até 2050.
- (iii) *Rastreabilidade e certificação*: Criar mecanismos para certificar a origem do hidrogênio geológico, garantindo que ele seja produzido e explorado conforme os critérios de baixo impacto ambiental e responsabilidade social.
- (iv) *Segurança e integridade das operações*: Estabelecer padrões rigorosos para a segurança das operações de extração, transporte e armazenamento de hidrogênio geológico, minimizando os riscos de acidentes e vazamentos.
- (v) *Viabilidade técnica e econômica*: A UE também busca assegurar que o hidrogênio geológico seja uma opção viável do ponto de vista técnico e econômico, considerando a infraestrutura necessária e a integração com outras fontes de hidrogênio.

De maneira similar, os critérios para a exploração e uso do hidrogênio geológico no Brasil precisam ser adaptados às especificidades do contexto nacional, buscando um equilíbrio entre a exploração dos recursos e a proteção ambiental. Nesse sentido, a Petrobras está avançando em suas pesquisas sobre a geração e viabilidade da extração de hidrogênio natural, tendo recentemente anunciado um investimento de R\$20 milhões (T&B Petroleum, 2024). As atividades de pesquisa tiveram início em outubro de 2023, com foco inicial no estado da Bahia e planos de expansão para outras regiões do país, alinhando-se às diretrizes do Plano Estratégico 2024-2028+. Desde 2022, a Petrobras tem investido na capacitação de sua equipe técnica para aprofundar o entendimento sobre o hidrogênio, promovendo ações colaborativas com a comunidade científica. Um exemplo disso é o primeiro Workshop de Hidrogênio Natural, realizado em março deste ano em seu Centro de Pesquisa (Cenpes), que reuniu acadêmicos do Brasil e do exterior. Essa abordagem integrada é fundamental para o desenvolvimento sustentável do hidrogênio geológico no Brasil.

#### 7.4.2. Contexto Nacional

Em alinhamento com a tendência global, o Brasil está comprometido em desenvolver leis e regulamentações voltadas ao hidrogênio. Essas medidas têm o potencial de impulsionar o crescimento da produção, aumentar a demanda interna e facilitar a exportação desse combustível. A Tabela 28 apresenta, de forma resumidamente, os principais movimentos nacionais que impactam o mercado de hidrogênio de baixo carbono, tanto no âmbito nacional quanto global.

**Tabela 7.28. Movimentos nacionais preponderantes para o mercado de hidrogênio**

| <b>Iniciativa</b>                              | <b>Objetivo</b>   | <b>Subsídio/obrigação</b>  | <b>Impacto no Brasil</b>  |
|--|---|--|---|
| <b>PNH2<sup>1</sup></b>                        | Estabelecer uma base para o desenvolvimento do mercado de hidrogênio no Brasil, focando em tecnologias sustentáveis.    | Criação de incentivos para pesquisa e desenvolvimento, políticas de incentivo fiscal e regulamentação.   | Redução gradual no custo do hidrogênio ao longo do tempo com o aumento de inovação e tecnologias locais.            |
| <b>Rota 2030<sup>2</sup></b>                   | Promover a competitividade e a sustentabilidade da indústria automotiva, incluindo combustíveis alternativos.           | Incentivos fiscais para a indústria automotiva que investir em tecnologias mais limpas, como hidrogênio. | Pode estimular o desenvolvimento de veículos a hidrogênio, reduzindo o custo com a expansão do mercado.             |
| <b>RenovaBio<sup>3</sup></b>                   | Aumentar a produção e o uso de biocombustíveis para reduzir emissões de gases de efeito estufa no setor de transportes. | Metas obrigatórias de descarbonização, créditos de carbono para biocombustíveis.                         | Impacto indireto ao promover um ambiente de descarbonização, criando um mercado favorável para combustíveis limpos. |
| <b>Regulamentação do RenovaBio<sup>4</sup></b> | Detalhar a implementação do RenovaBio, incluindo a certificação de biocombustíveis e o mercado de créditos de carbono.  | Certificação de biocombustíveis, metas obrigatórias de descarbonização para o setor de transporte.       | Impacto indireto ao fomentar um ambiente de mercado para tecnologias de descarbonização, inclusive o hidrogênio.    |

| <b>Iniciativa</b>  | <b>Objetivo</b>  | <b>Subsídio/obrigação</b>  | <b>Impacto no brasil</b>   |
|--|--|--|--|
| <b>H2Brasil<sup>5</sup></b>                                    | Estimular o desenvolvimento e a produção de hidrogênio verde no Brasil para o mercado nacional e exportação.           | Acordos internacionais, financiamento a projetos de hidrogênio verde e parcerias público-privadas. | Aumento da competitividade e escala de produção pode diminuir significativamente o custo do hidrogênio verde.                  |
| <b>Combustíveis do Futuro<sup>6</sup></b>                      | Fomentar a pesquisa e o desenvolvimento de combustíveis alternativos, incluindo o hidrogênio, na transição energética. | Incentivos à pesquisa, desenvolvimento e inovação de novas tecnologias                             | Pode contribuir para a redução do custo ao longo do tempo, promovendo inovações tecnológicas no setor de hidrogênio.           |
| <b>Modernização do setor elétrico<sup>7</sup></b>              | Incentivar a transição energética, integrando mais energias renováveis na matriz elétrica do Brasil.                   | Incentivos fiscais para renováveis e tecnologias limpas; aprimoramento da infraestrutura elétrica. | Redução nos custos do hidrogênio verde ao facilitar o acesso a energias renováveis mais baratas para a produção de H2.         |
| <b>Nova lei do gás (nº 14.134/2021)<sup>8</sup></b>            | Modernizar o setor de gás natural no Brasil, promovendo concorrência e abertura de mercado.                            | Desregulamentação do mercado de gás, facilitando o acesso ao transporte e distribuição.            | Pode diminuir o custo do hidrogênio azul, que utiliza gás natural, mas efeito limitado no hidrogênio verde.                    |
| <b>Marco legal das startups (lei complementar nº 182/2021)</b> | Estimular o desenvolvimento de startups, incluindo aquelas do setor de tecnologia energética e de hidrogênio.          | Incentivos fiscais e facilidade de acesso ao mercado de capitais para startups de tecnologia.      | Pode fomentar inovações e novos modelos de negócios para o hidrogênio, ajudando a reduzir custos com soluções mais eficientes. |

<sup>1</sup> (MME, 2023), <sup>2</sup> (MDIC, 2023), <sup>3</sup> (ANP, 2017), <sup>4</sup> (MME, 2022), <sup>5</sup> (MME, 2021A), <sup>6</sup> (MME, 2023A), <sup>7</sup> (MME, 2021B), <sup>8</sup> (ANP, 2024A)

A análise exposta na Tabela 28, reflete que a nova lei do Gás (nº 14.134/2021) e a Lei nº 14.120/2021 (modernização do setor elétrico) têm um impacto direto sobre o custo do hidrogênio de baixo carbono, especialmente o hidrogênio proveniente da SMR com CCS e eletrolítico, ao facilitarem o acesso ao gás natural e à energia renovável, respectivamente. Já o RenovaBio e o Decreto nº 9.888/2019 (Regulamentação do Renovabio) criam um ambiente favorável à descarbonização, impactando indiretamente o mercado de hidrogênio ao promover combustíveis e tecnologias limpas. O H2Brasil (Decreto nº 10.712/2021) e a Lei nº 14.299/2022 (Combustíveis do Futuro) são iniciativas recentes voltadas diretamente para o hidrogênio verde, com potencial de reduzir os custos ao promover a expansão da produção e o desenvolvimento de novas tecnologias. Por fim, o marco legal das startups (lei complementar nº 182/2021), embora tenha foco em startups, pode ter impacto significativo ao incentivar inovações que possam reduzir custos no setor de hidrogênio de baixo carbono.

Contudo, o mercado brasileiro ainda está em fase de definição dos critérios de sustentabilidade que deverão ser adotados para que o hidrogênio produzido no país seja classificado como verde, renovável ou de baixo carbono. Embora o Marco Legal do Hidrogênio tenha sido recentemente aprovado, estabelecendo as bases para essas definições, os critérios específicos ainda serão determinados por regulamentações futuras. Atualmente, a produção de hidrogênio é certificada por sistemas voluntários de

certificação, os quais estabelecem seus próprios parâmetros e exigências. A seguir uma descrição mais detalhada dos critérios estabelecidos pela regulamentação, sistemas de certificação voluntária e programas de incentivo.

#### *Critérios estabelecidos pela Regulacão*

O marco legal para o hidrogênio de baixo carbono foi recentemente aprovado pelo Congresso brasileiro e sancionado pelo presidente Luiz Inácio Lula da Silva, estabelecendo a Lei nº 14.948/2024. Este novo marco visa definir regras e incentivos para promover a indústria de hidrogênio de baixa emissão de carbono no Brasil.

Originado do Projeto de Lei (PL) 2.308/2023, o marco legal aborda a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono, estabelece incentivos para a indústria de hidrogênio de baixa emissão de carbono, cria o Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Rehidro), e institui o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC).

As principais definições estabelecidas pelo marco legal são:

- ***Hidrogênio de baixa emissão de carbono:*** Hidrogênio obtido a partir de diversas fontes de processo de produção, com emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) inferior ou igual a 7 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>, conforme análise do ciclo de vida.
- ***Hidrogênio renovável:*** Hidrogênio de baixa emissão de carbono obtido como hidrogênio natural ou a partir de fontes renováveis, incluindo a produção a partir de biomassa, etanol, outros biocombustíveis e eletrólise da água usando energias renováveis como solar, eólica, hidráulica, biomassa, etanol, biogás, biometano, gases de aterro, geotérmica e outras fontes a serem definidas pelo poder público.
- ***Hidrogênio verde:*** Hidrogênio produzido exclusivamente por eletrólise da água utilizando fontes de energia renováveis.

O projeto de lei também estabelece o Sistema Brasileiro de Certificação de Hidrogênio (SBCH2), que será de adesão voluntária para os produtores. As regras de governança do SBCH2 serão obrigatórias para todos os agentes certificadores de hidrogênio e seus derivados produzidos no território nacional. Os critérios para a certificação dos produtores serão definidos na regulamentação do marco legal.

Conforme a regulamentação, tanto o hidrogênio biogênico quanto o eletrolítico são classificados como hidrogênio de baixa emissão de carbono e estarão igualmente sujeitos às políticas de incentivo descritas, conforme detalhado na seção Programas de Incentivos.

#### *Critérios nos Sistemas de Certificação Voluntária*

Enquanto os critérios de sustentabilidade para o hidrogênio produzido no Brasil ainda não foram definidos por regulamentação específica, os projetos já certificados optaram por sistemas de certificação voluntários, que adotam critérios próprios para concessão de certificação.

Até o momento, poucos projetos foram certificados no Brasil. O primeiro projeto a receber certificação foi uma unidade da White Martins, localizada em Pernambuco,

utilizando o sistema de certificação internacional TÜV Rheinland. Além desse, os projetos piloto da EDP e da Furnas foram certificados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que lançou em 2022 um sistema de certificação voluntário e gratuito para projetos brasileiros.

Esses sistemas de certificação voluntária oferecem o benefício de critérios menos rigorosos em comparação com os estabelecidos pela União Europeia. Tanto a certificação da CCEE quanto a da TÜV Rheinland permitem a comprovação de que a energia elétrica utilizada na produção de hidrogênio é renovável por meio de contratos de compra de energia (PPAs) com usinas de geração de energia renovável ou pela conexão direta entre a planta de eletrólise e a instalação de geração. O sistema da TÜV Rheinland também permite a utilização de Certificados de Energia Renovável (RECs).

Além desses, existem outros sistemas de certificação internacionais aplicáveis ao hidrogênio produzido por eletrólise que poderiam ser utilizados no Brasil, como o *TÜV SÜD Standard CMS 70*, o *Green Hydrogen Standard* e o *ISCC Plus*. Estes sistemas também possuem critérios menos rigorosos quanto à renovabilidade da energia elétrica utilizada, permitindo comprovação via PPAs e/ou RECs. Os sistemas de certificação também impõem limites para a intensidade das emissões do hidrogênio produzido, variando entre 3,3 kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub> e 1 kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>.

Enquanto os sistemas de certificação voluntária para o hidrogênio eletrolítico são variados e apresentam critérios mais flexíveis, os sistemas disponíveis para certificar o hidrogênio biogênico no Brasil são mais limitados e exigem critérios adicionais. Os principais sistemas de certificação para o hidrogênio biogênico no Brasil são o ISCC e o RSB. O ISCC oferece a etiqueta ISCC EU para biocombustíveis destinados à Europa e o ISCC PLUS, que é mais abrangente em termos geográficos e flexível para os consumidores de hidrogênio. O RSB disponibiliza a etiqueta RSB EU RED Fuel Certification para a União Europeia e duas certificações gerais aplicáveis ao hidrogênio: RSB Global Fuels Certification e RSB Global Advanced Products Certification, para hidrogênio utilizado como combustível e como insumo, respectivamente (ISCC, 2024; RSB, 2024).

Os critérios adicionais para certificação de hidrogênio biogênico são:

- Para o **RSB**: O operador deve demonstrar que o produto é produzido de forma sustentável, atendendo aos Princípios e Critérios da RSB, que incluem:
  - Legalidade;
  - Planejamento, Monitoramento e Melhoria Contínua;
  - Emissão de gases de efeito estufa;
  - Direitos humanos e trabalhistas;
  - Desenvolvimento rural e social;
  - Segurança alimentar local;
  - Conservação;
  - Saúde do solo;
  - Qualidade da água;
  - Qualidade do ar;

- Uso de tecnologia, insumos e gestão de resíduos;
- Direitos sobre a terra.
- Para o **ISCC**: Os operadores econômicos que produzem biomassa sustentável devem cumprir com os seis Princípios de Sustentabilidade da ISCC, que se aplicam igualmente ao ISCC EU e ao ISCC PLUS:
  - Proteção de terras com alta biodiversidade ou alto estoque de carbono;
  - Produção ambientalmente responsável para proteger solo, água e ar;
  - Condições de trabalho seguras;
  - Cumprimento dos direitos humanos, laborais e fundiários;
  - Cumprimento de leis e tratados internacionais;
  - Boas práticas de gestão e melhoria contínua.

### *Programas de incentivo*

Os principais programas de incentivo no Brasil foram estabelecidos pela Lei 14.948/2024, que resultou da aprovação e sanção do Projeto de Lei 2308/2023. Esta legislação institui principalmente o programa Rehidro. O Projeto de Lei também previa a criação do Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC), mas essa parte foi vetada, levando à introdução do Projeto de Lei 3027/2024. Este novo projeto foi aprovado pelo Senado em 4 de setembro de 2024 e aguarda sanção presidencial (Brasil, 2024a).

Ambos os programas, Rehidro e PHBC, são destinados ao hidrogênio de baixa emissão de carbono. Os detalhes desses programas serão descritos a seguir.

### **Rehidro**

O Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Rehidro) prevê incentivos tributários por um período de cinco anos, a partir de 1º de janeiro de 2025, para os produtores de hidrogênio de baixa emissão de carbono no Brasil. Empresas envolvidas na comercialização, transporte e acondicionamento de hidrogênio, bem como na geração de energia elétrica e na produção de biocombustíveis utilizados na produção de hidrogênio, poderão se beneficiar do Rehidro, desde que atendam aos requisitos de habilitação. As empresas beneficiárias do Rehidro terão isenção de PIS e COFINS sobre os equipamentos, materiais de construção e mão de obra relacionados à instalação de projetos dentro da cadeia produtiva do hidrogênio, abrangendo desde a geração de energia elétrica até a produção, transporte e comercialização do hidrogênio.

Para se habilitar ao Rehidro, as empresas deverão atender a dois requisitos regulamentares:

- Percentual mínimo de utilização de bens e serviços de origem nacional no processo produtivo, dispensada a exigência quando não houver equivalente nacional disponível ou quando a quantidade produzida for insuficiente para atender à demanda interna.

- Investimento mínimo em pesquisa, desenvolvimento e inovação.

### **Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC)**

O PHBC concederá crédito fiscal a produtores ou compradores de hidrogênio de baixa emissão de carbono e seus derivados produzidos no Brasil. Para receber o crédito fiscal, a empresa deve ser beneficiária do Rehidro ou adquirir hidrogênio de empresas beneficiárias do Rehidro. O crédito fiscal poderá corresponder a até 100% da diferença entre o preço estimado do hidrogênio de baixa emissão de carbono e o preço estimado de bens substitutos, conforme regulamento.

A subvenção será definida por meio de um processo concorrencial. Entre 2028 e 2032, os créditos fiscais terão um limite global anual totalizando R\$ 18,3 bilhões, distribuídos da seguinte forma:

- 2028: R\$ 1,7 bilhão;
- 2029: R\$ 2,9 bilhões;
- 2030: R\$ 4,2 bilhões;
- 2031: R\$ 4,5 bilhões;
- 2032: R\$ 5,0 bilhões

A seleção dos vencedores será baseada, no mínimo, no menor valor do crédito por unidade de medida do produto. Além disso, serão priorizados projetos com menor intensidade de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) e maior potencial de adensamento da cadeia de valor nacional.

Os créditos fornecidos serão aplicados à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e poderão ser utilizados para: (i) compensação com débitos próprios, vencidos ou vencidos, relacionados a tributos administrados pela Secretaria Especial da Receita Federal do Brasil do Ministério da Fazenda; ou (ii) ressarcimento em dinheiro.

Caso o crédito fiscal não seja compensado, a Secretaria Especial da Receita Federal do Brasil efetuará o ressarcimento em até 12 (doze) meses a partir da data do pedido (Brasil, 2024b).

## **8. METODOLOGIA DA ABORDAGEM DE ANÁLISE DE CUSTOS**

---

Nesta seção, são detalhadas as principais etapas e métodos empregados na análise e comparação de potenciais rotas para a produção de hidrogênio e amônia de baixo carbono, considerando perspectivas técnicas, econômicas e ambientais. O objetivo é fornecer uma visão abrangente das tecnologias selecionadas e de seus impactos em diferentes dimensões, destacando aspectos críticos para a transição energética sustentável.

### **8.1. Hidrogênio de baixo carbono: Estrutura do estudo**

O presente estudo foi elaborado com o objetivo de analisar e comparar a viabilidade técnico-econômica da implantação de unidades de produção de hidrogênio de baixo carbono no Brasil, utilizando diversas rotas tecnológicas de produção como são: a eletrolise alcalina da água (ALK), a eletrolise da água com membrana polimérica trocadora de prótons (PEM), a reforma a vapor do biometano (SBMR), a reforma a vapor do etanol (ESR) e a decomposição

termocatalítica do biogás (DTBG). Além do mais, realizou-se uma análise comparativa da competitividade do hidrogênio e da amônia de baixo carbono nacional com outros países (Estados Unidos, Europa, China, Chile e Japão). Destaque-se que dita análise fundamentou-se em dados técnico e financeiros, tanto nacionais quanto internacionais.

Neste estudo, focou-se na demanda das seguintes fontes energéticas: (i) *rota eletrolítica*, na qual se considerou o consumo de eletricidade proveniente de fontes solares fotovoltaicas, eólicas (tanto onshore quanto offshore), hídricas (pequenas centrais hidrelétricas - PCH) e biomassa; (ii) *rota de reforma a vapor do biometano*, que adotou o consumo de biometano derivado de resíduos orgânicos; (iii) *rota de reforma a vapor do etanol*, onde se considerou o consumo de etanol produzido a partir da cana-de-açúcar; e (iv) *pirólise do biogás*, que considerou o consumo direto do biogás de resíduos.

As plantas de produção de hidrogênio de baixo carbono analisadas foram divididas em unidades pequeno, médio e grande porte. De acordo com a revisão da literatura apresentada nos relatórios anteriores, as unidades de pequeno porte (plantas de geração distribuídas) possuem capacidade de produção entre 100 e 1.500 quilos de hidrogênio por dia (0,14 – 2 MW). As instalações de médio porte (também conhecidas como semi-centrais) produzem entre 1.500 e 50.000 quilos por dia (2 – 69 MW). Já as unidades maiores (plantas de geração centralizadas) teriam capacidade de produção superior a 50.000 quilos de hidrogênio por dia (> 69 MW). No entanto, a produção de hidrogênio nas plantas de geração centralizada ainda é limitada pela ausência de escala, infraestrutura adequada de armazenamento e distribuição.

Além de considerar as treze configurações de sistemas, são analisados três cenários que buscam capturar as diferentes possibilidades de oferta e demanda de hidrogênio de baixo carbono. Esses cenários refletem as estimativas de produção de H<sub>2</sub>BC em diversos horizontes temporais, tornando-os relevantes para a formulação de soluções energéticas sustentáveis. Os três cenários são descritos da seguinte forma:

- **C1 (transição inicial, 2025-35):** Nesse horizonte, assume-se que a demanda por H<sub>2</sub>BC cresce pelas metas nacionais e globais de descarbonização, embora ainda esteja em fase de transição. A produção por eletrolise PEM está em processo de *ramp-up* (capacidade específica de 1-5 MW), embora os custos permaneçam elevados, apesar de inovações que visam reduzi-los. Por sua vez, a eletrolise ALK continua a dominar a produção de hidrogênio eletrolítico devido à sua maturidade e custos mais baixos (capacidade específica de 5-10 MW), embora ainda enfrente limitações em eficiência em comparação à PEM. A reforma a vapor de biometano começa a ganhar destaque, especialmente em áreas agrícolas, oferecendo uma opção de hidrogênio de baixo carbono com custos competitivos (capacidade específica < 2 MW). A reforma a vapor de etanol e pirólise de biogás, por sua vez, ainda estão em estágios iniciais (capacidade específica < 1 MW).
- **C2 (expansão e maturidade tecnológica, 2035-45):** Nesse cenário, pressupõe-se que o hidrogênio de baixo carbono se consolida como uma fonte relevante de energia,

com a produção escalada através de várias tecnologias. A eletrolise PEM atinge a maturidade tecnológica (capacidade específica de 10-50 MW por unidade) e seus custos se aproximam dos da eletrolise ALK, sendo especialmente útil em projetos descentralizados e transporte pesado. A eletrólise ALK se consolida como a principal tecnologia para a produção em massa de hidrogênio eletrolítico, especialmente em aplicações industriais e injeção em redes de gás natural, alcançando competitividade em larga escala através da otimização tecnológica (capacidade específica de 50-100 MW por unidade). Paralelamente, a reforma a vapor de biometano se estabelece como uma opção viável (capacidade específica de 2-10 MW), enquanto a reforma de etanol se torna uma alternativa viável (capacidade específica < 5 MW), integrando economias rurais e sistemas de transporte. Por fim, a pirólise do biogás se apresenta como uma solução viável com pegada de carbono negativa, especialmente no transporte pesado e marítimo.

- **C3 (Escala total e domínio tecnológico, 2045-55):** Neste cenário, as tecnologias de produção de hidrogênio de baixo carbono atingem plena maturidade, apresentando alta competitividade e integração com fontes renováveis. A tecnologia PEM se consolida com ampla adoção, sendo utilizada para a produção em larga escala, com capacidade específica de 50-200 MW por unidade, custos competitivos e eficiência significativamente aprimorada. A eletrólise ALK permanece como a principal tecnologia para a produção de hidrogênio eletrolítico em mega-plantas, com capacidade específica de 100-500 MW por unidade, sustentando grandes projetos industriais e de exportação, completamente integrada às cadeias de produção e com custos otimizados. A reforma a vapor de biometano se estabelece como uma fonte consolidada de hidrogênio de baixo carbono, substituindo a produção de hidrogênio cinza e azul no país, com capacidade específica de 10-50 MW. A reforma de etanol alcança seu máximo potencial, com capacidade específica inferior a 30 MW, promovendo uma produção descentralizada que fortalece a economia rural e contribui para a descarbonização dos setores de transporte e indústria. Por fim, a pirólise do biogás se desenvolve, embora com capacidade específica baixa a moderada (1-30 MW), se estabelecendo em setores na indústria metalúrgica, de cimento e cerâmica, entre outras.

É importante destacar que as variações nos dados utilizados ao longo das seções seguintes para a estimativa dos cenários de produção de hidrogênio de baixo carbono refletem as incertezas inerentes ao desenvolvimento tecnológico e às condições de mercado. Esses dados quantitativos possibilitam a modelagem de cenários que ilustram as trajetórias potenciais de diversas tecnologias, como a eletrólise PEM e ALK, a reforma a vapor de biometano e etanol, e a pirólise do biogás.

Com base nessas estimativas, foi possível analisar e comparar a viabilidade econômica e técnica de cada abordagem, considerando variáveis críticas como a redução de custos de capital (CAPEX), custos operacionais (OPEX), preços de energia, entre outras. Dessa forma, esse exercício teórico desempenha um papel fundamental na orientação e compreensão das dinâmicas do mercado de H<sub>2</sub>BC e seus derivados, como a amônia (NH<sub>3</sub>).

## 8.2. Fundamentos para a Análise Econômica

Uma avaliação econômica envolve uma infinidade de variáveis; conseqüentemente, existem diversos métodos econômicos para mensurar os potenciais custos dos energéticos. No entanto, o Custo Nivelado de um Produto (LCOX do inglês *Levelized Cost of a Product*) se destaca como uma métrica essencial (Friedl *et al.*, 2023). O LCOX é uma ferramenta analítica utilizada para avaliar as despesas totais associadas à produção de energéticos ao longo de todo o seu ciclo de vida. Essa análise abrange desde os custos de capital (CAPEX do inglês *Capital Expenditures*), que incluem a aquisição de equipamentos, infraestrutura e tecnologia, até os custos operacionais (OPEX do inglês *Operational Expenditures*), relacionados à operação, manutenção e insumos necessários ao processo produtivo.

Além de ser uma métrica valiosa para a avaliação de competitividade de diversos produtos como, eletricidade (LCOE do inglês *Levelized Cost of Energy*), hidrogênio (LCOH do inglês *Levelized Cost of Hydrogen*), ou Amônia (LCOA do inglês *Levelized Cost of Ammonia*) em relação a outras fontes energéticas, o LCOX também orienta decisores políticos, investidores e participantes da indústria na alocação de recursos e na definição de estratégias para uma produção de um energético sustentável e economicamente viável.

Diversos fatores influenciam o LCOX, no caso específico do H<sub>2</sub>, a tecnologia de produção e a fonte de energia utilizadas são os mais determinantes. Tecnologias como a reforma a vapor do biometano (SBMR do inglês *Steam Bio-Methane Reforming*), a reforma a vapor do etanol (ESR do inglês *Ethanol Steam Reforming*), a decomposição termocatalítica do biogás (DTBG), e a eletrólise, que pode ser alimentada por eletricidade da rede ou diretamente por fontes de energia renovável, apresentam custos e implicações ambientais distintos. Entre essas, a eletrólise alimentada diretamente por fontes de energia renovável é amplamente reconhecida como uma das opções mais sustentáveis (veja mais detalhes no relatório I). Contudo, sua competitividade econômica está intimamente ligada ao custo da eletricidade (LCOE), que pode variar consideravelmente dependendo do local e das condições de mercado. Essa variação é crucial na análise de viabilidade econômica do hidrogênio produzido por diferentes tecnologias, tornando o LCOH uma ferramenta indispensável para o planejamento e desenvolvimento de projetos no setor de hidrogênio.

### 8.2.1. Cálculo do LCOH

O cálculo do LCOH, ao igual que o LCOE (do inglês *Levelised Cost Of Energy*), é baseado na equivalência entre o valor presente da soma das receitas descontadas e o valor

presente da soma dos custos descontados. Em outras palavras, se o preço de mercado do hidrogênio for igual ao custo médio de produção de hidrogênio ao longo da vida útil de um projeto, o investidor alcançará o ponto de equilíbrio no projeto de investimento. Essa equivalência entre as receitas descontadas ao longo da vida útil e o LCOH baseia-se em duas suposições importantes:

1. A taxa de desconto real  $r$  usada para descontar custos e benefícios é estável, a mesma para todas as tecnologias e não varia durante a vida útil do projeto em questão. Normalmente, o custo de financiamento das tecnologias (também referido como custo médio ponderado de capital (WACC do inglês *Weighted Average Cost of Capital*) ou taxa de obstáculo) é aplicado como a taxa de desconto. De acordo com o relatório da IRENA intitulado "*The Cost of Financing for Renewable Power*" (IRENA, 2023), são utilizadas diferentes taxas de desconto para avaliar o custo de financiamento: 3%, que corresponde aproximadamente ao "custo social do capital"; 8%, que reflete o custo de capital de uma grande empresa em um mercado desregulado ou reestruturado; e 12%, que é indicativo do custo de capital em um ambiente com riscos relativamente maiores. Embora na prática o CAPEX, e, portanto, a taxa de desconto relevante, possa variar entre diferentes tecnologias, assumir um custo de capital idêntico para todas as tecnologias permite comparar os custos entre tecnologias e regiões.
2. O preço de mercado do hidrogênio " $P_{H_2}$ " é estável e não muda durante a vida útil do projeto. Logo, toda a produção, assumindo um fator de capacidade constante, é vendida a essa tarifa.

Com o desconto anual, o cálculo do LCOH começa com a Equação (1), que expressa a igualdade entre o valor presente da soma das receitas descontadas e o valor presente da soma dos custos descontados, incluindo os pagamentos aos provedores de capital. O subscrito  $t$  denota o ano em que ocorre a venda da produção ou o desembolso de custos. A soma se estende desde o início da preparação da construção até o final do desmantelamento, incluindo o valor descontado naquela época dos custos futuros de gestão de resíduos. Todas as variáveis são reais, ou seja, líquidas de inflação. No lado esquerdo, encontra-se a soma descontada dos benefícios e, no lado direito, a soma descontada dos custos.

$$\sum_{t=0}^N [(P_{H_2} * Q_{H_2}) * (1 + r)^{-t}] = \sum_{t=0}^N (CAPEX_t + OPEX_t + Ene_t + CO2_t + D_t) * (1 + r)^{-t} \quad (1)$$

$P_{H_2}$  = Remuneração constante ao fornecedor pelo hidrogênio ao longo da vida útil;

$Q_{H_2}$  = Quantidade de hidrogênio produzido anualmente (MWh ou kg);

$(1+r)^{-t}$  = Taxa de desconto real correspondente ao custo de capital;

$CAPEX_t$  = Despesas de capital no ano  $t$ ;

$OPEX_t$  = Despesas operacionais no ano  $t$ ;  
 $Ene_t$  = Custo do energético essencial consumido no ano  $t$ ;  
 $CO2_t$  = Custo de carbono no ano  $t$ ;  
 $D_t$  = Custos de descomissionamento e gestão de resíduos no ano  $t$

Como o  $P_{H_2}$  é constante ao longo do tempo, ele pode ser retirado da soma, e a Equação (1) pode ser transformada em (2):

$$LCOH = P_{H_2} = \frac{\sum_{t=0}^N (CAPEX_t + OPEX_t + Ene_t + CO2_t + D_t) * (1 + r)^{-t}}{\sum_{t=0}^N [Q_{H_2} * (1 + r)^{-t}]} \quad (2)$$

Pode haver confusão se a Equação (2) for analisada fora de contexto. Nessa equação, pode parecer que  $Q_{H_2}$  está sendo descontado. No entanto, como o  $P_{H_2}$  é constante, ele pode ser retirado da soma das receitas ao longo da vida útil da planta, e ambos os lados da Equação (1) podem ser divididos por essa soma. Não é  $Q_{H_2}$  que está sendo descontada, mas sim a receita gerada por essa produção de hidrogênio. A receita obtida hoje tem mais valor para o investidor/proprietário/operador do que a receita futura. Portanto, não é a produção em si que é descontada, mas o seu valor econômico. Esse é um procedimento padrão na contabilidade de custo-benefício.

### 8.2.2. Custo nivelado da $NH_3$

A definição de custo nivelado da amônia é análoga às definições de LCOE e LOCH, apresentando um encadeamento semelhante: enquanto o LCOE serve como insumo para o cálculo do LCOH, este último, por sua vez, é um dado necessário para o cálculo do LCOA (*Levelized Cost of Ammonia*).

$$LCOH = P_{H_2} = \frac{\sum_{t=0}^N (CAPEX_t + OPEX_t + Ene_t + CO2_t + D_t) * (1 + r)^{-t}}{\sum_{t=0}^N [Q_{H_2} * (1 + r)^{-t}]} \quad (3)$$

Do ponto de vista técnico, é relevante destacar que a tecnologia para a produção de amônio é bastante madura, e seria natural considerar o hidrogênio de baixo carbono como um substituto para o hidrogênio “cinza”. No entanto, para que essa transição seja viável, é necessário enfrentar o desafio de desenvolver projetos de baixo ou nulo carbono em uma escala suficientemente grande para atender à demanda de uma planta convencional de Haber-Bosch, o que pode exigir centenas de megawatts (MW).

Uma alternativa para lidar com o desafio da escala está no desenvolvimento de plantas de amônia de menor capacidade (como citadas no relatório III), que sejam compatíveis com projetos de  $H_2BC$  na faixa de dezenas de MW. Esse tipo de planta está atualmente em desenvolvimento, e os principais desafios envolvem a miniaturização dos equipamentos e a flexibilidade operacional necessária. Isso significa que as plantas de Haber-Bosch precisarão operar em faixas de capacidade mais amplas do que o habitual.

Assim, a integração do  $H_2BC$  na produção de amônia não apenas requer a superação de desafios técnicos relacionados à escala e à operação, mas também a adaptação das instalações existentes a uma nova realidade de fornecimento energético. Essa transição será crucial para garantir a viabilidade econômica e a sustentabilidade do processo de produção de amônio em um contexto de crescente demanda por soluções energéticas mais limpas e eficientes.

### 8.3. Elementos para a Análise Ambiental

O método empregado para a análise ambiental neste estudo baseou-se na variação da pegada de carbono, que quantifica o total de emissões emitidas/evitadas de gases de efeito estufa, tanto de maneira direta quanto indireta, atribuídas a indivíduos, eventos, organizações ou produtos.

Para a determinação das emissões emitidas/evitadas de CO<sub>2eq</sub>, foi utilizada a equação (4) conforme proposto por (Hiloidhari *et al.*, 2021). Esta equação considera a demanda de energia renovável (P<sub>E-CL, i</sub>) multiplicado pelo fator de emissão (F<sub>ER, i</sub>) relacionadas à cadeia de produção de cada tipo de energético, permitindo assim uma estimativa dos potenciais benefícios ambientais associados à transição para fontes de energia mais sustentáveis.

---

$$CO_{2eq} = P_{E-CL,i} \cdot F_{ER,i} \tag{4}$$

---

É fundamental salientar que, no cenário atual, diversas iniciativas estão sendo desenvolvidas para estabelecer princípios, critérios e indicadores que visam medir e avaliar o desempenho ambiental das cadeias de produção de H<sub>2</sub>BC, os quais são organizados em seus próprios contextos. Os fatores empregados neste estudo foram extraídos de pesquisas realizadas por (IEA Bioenergy Task 37, 2017; MCTI, 2024; Silva dos Santos *et al.*, 2018; UNICA, 2024), onde foram quantificadas as emissões emitidas/evitadas por meio da análise do ciclo de vida (ACV) dos energéticos de interesse. A Tabela 1 apresenta os fatores de emissão atribuídos a cada tipo de energético considerado.

**Tabela 8.1. Fatores de emissão por energético de interesse**

---

|  | <b>ET<sub>CA</sub></b> | <b>BG<sub>Mix</sub></b> | <b>Bio-CH<sub>4</sub></b> | <b>Red<sub>BR</sub></b> |
|--|------------------------|-------------------------|---------------------------|-------------------------|
| <b>F<sub>ER</sub> [gCO<sub>2e</sub>/MJ<sub>ER</sub>]</b> | 26                     | -27,39                  | -16,43                    | 10,69                   |

---

Onde: ET<sub>CA</sub> refere-se ao etanol de cana-de-açúcar, BG<sub>Mix</sub> corresponde ao biogás proveniente de resíduos agrícolas ou urban,o e Red<sub>BR</sub> representa a rede elétrica brasileira. É importante destacar que as emissões associadas ao ET<sub>CA</sub> consideram apenas a produção de primeira geração (1G). No caso do biogás /biometano de resíduos, o fator de emissão apresenta grande variabilidade, sendo o valor adotado uma média das emissões evitadas ao longo de sua cadeia de produção. Por fim, o fator de emissão adotado para a rede elétrica brasileira corresponde ao valor registrado em 2023, equivalente a 38,5 kg CO<sub>2eq</sub>/MWh.

### 8.4. Métricas do Hidrogênio neste relatório

As métricas relacionadas ao hidrogênio são usadas para quantificar sua capacidade de produção, armazenamento e consumo, bem como os custos associados. Posto isto, tal abordagem pode ser feita de diferentes maneiras. Dado que o hidrogênio será utilizado como insumo energético em setores de uso final, a definição padrão adotada neste relatório refere-se à capacidade e quantidades em termos de unidades de energia: megawatts (MW) e megawatts-hora (MWh). Neste contexto, empregou-se o parâmetro energético *valor calorífico superior* (HHV, sigla em inglês para *Higher heating value*)<sup>3</sup> para expressar MWh,

---

<sup>3</sup> O HHV refere-se à quantidade total de calor liberada durante a combustão de uma unidade de combustível, incluindo o calor latente armazenado no vapor de água gerado (39,4 kWh/kg H<sub>2</sub>). Já o LHV corresponde à

dado que se pressupõe que todos os sistemas adotados possuem uma configuração para recuperar o máximo de energia térmica possível do vapor d'água gerado, refletindo assim o potencial energético total do hidrogênio. A Tabela 2 apresenta uma visão geral das métricas mais comuns relacionadas ao hidrogênio.

**Tabela 8.2. Métricas**

| <b>Produção</b>                                       |  |                                      |  |
|---|--|--------------------------------------|--|
| <i>MWh de H<sub>2</sub> (HHV)</i>                     | <i>MWh de H<sub>2</sub> (LHV)</i>  | <i>kg de H<sub>2</sub></i>           | <i>Nm<sup>3</sup> de H<sub>2</sub></i> |
| 1   | 0,85   | 25,4                                 | 282                                    |
| <b>Conversão de capacidade em produção de energia</b> |  |                                      |  |
| <i>MW de H<sub>2</sub> (HHV)</i>                      | <i>MWh de H<sub>2</sub> (HHV)</i>  |                                      |  |
| 1   | 1 MW de H <sub>2</sub> (HHV) * 24 h * 365 dias * FC (%) da tecnologia <sup>4</sup> |                                      |  |
| <b>Métricas comuns de LCOH</b>                        |  |                                      |  |
| <i>USD/ MW de H<sub>2</sub> (HHV)</i>                 | <i>USD/ MW de H<sub>2</sub> (LHV)</i>  | <i>USD/kg de H<sub>2</sub> (HHV)</i> |  |
| 1   | 1,18   | 0,039                                |  |

Ao longo deste relatório, utilizaremos as siglas MW e MWh para se referir, respectivamente, a megawatts de hidrogênio (HHV) e megawatts-hora de hidrogênio (HHV), a menos que indicado de outra forma. Além disso, os custos nivelados do hidrogênio (LCOH), definidos na Seção 2 e 3, podem ser expressos em termos de custo por MWh de hidrogênio (HHV) ou kg (adotando  $\rho_{@ 0^{\circ}\text{C}, 1 \text{ bar}}$  de 0,09 kg/Nm<sup>3</sup>). Portanto, todas as discussões sobre custos e produção ao longo deste documento seguirão essa padronização, garantindo uma abordagem uniforme e compreensível para todos os leitores. Essa padronização é essencial para assegurar a precisão nos cálculos e comparações, facilitando assim a análise econômica e técnica do uso do hidrogênio como fonte de energia em diversos setores.

## 9. PREMISSAS DE ASPECTO TÉCNICO E ECONÔMICO

Neste apartado, são apresentados e detalhados os parâmetros técnicos, econômicos e ambientais adotados para as diferentes rotas tecnológicas de produção de hidrogênio de baixo carbono, bem como para o caso específico da produção de amônia de baixo carbono. As informações aqui descritas foram cuidadosamente compiladas a partir de publicações nacionais e internacionais, garantindo uma base sólida e abrangente para a análise.

Cabe destacar que os critérios para a seleção das tecnologias, como maturidade tecnológica, viabilidade econômica e impacto ambiental, foram previamente discutidos e validados em documentos que antecederam este. Tal abordagem permitiu estabelecer uma

---

quantidade de calor disponível no combustível após a dedução do calor latente de vaporização contido no HHV (33,3 kWh/kg H<sub>2</sub>).

<sup>4</sup> Fator de capacidade (FC) é uma métrica que quantifica a eficiência de uma instalação de geração de energia, calculando a relação entre a energia efetivamente gerada e a energia máxima que poderia ser produzida em plena capacidade durante um período específico.

fundamentação robusta para as projeções e análises apresentadas neste relatório, considerando tanto o estado da arte quanto as tendências futuras do setor.

## 9.1. Eletrólise da água

A eletrólise é um processo que utiliza eletricidade para dissociar a molécula da água ( $H_2O$ ) em hidrogênio ( $H_2$ ) e oxigênio ( $O_2$ ). Há planos para desenvolver unidades e plantas de eletrólise em diversas escalas, atingindo até centenas de megawatts no 2050 (Hydrogen Europe, 2024; IEA, 2024; IRENA, 2020). No entanto, esses projetos maiores são normalmente compostos por múltiplos módulos ou pilhas menores. Para uma descrição mais detalhada dos processos eletrolíticos remeter-se aos relatórios antecessores a este.

### 9.1.1. ALK

A eletrólise alcalina é a forma mais desenvolvida de eletrólise, contando com mais de 90 anos de experiência operacional. Nesse processo, a reação que separa a água em hidrogênio e oxigênio ocorre entre dois eletrodos em uma solução composta de água e eletrólito líquido (Ansar *et al.*, 2022). A eficiência de conversão elétrica da eletrólise alcalina deve aumentar de 74% em 2025 para 82% em plantas que entrarem em operação em 2050 (Emam *et al.*, 2024). Embora a eletrólise alcalina tenha a capacidade de aumentar e diminuir a produção de forma mais rápida do que as plantas de reforma de gás, ela apresenta uma resposta mais lenta a variações na oferta de eletricidade em comparação com outras tecnologias de eletrólise, como a de Membrana de Troca Protônica (PEM). Isso pode tornar mais difícil e custoso integrá-la de forma eficiente a fontes de energia renováveis variáveis.

Para representar as tendências técnicas e caracterizar os possíveis efeitos da economia de escala, o sistema eletrolítico ALK foi desenvolvido para atender às capacidades atuais e prospectivas de potência identificadas na literatura (Hydrogen Europe, 2024; IEA, 2024; IRENA, 2020), sendo 10 MW em 2025-30, 75 MW em 2030-40 e 300 MW em 2040-50. Os parâmetros técnicos resultantes do sistema eletrolítico ALK adotados na estimativa do presente estudo estão sintetizados na Tabela 3.

**Tabela 9.1. Parâmetros técnicos adotados para os cenários 1, 2 e 3 do sistema ALK**

| Parâmetros Técnicos                           | C1    | C2      | C3      |
|---|-------|---------|---------|
| Potência do Sistema eletrolítico [MW]         | 10    | 75      | 300     |
| Pressão de operação [bar]                     | 1     | 1       | 1       |
| Temperatura de operação [°C]                  | < 80  | < 80    | < 80    |
| Produção máxima [ $Nm^3/h$ ]                  | 2.820 | 21.150  | 84.602  |
| Produção máxima [kg/h]                        | 253,8 | 1.903,6 | 7.614,2 |
| Consumo específico do stack [kWh/kg $H_2$ ]   | 53,2  | 50,5    | 48,0    |
| Consumo específico do sistema [kWh/kg $H_2$ ] | 54,7  | 52,5    | 49,3    |
| Eficiência do stack [%]                       | 74    | 78      | 82      |
| Eficiência do sistema [%]                     | 72    | 75      | 80      |
| Perda de eficiência [%/ano]                   | 1     | 1       | 1       |
| Vida útil do sistema [ano]                    | 20    | 20      | 20      |

### 9.1.2. PEM

A eletrólise por Membrana de Troca Protônica (PEM) utiliza um polímero sólido condutivo ionicamente para dissociar a água, e espera-se que alcance eficiências de conversão elétrica de 72% em 2025, aumentando para 82% em plantas que entrarem em operação em 2050 (Sezer *et al.*, 2025). A eletrólise PEM oferece uma rápida capacidade de despacho e redução da produção para acompanhar a geração de energia, como, por exemplo, proveniente de fontes renováveis (Shiva Kumar; Lim, 2022). Portanto, é ideal para ser integrada a parques eólicos ou usinas solares dedicadas, visando a produção de hidrogênio de baixo carbono ou a resposta rápida à demanda da rede elétrica.

Para representar as tendências técnicas e caracterizar os possíveis efeitos da economia de escala, o sistema eletrolítico PEM foi desenvolvido para atender às capacidades atuais e perspectivas de potência identificadas na literatura (Hydrogen Europe, 2024; IEA, 2024; IRENA, 2020), sendo 5 MW em 2025-30, 30 MW em 2030-40 e 100 MW em 2040-50. Os parâmetros técnicos resultantes do sistema eletrolítico PEM adotados na estimativa do presente estudo estão sintetizados na Tabela 4.

**Tabela 9.2. Parâmetros técnicos adotados para os cenários 1, 2 e 3 do sistema PEM**

| <b>Parâmetros Técnicos</b>                             | <b>C1</b> | <b>C2</b> | <b>C3</b> |
|--|-----------|-----------|-----------|
| Potência do Sistema eletrolítico [MW]                  | 5         | 30        | 100       |
| Pressão de operação [bar]                              | < 30      | < 80      | < 80      |
| Temperatura de operação [°C]                           | < 80      | < 80      | < 80      |
| Produção máxima [Nm <sup>3</sup> /h]                   | 1.410     | 8.460     | 28.201    |
| Produção máxima [kg/h]                                 | 126,9     | 761,4     | 2.538,1   |
| Consumo específico do stack [kWh/kg H <sub>2</sub> ]   | 54,7      | 51,8      | 48,0      |
| Consumo específico do sistema [kWh/kg H <sub>2</sub> ] | 56,3      | 54,0      | 49,3      |
| Eficiência do stack [%]                                | 72        | 76        | 82        |
| Eficiência do sistema [%]                              | 70        | 73        | 80        |
| Perda de eficiência [%/ano]                            | 1         | 1         | 1         |
| Vida útil do sistema [ano]                             | 20        | 20        | 20        |

### 9.1.3. Custos da cadeia de produção eletrolítica

Diversos fatores influenciam significativamente o custo do hidrogênio eletrolítico, como destacado por (Agora Industry, 2023). Entre os principais, destacam-se: (i) o custo de investimento na planta de eletrólise, com ênfase no eletrolisador, que representa o principal equipamento e componente determinante do CAPEX; (ii) o custo de aquisição da eletricidade renovável, que é a principal insumo energético do processo produtivo e tem impacto direto sobre o OPEX; e (iii) o fator de capacidade e a eficiência do conjunto gerador-eletrolisador, que afetam tanto o aproveitamento da energia disponível quanto a produtividade global do sistema.

Dada a relevância desses fatores, os modelos e parâmetros adotados para a análise foram fundamentados nesses fatores econômicos. Essa abordagem permite capturar as variáveis críticas que determinam o custo final do hidrogênio eletrolítico, além de avaliar sua

competitividade em diferentes cenários de fornecimento de eletricidade renovável e evolução tecnológica.

### CAPEX

O CAPEX inclui todos os componentes essenciais de um eletrólizador "turnkey" (pronto para uso) (Tabelas 3 e 4). Além disso, o CAPEX depende fortemente do desempenho do sistema de eletrólise. Contudo, diversos estudos tem estimado a trajetória de custo do *stack* de eletrólizadores ALK e PEM, com base em dados de P&D contínuos, efeitos de escala e *learning curve*.

Entretanto, os trabalhos desenvolvidos por (Zun; McLellan, 2023) e (Reksten *et al.*, 2022) fornecem estimativas mais recentes que apresentam maior convergência na modelagem do CAPEX do *stack* como função do tamanho dos módulos. Com base nesses estudos, o custo do CAPEX pode ser aproximado pelos seguintes polinômios:

---

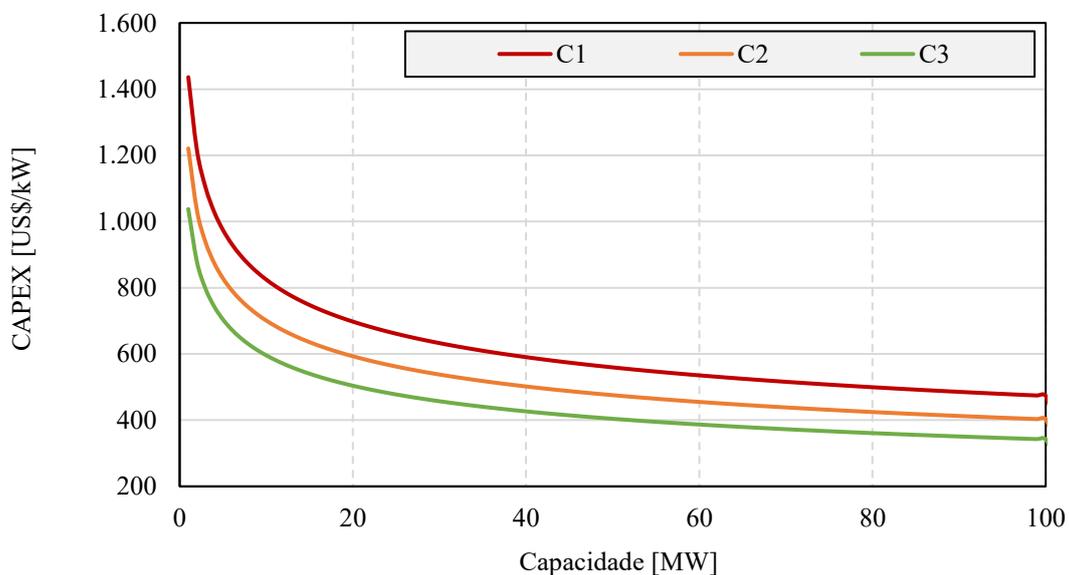

$$\text{Fator de escala do CAPEX ALK: } X^{-0,251} \quad (5)$$

$$\text{Fator de escala do CAPEX PEM: } X^{-0,364} \quad (6)$$


---

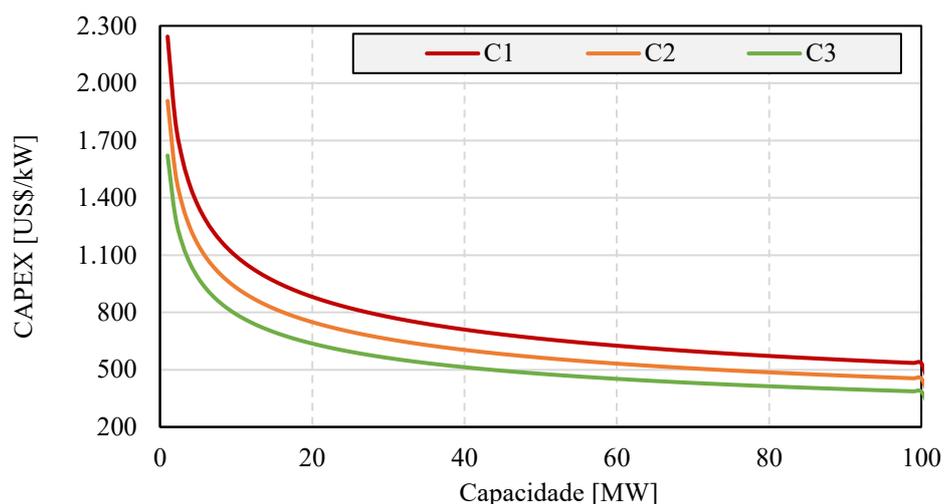
Neste contexto, "X" refere-se à potência nominal elétrica do tipo de *stack* (variando de 1 a 100), medida em megawatts (MW). Esse fator de escala permite a comparação do CAPEX para eletrólizadores tipo ALK ou PEM de diferentes capacidades.

É relevante notar que essa abordagem não é exata, e a base de dados subjacente ao polinômio requer atualizações contínuas. Nas Figuras 1 e 2, os polinômios são representados graficamente, e observa-se que o CAPEX específico de um eletrólizador ALK de 10 MW corresponde a cerca de 42,5% do CAPEX específico de um sistema de 1 MW (Figura 1). Para eletrólizadores de 100 MW, o CAPEX específico diminui para aproximadamente 67%.



**Figura 9.1. Curva de aprendizado resultante para *stack* tipo ALK com uma incerteza de  $\pm 15\%$  no CAPEX inicial**

No tocante ao *stack* do tipo PEM, observa-se que o CAPEX específico de um eletrólizador de 10 MW corresponde a cerca de 51,2% do CAPEX específico de um sistema de 1 MW (Figura 2). Para eletrólizadores de 100 MW, o CAPEX específico diminui para aproximadamente 76%.



**Figura 9.2. Curva de aprendizado resultante para stack tipo PEM com uma incerteza de  $\pm 15\%$  no CAPEX inicial**

Com base nas projeções apresentadas nas Figuras 1 e 2, os valores adotados para o CAPEX (US\$/kW) do stack do tipo ALK foram de 824,6, 431,3 e 262,5 para os cenários C1, C2 e C3, respectivamente. Além do CAPEX do stack, foi considerado um acréscimo de 49%, 46% e 43% referente aos componentes auxiliares (Aliaksei Patonia; Rahmat Poudineh, 2022), que incluem o sistema eletrônico de potência, sistema de condicionamento de gás e o BoP, para os mesmos cenários. A Tabela 5 resume os valores desagregados para cada componente e cenário.

**Tabela 9.3. Custos de capital médio da produção de H<sub>2</sub>BC a partir da eletrólise ALK para os diferentes cenários**

|                                 | ALK            |              |              |
|---------------------------------|----------------|--------------|--------------|
|                                 | C1             | C2           | C3           |
| Capacidade (MW)                 | 10             | 75           | 300          |
| <b>CAPEX total (US\$/kW)</b>    | <b>1.228,6</b> | <b>629,7</b> | <b>357,3</b> |
| Stack                           | 51 %           | 54%          | 57%          |
| Sis. Electrónico de potência    | 14 %           | 11%          | 8%           |
| Sis. de acondicionamento de gás | 15 %           | 12%          | 9%           |
| Balance of plant (BoP)          | 20 %           | 23%          | 26%          |

Da mesma forma, os valores de CAPEX (US\$/kW) estimados para o stack do tipo PEM foram de 1.358,1, 660,0 e 385,3, nos cenários C1, C2 e C3, respectivamente. Além do CAPEX do *stack*, foram aplicados acréscimos de 40%, 37% e 34% para os componentes auxiliares (Aliaksei Patonia; Rahmat Poudineh, 2022), incluindo o sistema eletrônico de potência, o sistema de condicionamento de gás e o BoP, correspondentes aos cenários C1, C2 e C3. A Tabela 6 sintetiza os valores desagregados desses componentes para cada cenário.

**Tabela 9.4. Custos de capital médio da produção de H<sub>2</sub>BC a partir da eletrólise PEM para os diferentes cenários**

|                              | PEM            |              |              |
|------------------------------|----------------|--------------|--------------|
|                              | C1             | C2           | C3           |
| Capacidade (MW)              | 5              | 30           | 100          |
| <b>CAPEX total (US\$/kW)</b> | <b>1.901,4</b> | <b>904,3</b> | <b>516,4</b> |
| Stack                        | 60 %           | 63%          | 66%          |
| Sis. Electrónico de potência | 15 %           | 14%          | 13%          |

|                                |      |     |     |
|--------------------------------|------|-----|-----|
| Sis. de condicionamento de gás | 10 % | 9%  | 8%  |
| Balance of plant (BoP)         | 15 % | 14% | 13% |

### *OPEX fixo*

Os custos operacionais (OPEX) fixos são geralmente apresentados na literatura como uma porcentagem anual do CAPEX, variando entre 1,5% e 5,0%. Essa variação ocorre devido aos diferentes tipos de eletrólisadores, às previsões de desenvolvimento de preços e às divergências entre fabricantes de diferentes países. Esses valores abrangem os custos estimados com pessoal, seguros, manutenção, serviços, água e demais insumos necessários para o funcionamento do eletrólizador. Por isso, neste relatório foi adotado uma variação de 3%, 2,5% e 2% para ALK; e de 5%, 4,5% e 4% para PEM, nos cenários C1, C2 e C3, respectivamente.

### *Custo do fornecimento de eletricidade*

O tipo de fornecimento de eletricidade e a estratégia operacional de um sistema de hidrogênio eletrolítico, é crucial para viabilizar uma solução economicamente atraente. Neste estudo, duas opções de fornecimento de eletricidade serão consideradas: (i) conexão direta à rede, presume-se que uma rede existente esteja disponível e que o eletrólizador possa ser conectado diretamente; e (ii) conexão *off-grid*, se pressupõe que a planta de eletrólise é construída em uma área sem uma rede elétrica robusta e precisa ser conectada a uma planta de geração renovável.

No referente a conexão direta à rede, seus usos permitem que os produtores de hidrogênio “verde” operem com um fator de capacidade constante e máximo, igualando sua disponibilidade, uma vez que a manutenção anual é contabilizada (cerca de 91,5% para as tecnologias eletrolíticas, conforme detalhado por (Aurecon, 2023)). Ainda não está claro qual tipo de acordo de fornecimento os produtores de hidrogênio poderão garantir, onde exatamente se conectariam à rede (distribuição ou transmissão) ou quais custos relacionados às políticas de eletricidade enfrentariam. Diante das incertezas relacionadas aos custos de energia, este relatório adota como referência o valor médio do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) nacional anual, comercializado no Ambiente de Contratação Livre (ACL) desde 2018. Considera-se que a energia adquirida será de fonte renovável, com a compra realizada por meio de contratos de longo prazo (PPA). Nesse contexto, os valores históricos variaram entre R\$ 182/MWh e R\$ 282/MWh (Castro *et al.*, 2023).

Na Tabela 7, constam os valores médios de eletricidade por PPA em cada cenário analisado. Destaca-se que a redução projetada nesses valores se baseia em hipóteses fundamentadas no aumento da participação de fontes renováveis na matriz energética, na modernização e expansão das redes de transmissão, bem como na implementação de políticas energéticas e regulações favoráveis ao setor.

**Tabela 9.5. Custo associado ao fornecimento de energia elétrica por PPA**

|                                    | <b>C1</b> | <b>C2</b> | <b>C3</b> |
|------------------------------------|-----------|-----------|-----------|
| Preço eletricidade PPA [R\$/MWh]   | 233       | 158       | 70        |
| Preço eletricidade PPA [US\$/MWh]* | 40,8      | 27,7      | 12,2      |

\* Taxa de câmbio de 5,71 R\$/US\$

Na opção de conexão *off-grid*, assumiu-se de forma simplificada que a capacidade da fonte corresponde à capacidade do eletrólizador ao qual está conectada (ou seja, sem

superdimensionamento), isto permite que o processo de eletrólise opere com o mesmo fator de capacidade da fonte de energia dedicada. Os sistemas eletrolíticos podem ser conectados diretamente a diversas fontes dedicadas de geração de eletricidade, como eólica offshore, onshore, solar PV, bioeletricidade, nuclear ou combinações dessas tecnologias, incluindo acoplamento com sistemas de armazenamento de energia.

Entretanto, neste relatório, apresentamos os casos da energia eólica *offshore* e *onshore*, PCH, solar PV, e biomassa dedicada, dada as altas taxas de utilização. O relatório, no entanto, exclui a energia nuclear dedicada para a eletrólise. Contudo, a energia nuclear poderá desempenhar um papel valioso na produção de hidrogênio no futuro, tanto por meio de tecnologias novas quanto existentes, devido à sua capacidade de fornecer calor e eletricidade simultaneamente.

Ressalte-se que para as energias supracitadas, assume-se que a planta de eletrólise enfrentaria o custo nivelado de geração de eletricidade (LCOE) por tipo de fonte como seu preço de eletricidade, ou seja, a planta de eletrólise pagaria pelo custo total da geração da energia renovável adotada. Na Tabela 8 apresentam-se os valores médios de LCOE e FC por tipo de fonte para cada cenário.

**Tabela 9.6. LCOE e FC estimado para diversas fontes renováveis de energia, adotado de (EPE, 2020, 2021, 2022b)**

| Fonte           | LCOE (R\$/MWh) |     |     | FC (%) |    |    |
|-----------------|----------------|-----|-----|--------|----|----|
|                 | C1             | C2  | C3  | C1     | C2 | C3 |
| Eólica onshore  | 215            | 175 | 150 | 38     | 43 | 47 |
| Eólica offshore | 525            | 375 | 250 | 42     | 52 | 62 |
| Solar PV        | 270            | 200 | 135 | 30     | 30 | 30 |
| Biomassa        | 250            | 205 | 180 | 75     | 75 | 75 |
| PCH             | 240            | 195 | 150 | 50     | 50 | 50 |

#### *Outros custos*

Outros custos de interesse, devido a sua importância e contribuição, são os provenientes do EPC (siglas para *Engineering, Procurement, Construction*) e do sistema de compressão (descrito em detalhe na seção 3.5). O custo do EPC é relevante dado que inclui todo o trabalho necessário para construir o eletrolisador em regime *turnkey* (geralmente, planejamento e controle detalhados, compras, execução do trabalho de construção e instalação e comissionamento). Esses custos podem variar consideravelmente, dependendo do projeto. Contudo, segundo (Aurecon, 2023), um valor ponderado do mesmo é 30% do CAPEX do sistema.

## **9.2. Reforma a vapor do Bio-CH<sub>4</sub>**

A chave desta rota está no uso da tecnologia consolidada de reforma a vapor do metano (SMR), substituindo o gás natural pelo biometano como matéria-prima (Liu *et al.*, 2024). A obtenção de biometano envolve a purificação do biogás, um gás rico em metano (45 – 70%), produzido a partir da digestão anaeróbia de resíduos orgânicos (resíduos agrícolas, dejetos animais, esgoto e resíduos sólidos urbanos). Entretanto, neste relatório, assume-se que a aquisição direta desse insumo será realizada por fornecedores locais.

Por outro lado, o processo de SMR ocorre em duas etapas principais (Zhang; Sun; Hu, 2021). Na primeira, o biometano reage com vapor, gerando CO e H<sub>2</sub>. Como essa reação é endotérmica, necessitando de temperaturas entre 700 °C e 1.100 °C, parte do biometano é queimado para fornecer o calor necessário. Na segunda etapa, ocorre a reação de deslocamento de gás de água (WGS), que aumenta a produção de hidrogênio ao converter CO em CO<sub>2</sub> e mais H<sub>2</sub>. Para uma descrição mais detalhada do processo remeter-se aos relatórios antecessores a este.

Para refletir as tendências técnicas e analisar os potenciais impactos da economia de escala, foi desenvolvido o sistema SBMR, com o objetivo de atender às capacidades de potência atuais e futuras identificadas na literatura (AHK RJ-CibioGás-Sanepar, 2024; BNDES, 2024). Pressupõe-se um crescimento escalonado da capacidade de entorno de 2 MW para o período de 2025 a 2030, 10 MW de 2030 a 2040, e 50 MW entre 2040 e 2050, seguindo as estimativas de oferta de biogás no futuro (CIBioGás, 2022; EPE, 2023). Os parâmetros técnicos do sistema SBMR, que foram considerados nas estimativas deste estudo, estão detalhados na Tabela 9, proporcionando uma compreensão clara das especificações e da evolução esperada desta tecnologia ao longo do tempo.

**Tabela 9.7. Parâmetros técnicos adotados para os cenários 1, 2 e 3 do sistema SBMR**

| <b>Parâmetros Técnicos</b>   | <b>C1</b>                           | <b>C2</b>                           | <b>C3</b>                             |
|--|-------------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|
| Capacidade de produção [MW]  | 2                                   | 10                                  | 50                                    |
| Pressão de operação [bar]  | 3                                   | 3                                   | 3                                     |
| Temperatura de operação [°C]   | 1.000                               | 950                                 | 900                                   |
| Catalisadores  | À base de níquel (Ni) com melhorias | Otimizados de longa duração (Ni/Cu) | Avançados de alta eficiência (Ni, Ru) |
| Produção máxima de H <sub>2</sub> [Nm <sup>3</sup> /h]   | 564,0                               | 2.820,1                             | 14.100,4                              |
| Produção máxima de H <sub>2</sub> [kg/h]   | 50,8                                | 253,8                               | 1.269                                 |
| Razão molar [H <sub>2</sub> /Bio-CH <sub>4</sub> ]   | 3,3                                 | 3,5                                 | 3,7                                   |
| Consumo específico de biogás [Nm <sup>3</sup> / Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> ] <sup>1</sup>              | 0,74                                | 0,66                                | 0,58                                  |
| Consumo específico de bio-CH <sub>4</sub> [Nm <sup>3</sup> / Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> ] <sup>2</sup> | 0,43                                | 0,38                                | 0,34                                  |
| Consumo específico energético [kWh/ kg H <sub>2</sub> ]  | 2,8                                 | 2,8                                 | 2,8                                   |
| Eficiência do sistema [%]  | 70%                                 | 75%                                 | 80%                                   |
| Fator de capacidade [%]  | 78%                                 | 78%                                 | 78%                                   |

<sup>1</sup> Adotando para o biogás uma  $\rho_{@ 1 \text{ bar}, 25^\circ\text{C}} = 1,2 \text{ kg/Nm}^3$

<sup>2</sup> Adotando para o bio-CH<sub>4</sub> uma  $\rho_{@ 1 \text{ bar}, 25^\circ\text{C}} = 0,72 \text{ kg/Nm}^3$

### 9.2.1. Custos da cadeia de produção SBMR

No que diz respeito à determinação de estimativas preliminares do CAPEX de sistemas de SBMR em função de suas capacidades de produção, foi utilizada a metodologia OME (Estimativa de Ordem de Grandeza Aproximada) (Equação 7) (Robin Smith, 2016). Essa

metodologia é amplamente empregada nos setores petroquímico e químico, sendo especialmente útil para incorporar os efeitos de escala. Por meio dela, é possível refletir como os custos unitários tendem a diminuir à medida que a capacidade de produção aumenta. Além disso, a abordagem utiliza dados de projetos similares ou estudos anteriores, assegurando uma base de cálculo confiável, mesmo na ausência de informações detalhadas sobre um projeto específico.

$$\text{Cost}_{\text{Atu}} = \text{Cost}_{\text{ano-ref}} \cdot (\text{Cap}_{\text{Atu}} / \text{Cap}_{\text{ano-ref}})^{\alpha} \quad (7)$$

Onde:

$\text{Cost}_{\text{Atu}}$ , Custo da nova planta e ou tecnologia;

$\text{Cost}_{\text{ano-ref}}$ , Custo da planta e/ou tecnologia no ano de referência;

$\text{Cap}_{\text{Atu}}$ , Capacidade da nova planta e/ou tecnologia;

$\text{Cap}_{\text{ano-ref}}$ , Capacidade da planta e/ou tecnologia no ano de referência;

$\alpha$ , fator de escala.

A Figura 3 ilustra as curvas de custo nos diferentes cenários. Observa-se que o parâmetro  $\alpha$  varia de 0,6 a 0,7, refletindo a alta maturidade tecnológica dessa rota. Contudo, ainda há potencial para avanços tecnológicos, especialmente no desenvolvimento de catalisadores mais eficientes, que poderiam melhorar significativamente a eficiência de conversão do processo (Ganguli; Bhatt, 2023; González; Álvez-Medina; Nogales-Delgado, 2023; Pham Minh *et al.*, 2018). Destaque-se que os valores de CAPEX e capacidades adotados por sistema se encontram detalhados no relatório desenvolvido pela (AHK RJ-Cibiogás-Sanepar, 2024) e relatório III.

O percentual dos custos de operação e manutenção (OPEX), fixo (como mão de obra direta, custos administrativos, manutenção, entre outros) e variável (como produtos químicos, solventes, água de alimentação para caldeiras, água de processo e resfriamento, tratamento de água, entre outros), considerado foi de 3,5% ao ano do CAPEX.

Finalmente, o custo adotado para o biometano está alinhado com as estimativas do Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE, 2024). No Brasil, o preço médio do biometano deverá se tornar mais competitivo a partir de 2026, quando se estima que o valor médio alcance 8,5 US\$/MMBTU (0,32 US\$/ Nm<sup>3</sup> ou 1,80 R\$/Nm<sup>3</sup>).

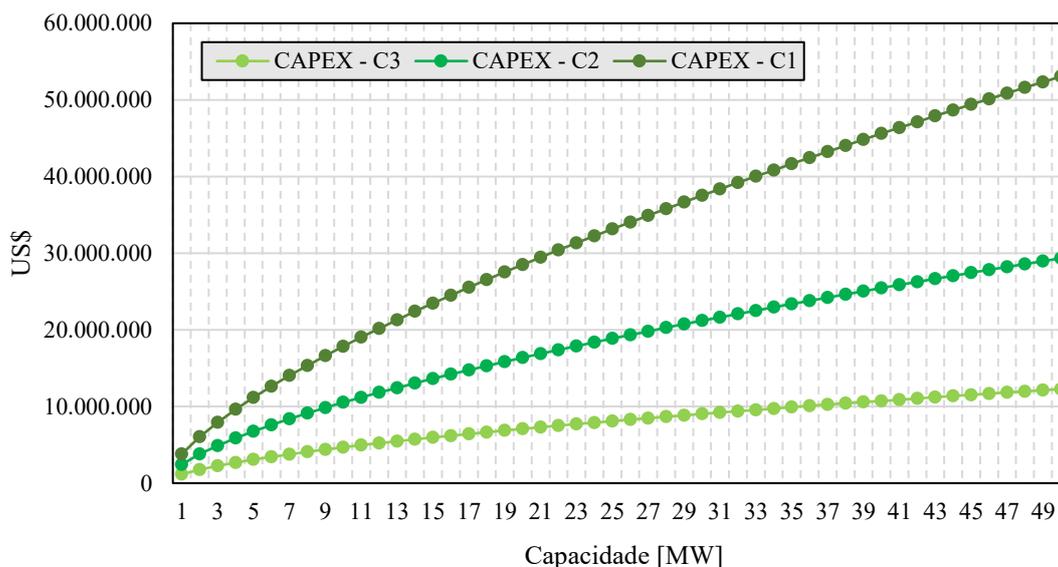
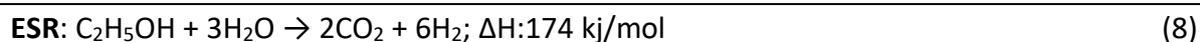


Figura 9.3. Curva de custo de capital por cenário para um sistema de reforma a vapor de biometano

### 9.3. Reforma a vapor do Bioetanol

O H<sub>2</sub> é uma das fontes de energia renovável mais promissoras, mas sua produção e transporte ainda apresentam desafios significativos (Feng *et al.*, 2023). A produção distribuída de H<sub>2</sub> utilizando transportadores líquidos é uma das abordagens ideais para a sua utilização. Entre os transportadores de H<sub>2</sub>BC mais comuns, o etanol se destaca como uma opção promissora, uma vez que possui um alto teor de H<sub>2</sub> e pode ser obtido a partir de fontes renováveis de bioenergia, como sacarose, compostos de amido e biomassa celulósica (Shtyka *et al.*, 2021). Para a geração de H<sub>2</sub> a partir do bioetanol, a reforma a vapor do etanol (ESR) é o método mais utilizado e desenvolvido, sendo que catalisadores adequados, geralmente catalisadores metálicos suportados, são indispensáveis para o processo (Anil *et al.*, 2022; Feng *et al.*, 2023).

A ESR é um processo termoquímico que converte etanol em H<sub>2</sub> e gás de síntese (syngas) através da reação com vapor d'água em altas temperaturas (600 °C a 900 °C) na presença de catalisadores, como níquel (Ni) ou cobre (Cu) (Rodrigues *et al.*, 2019). A reação principal teórica envolve uma molécula de etanol e três de vapor d'água, produzindo seis moléculas de hidrogênio e duas de dióxido de carbono, como apresentado nas equações (8) a (10). O processo inclui etapas de pré-tratamento do etanol (remoção de impurezas que possam interferir no catalisador), mistura de reagente (o etanol e o vapor d'água são misturados antes de entrar no reator), reação de reforma (reação de reforma a vapor sob as condições catalíticas adequadas) e separação dos produtos (corrente resultante passa por uma unidade de adsorção por oscilação de pressão (PSA)). Para uma descrição mais detalhada do processo remeter-se aos trabalhos desenvolvidos por (Anil *et al.*, 2022; Chen *et al.*, 2023; Feng *et al.*, 2023; Rodrigues *et al.*, 2019; Shtyka *et al.*, 2021).



Embora a reforma a vapor do etanol seja uma tecnologia ainda com poucos exemplos de implementação, já está disponível no Brasil por meio da empresa Hytron-NEA (Hytron-NEA, 2023). Essa inovação está sendo aplicada em um projeto de P&D liderado pela Shell em colaboração com a Raízen e a USP (Shell, 2023). O objetivo do projeto é explorar o uso do hidrogênio gerado a partir do etanol como combustível no setor de transporte, visando uma alternativa mais sustentável e eficiente em comparação aos combustíveis fósseis tradicionais.

Com o objetivo de representar as tendências técnicas e avaliar os potenciais efeitos da economia de escala, foi desenvolvido o sistema ESR, que se propõe a atender as capacidades de potência identificadas na literatura para os próximos anos (Chen *et al.*, 2023; FREITAS *et al.*, 2023; Macedo; Peyerl, 2023). As capacidades hipotéticas incluem 1 MW para o período de 2025 a 2030, 5 MW entre 2030 e 2040, e 30 MW de 2040 a 2050. Os parâmetros técnicos resultantes do sistema ESR considerados na estimativa deste estudo estão organizados na Tabela 10, oferecendo uma visão abrangente das especificações e da evolução esperada dessa tecnologia em resposta às demandas crescentes do mercado nacional e internacional.

**Tabela 9.8. Parâmetros técnicos adotados para os cenários 1, 2 e 3 do sistema ESR**

| Parâmetros Técnicos  | C1  | C2                                | C3  |
|--|---|-----------------------------------|---|
| Capacidade de produção [MW]  | 1   | 5                                 | 30  |
| Pressão de operação [bar]  | 1-3   | 1-3                               | 1-3   |
| Temperatura de operação [°C]                                       | 750   | 700                               | 650   |
| Catalisadores  | Ni/Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> ou Cu/ZnO | Catalisadores avançados (ex.: Pt) | Catalisadores de alta eficiência (ex.: Ni-Pt) |
| Produção máxima de H <sub>2</sub> [Nm <sup>3</sup> /h]             | 282   | 1.410                             | 8.460   |
| Produção máxima de H <sub>2</sub> [kg/h]                           | 25,4  | 126,9                             | 761,4   |
| Razão molar [H <sub>2</sub> /Bio-CH <sub>4</sub> ]                 | 4,2   | 4,5                               | 5   |
| Consumo específico de Etanol [kg/ kg H <sub>2</sub> ] <sup>1</sup> | 7,82  | 6,81                              | 5,75  |
| Consumo específico energético [kWh/ kg H <sub>2</sub> ]            | 3,5   | 3,0                               | 2,8   |
| Eficiência do sistema [%]  | 65  | 75                                | 80  |
| Fator de capacidade [%]  | 78%   | 78%                               | 78%   |

<sup>1</sup> Adotando para o etanol uma  $\rho_{@ 1 \text{ bar}, 25^\circ\text{C}} = 0,789 \text{ kg/l}$  e LHV de 23,4 MJ/l

### 9.3.1. Custos da cadeia de produção ESR

Em relação aos custos envolvidos na cadeia de produção, observa-se que as referências sobre os custos associados à produção de hidrogênio a partir da reforma a vapor do etanol ainda são limitadas, como pontuado em relatórios anteriores. A maior parte dos projetos de pesquisa foca em plantas de escala laboratorial ou piloto (Chen *et al.*, 2023; Feng *et al.*, 2023; Lopes *et al.*, 2012; Song; Ozkan, 2010), o que dificulta uma avaliação precisa dos custos em plantas de escala industrial. Contudo, alguns estudos (AHK RJ-Cibiogás-Sanepar, 2024; WWF-Brazil, 2023) oferecem uma base teórica satisfatória que possibilita a análise dos custos

relativos à produção de H<sub>2</sub> por meio da reforma a vapor do etanol, fornecendo subsídios importantes para as estimativas em larga escala no futuro.

Substituindo os valores de CAPEX e capacidade apresentados no Relatório III na equação 7, foi gerada a Figura 4 que apresenta as curvas de custo em função da capacidade de produção para os diferentes cenários. Observa-se que o parâmetro  $\alpha$  varia entre 0,65 e 0,73, o que reflete a complexidade adicional do processo de dissociação do etanol e sua dependência de catalisadores específicos (Cao *et al.*, 2024; Feng *et al.*, 2023). No entanto, há uma tendência de convergência para valores similares aos do biometano em horizontes de longo prazo.

Por outro lado, adotou-se o mesmo percentual de OPEX da SBMR (3,5% do CAPEX). No entanto, o valor absoluto do OPEX varia devido às diferenças nos insumos e nas reações químicas envolvidas, os quais influenciam diretamente os custos operacionais. Quanto ao custo do etanol no C1, foi considerado o preço médio dos últimos 5 anos para o etanol anidro no Brasil (região Sudeste), conforme o indicador semanal CEPEA/ESALQ (CEPEA/ESALQ, 2025). O preço médio, sem incluir frete e PIS/Cofins, é de 0,71 US\$/l (2,86 R\$/l), conforme apresentado na Figura 5. Já para o C2 (2,75 R\$/l) e C3 (2,29 R\$/l), considerou-se uma redução anual de 1,3% no custo do energético, tal redução está intrinsecamente ligada às políticas públicas e ao apoio governamental, como destacado em relatórios anteriores.

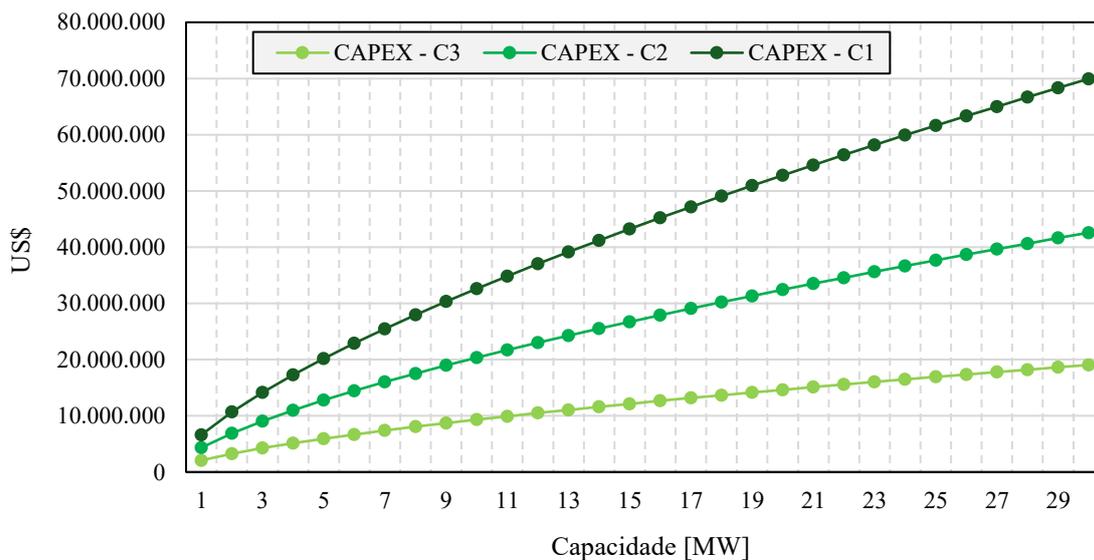


Figura 9.4. Curva de custo de capital por cenário para um sistema de reforma a vapor de etanol

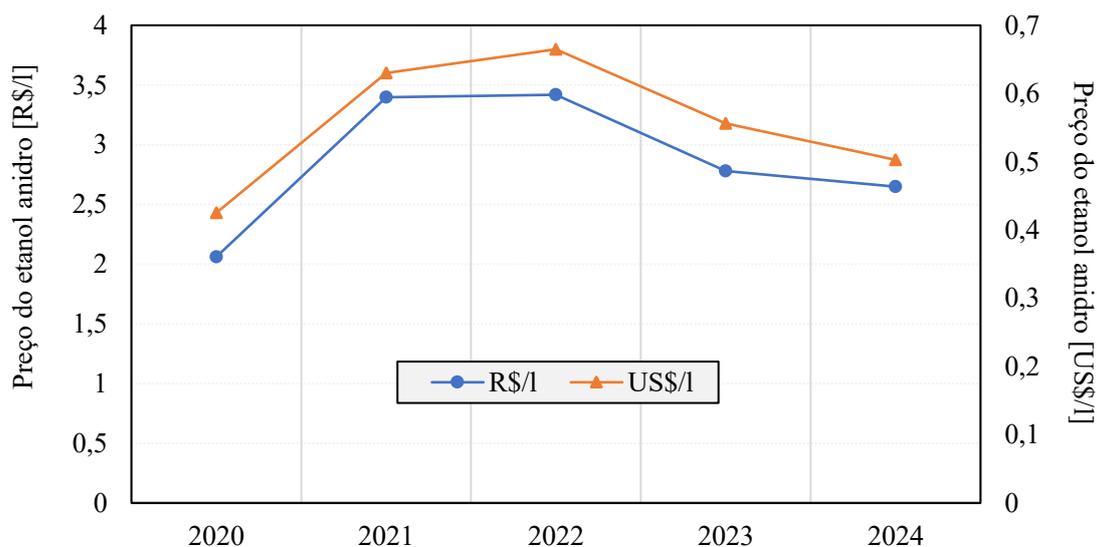


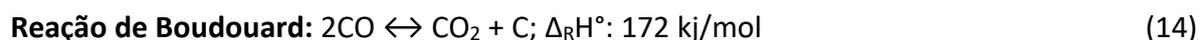
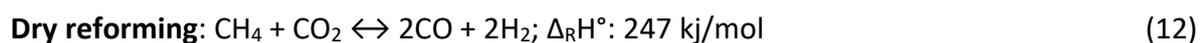
Figura 9.5. Custo do etanol nos últimos 5 anos

#### 9.4. Pirólise do Biogás

A pirólise de metano (pirólise termocatalítica ou decomposição termocatalítica) é considerada uma abordagem promissora para a produção em larga escala de hidrogênio, aliada à captura simultânea de carbono, poderá contribuir significativamente para a descarbonização da indústria energética. Embora o metano puro ou o gás natural sejam as matérias-primas mais utilizadas, o biogás vem ganhando destaque como um recurso energético alternativo especial para a produção de hidrogênio "super verde" (DVGW & Hydrogen Europe, 2022). Nesse contexto, a pirólise de biogás, derivado de biomassa, resíduos orgânicos ou águas residuais, seguida pelo armazenamento do carbono sólido gerado, configura-se como uma tecnologia de emissões negativas. Isso ocorre porque o dióxido de carbono, previamente capturado da atmosfera e convertido em biogás, permanece fixado durante a reação de pirólise e no uso do hidrogênio resultante. Dessa forma, são evitados os impactos climáticos adversos associados à emissão de GEE, uma vez que o processo atua como um sumidouro de carbono (Lee *et al.*, 2022; Stoppel *et al.*, 2024).

O processo de decomposição termocatalítica do biogás (DTBG) é realizado de forma semelhante ao processo de pirólise do metano, também conhecida como "dry reforming" ou reforma a seco do metano (DVGW & Hydrogen Europe, 2022; Hamdani *et al.*, 2023; Lee *et al.*, 2022; Srilatha *et al.*, 2016). Neste processo, o biogás, que é composto principalmente por metano (45–70%) e dióxido de carbono (30–45%), é submetido a altas temperaturas (> 1.000°C) em um ambiente com ausência de oxigênio (Çelik *et al.*, 2025; DVGW & Hydrogen Europe, 2022; Hydrogen Europe, 2024). Isso resulta na quebra do metano em H<sub>2</sub> e carbono sólido (C), com o CO<sub>2</sub> sendo consumido como parte do processo. Contudo, a presença de CO<sub>2</sub> no processo aumenta a complexidade em relação à pirólise termocatalítica do metano puro, pois resulta em reações químicas adicionais. Considerando que outros componentes menores do biogás são desprezados, as quatro reações mais relevantes estão apresentadas nas equações (11) – (14). Para uma descrição mais detalhada do processo remeter-se aos trabalhos desenvolvidos por (Çelik *et al.*, 2024, 2025; Machhammer; Bode; Hormuth, 2016; Perreault *et al.*, 2023; Stoppel *et al.*, 2024).





Apesar que a pirólise termocatalítica ainda seja uma tecnologia emergente, várias empresas estão na vanguarda de seu desenvolvimento, tornando-a cada vez mais competitiva em termos de custo (Hydrogen Europe, 2024). Na Áustria, a *Carbotopia* se destaca por quase 30 anos de experiência no desenvolvimento de sistemas catalíticos exclusivos para a coprodução contínua de hidrogênio e carbono cristalino. Na Austrália, a *Hazer Group* utiliza um catalisador à base de minério de ferro e, em janeiro de 2024, iniciou a operação de sua planta de demonstração em escala industrial, com uma capacidade de produção anual de cerca de 100 toneladas de hidrogênio e 380 toneladas de grafite. A empresa finlandesa *Hycamite* desenvolveu uma tecnologia inovadora de decomposição termocatalítica que reduz a temperatura necessária para a dissociação do metano, além de aprimorar a qualidade do carbono sólido produzido. Em 2024, iniciou a construção de sua primeira planta de demonstração em escala industrial, localizada em Kokkola, Finlândia, com previsão de capacidade anual de 2.000 toneladas de hidrogênio limpo e 6.000 toneladas de carbono sólido. Por fim, a *Huntsman Nanocomp* começou, em 2023, a construção de uma planta piloto próxima a San Antonio, Texas, com uma capacidade de 25 kg/dia. A empresa planeja finalizar, até 2026, a construção de uma planta comercial em escala maior, com capacidade de produção de 1 tonelada de  $\text{H}_2$  por dia.

Com o intuito de representar as tendências técnicas e avaliar os potenciais efeitos da economia de escala, foi desenvolvido o sistema DTBG, projetado para atender às capacidades de potência previstas na literatura para os próximos anos (DVGW & Hydrogen Europe, 2022; Hamdani *et al.*, 2023; Hydrogen Europe, 2024; IEA, 2024). As capacidades hipotéticas estabelecidas são de 1 MW para o período de 2025 a 2030, 5 MW entre 2030 e 2040, e 50 MW de 2040 a 2050. Os parâmetros técnicos derivados do sistema DTBG, que fundamentam as estimativas deste estudo, estão apresentados na Tabela 11, proporcionando uma visão detalhada das especificações e da evolução esperada dessa tecnologia, em função das crescentes demandas do mercado, tanto em nível nacional quanto internacional.

**Tabela 9.9. Parâmetros técnicos adotados para os cenários 1, 2 e 3 do sistema DTBG**

| Parâmetros Técnicos  | C1               | C2             | C3                     |
|--|------------------|----------------|------------------------|
| Capacidade de produção [MW]  | 1                | 5              | 30                     |
| Pressão de operação [bar]  | 1                | 1              | 1                      |
| Temperatura de operação [°C]   | ≥ 1.000          | ≥ 1.000        | ≥ 1.000                |
| Catalisadores  | Níquel suportado | Níquel + Céria | Metais nobres (Pt, Rh) |
| Produção máxima de $\text{H}_2$ [ $\text{Nm}^3/\text{h}$ ]                           | 282              | 1.410          | 8.460                  |
| Produção máxima de $\text{H}_2$ [kg/h]   | 25,4             | 127,2          | 763,36                 |
| Razão molar [ $\text{H}_2/\text{Bio-CH}_4$ ]   | 2,5              | 2,8            | 3,0                    |
| Consumo específico de biogás [ $\text{Nm}^3 / \text{Nm}^3 \text{H}_2$ ] <sup>1</sup> | 1,03             | 0,85           | 0,74                   |

| Parâmetros Técnicos  | C1   | C2   | C3   |
|--|------|------|------|
| Consumo específico de bio-CH <sub>4</sub> [Nm <sup>3</sup> / Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> ] <sup>2</sup> | 0,61 | 0,51 | 0,44 |
| Produção específica de negro de fumo [kg/kg H <sub>2</sub> ]   | 3    | 3    | 3    |
| Consumo específico energético [kWh/ kg H <sub>2</sub> ]  | 7,5  | 6,5  | 6,0  |
| Eficiência do sistema [%]  | 65   | 70   | 75   |
| Fator de capacidade [%]  | 78   | 78   | 78   |

<sup>1</sup> Adotando para o biogás uma  $\rho_{@ 1 \text{ bar}, 25^\circ\text{C}} = 1,2 \text{ kg/Nm}^3$ , LHV de  $23 \text{ MJ/Nm}^3$  e composição de 60% CH<sub>4</sub>, 30% CO<sub>2</sub> e 10% outros;

<sup>2</sup> Adotando para o bio-CH<sub>4</sub> uma  $\rho_{@ 1 \text{ bar}, 25^\circ\text{C}} = 0,72 \text{ kg/Nm}^3$

#### 9.4.1. Custos da cadeia de produção da pirólise do biogás

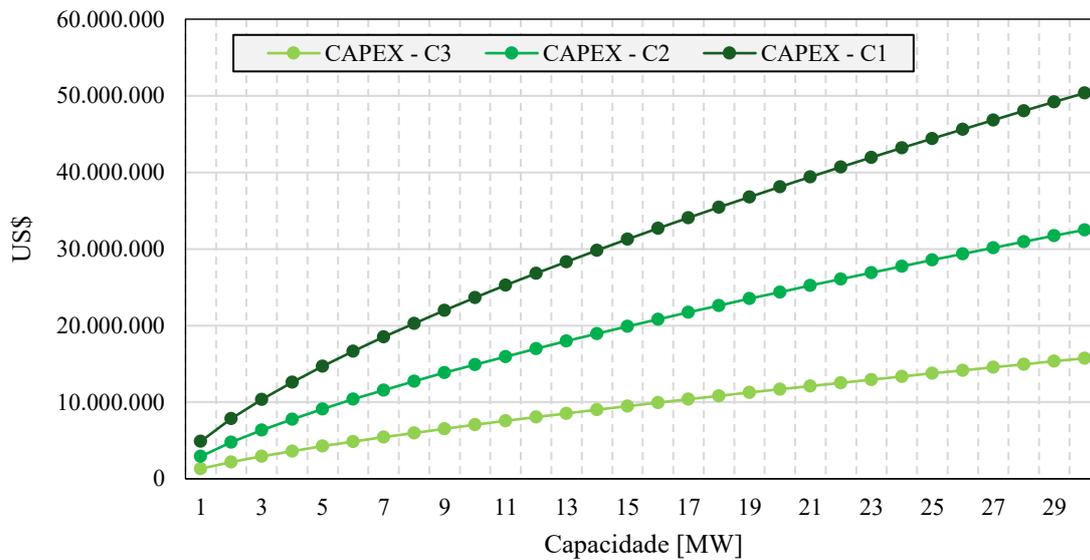
Quanto aos custos associados à cadeia de produção, veja-se que por se tratar de uma tecnologia emergente, ainda há escassez de informações consolidadas sobre a produção de hidrogênio pelo processo de pirólise termocatalítica do biogás. Portanto, para a análise econômica do processo, foram considerados os custos de investimento reportados por (Çelik *et al.*, 2025; EPE, 2022a; Hydrogen Europe, 2024), além de uma parcela fixa referente aos custos operacionais (OPEX<sub>fix</sub>) (Tabela 12). Complementarmente, os custos operacionais variáveis (OPEX<sub>var</sub>) incluíram o consumo de biogás e eletricidade, cujos valores médios foram estimados com base nos preços praticados no Brasil. Assim como também os custos atrelados à taxa de carbono (especificados na seção 2.3 e 3.7) e a receita procedente da venda de negro de fumo. Essa abordagem visa fornecer uma estimativa inicial para a viabilidade econômica da tecnologia, ainda em fase de desenvolvimento.

**Tabela 9.10. Custos de investimento e operação médios da produção de H<sub>2</sub>BC a partir da DTBG**

| Classificação                               | Desagregação     |
|---|------------------|
| <b>CAPEX total (US\$/ton H<sub>2</sub>)</b> | <b>2.665</b>     |
| Reator (Dry reforming)                      | 34 %             |
| PSA   | 11%              |
| RWGS  | 15%              |
| Sistema de condicionamento de gás           | 25%              |
| Balance of plant (BoP)                      | 15%              |
| <b>OPEX fixo</b>                            | <b>7 % CAPEX</b> |
| <b>EPC (Engineer Procure and Construct)</b> | <b>20% CAPEX</b> |

Com relação ao CAPEX, assumiu-se o valor médio encontrado na literatura de 500 €/kW (EPE, 2022a; Hydrogen Europe, 2024), o qual, convertido para dólar, utilizando-se uma taxa de câmbio para o mesmo ano de referência (2024), foi equivalente à 541 US\$/kW ou 2.665 US\$/ton H<sub>2</sub>. Tal custo encontra-se atrelado a uma planta pirolítica que produz 1 tonelada de H<sub>2</sub> por hora e opera durante 8.000 horas ao ano (Hydrogen Europe, 2024). Logo, substituindo o valor de CAPEX e capacidade apresentados anteriormente na equação 7, foi gerada a Figura 6 que apresenta as curvas de custo em função da capacidade de produção para os diferentes cenários. Observa-se que o parâmetro  $\alpha$  varia entre 0,65 e 0,75, o que reflete a complexidade

adicional do processo de dissociação do biogás e sua dependência de catalisadores específicos (Hamdani *et al.*, 2023; Välimäki *et al.*, 2021).



**Figura 9.6. Curva de custo de capital por cenário para um sistema de decomposição termocatalítica do biogás**

Por outro lado, adotou-se um  $OPEX_{fix}$  de 7% dos custos de capital, valor adotado de (Çelik *et al.*, 2025). Ressalte-se, que tal valor oscila entre 4 e 15% devido aos diferentes tipos de catalisadores e reações termoquímicas envolvidas, os quais influenciam diretamente os custos operacionais. Quanto ao custo do Biogás no C1, foi considerado o preço médio no Brasil, conforme publicado por (AHK RJ-Cibiogás-Sanepar, 2024; Calza *et al.*, 2015; Leme; Seabra, 2017; Sinigaglia *et al.*, 2022). Tal custo, de produção *in-situ* é de 0,82 US\$/Nm<sup>3</sup> (2,69 R\$/Nm<sup>3</sup>). Já para o C2 (2,12 R\$/ Nm<sup>3</sup>) e C3 (1,88 R\$/ Nm<sup>3</sup>), considerou-se uma redução anual de 1,4% no custo do energético. Essa diminuição está intrinsecamente relacionada às políticas públicas e ao apoio governamental, como o programa “Combustível do Futuro”. No tocante a energia elétrica utilizada no processo de pirólise, assumiu-se que o preço seria aquele comercializado no ACL, por meio de PPA da rede, conforme apresentado na Tabela 7.

Por fim, a receita oriunda da venda de negro de fumo foi calculada com base em um preço de 0,54 US\$/kg, conforme indicado pela (Hydrogen Europe, 2024). Esse valor é compatível com os preços praticados no mercado de coque siderúrgico. Considerando que, para cada 1 kg de hidrogênio pirolítico produzido, são gerados simultaneamente 3 kg de negro de fumo sem custos adicionais, a receita estimada pela venda desse subproduto seria de 1,62 US\$ (3 kg × 0,54 US\$/kg).

## 9.5. Custo da infraestrutura logística do H<sub>2</sub>BC

A utilização direta do hidrogênio no setor energético exige uma infraestrutura logística que atenda às particularidades físico-químicas desse elemento, caracterizado por sua baixa densidade energética em relação ao volume. Devido a essa característica, é essencial comprimir o hidrogênio produzido para viabilizar seu armazenamento. Esse processo, no entanto, demanda um elevado consumo de energia, já que a pressão de saída do hidrogênio durante a produção varia entre 1 e 40 bar (El-Shafie; Kambara; Hayakawa, 2019; Sadeq *et al.*, 2024), enquanto o armazenamento ocorre em pressões significativamente superior, de aproximadamente 350 a 1.000 bar (Yang *et al.*, 2023).

Posto isto, este relatório considera o CAPEX para o compressor, armazenamento local e os custos contínuos de eletricidade para alimentar o compressor. Presume-se que o compressor funcione com a mesma eletricidade usada pelo eletrólizador, com o mesmo preço. Os dados sobre CAPEX de compressores são escassos e, frequentemente, apresentados em métricas agregadas com outros componentes do sistema. Assim, para calcular o CAPEX do compressor, é necessário, inicialmente, determinar a potência do eixo necessária para comprimir o hidrogênio da pressão de saída do processo, entre 1 e 30 bar, para as pressões de armazenamento, que são entre 350 e 700 bar. A relação idealizada dos gases é utilizada para calcular a exigência de potência (Equação 15)

$$P = Q \left( \frac{1}{24 * 3600} \right) \frac{ZTR}{M_{H_2} \eta} \frac{N \gamma}{\gamma - 1} \left( \left( \frac{P_{out}}{P_{in}} \right)^{\frac{\gamma-1}{N \gamma}} - 1 \right) \quad (15)$$

Onde:

Q é a taxa de fluxo (kg/dia),

P<sub>in</sub>, é a pressão de entrada do compressor,

P<sub>out</sub> é a pressão de saída do compressor,

Z é o fator de compressibilidade do hidrogênio, igual a 1,03198,

N é o número de estágios do compressor (assumido como 2 neste trabalho),

T é a temperatura de entrada do compressor (310,95 K),

γ é a razão entre os calores específicos (1,4),

M<sub>H<sub>2</sub></sub> é a massa molecular do hidrogênio (2,15 g/mol),

η é a eficiência do compressor (considerada como 75%),

R é a constante universal dos gases ideais (8,314 J/mol·K),

(1/24)\*(1/3600) é um fator necessário para converter unidades de dias em segundos.

A partir da variação da taxa de fluxo, das pressões de entrada e saída, e seguindo a metodologia da Nexant (equação 16), relação que permitem converter a potência nominal do compressor para o CAPEX do sistema de compressão e armazenamento (Nexant, 2008), elaborou-se a Figura 7. É importante salientar que a metodologia Nexant adota uma eficiência geral do motor de 95%, um superdimensionamento de 10% do compressor e um consumo específico de energia de 0,399 kWh/kg H<sub>2</sub>.

$$\text{CAPEX} = 19.207 \cdot (P^{0,6089}) \cdot (1,19) \quad (16)$$

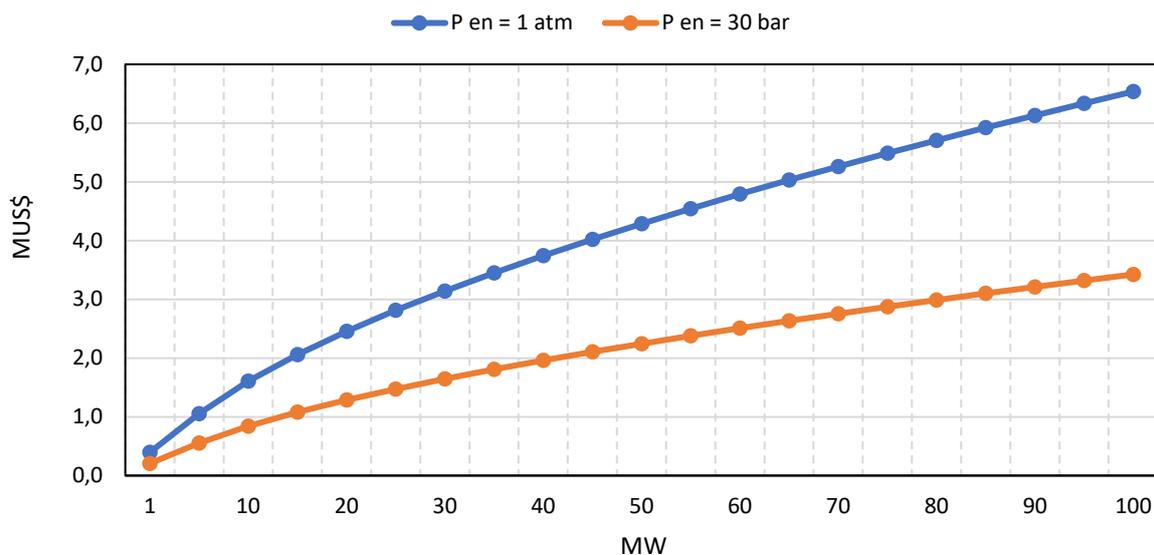


Figura 9.7. Curva de custo de capital resultante por capacidade e diferente pressão de entrada

Após o armazenamento em tanques pressurizados, o hidrogênio deve ser transportado até o consumidor final para atender à demanda. Essa distribuição pode ser realizada por meio de gasodutos dedicados, transporte rodoviário utilizando cilindros pressurizados, ou na forma líquida, em caminhões equipados com tanques criogênicos específicos. A escolha da melhor alternativa dependerá de fatores como o volume de produção, as características da região de distribuição e a disponibilidade do modal logístico adequado.

Com base em evidências tecnoeconômicas (Abdalla *et al.*, 2018; Hren *et al.*, 2023; Yang *et al.*, 2023), o transporte rodoviário de hidrogênio gasoso comprimido se apresenta como a alternativa mais atrativa para distâncias inferiores a 300 km (IEA, 2023b; IRENA, 2022b; OGL, 2023). Esse modal destaca-se no mercado interno de qualquer nação por sua flexibilidade de rotas, permitindo o atendimento de demandas pontuais de hidrogênio, além de apresentar custos competitivos e contar com tecnologias de tanques mais avançadas e amplamente desenvolvidas. Portanto, na etapa de distribuição, optou-se pelo transporte de hidrogênio comprimido a 500 bar, planejado desde a planta de produção até os pontos de distribuição. Para todas as rotas de produção, considerou-se uma distância máxima de 300 km por trecho, com base na premissa de que o mercado de hidrogênio se desenvolverá próximo aos locais de produção.

À luz do exposto, adotou-se que o transporte é realizado por caminhões equipados com tanques de fibra de carbono (tipo III/IV), movidos a diesel, com um peso total de 40 toneladas e capacidade de carga de até 1.300 kg de hidrogênio por viagem. Assim, o custo nivelado do transporte assumido é de 0,65 US\$/kg a cada 100 km per corrido (JULIAN DAVID HUNT *et al.*, 2023; WWF-Brazil, 2023).

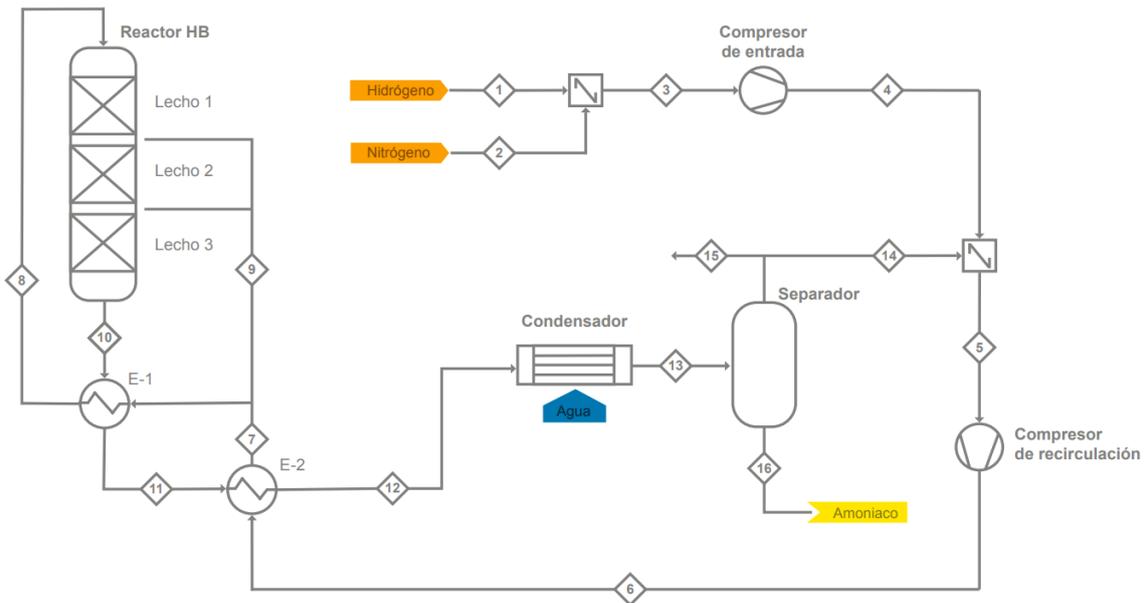
## 9.6. Produção da NH<sub>3</sub> de baixo carbono

O processo Haber-Bosch é composto por cinco etapas principais (Ishaq; Crawford, 2024):

- Compressão do syngas (mistura de nitrogênio e hidrogênio).
- Conversão do syngas em amônia.

- Recuperação do calor residual, resfriamento e condensação do gás convertido.
- Compressão do gás recirculado (syngas não convertido).
- Separação do produto amônia.

Uma característica peculiar deste processo é que a taxa de conversão em cada passagem pelo reator é de apenas 15% a 20%. Por esse motivo, é necessário um sistema de recirculação interna que permita alcançar uma alta taxa de conversão global (até 98%). Um diagrama simplificado do processo pode ser observado na Figura 8.



**Figura 9.8. Fluxograma sintetizado do processo Haber-Bosch (GIZ, 2024b)**

No processo Haber-Bosch, o nitrogênio é inicialmente misturado ao hidrogênio (syngas) sob uma pressão de 30 barg. Esse syngas (3) alimenta um compressor de múltiplos estágios (4), onde é comprimido e combinado com a corrente de recirculação (14), que contém gás não convertido. Após essa mistura, a corrente resultante (5) é comprimida até atingir aproximadamente 150 barg, a pressão necessária para a síntese.

Antes de entrar na seção de reação, a corrente de alimentação (6) é pré-aquecida no trocador de calor E-2 e dividida em uma corrente principal (8) e uma corrente resfriada (9). A corrente principal é aquecida no trocador E-1, utilizando o calor do produto do reator (10), e segue para a reação. O estágio de reação, composto por três leitos catalíticos, gerencia o comportamento exotérmico da reação e otimiza a conversão do processo.

Os produtos dos leitos 1 e 2 são resfriados e diluídos pela mistura com a fração resfriada. O produto da reação é utilizado para pré-aquecer a alimentação nos trocadores E-1 e E-2, em um sistema de integração térmica. Após isso, é resfriado e condensado antes de passar pela etapa de separação (13), onde o amoníaco líquido, com pureza de aproximadamente 99%, é separado dos gases não convertidos. É importante ressaltar que desligar completamente o reator Haber-Bosch não é recomendável. Essa prática preserva a eficiência, evita estresse térmico nos equipamentos, protege os catalisadores e prolonga sua vida útil. Por isso, o reator deve operar acima de seu mínimo técnico, geralmente entre 10% e 30% da capacidade nominal. Já a eficiência do processo Haber-Bosch é de aproximadamente 98% na conversão de  $H_2$  e seu consumo de energia varia entre 0,3 e 2 kWh/kg  $NH_3$ , como ilustrado na Figura 9.

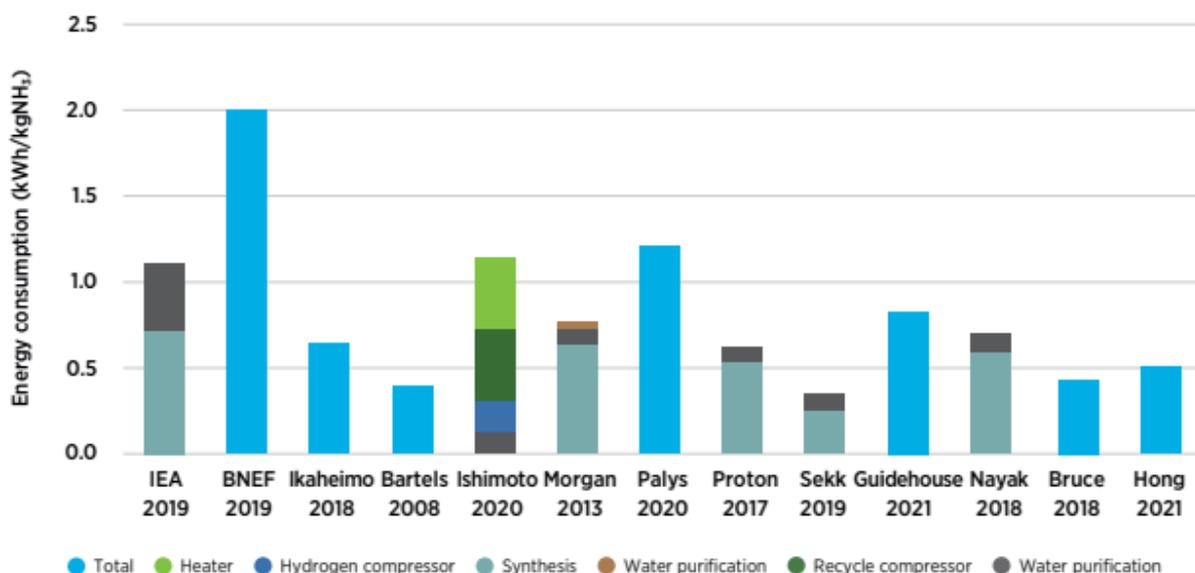


Figura 9.9. Demanda energética associada à síntese de amônia e aos equipamentos auxiliares, desconsiderando a etapa de produção de hidrogênio (IRENA, 2022a)

Atualmente, existem projetos de plantas com capacidades de produção que vão de 4 (1 MW) a 6.000 (1.3 GW) toneladas por dia (tpd), sendo que as capacidades típicas de plantas de amônia alimentadas com hidrogênio “cinza” estão entre 2.000 (440 MW) e 3.500 (753 MW) tpd (GIZ, 2024b; IEA, 2021; IRENA and AEA, 2022). Os parâmetros técnicos do sistema de produção de NH<sub>3</sub>, que foram considerados nas estimativas deste estudo, estão detalhados na Tabela 13.

Tabela 9.11. Parâmetros técnicos adotados para os cenários 1, 2 e 3 do sistema de produção de NH<sub>3</sub>

| Parâmetros Técnicos   | C1             | C2             | C3  |
|---|----------------|----------------|---|
| Capacidade de produção [MW <sub>NH<sub>3</sub></sub> ]                                    | 753            | 877            | 1.000   |
| Pressão de operação [bar]   | 80-250         | 80-250         | 80-250  |
| Temperatura de operação [°C]  | 350-550        | 350-550        | 350-550                                       |
| Catalisadores   | Fe (promovido) | Ru (suportado) | Avançado (Ru-Pr <sub>2</sub> O <sub>3</sub> ) |
| Produção máxima de NH <sub>3</sub> [Nm <sup>3</sup> /h]                                   | 199.904,43     | 232.690,88     | 265.477,33                                    |
| Produção máxima de NH <sub>3</sub> [kg/h]   | 145.930,23     | 169.864,34     | 193.798,45                                    |
| Consumo específico de H <sub>2</sub> [kgH <sub>2</sub> / kgNH <sub>3</sub> ] <sup>2</sup> | 0,18           | 0,18           | 0,18  |
| Consumo específico de N <sub>2</sub> [kgN <sub>2</sub> / kgNH <sub>3</sub> ] <sup>2</sup> | 0,85           | 0,85           | 0,85  |
| Consumo específico energético [kWh/kgNH <sub>3</sub> ]                                    | 0,78           | 0,69           | 0,60  |
| Eficiência do sistema [% LHV]   | 80             | 84             | 88  |
| Vida útil do sistema [ano]  | 20             | 20             | 20  |

| Parâmetros Técnicos                  | C1 | C2 | C3 |
|--------------------------------------|----|----|----|
| Fator de capacidade [%] <sup>2</sup> | 98 | 98 | 98 |

<sup>1</sup> Adotando para o NH<sub>3</sub> uma  $\rho_{@ 1 \text{ bar}, 25^\circ\text{C}} = 0,73 \text{ kg/m}^3$ , LHV de 18,6 MJ/kg (5,16 kWh/kg) e HHV de 22,5 MJ/kg (6,25 kWh/kg);

<sup>2</sup> O FC para unidade de pequeno porte é de 95% (Nature Food, 2024)

Por outro lado, no que diz respeito aos custos de capital associados à cadeia de produção, adotaram-se os valores médios publicados por (Aurecon, 2023; GIZ, 2024b, 2024a; Hydrogen Europe, 2023; IEA, 2019; IRENA, 2022a; Nature Food, 2024), para as capacidades de baixa (< 60 MW), média (60 – 300 MW) e larga escala (> 300 MW). No caso do CAPEX específico de uma planta Haber-Bosch, conforme ilustrado na Figura 10, observa-se uma redução significativa com o aumento da capacidade de produção. Para capacidades superiores a 500 tpd de NH<sub>3</sub>, o CAPEX específico cai abaixo de 218.000 USD/tdp de NH<sub>3</sub>. Quando a capacidade ultrapassa 2.000 tpd de NH<sub>3</sub>, o CAPEX específico se estabiliza em torno de 108.000 USD/tdp de NH<sub>3</sub>. Esse custo inclui todo o equipamento necessário para o funcionamento da planta.

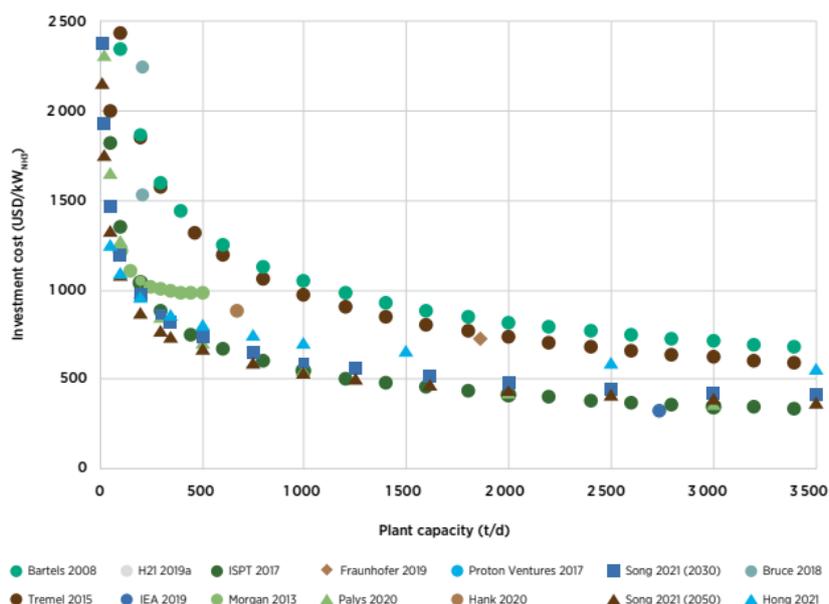


Figura 9.10. CAPEX específico para plantas Haber-Bosch de pequena a larga escala (IRENA, 2022a)

O  $OPEX_{fix}$  é geralmente estimado como uma fração do CAPEX. Essa fração varia de 1,5% a 4% (Aurecon, 2023; IRENA, 2022a), com base nesses valores, considerou-se 3% ao ano do CAPEX. Complementarmente, os custos de  $OPEX_{var}$  considerados foram os gastos com energia elétrica e H<sub>2</sub>BC. Observe-se que os valores destes insumos são os estimados neste relatório. Os parâmetros econômicos adotados para o sistema de produção de NH<sub>3</sub> considerado na estimativa deste estudo estão organizados na Tabela 14.

Tabela 9.12. Custos de investimento e operação médios da produção de NH<sub>3</sub> a partir da síntese Haber-Bosch

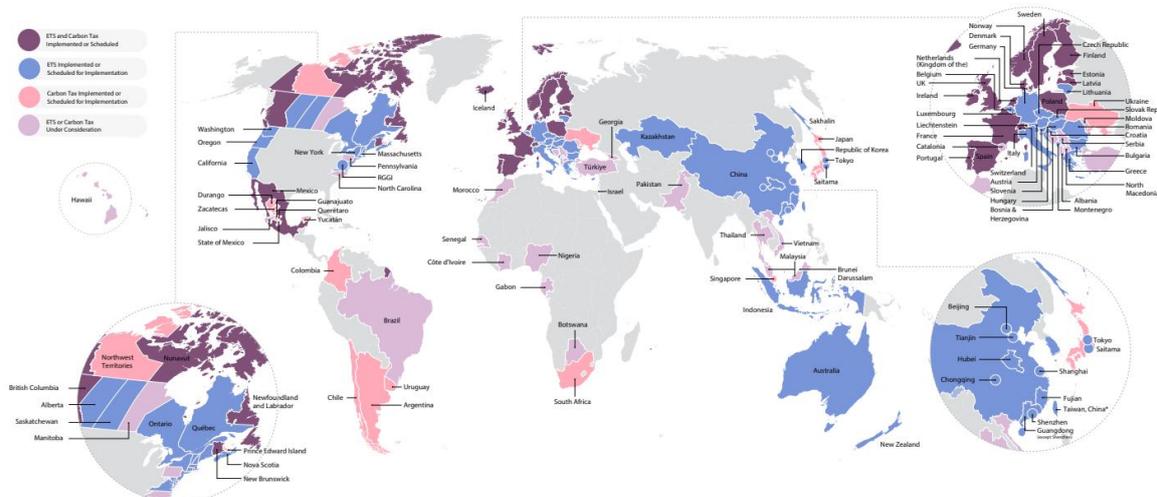
| Classificação                          | Desagregação |     |     |
|--|--------------|-----|-----|
| CAPEX total (US\$/kW NH <sub>3</sub> ) | 1,250        | 875 | 500 |
| Reator de Síntese                      |              | 20% |     |
| Compressores                           |              | 40% |     |
| Unidade de Separação de Ar (ASU)       |              | 17% |     |

| Classificação                               | Desagregação     |
|---|------------------|
| Trocadores de Calor                         | 9%               |
| Colunas de Separação                        | 9%               |
| Balance of plant (BoP)                      | 5%               |
| <b>OPEX fixo</b>                            | <b>3% CAPEX</b>  |
| <b>EPC (Engineer Procure and Construct)</b> | <b>10% CAPEX</b> |

### 9.7. Precificação do Carbono

A precificação do carbono é uma ferramenta crucial para a implementação de políticas climáticas abrangentes. Ela permite que os governos atinjam suas contribuições nacionalmente determinadas (NDCs, siglas do inglês para *Nationally Determined Contributions*) de forma mais econômica, promovam investimentos em medidas adicionais de mitigação e adaptação climática e ampliem progressivamente seus objetivos de redução de emissões.

Entretanto, segundo (World Bank, 2023), até 2023, só estavam em operação 73 sistemas de comércio de emissões (ETSs, siglas do inglês para *Emissions Trading Systems*) ou impostos sobre carbono (*Carbon tax*) (Figura 11). Mas, novos ETSs foram implementados na Áustria e no estado de Washington, nos Estados Unidos, enquanto a Indonésia anunciou o lançamento de um ETS nacional obrigatório. É importante destacar que esses sistemas de comércio se encontram implementado só por 53 nações, sendo a grande maioria da Union europeia.



**Figura 9.11. Mapa dos sistemas de comércio ou imposto sobre o carbono em operação no mundo (World Bank, 2023)**

Por outro lado, a Figura 12 ilustra a variabilidade dos preços entre os ETS e Carbon tax, em diferentes jurisdições. Entretanto, conforme estimativas de (World Bank, 2023), no longo prazo, será necessário um aumento nos preços do carbono para estimular os investimentos imprescindíveis à neutralidade climática, atendendo à escala e à velocidade exigidas. Segundo estimativas da Comissão de Alto Nível sobre Preços de Carbono, concluiu-se, em 2017, que os preços do carbono deveriam estar entre 40 e 80 US\$ por tonelada métrica de dióxido de carbono (tCO<sub>2</sub>) até 2020, e entre 50 e 100 USD/tCO<sub>2</sub> até 2030, para manter as temperaturas abaixo de 2°C — limite superior acordado no Acordo de Paris (valores ajustados para 2017).

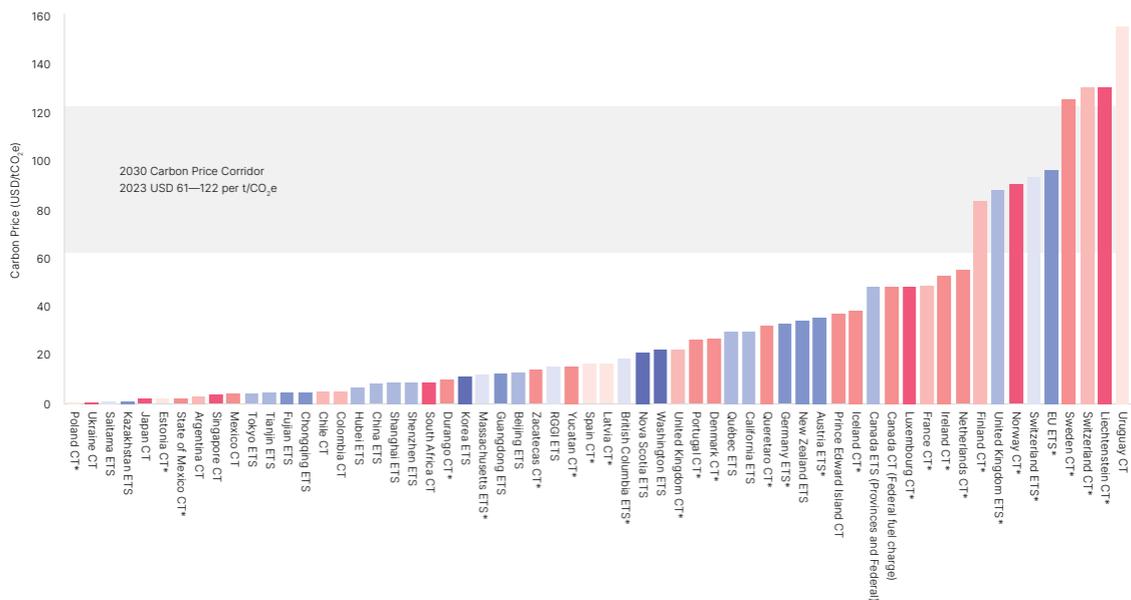


Figura 9.12. Precificação do carbono implementado por nação (World Bank, 2023)

No Brasil, ainda não foi implementado um sistema nacional formal de comércio de emissões (ETS) ou um imposto sobre carbono (carbon tax). Contudo, há iniciativas e debates em curso sobre essas questões. Recentemente, o Marco Legal do Hidrogênio foi aprovado, estabelecendo diretrizes preliminares para o setor. Entretanto, os critérios específicos para regulamentação ainda estão em fase de definição. Enquanto isso, a certificação da produção de hidrogênio ocorre por meio de sistemas voluntários, que determinam seus próprios critérios e padrões.

Pelos fatos supraditos, no presente relatório adotarem-se as taxas de carbono de 50, 100 e 150 US\$/tCO<sub>2eq</sub>, nos cenários 1, 2 e 3, respetivamente. Com o intuito de mensurar o potencial impacto que se teria no custo do H<sub>2</sub>BC.

## 10. ANÁLISE DE CUSTOS

Na presente seção, é analisada, discutida e comparada a competitividade do hidrogênio e da amônia de baixo carbono no mercado doméstico e em relação a outras economias. Ressalta-se que a análise de custos apresentada possui caráter ilustrativo, servindo como um ponto de partida para a compreensão das possibilidades tecnológicas. A avaliação detalhada da viabilidade dessas tecnologias no contexto brasileiro exige estudos complementares mais abrangentes, que integrem fatores multidisciplinares, como a dinâmica específica do mercado local, os tipos de acordo de fornecimento de energia, onde exatamente se conectariam a rede, entre outras. Esses estudos permitirão projetar cenários mais aderentes à realidade nacional e identificar barreiras e oportunidades específicas para cada rota tecnológica.

### 10.1. Comparação Doméstica entre Rotas Tecnológicas

### *10.1.1. Eletrólise de baixa temperatura da água (ALK e PEM)*

A produção e logística de hidrogênio eletrolítico em pequena escala (1 MW) apresenta um panorama diversificado de custos e competitividade, dependendo da fonte de energia utilizada e do modelo de operação adotado, conforme plasmado nas Figuras 13 e 14 (a). Dentre as alternativas avaliadas, a eletrólise (ALK ou PEM) conectada à rede elétrica (Red Br) desponta como a opção mais competitiva para aplicações de baixa capacidade, com custos variando entre 6,8 e 11,9 US\$/kg. Essa vantagem decorre, principalmente, da redução nos preços da energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e da possibilidade de operação em carga plena, garantindo maior eficiência no uso dos recursos energéticos.

Entre as fontes renováveis, a bioeletricidade se destaca como uma alternativa promissora, apresentando um LCOH estável e competitivo, situado entre 6,6 e 14,45 US\$/kg. Essa estabilidade confere à bioeletricidade um diferencial que permite a competição direta com o hidrogênio produzido a partir da rede elétrica, especialmente nos horizontes temporais C1 (2025-2035) e C2 (2035-2045). Tal desempenho está associado à previsibilidade dos custos de geração e à disponibilidade constante da biomassa como recurso.

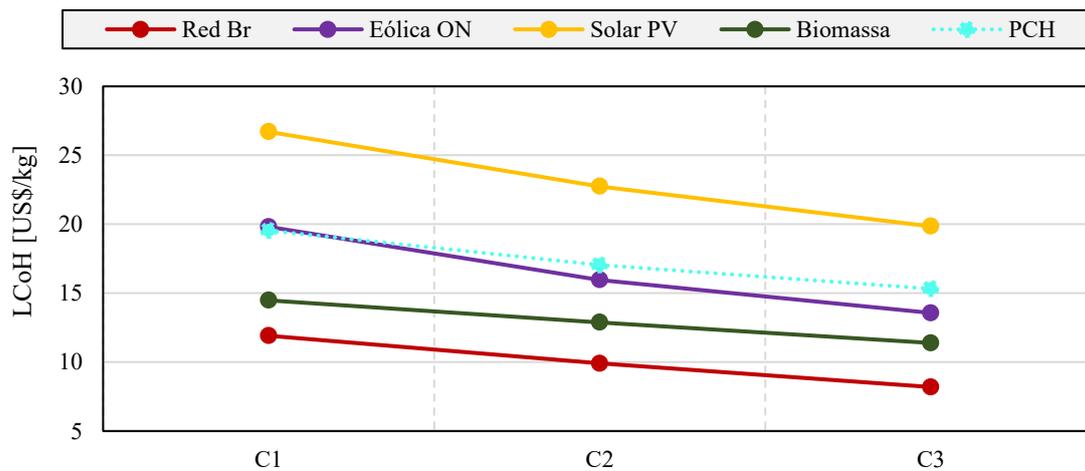
As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) também apresentam potencial de participação na produção de hidrogênio, com estimativas de LCOH variando entre 12,5 e 19,5 US\$/kg. Contudo, o elevado LCOE das PCHs, que oscila entre 55 e 67,5 US\$/MWh, representa um obstáculo significativo à sua competitividade frente às fontes energéticas variáveis. Esse fator limita sua adoção em aplicações onde a redução de custos é um critério determinante.

A energia eólica onshore (Eólica ON), por sua vez, apresenta um LCOH entre 10,6 e 19,8 US\$/kg, refletindo boa competitividade no cenário de pequenas escalas. Essa fonte renovável combina custos de capital decrescentes com eficiência operativa, destacando-se como uma opção viável para a produção descentralizada de hidrogênio. Em contrapartida, os sistemas baseados em energia solar fotovoltaica (Solar PV) enfrentam desafios maiores. Apesar da tendência de queda no LCOE, o LCOH associado à SPV é significativamente mais alto, variando de 15 a 26,7 US\$/kg. Essa disparidade é atribuída à incapacidade de pequenos sistemas de aproveitar o efeito de diluição dos custos de capital, tornando-os proporcionalmente mais caros.

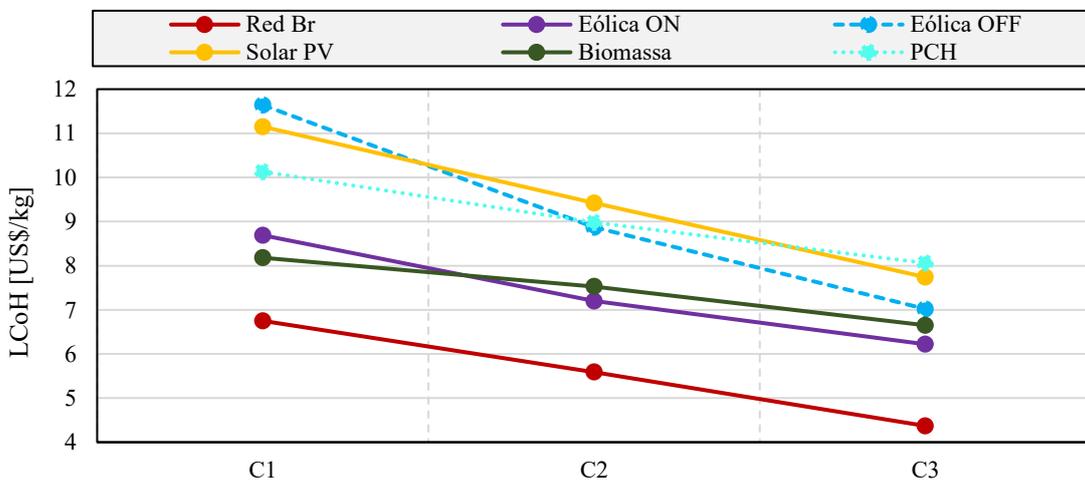
Para sistemas de eletrólise de médio porte (20 MW) (Figuras 13 e 14 (b)), a eletrólise conectada à rede elétrica mantém-se como a melhor opção. Isso se deve à ausência de capacidade eletrolítica ociosa e à competitividade do custo da energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL). No entanto, em sistemas com capacidade acima de 20 MW, torna-se necessário avaliar a infraestrutura de transmissão e distribuição para evitar sobrecargas decorrentes do aumento da demanda.

Entre as fontes renováveis, a eletrólise a partir da energia eólica offshore apresenta o LCOH mais alto no início do horizonte temporal C1 (2025-2035), variando entre 4,4 e 7,3 US\$/kg. Contudo, ao longo do tempo, essa fonte torna-se mais competitiva, aproximando-se e até ultrapassando outras fontes energéticas devido ao efeito de diluição dos custos de capital.

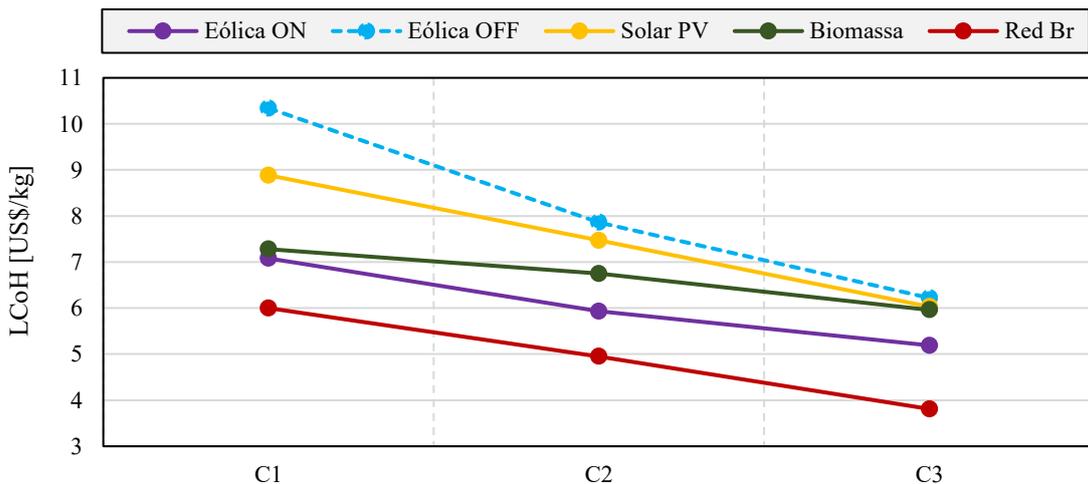
A energia solar fotovoltaica (SPV) e a eólica onshore apresentam valores de LCOH relativamente baixos ao longo dos períodos analisados, beneficiando-se de um LCOE competitivo, inferior a 47 e 38 US\$/MWh, respectivamente. No caso do solar fotovoltaico, o aumento da capacidade instalada contribui para sua crescente competitividade.



(a)



(b)



(c)

**Figura 10.1. LCoH da eletrólise ALK utilizando diferentes fontes de energia elétrica, considerando capacidades de produção de H<sub>2</sub>BC (a) 1 MW, (b) 20 MW e (c) 100 MW em diferentes cenários**  
 A bioeletricidade e as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) ocupam uma posição intermediária em termos de custos. Embora apresentem reduções moderadas nos valores de

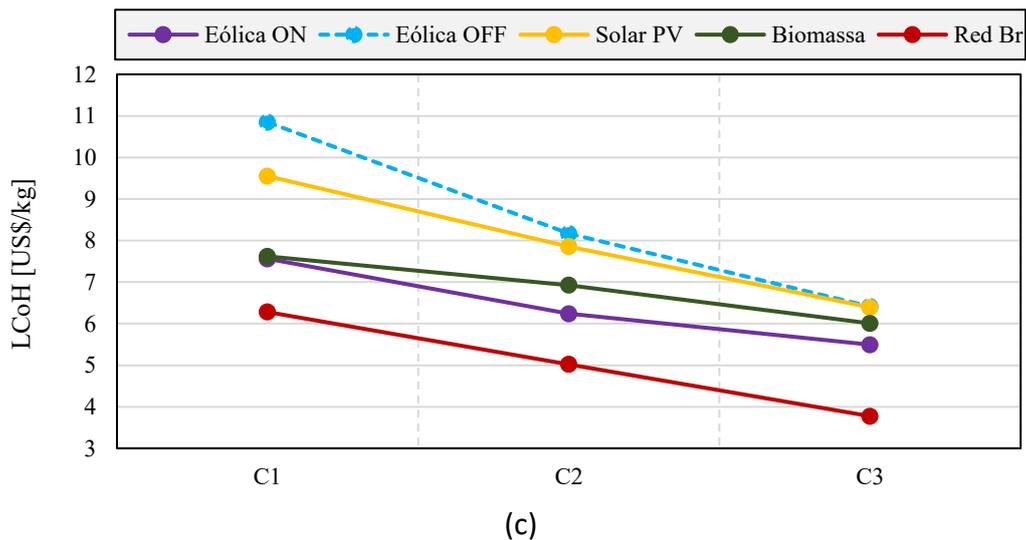
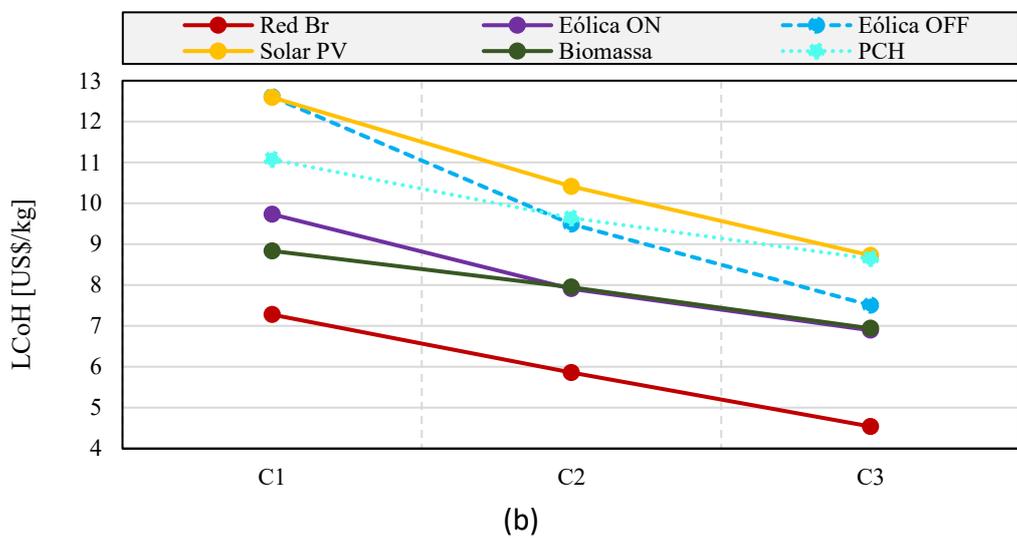
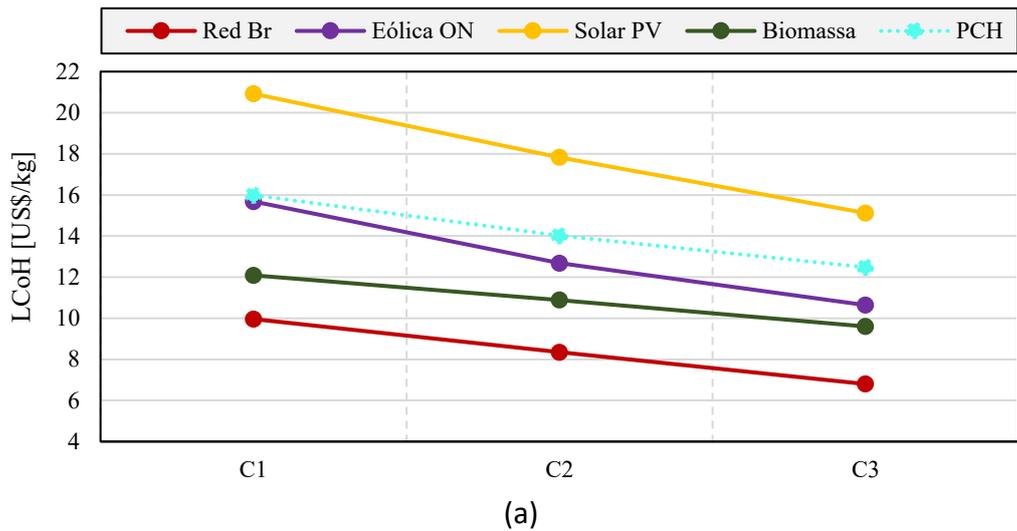
LCOH ao longo do tempo, a bioeletricidade destaca-se pela maior estabilidade operacional e pelo menor LCOE, inferior a 56 US\$/MWh. Essa estabilidade oferece uma vantagem significativa em termos de previsibilidade e controle de custos.

Portanto, para sistemas de pequena e média escala, a escolha da fonte energética para produção de hidrogênio eletrolítico deve considerar aspectos como custo direto de produção, estabilidade do fornecimento, capacidade de diluição dos custos de capital e adequação à infraestrutura existente.

Por outro lado, a produção de hidrogênio eletrolítico em larga escala (100 MW) representa um passo significativo para a transição energética, especialmente em um cenário global que busca reduzir emissões de carbono. Os eletrolisadores ALK se destacam por apresentar um LCOH consistentemente mais baixo em comparação com os eletrolisadores tipo PEM (Figuras 13 e 14 (c)). Essa diferença reflete a maturidade tecnológica e o menor custo inicial dos sistemas ALK. No entanto, desafios relacionados à intermitência energética e à pureza do hidrogênio produzido permanecem como barreiras técnicas importantes.

Entre as fontes energéticas avaliadas, a energia eólica offshore apresenta os valores estimados de LCOH mais elevados (6,2 – 10,8 US\$/kg), com variações de 4% a 34,5% superiores em comparação com outras fontes variáveis. Apesar disso, sua competitividade aumenta ao longo do tempo devido à capacidade de produzir maiores volumes de hidrogênio e à redução média de 47% no LCOE. Essa tendência reforça o potencial da eólica offshore como uma fonte de médio a longo prazo para aplicações de hidrogênio em larga escala.

Os sistemas baseados em energia solar fotovoltaica apresentam valores de LCOH relativamente baixos ao longo do tempo (6,0 e 9,5 US\$/kg), atribuídos à relação favorável entre o custo da energia consumida e a produção de hidrogênio. Contudo, os eletrolisadores alimentados exclusivamente por solar PV enfrentam a maior taxa de capacidade ociosa (61%), exigindo estratégias de hibridização com outras fontes ou a adoção de sistemas de *backup*, o que pode aumentar consideravelmente os custos operacionais.



**Figura 10.2. LCoH da eletrólise PEM utilizando diferentes fontes de energia elétrica, considerando capacidades de produção de (a) 1 MW, (b) 20 MW e (c) 100 MW em diferentes cenários**

Por sua vez, a energia eólica onshore demonstra os valores de LCOH mais baixos ao longo do tempo (5,2 e 7,5 US\$/kg), consolidando-se como uma fonte promissora para alimentar eletrolisadores no Brasil, especialmente para as regiões do Nordeste e Sul. Apesar

disso, seu fator de capacidade (< 50%) e a variabilidade da geração indicam a necessidade de combinar essa fonte com outras tecnologias ou sistemas de armazenamento, visando garantir maior estabilidade e eficiência operacional.

A biomassa, embora apresente custos intermediários (5,9 e 7,6 US\$/kg), destaca-se pela confiabilidade e previsibilidade na geração de energia. Essa característica confere à biomassa uma vantagem competitiva, especialmente nas regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul, que concentram maior capacidade de produção de bioeletricidade. Ao longo dos períodos avaliados, a redução do LCOH dessa fonte é moderada, reforçando seu papel estratégico como uma alternativa complementar em sistemas híbridos.

Dessa forma, a escolha da fonte energética para produção de hidrogênio eletrolítico em larga escala deve considerar não apenas o LCOH, mas também fatores como confiabilidade, disponibilidade regional e integração tecnológica, visando maximizar o benefício econômico e ambiental das tecnologias de eletrólise.

### *Dessegregação de custos*

A desagregação dos custos associados à produção e logística de hidrogênio eletrolítico nas diferentes escalas avaliadas, permitiu identificar a contribuição relativa de diferentes componentes no custo total, como ilustrado na Figuras 15 a 17. Este estudo destaca as variações observadas em quatro categorias principais: custo de produção, custos de compressão e armazenamento (C&A), taxas e impostos, e custo de transporte. Essas variações refletem as diferenças intrínsecas das tecnologias e das condições operacionais específicas (C1, C2 e C3).

A contribuição do **custo de produção** no custo total representa a maior parcela para ambas as tecnologias. No caso da ALK, os percentuais variam de 43,4% a 62,1% em C1, 37,1% a 5,9% em C2 e 25,8% a 49,2% em C3. Para a tecnologia PEM, os valores são ainda mais expressivos, variando de 51,3% a 61,9% em C1, 37,2% a 57,4% em C2 e 38,6% a 52,2% em C3. Esses resultados evidenciam a importância do consumo de energia elétrica e da eficiência operacional de cada tecnologia como fatores determinantes do custo total.

Logo, segue o **custo de transporte** que apresenta a maior variação percentual, devido a fatores como distâncias percorridas e quantidade de hidrogênio transportada. No caso da ALK, os custos de transporte variam de 10,8% a 32,14% (C1), 12,7% a 39,1% (C2) e 15% a 51,1% (C3). Para a PEM, os valores são ligeiramente inferiores, variando de 8,5% a 30,8% (C1), 10% a 38,6% (C2) e 11,6% a 52,1% (C3). Essas diferenças refletem as capacidades de produção por fonte energética e os desafios logísticos associados.

Os **custos de compressão e armazenamento (C&A)** também representam uma parcela significativa, com uma tendência de aumento quando é menor a capacidade de produção. Para a ALK, a contribuição varia de 6,2% a 36,6% (C1), 7,1% a 40,8% (C2) e 6,9% a 46,1% (C3). No caso da PEM, esses custos são relativamente menores, oscilando entre 6,1% a 29,6% (C1), 6,5% a 33% (C2) e 7,6% a 35,4% (C3). A diferença observada deve-se à menor pressão de operação do hidrogênio produzido pela ALK, o que demanda sistemas de compressão com altas razões de compressão volumétrica para viabilizar seu armazenamento. Essa necessidade decorre das propriedades físico-químicas do hidrogênio, que apresenta densidade volumétrica extremamente baixa em condições normais. Para otimizar o espaço de armazenamento e garantir sua viabilidade técnica, são requeridas pressões mais elevadas, resultando no uso de sistemas de compressão mais robustos e energeticamente mais intensivos.

Por fim, os custos atrelados as **taxas e impostos** mostram uma contribuição mais uniforme no custo total, refletindo variações tributárias locais ou regionais. Para a ALK, os valores oscilam entre 7,8% e 12,8% (C1), 7,6% e 13,5% (C2), e 7,5% e 14,7% (C3). Já para a PEM, as contribuições estão na faixa de 9,8% a 12,3% (C1), 7,7% a 12,1% (C2), e 7,6% a 11,4% (C3).

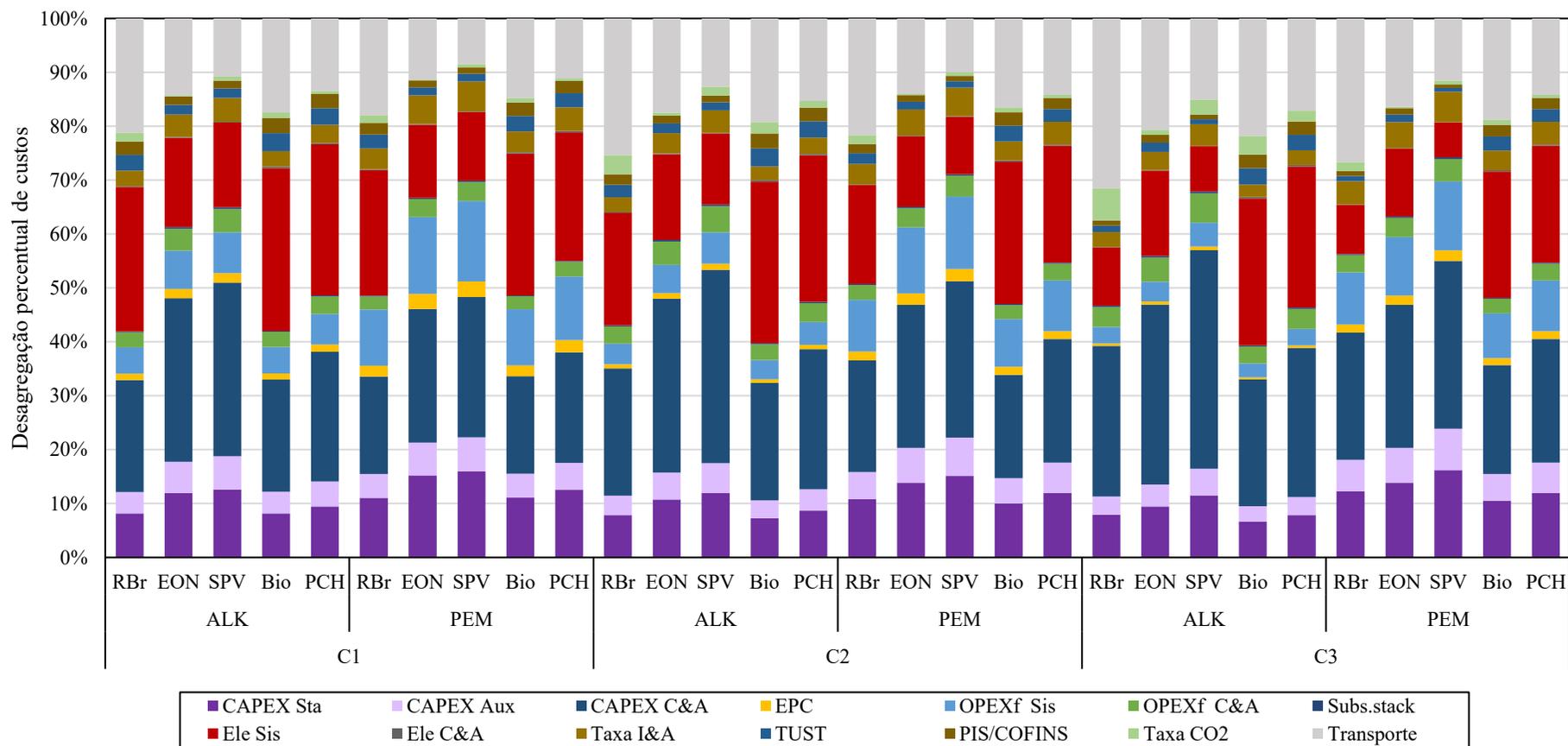


Figura 10.3. Custo detalhado por tecnologia eletrolítica e cenário avaliado, considerando uma capacidade de produção de 1 MW

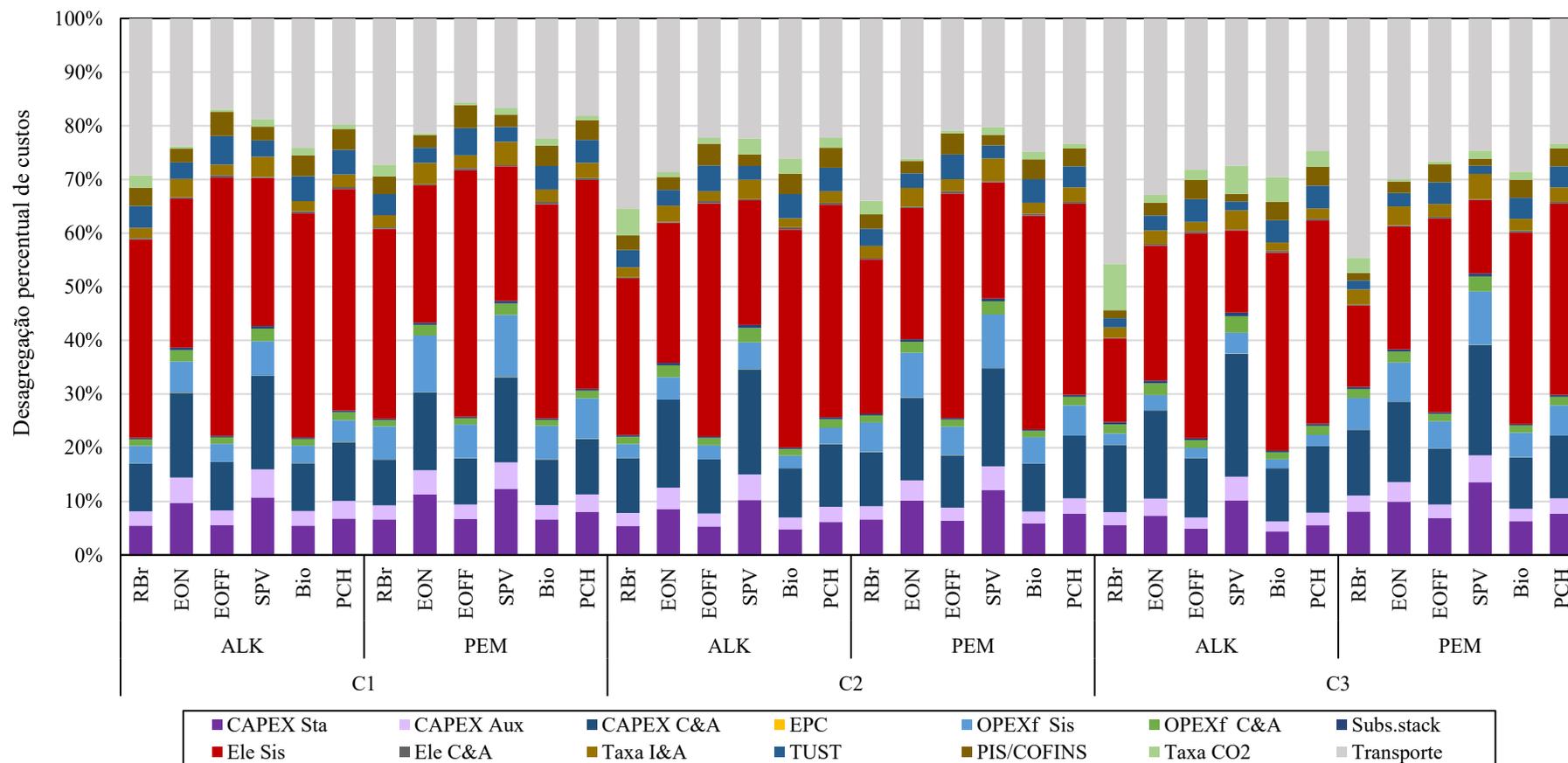


Figura 10.4. Custo detalhado por tecnologia eletrolítica e cenário avaliado, considerando uma capacidade de produção de 20 MW

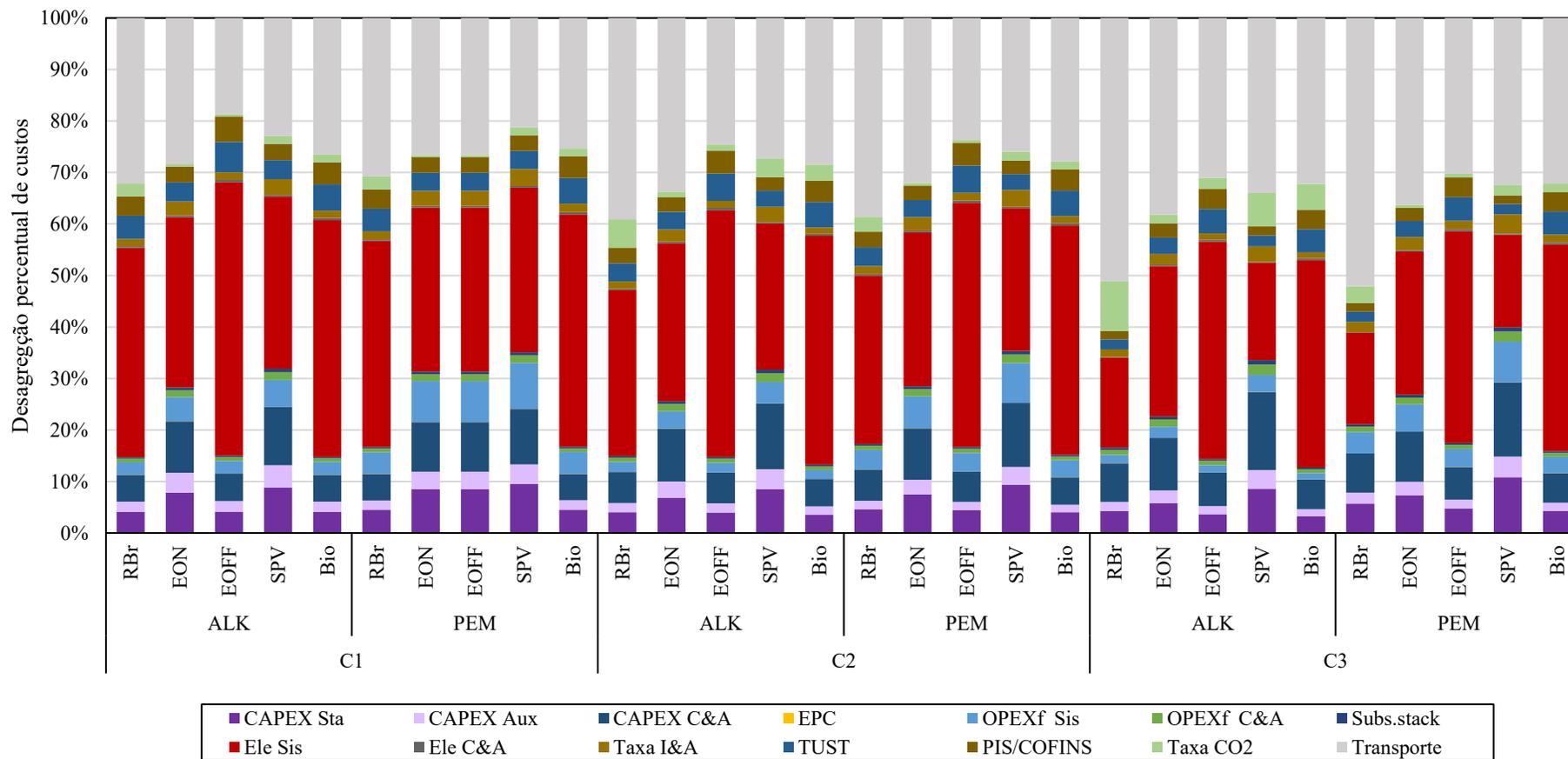


Figura 10.5. Custo detalhado por tecnologia eletrolítica e cenário avaliado, considerando uma capacidade de produção de 100 MW

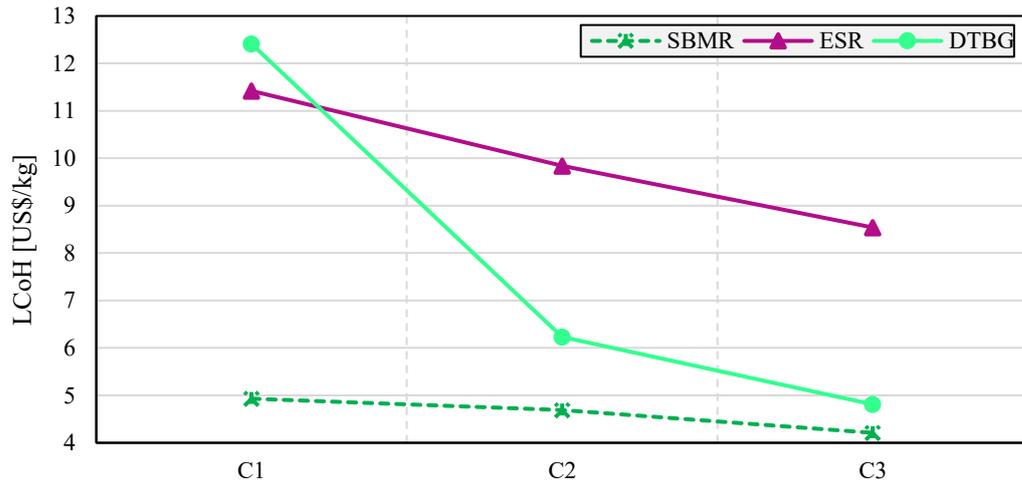
### 10.1.2. Processos termoquímicos (SBMR, ESR e DTBG)

A produção de hidrogênio por processos termoquímicos, em pequena (< 1 MW), média (5 MW) e larga escala (> 20 MW), é uma alternativa promissora para atender à demanda crescente por este vetor energético, especialmente em um país com abundante recurso bioenergético. Este estudo avaliou três sistemas principais: Reforma a Vapor de Etanol (ESR), Reforma de Biometano por Vapor (SBMR) e a Decomposição Termocatalítica do biogás, com base em sua cadeia de produção e logística, em três cenários temporais: C1 (2025-2035), C2 (2035-2045) e C3 (2045-2055).

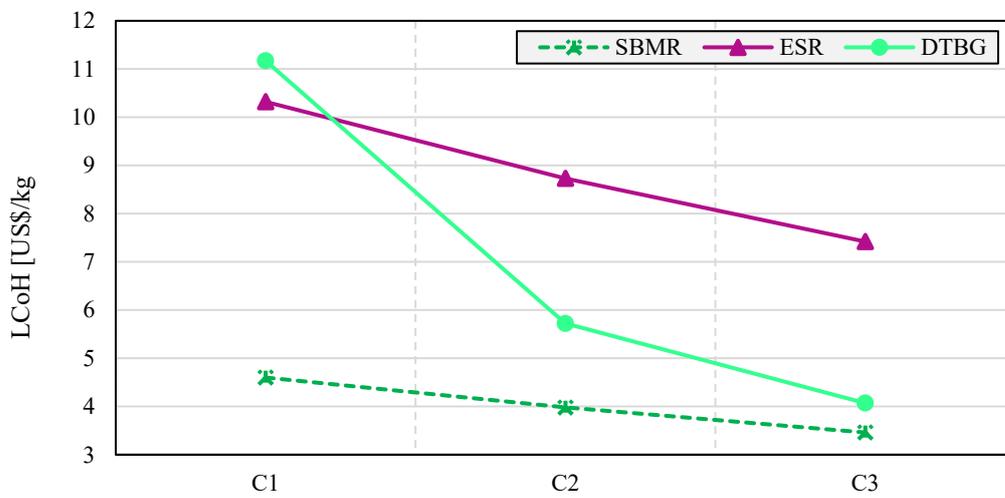
Para todas as escalas de produção contempladas (Figura 18), a SBMR desponta como a opção mais competitiva, com custos totais variando entre 3,1 e 4,9 US\$/kg. Essa vantagem decorre, principalmente, da maturidade tecnológica, que garante operação em carga plena, e do biometano, que é um energético sustentável e de baixo custo. Tal potencial poderá ter uma maior exploração nas regiões Sul e Sudeste devido a sua alta disponibilidade de matéria-prima para a produção de biogás e biometano, os quais podem ser utilizados para a produção descentralizada de hidrogênio.

A DTBG, por sua vez, apresenta um LCOH entre 3,7 e 12,4 US\$/kg (Figura 18), o que a posiciona como uma opção economicamente viável em determinadas condições. Uma de suas principais vantagens é a geração de subprodutos de carbono sólido, como negro de fumo, que podem reduzir significativamente os custos, especialmente em escalas maiores. Além disso, a DTBG pode resultar em emissões negativas, proporcionando receitas adicionais ao combinar a valorização do carbono sólido com a procedência do biogás utilizado. Contudo, o sucesso dessa rota depende da redução de custos de *feedstock* e eletricidade, do amadurecimento tecnológico que permita a redução do CAPEX e do desenvolvimento de mercados estáveis para os subprodutos de carbono sólido.

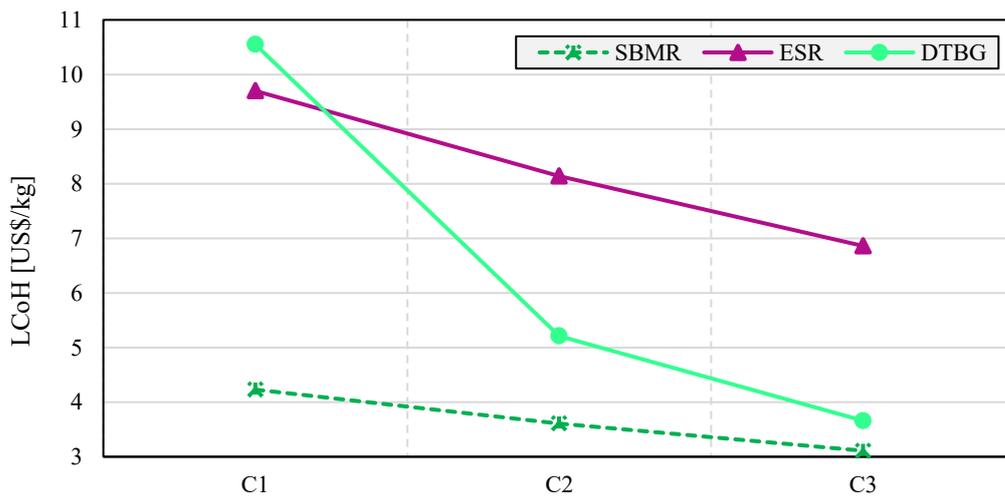
Já a ESR apresenta um LCOH competitivo entre 6,8 e 11,4 US\$/kg, porém enfrenta desafios associados ao alto custo do bioetanol, sua principal matéria-prima, que varia de 17,2 a 23,9 US\$/GJ, em comparação com o biometano, cujo custo é significativamente menor (7,2 a 7,9 US\$/GJ). Essa diferença de custos representa um entrave para a competitividade da ESR frente a outras rotas renováveis, limitando sua aplicação a nichos específicos onde o bioetanol seja amplamente disponível e economicamente acessível.



(a)



(b)



(c)

Figura 10.6. LCoH das tecnologias SBMR, ESR e DTBG, considerando capacidades de produção de (a) 1 MW, (b) 5 MW e (c) 20 MW em diferentes cenários

Em suma, a escolha entre essas rotas depende de fatores regionais, como disponibilidade e custo de matéria-prima, além de considerações econômicas e ambientais. Enquanto a SBMR se destaca pela competitividade e maturidade, a DTBG e a ESR apresentam

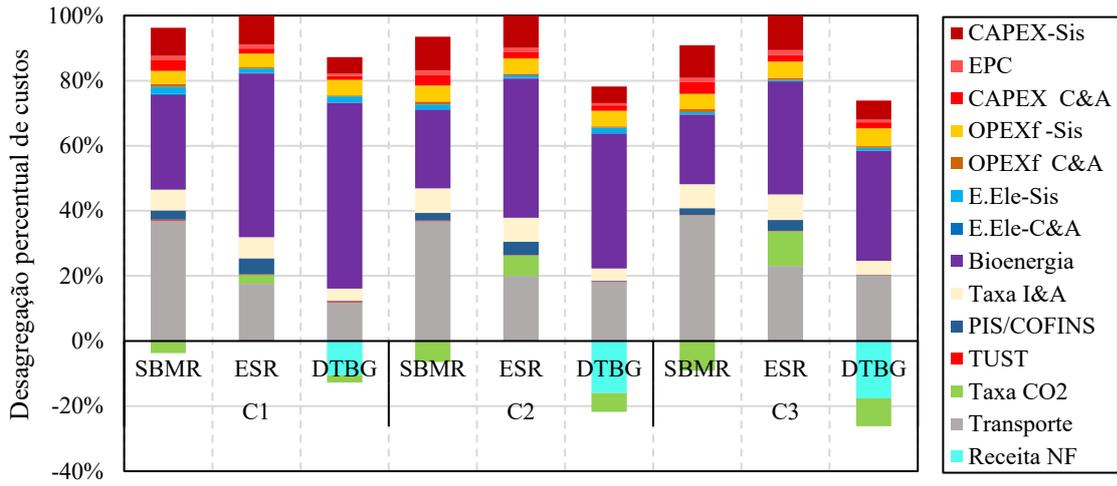
oportunidades específicas, mas requerem avanços tecnológicos e estratégias de mercado para alcançar maior viabilidade econômica.

#### *Desagregação de custos*

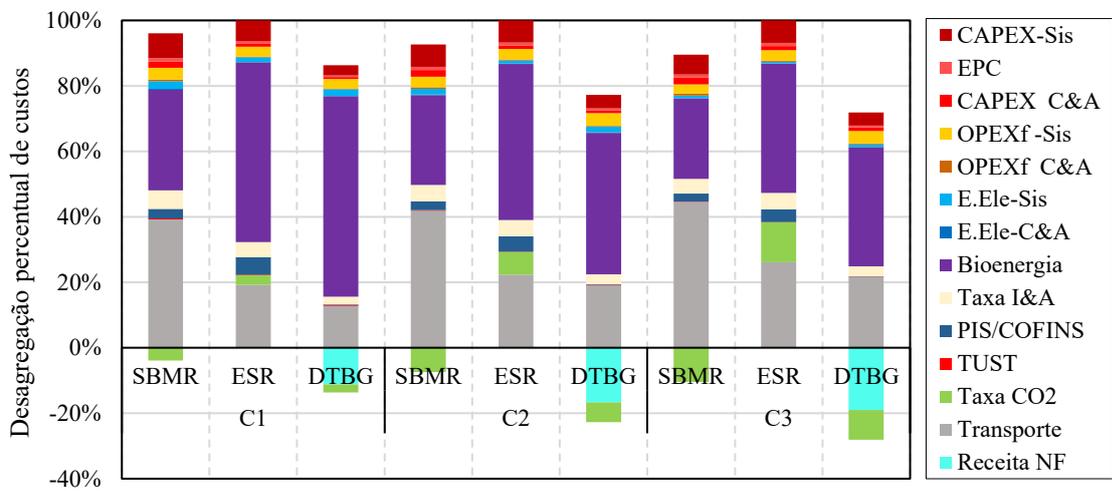
A Figura 19 apresenta o custo detalhado das tecnologias SBMR, ESR e DTBG. Tal variação se enquadra nas quatro categorias de interesse: custo de produção, custos de C&A, taxas e impostos, e custo de transporte.

A contribuição do **custo de produção** no custo total representa a maior parcela para as três tecnologias. No caso da SBMR, o custo de produção representa 48,4% a 49,1% em C1, 46% a 48,4% em C2, e 43,1% a 46,5% em C3, destacando uma menor participação em comparação com as demais tecnologias devido à maior eficiência de conversão do processo (razão molar  $H_2/CH_4$  de 3,3 a 3,7) e ao baixo custo do biometano como matéria-prima. Para as tecnologias ESR, os percentuais são mais elevados, variando de 65,9% a 66,6% em C1, 59,3% a 59,7% em C2 e 50,2% a 52,2% em C3. Esses valores refletem o maior impacto do custo do bioetanol, além de uma eficiência energética inferior em relação à SBMR. Por outro lado, a tecnologia DTBG apresenta os valores mais expressivos, com percentuais que flutuam entre 93,5% a 97,7% em C1, 95,1% a 101,2% em C2, e 98,1% a 108,4% em C3. Isso evidencia a elevada dependência dos custos operacionais e das matérias-primas no caso desta tecnologia, tornando-a economicamente desafiadora, especialmente em cenários de menor escala produtiva. Contudo, esse custo pode ser reduzido pela receita gerada do sub produto negro de fumo em 14% a 16,3% no C1, 28,2% a 33,3% em C2 e 37% a 47,8% em C3.

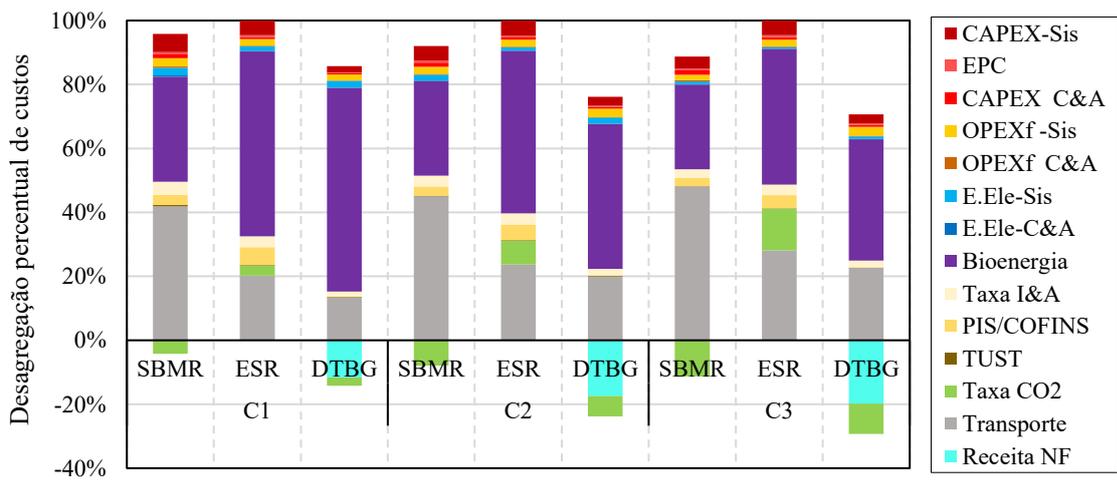
Independentemente da tecnologia utilizada, componentes como compressão, armazenamento, transporte e taxas tributárias desempenham papéis relevantes na composição do custo total, com contribuições que variam de acordo com a escala produtiva e a infraestrutura disponível. Em pequena escala, os custos de compressão e armazenamento são mais significativos devido à necessidade de sistemas especializados para lidar com volumes menores e maior frequência operacional. Já em médias e largas escalas, as economias de escala associadas ao transporte e à logística contribuem para a redução do custo final do hidrogênio.



(a)



(b)



(c)

Figura 10.7. Custo detalhado das tecnologias SBMR, ESR e DTBG, considerando capacidades de produção de (a) 1 MW, (b) 5 MW e (c) 20 MW em diferentes cenários

## 10.2. Competitividade do H<sub>2</sub>BC Nacional em relação a outros países

Diversos parâmetros econômicos são indispensáveis para definir, de maneira abrangente, o desempenho técnico e econômico de um sistema de produção de hidrogênio, conforme descrito no Capítulo 3. Variações nos valores desses parâmetros podem gerar discrepâncias ao comparar diretamente diferentes estudos. Grande parte das publicações internacionais analisadas apresenta os valores do LCOH calculados com base em intervalos de custos e parâmetros previamente definidos. No entanto, este capítulo destaca a comparação entre os valores apresentados nesses relatórios e as estimativas de referência desenvolvidas especificamente para projetos nacionais, conforme detalhado na seção 4.1.

O Brasil destaca-se como um dos países mais competitivos globalmente para a produção de H<sub>2</sub>BC. De acordo com nossas projeções, o LCOH no país deverá variar aproximadamente entre 2,40 a 14,20 USD/kg de H<sub>2</sub> em planta de pequena escala (< 1 MW), de 2,00 a 6,58 USD/kg de H<sub>2</sub> em planta de média escala (20MW) e de 2,97 a 5,67 USD/kg de H<sub>2</sub> em planta de larga escala (100 MW) até 2035. Para 2045-55, estima-se que esse valor reduza ainda mais, atingindo valores aproximadamente entre 1,76 a 9,00 USD/kg de H<sub>2</sub> em planta de pequena escala (< 1 MW), de 1,34 a 3,82 USD/kg de H<sub>2</sub> em planta de média escala (20MW) e de 0,97 a 2,98 USD/kg de H<sub>2</sub> em planta de larga escala (100 MW). Onde se destacam por seu preço competitivo as tecnologias SBMR, eletrólise ALK e PEM conectada à rede, eletrólise ALK e PEM conectada a plantas eólicas on-shore, a decomposição termocatalítica do biogás, quando considerado a receita oriunda do negro de fumo, e a reforma a vapor do etanol, conforme sintetizado na Tabela 15.

**Tabela 10.1. LCoH de maior competitividade avaliados neste trabalho**

| Capacidade [MW] | C1   |     |     | C2  |     |     | C3  |     |     |
|-----------------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
|                 | 1    | 20  | 100 | 1   | 20  | 100 | 1   | 20  | 100 |
| SBMR            | 2,4  | 2,0 | -   | 2,2 | 1,7 | -   | 1,9 | 1,3 | -   |
| DTBG            | 9,8  | 8,6 | -   | 4,2 | 3,5 | -   | 2,9 | 2,2 | -   |
| ESR             | 7,5  | 6,5 | -   | 5,8 | 4,8 | -   | 4,4 | 3,4 | -   |
| ALK RedBR       | 4,5  | 3,3 | 2,9 | 3,1 | 2,2 | 2,0 | 1,7 | 1,1 | 0,9 |
| PEM RedBR       | 6,1  | 3,7 | 3,2 | 4,5 | 2,6 | 2,2 | 3,2 | 1,5 | 1,1 |
| ALK EON         | 6,8  | 4,2 | 3,5 | 4,8 | 3,1 | 2,6 | 4,3 | 2,1 | 2,0 |
| PEM EON         | 10,3 | 5,1 | 3,9 | 7,7 | 3,7 | 2,9 | 6,2 | 3,0 | 1,6 |

Ao comparar os preços prospectados no mercado internacional (adelphi, 2021; Alessandro Clerici; Samuele Furfari, 2021; DOE, 2021; Hydrogen Europe, 2024; IEA, 2023a; IRENA, 2022c) relacionados a média e larga escala de produção, verifica-se que a produção de hidrogênio no Brasil apresenta potencial competitivo em diversos mercados (Figuras 20 e 21). Esse potencial se deve não apenas aos custos de produção relativamente baixos, mas também à elevada disponibilidade de recursos renováveis, como energia solar, eólica e biomassa, que favorecem a geração de hidrogênio com menor intensidade de carbono. Além disso, a baixa pegada de carbono associada ao hidrogênio brasileiro representa uma vantagem estratégica, especialmente em mercados que adotam políticas rigorosas de descarbonização, como a União Europeia e países asiáticos, onde a adoção de certificados de origem e taxas sobre emissões de carbono podem tornar o hidrogênio brasileiro ainda mais atrativo. Essa característica sustentável pode conferir ao Brasil a capacidade de captar um prêmio de mercado sobre o hidrogênio produzido em outras regiões, que ainda dependem fortemente

de fontes fósseis, consolidando sua posição como um dos principais fornecedores globais de hidrogênio verde.

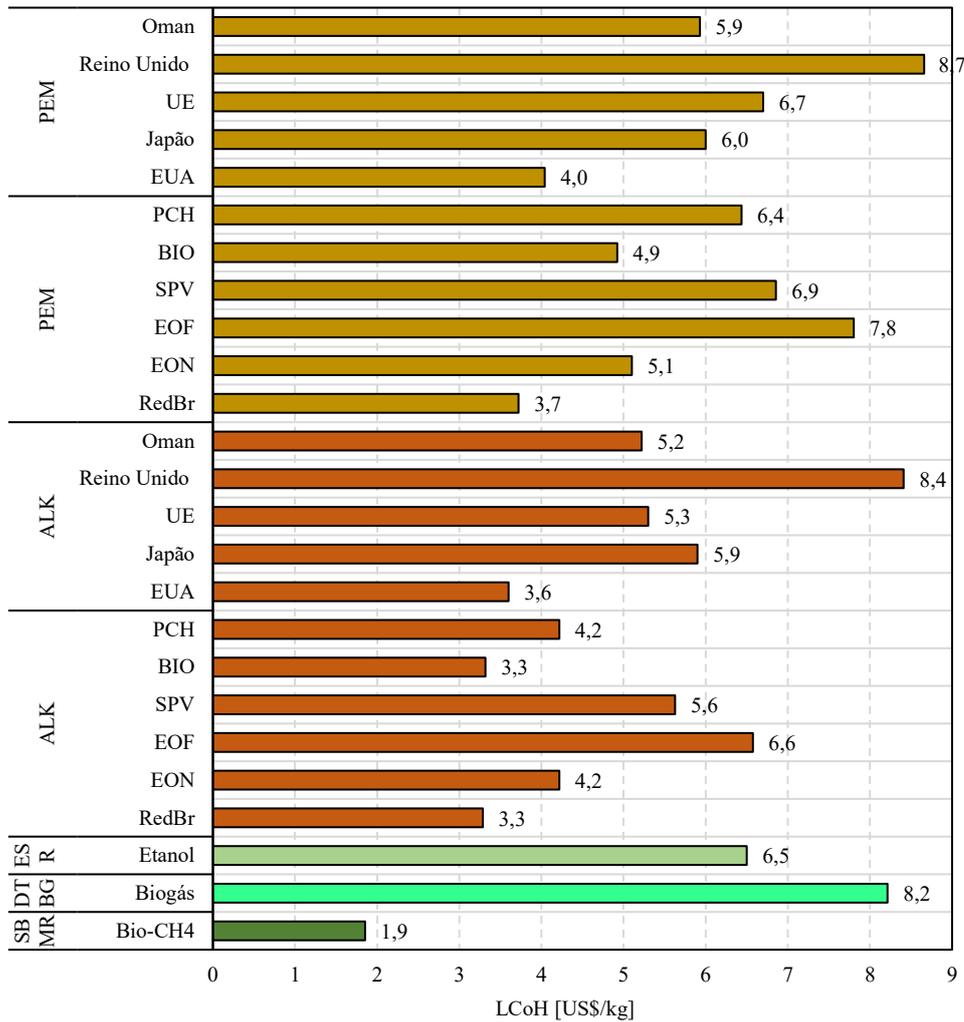


Figura 10.8. Comparação de LCoH do H<sub>2</sub>BC nacional com alguns mercados específicos no C1

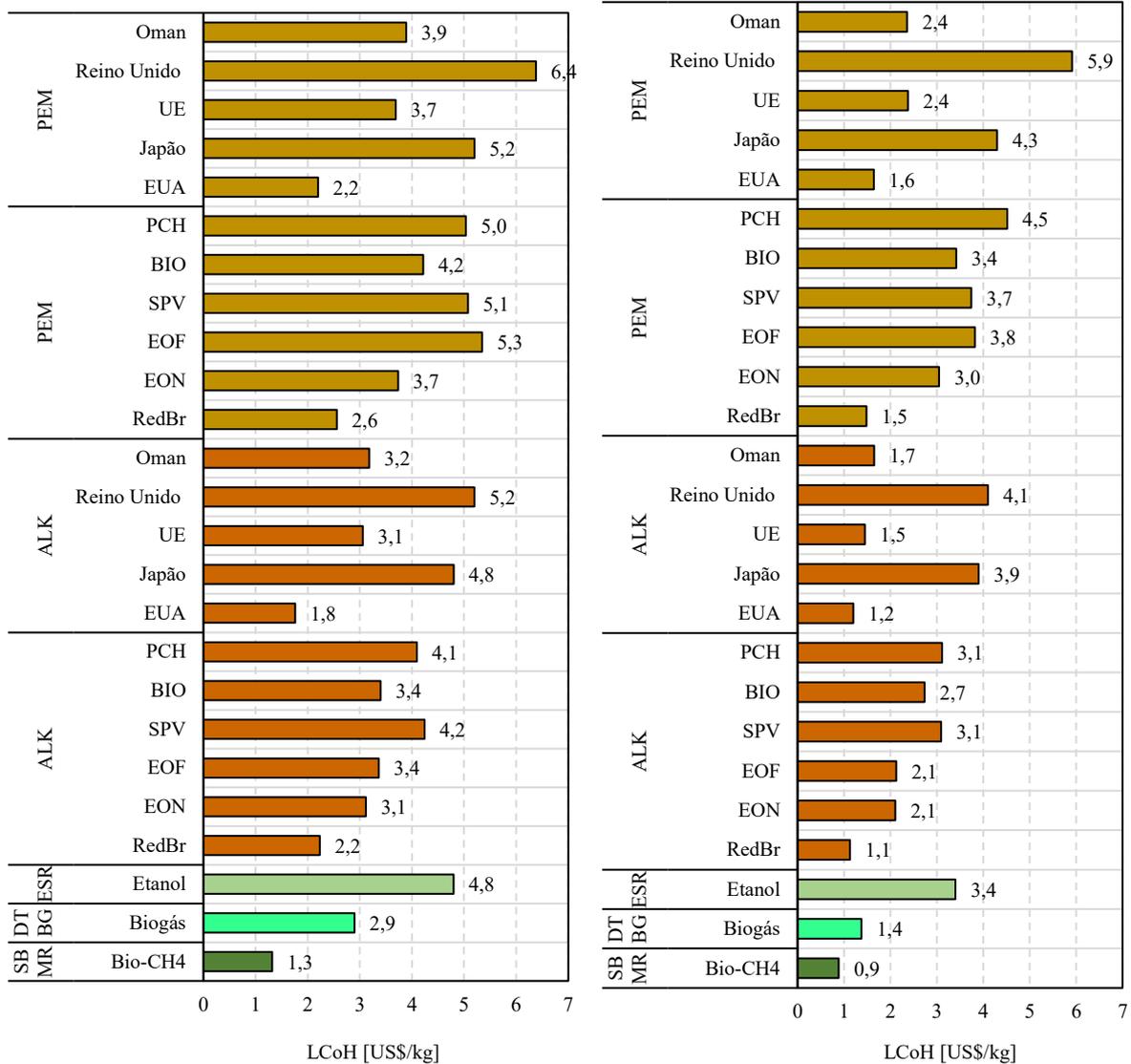


Figura 10.9. Comparação de LCoH do H<sub>2</sub>BC nacional com alguns mercados específicos no C2 e C3

### 10.3. Competitividade da NH<sub>3</sub> de baixo carbono Nacional em relação a outras economias

A produção de amônia de baixo carbono, em pequena (1 MW), média (60 MW) e larga (300 MW) escala, é uma commodity global estrategicamente importante. Embora tenha uma ampla gama de aplicações na indústria química, refrigeração, mineração, farmacêutica, entre outros, é o seu uso na produção de fertilizantes nitrogenados sintéticos que a torna um elemento-chave na segurança alimentar. Este estudo avaliou o LCOA a partir do H<sub>2</sub>BC produzido pela eletrólise ALK e PEM utilizando energia elétrica da rede, a reforma a vapor do biometano, a reforma a vapor do etanol e a Decomposição Termocatalítica do biogás com e sem considerar a receita de negro de fumo.

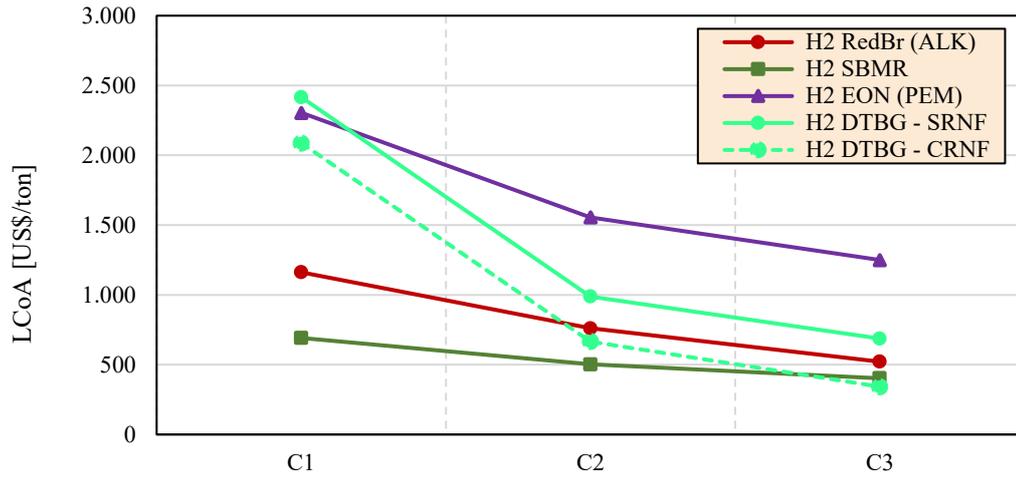
Para todas as escalas de produção e horizontes temporais analisados, a Figura 22 indica que o LCoA tende a diminuir ao longo do tempo, reflexo de avanços tecnológicos, redução nos custos dos energéticos e ganhos de escala. Entre as rotas avaliadas, a produção de amônia por meio do processo de SBMR se destaca como a alternativa mais competitiva, com custos variando entre 114,3 e 69,7 US\$/tonNH<sub>3</sub>. Essa vantagem é atribuída à elevada eficiência do

processo, com razão molar de  $H_2$ /bio- $CH_4$  entre 3,3 e 3,7, e aos baixos custos associados ao biometano, principal insumo do processo. Além disso, o SBMR apresenta estabilidade de custos em todos os horizontes temporais, reforçando sua viabilidade econômica e sua atratividade como opção preferencial.

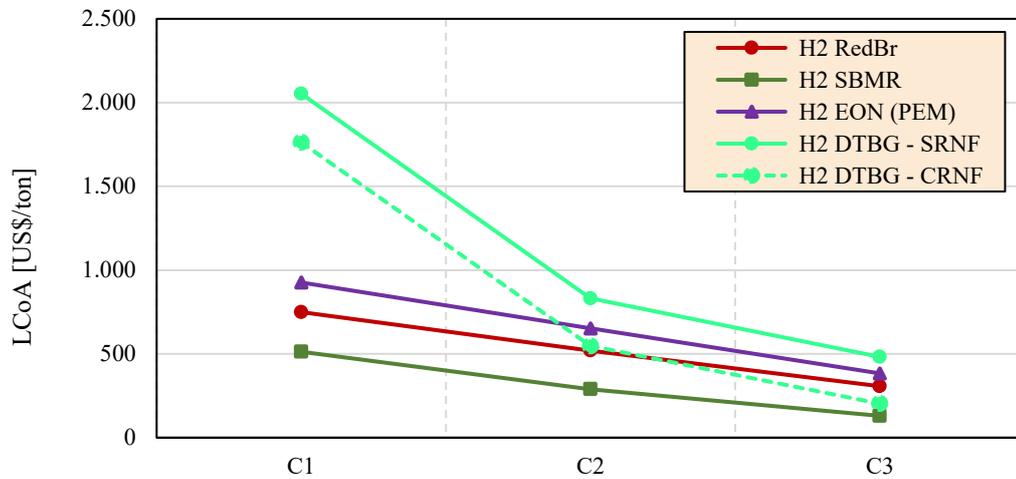
Logo, a produção de amônia integrada a rota de eletrólise ALK, conectada à rede elétrica, surge como a segunda alternativa mais viável, com custos variando entre 291,3 e 1.162 US\$/ton $NH_3$ . O desempenho econômico dessa rota reflete sua maturidade tecnológica e a competitividade dos custos da eletricidade na matriz energética brasileira, especialmente nos cenários futuros (C2 e C3), quando se espera maior penetração de fontes renováveis e tarifas mais atrativas. Em contrapartida, a eletrólise PEM, conectada a fonte eólica *onshore*, apresenta custos ligeiramente superiores, oscilando entre 367,9 e 2.304,9 US\$/ton $NH_3$ , evidenciando os desafios técnicos e econômicos associados à sua implementação, como maior complexidade operacional e custos de capital mais elevados.

Por outro lado, a amônia integrada ao processo de DTBG apresenta uma dinâmica distinta, marcada por ampla variação de custos em função da receita gerada pelo negro de fumo, um subproduto de alto valor agregado. Sem considerar essa receita, os custos variam entre 466,3 e 2.416,5 US\$/ton $NH_3$ , enquanto, com a receita, os valores caem para a faixa de 187,7 a 2.087,8 US\$/ton $NH_3$ . Esses dados destacam o impacto crítico da valorização do negro de fumo na viabilidade econômica dessa rota, tornando-a potencialmente competitiva em cenários onde há demanda para esse subproduto.

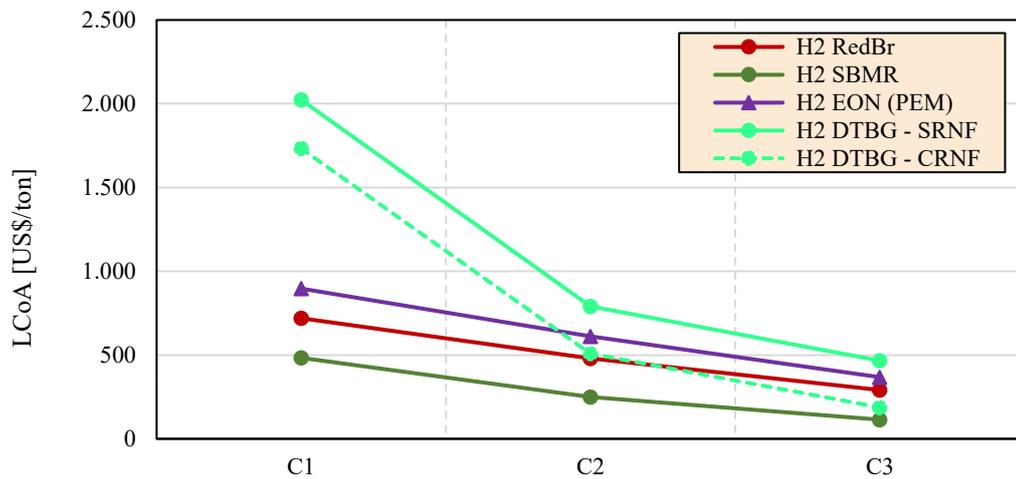
No horizonte temporal inicial (C1, 2025-2035), observa-se custos mais elevados em todas as rotas, com destaque para a DTBG, cujas limitações estão associadas à baixa eficiência de conversão do biogás em  $H_2$  (razão molar  $H_2$ /bio- $CH_4$  de 2,5) e aos elevados custos operacionais e de manutenção. Contudo, ao longo dos horizontes temporais subsequentes (C2 e C3), espera-se uma redução significativa nos custos de todas as tecnologias analisadas, impulsionada por inovações tecnológicas, eficiência operacional e otimização de processos.



(a)



(b)



(c)

Figura 10.10. LCoA utilizando H2BC das rotas ALK (RedBr), SBMR, ESR e DTBG (com e sem receita de negro de fumo), considerando capacidades de produção de (a) 20 MW, (b) 60 MW e (c) 300 MW em diferentes cenários

Por fim, ao comparar os preços prospectados no mercado internacional (BNEF, 2024; Hydrogen Europe, 2023; IRENA and AEA, 2022; S&P Global, 2022; Wood Mackenzie, 2022), observa-se que a produção nacional de amônia a partir das rotas analisadas apresenta um potencial competitivo significativo no cenário global (Figura 23). Estima-se que o custo da amônia renovável e de baixo carbono diminuirá substancialmente ao longo do tempo, tornando-a uma alternativa viável no longo prazo. Por outro lado, a amônia produzida a partir de combustíveis fósseis deverá registrar uma tendência de aumento nos custos médios, passando de 810 US\$/ton NH<sub>3</sub> no horizonte C1 (2025-2035) para 910 US\$/ton NH<sub>3</sub> no C2 (2035-2045) e 1.000 US\$/ton NH<sub>3</sub> no C3 (2045-2055). Esse comportamento ascendente é atribuído, em grande parte, ao impacto das crescentes taxas de carbono ao redor do mundo.

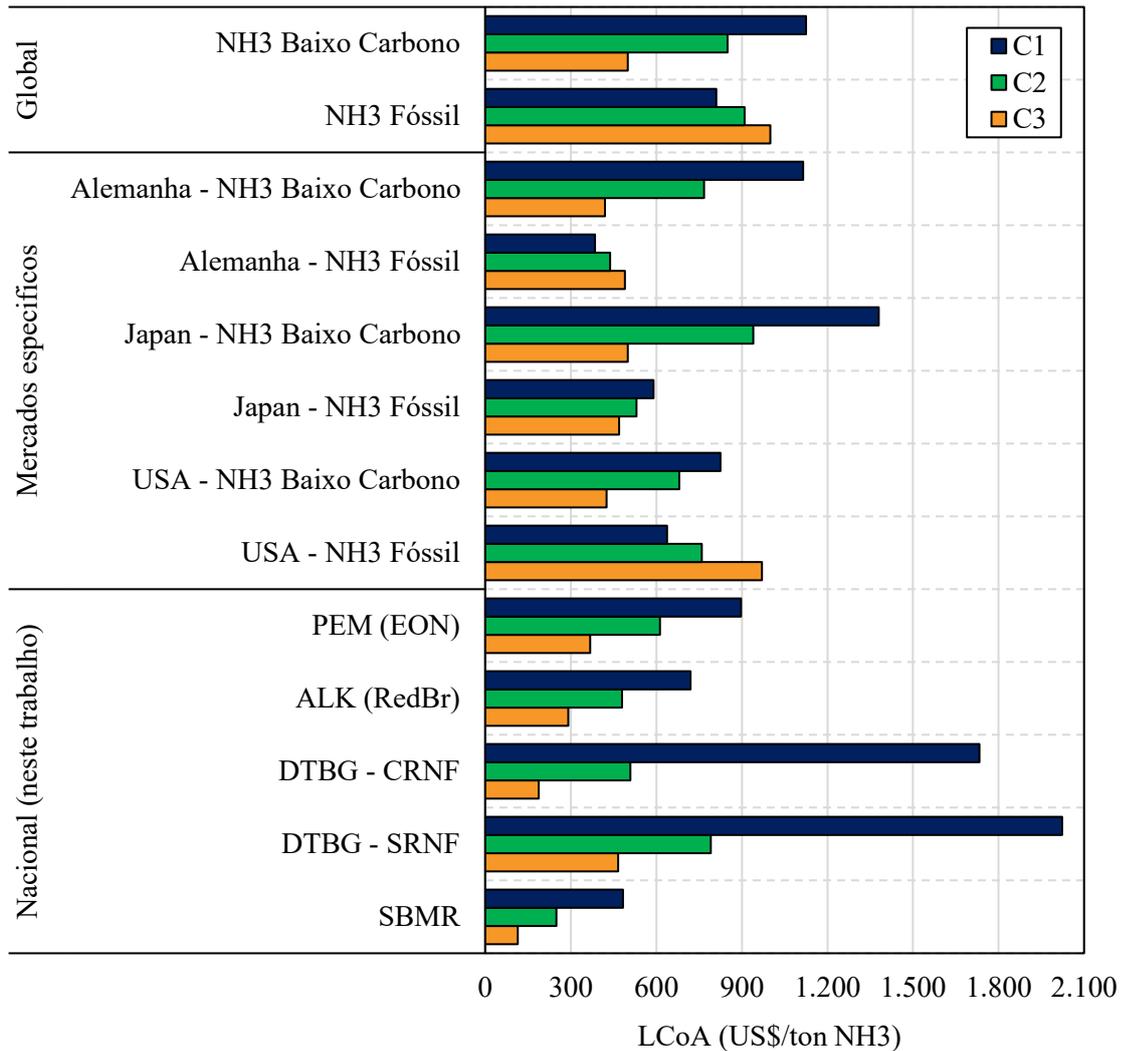


Figura 10.11. Comparação de LCoA da amônia nacional com a global e alguns mercados específicos

No caso da amônia de baixo carbono produzida globalmente, os custos médios estimados caem progressivamente, indo de 1.125 US\$/ton NH<sub>3</sub> no C1 para 850 US\$/ton NH<sub>3</sub> no C2 e 500 US\$/ton NH<sub>3</sub> no C3. Portanto, os resultados obtidos indicam que, após 2030, a amônia de baixo carbono produzida no Brasil poderá competir em termos de custo com a amônia de base fóssil. Isso reforça o potencial estratégico da amônia nacional para uso doméstico ou exportação, uma vez que apresenta custos mais atrativos em comparação à produção doméstica baseada em combustíveis fósseis. Adicionalmente, destaca-se que os

custos associados ao transporte marítimo de amônia podem impactar o custo total de projetos de importação. Estima-se que esse transporte adicione entre 45 e 100 US\$/ton NH<sub>3</sub>, ou 2 a 5 US\$/GJ, aos custos de produção local (IRENA and AEA, 2022).

## 11. CONCLUSÕES

---

Este estudo analisou detalhadamente as tecnologias e os custos associados às cadeias de produção e logística do hidrogênio de baixo carbono (H<sub>2</sub>BC) considerando diferentes rotas tecnológicas. Os resultados indicaram que a rota termoquímica SBMR apresenta custos competitivos para o consumo interno, variando entre 4,9 (pequena escala) e 4,2 (larga escala) US\$/kg no cenário C1, 4,7 (pequena escala) e 3,6 (larga escala) US\$/kg no C2, e 4,2 (pequena escala) e 3,1 (larga escala) US\$/kg no C3. A tecnologia DTBG destaca-se pelo potencial de receitas adicionais geradas pelo subproduto negro de fumo e créditos de carbono, com custos de 12,41 (pequena escala) e 10,5 (larga escala) US\$/kg no C1, 6,2 (pequena escala) e 5,2 (larga escala) US\$/kg no C2, e 4,8 (pequena escala) e 3,6 (larga escala) US\$/kg no C3.

Por sua vez, a rota ESR apresenta custos mais conservadores, variando de 11,4 (pequena escala) e 9,7 (larga escala) US\$/kg no C1, 9,8 (pequena escala) e 8,1 (larga escala) US\$/kg no C2, e 8,5 (pequena escala) e 6,8 (larga escala) US\$/kg no C3. Esses valores são diretamente influenciados pela flutuação do preço do etanol, que oscilou entre 17,2 e 23,9 US\$/GJ.

Já a rota eletrolítica demonstrou elevada competitividade, particularmente para a tecnologia ALK, com custos entre 9,9 e 15,9 (pequena escala) ou 6 e 8,7 (larga escala) US\$/kg no C1, 8,3 e 14 (pequena escala) ou 4,9 e 7,8 (larga escala) US\$/kg no C2, e 6,8 e 12,5 (pequena escala) ou 3,8 e 7,0 (larga escala) US\$/kg no C3. Para a tecnologia PEM, os custos apresentaram um leve acréscimo, variando de 11,9 a 19,5 (pequena escala) ou 6,3 a 9,5 (larga escala) US\$/kg no C1, 9,9 a 17 (pequena escala) ou 5 a 8 (larga escala) US\$/kg no C2, e 8,2 a 15,3 (pequena escala) ou 3,8 a 7,2 (larga escala) US\$/kg no C3. A principal diferença nos custos está relacionada à variação nos preços da eletricidade no Brasil, seja pela conexão on-grid ou off-grid. Com a aprovação do PL 2308/2023, que institui o Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Rehidro), prevê-se uma redução nos custos do H<sub>2</sub> eletrolítico de até 0,23 US\$/kg, do hidrogênio termoquímico a partir de etanol em 0,10 US\$/kg, e do biogás/biometano em 0,05 US\$/kg.

É evidente que tanto o hidrogênio termoquímico quanto o eletrolítico possuem vantagens e limitações. No contexto de exportação, o hidrogênio eletrolítico desponta como uma alternativa atrativa, apesar de seu custo superior ao termoquímico produzido a partir de biometano. Essa atratividade é atribuída aos incentivos regulatórios mais favoráveis oferecidos pela União Europeia para tecnologias eletrolíticas. Por outro lado, no mercado doméstico, o hidrogênio proveniente de biogás ou biometano apresenta-se como a opção mais competitiva no curto prazo, devido à sua viabilidade econômica. Entretanto, no longo prazo, limitações associadas à escala de produção de biogás/biometano próximo a gasodutos ou grandes consumidores podem restringir sua expansão. Nesse cenário, o hidrogênio eletrolítico se apresenta como uma solução mais escalável e com maior flexibilidade de localização.

A produção de amônia de baixo carbono revela-se como uma commodity estratégica para o Brasil e o mercado global, essencial para garantir a segurança alimentar por seu uso predominante em fertilizantes nitrogenados. Este estudo evidenciou que os custos nivelados de amônia (LCoA) tendem a reduzir ao longo do tempo, acompanhando avanços tecnológicos

e ganhos de escala. Após 2035, estima-se que a produção brasileira de amônia de baixo carbono, com custos entre 5,1 e 69,1 US\$/GJ, será altamente competitiva em comparação à amônia fóssil (12,5 a 62,2 US\$/GJ) e à amônia de baixo carbono global (14 a 72 US\$/GJ), reforçando seu potencial estratégico para consumo interno e exportação.

Por fim, reafirma-se que a Economia do Hidrogênio de Baixo Carbono no Brasil, embora ainda em desenvolvimento, possui um enorme potencial para se consolidar como realidade no médio prazo. Com abundantes recursos naturais, expertise em políticas de inovação, infraestrutura industrial robusta e capacidade de formação de profissionais qualificados, o país tem condições favoráveis para avançar nesse setor estratégico. Com uma articulação eficiente entre os atores envolvidos, o H2BC desponta como uma oportunidade única para acelerar a descarbonização da matriz energética, fortalecer a indústria nacional e impulsionar uma reindustrialização alinhada à economia de baixo carbono. Ademais, o Brasil tem o potencial de liderar o mercado global de hidrogênio, servindo como referência para outras nações no caminho para um futuro energético mais sustentável e inovador.

## 12. REFERÊNCIAS

---

ABICLOR. **Hidrogênio verde está no radar da indústria cloro-álcalis**. [S. l.], 2022. Disponível em: <https://www.abiclor.com.br/hidrogenio-verde-esta-no-radar-da-industria-cloro-alcalis/>. Acesso em: 10 set. 2024.

ACEVES, S. M. *et al.* High-density automotive hydrogen storage with cryogenic capable pressure vessels. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 35, n. 3, p. 1219–1226, 2010.

AGORA INDUSTRY. **Levelised cost of hydrogen: Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful**. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: <https://www.agora-energiewende.org/publications/levelised-cost-of-hydrogen>. Acesso em: 27 set. 2024.

AHK RJ-CIBIOGÁS-SANEPAR. **Feasibility Study Adding value to renewable hydrogen from wastewater plants**. Rio de Janeiro: [s. n.], 2024. Disponível em: <https://www.exportinitiative-umweltschutz.de/fileadmin/Publikationen/ahk-rio-feasibility-study-h2-brazil.pdf>. Acesso em: 23 set. 2024.

AHMAD, A.; K, R.; HASAN, S. W.; SHOW, P. L.; BANAT, F. Biohydrogen production through dark fermentation: Recent trends and advances in transition to a circular bioeconomy. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 52, p. 335–357, 2024.

AHMED, H. S. *et al.* Sustainable pathways to ammonia: a comprehensive review of green production approaches. **Clean Energy**, [s. l.], v. 8, n. 2, p. 60–72, 2024.

AHMED, S. F.; RAFA, N.; MOFIJUR, M.; BADRUDDIN, I. A.; INAYAT, A.; ALI, M. S.; FARROK, O.; YUNUS KHAN, T. M. Biohydrogen Production From Biomass Sources: Metabolic Pathways and Economic Analysis. **Frontiers in Energy Research**, [s. l.], v. 9, 2021.

AIMIKHE, V. J.; EYANKWARE, O. E. Recent Advances in White Hydrogen Exploration and Production: A Mini Review. **Journal of Energy Research and Reviews**, [s. l.], v. 13, n. 4, p. 64–79, 2023.

AKHLAGHI, N.; NAJAFPOUR-DARZI, G. A comprehensive review on biological hydrogen production. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 45, n. 43, p. 22492–22512, 2020.

- ALAIN PRINZHOFER; CHRISTOPHE RIGOLLET; NICOLAS LEFEUVRE; JOAO FRANÇOLIN; PAULO EMILIO VALADÃO DE MIRANDA. Maricá (Brazil), the new natural hydrogen play which changes the paradigm of hydrogen exploration. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 62, p. 91–98, 2024. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036031992400692X#sec4>. Acesso em: 9 mar. 2024.
- ALEX ZAPANTIS; TONY ZHANG. **Replacing 10% of NSW Natural Gas Supply with Clean Hydrogen: Comparison of Hydrogen Production Options**. [S. l.: s. n.], 2020. Disponível em: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/replacing-10-of-nsw-natural-gas-supply-with-clean-hydrogen-comparison-of-hydrogen-production-options/>. Acesso em: 5 mar. 2024.
- ALHUMAIDAN, F. S. *et al.* Blue hydrogen: Current status and future technologies. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 283, p. 116840, 2023.
- ALHUMAIDAN, F. S.; ABSI HALABI, M.; RANA, M. S.; VINOBA, M. Blue hydrogen: Current status and future technologies. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 283, p. 116840, 2023.
- ALIAKSEI PATONIA *et al.* Natural (geologic) hydrogen and its potential role in a net-zero carbon future: Is all that glitters gold?. **Oxford Institute for Energy Studies**, [s. l.], p. 1–33, 2024. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2024/09/ET38-Natural-geologic-hydrogen-and-its-potential-role-in-a-net-zero-carbon-future.pdf>. Acesso em: 21 set. 2024.
- ALIAKSEI PATONIA; RAHMAT POUDINEH. Cost-competitive green hydrogen: how to lower the cost of electrolyzers?. **The Oxford Institute for Energy Studies**, [s. l.], p. 1–45, 2022. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/publications/cost-competitive-green-hydrogen-how-to-lower-the-cost-of-electrolyzers/>. Acesso em: 26 set. 2024.
- ALIAKSEI PATONIA; RAHMATALLAH POUDINEH. Global trade of hydrogen: what is the best way to transfer hydrogen over long distances?. **Oxford Institute for Energy Studies**, [s. l.], p. 1–27, 2022. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2022/08/Global-trade-of-hydrogen-what-is-the-best-way-to-transfer-hydrogen-over-long-distances-ET16.pdf>. Acesso em: 20 set. 2024.
- ALVARADO-FLORES, J.; ALCARAZ-VERA, J.; ÁVALOS-RODRÍGUEZ, M.; GUZMÁN-MEJÍA, E.; RUTIAGA-QUIÑONES, J.; PINTOR-IBARRA, L.; GUEVARA-MARTÍNEZ, S. Thermochemical Production of Hydrogen from Biomass: Pyrolysis and Gasification. **Energies**, [s. l.], v. 17, n. 2, p. 537, 2024.
- AMBIENTA ENVIRONMENTAL INVESTMENTS. **Electrifying Industrial Heat: A Trillion Euro Opportunity Hiding in Plain Sight**. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: [https://ambientasgr.com/wp-content/uploads/2023/02/2023\\_I-Ambienta-Lens\\_Electrifying-Industrial-Heat.pdf](https://ambientasgr.com/wp-content/uploads/2023/02/2023_I-Ambienta-Lens_Electrifying-Industrial-Heat.pdf). Acesso em: 10 set. 2024.
- AMPAH, J. D.; JIN, C.; RIZWANUL FATTAH, I. M.; APPIAH-OTOO, I.; AFRANE, S.; GENG, Z.; YUSUF, A. A.; LI, T.; MAHLIA, T. M. I.; LIU, H. Investigating the evolutionary trends and key enablers of hydrogen production technologies: A patent-life cycle and econometric analysis. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 48, n. 96, p. 37674–37707, 2023.
- ANM. **Anuário Mineral Brasileiro Iterativo**. [S. l.], 2024. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoizTRkNjI3MWEtMGI3MMy00ZTgzLWlyN2YtMzNjN>

DhjNTViM2Q2liwidCI6ImEzMDgzZTlxLTc0OWItNDUzNC05YWZhLTU0Y2MzMTg4OTdiOCJ9&pageName=ReportSection99c5eaca1c0e9e21725a. Acesso em: 10 set. 2024.

ANP. **Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021) e Decreto nº 10.712/2021**. [S. l.], 2024a. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/transporte-de-gas-natural/nova-lei-do-gas-lei-no-14-134-2021-e-decreto-no-10-712-2021#:~:text=A%20Lei%20n%C2%BA%2014.134%2C%20de,g%C3%A1s%20natural%20para%20o%20consumidor>. Acesso em: 20 set. 2024.

ANP. **Painel Dinâmico de Recursos e Reservas de Hidrocarbonetos**. [S. l.], 2024b. Disponível em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjA1ODA2MGQtMjg0OC00NTMzLWFjMzEtYTdkYjhjOGY5OTUwliwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTl0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzkyYjY5>.

Acesso em: 10 set. 2024.

ANP. **RenovaBio**. [S. l.], 2017. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio>. Acesso em: 20 set. 2024.

ANSAR, A. S. *et al.* Alkaline electrolysis—status and prospects. *In: ELECTROCHEMICAL POWER SOURCES: FUNDAMENTALS, SYSTEMS, AND APPLICATIONS*. [S. l.]: Elsevier, 2022. p. 165–198.

ARSAD, S. R.; KER, P. J.; HANNAN, M. A.; TANG, S. G. H.; R S, N.; CHAU, C. F.; MAHLIA, T. M. I. Patent landscape review of hydrogen production methods: Assessing technological updates and innovations. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 50, p. 447–472, 2024.

ÁURECON. **2021 Costs and Technical Parameter Review Australian Energy Market Operator**. [S. l.: s. n.], 2022. Disponível em: [chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2022-forecasting-assumptions-update/2021-cost-and-technical-parameters-review\\_rev3-21-march-2022.pdf?la=en](chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2022-forecasting-assumptions-update/2021-cost-and-technical-parameters-review_rev3-21-march-2022.pdf?la=en). Acesso em: 12 jun. 2023.

AYDIN, M. I.; KARACA, A. E.; QURESHY, A. M. M. I.; DINCER, I. A comparative review on clean hydrogen production from wastewaters. **Journal of Environmental Management**, [s. l.], v. 279, p. 111793, 2021.

AZIZ, M.; DARMAWAN, A.; JUANGSA, F. B. Hydrogen production from biomasses and wastes: A technological review. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 46, n. 68, p. 33756–33781, 2021.

BAEYENS, J.; ZHANG, H.; NIE, J.; APPELS, L.; DEWIL, R.; ANSART, R.; DENG, Y. Reviewing the potential of bio-hydrogen production by fermentation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 131, p. 110023, 2020.

BAKHTYARI, A.; MAKAREM, M. A.; RAHIMPOUR, M. R. Hydrogen Production Through Pyrolysis. *Em: ENCYCLOPEDIA OF SUSTAINABILITY SCIENCE AND TECHNOLOGY*. New York, NY: Springer New York, 2018. p. 1–28.

BALDWIN, D. **FINAL REPORT - Development of High Pressure Hydrogen Storage Tank for Storage and Gaseous Truck Delivery**. Golden, CO (United States): [s. n.], 2017.

BASU, P. Biomass combustion and cofiring. **Biomass Gasification, Pyrolysis and Torrefaction: Practical Design and Theory**, [s. l.], p. 393–413, 2018.

BALDWIN, D. **FINAL REPORT - Development of High Pressure Hydrogen Storage Tank for Storage and Gaseous Truck Delivery**. Golden, CO (United States): [s. n.], 2017.

BASU, P. Biomass combustion and cofiring. **Biomass Gasification, Pyrolysis and Torrefaction: Practical Design and Theory**, [s. l.], p. 393–413, 2018.

- BETINA BENDALL. Current perspectives on natural hydrogen: a synopsis. **MESA**, [s. l.], p. 1–10, 2022. Disponível em: <https://www.energymining.sa.gov.au/industry/geological-survey/ mesa-journal/previous-feature-articles/current-perspectives-on-natural-hydrogen-a-synopsis>. Acesso em: 9 mar. 2024.
- BHANDARI, R.; TRUDEWIND, C. A.; ZAPP, P. Life cycle assessment of hydrogen production via electrolysis – a review. **Journal of Cleaner Production**, [s. l.], v. 85, p. 151–163, 2014.
- BLAY-ROGER, R. *et al.* Natural hydrogen in the energy transition: Fundamentals, promise, and enigmas. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 189, p. 113888, 2024.
- BLOOMBERGNEF. **Hydrogen Economy Outlook**. [S. l.: s. n.], 2020. Disponível em: <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>. Acesso em: 20 set. 2024.
- BNDES. **Hidrogênio de baixo carbono: oportunidades para o protagonismo brasileiro na produção de energia limpa**. [S. l.]: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2022. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/conhecimento/publicacoes/livros/hidrogenio-baixo-carbono#:~:text=Hidrog%C3%AAnio%20de%20baixo%20carbono%20Elaborada%20por%20t%C3%A9cnicos%20de,energia%20limpa%20%E2%80%93%20nas%20discuss%C3%B5es%20sobre%20mudan%C3%A7as%20clim%C3%A1ticas>. Acesso em: 23 mar. 2024.
- BOREHAM, C. J.; SOHN, J. H.; COX, N.; WILLIAMS, J.; HONG, Z.; KENDRICK, M. A. Hydrogen and hydrocarbons associated with the Neoproterozoic Frog’s Leg Gold Camp, Yilgarn Craton, Western Australia. **Chemical Geology**, [s. l.], v. 575, p. 120098, 2021.
- BP. **bp Energy Outlook 2023**. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: [https://www.bp.com/pt\\_pt/portugal/home/noticias/relatorios/energy-outlook-2022.html](https://www.bp.com/pt_pt/portugal/home/noticias/relatorios/energy-outlook-2022.html). Acesso em: 12 mar. 2024.
- BRAGA, L. B. *et al.* Hydrogen production by biogas steam reforming: A technical, economic and ecological analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 28, p. 166–173, 2013.
- BRASIL. **LEI Nº 14.948**. [S. l.: s. n.], 2024a. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.948-de-2-de-agosto-de-2024-576003914>. Acesso em: 20 set. 2024.
- BRASIL. **Sancionada lei que prevê incentivos ao hidrogênio com baixa emissão de carbono** Fonte: Agência Câmara de Notícias. [S. l.: s. n.], 2024b. Disponível em: [https://www.camara.leg.br/noticias/1086392-sancionada-lei-que-preve-incentivos-ao-hidrogenio-com-baixa-emissao-de-carbono#:~:text=Entre%20elas%20est%C3%A1%20o%20Regime,Marques%20\(Novo%20DSC\)](https://www.camara.leg.br/noticias/1086392-sancionada-lei-que-preve-incentivos-ao-hidrogenio-com-baixa-emissao-de-carbono#:~:text=Entre%20elas%20est%C3%A1%20o%20Regime,Marques%20(Novo%20DSC)). Acesso em: 20 set. 2024.
- BRISSE, A.; SCHEFOLD, J.; LÉON, A. High-temperature steam electrolysis. *Em: ELECTROCHEMICAL POWER SOURCES: FUNDAMENTALS, SYSTEMS, AND APPLICATIONS*. [S. l.]: Elsevier, 2022. p. 229–280.
- BRITO, T. L. F. *et al.* A review of gas-to-wire (GtW) projects worldwide: State-of-art and developments. **Energy Policy**, [s. l.], v. 163, p. 112859, 2022.
- BUSCH, P.; KENDALL, A.; LIPMAN, T. A systematic review of life cycle greenhouse gas intensity values for hydrogen production pathways. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 184, p. 113588, 2023.

- CASTRO, N. *et al.* **A Economia do Hidrogênio Transição, descarbonização e oportunidades para o Brasil.** [S. l.: s. n.], 2023.
- CATF. **Solid Oxide Electrolysis: A Technology Status Assessment.** [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: <https://www.catf.us/resource/solid-oxide-electrolysis-technology-status-assessment/>. Acesso em: 27 set. 2024.
- CELA. **ÍNDICE LCOX BRASIL DA CELA CUSTO NIVELADO DE HIDROGÊNIO VERDE E DE AMÔNIA VERDE NO BRASIL.** [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: [https://cela.com.br/wp-content/uploads/2024/08/20240811\\_LCOX\\_Publico-novo.pdf](https://cela.com.br/wp-content/uploads/2024/08/20240811_LCOX_Publico-novo.pdf). Acesso em: 23 set. 2024.
- CEPEA & CNA. **PIB do Agronegócio.** [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://www.cepea.esalq.usp.br/br/pib-do-agronegocio-brasileiro.aspx>. Acesso em: 23 set. 2024.
- CHANDRASEKHAR, K.; KUMAR, S.; LEE, B.-D.; KIM, S.-H. Waste based hydrogen production for circular bioeconomy: Current status and future directions. **Bioresource Technology**, [s. l.], v. 302, p. 122920, 2020.
- CHAU, K.; DJIRE, A.; KHAN, F. Review and analysis of the hydrogen production technologies from a safety perspective. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 47, n. 29, p. 13990–14007, 2022.
- CHEHADE, G.; DINCER, I. Progress in green ammonia production as potential carbon-free fuel. **Fuel**, [s. l.], v. 299, p. 120845, 2021.
- CHENG, D.; NGO, H. H.; GUO, W.; CHANG, S. W.; NGUYEN, D. D.; ZHANG, S.; DENG, S.; AN, D.; HOANG, N. B. Impact factors and novel strategies for improving biohydrogen production in microbial electrolysis cells. **Bioresource Technology**, [s. l.], v. 346, p. 126588, 2022.
- CHEW, Y. E.; CHENG, X. H.; LOY, A. C. M.; HOW, B. S.; ANDIAPPAN, V. Beyond the Colours of Hydrogen: Opportunities for Process Systems Engineering in Hydrogen Economy. **Process Integration and Optimization for Sustainability**, [s. l.], v. 7, n. 4, p. 941–950, 2023.
- CHRISTENSEN, A. **Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe.** [S. l.: s. n.], 2020. Disponível em: <https://theicct.org/publication/assessment-of-hydrogen-production-costs-from-electrolysis-united-states-and-europe/>. Acesso em: 15 jun. 2023.
- CHUNG, D.; KWON, Y.; KIM, Z. Technology life cycle and commercialization readiness of hydrogen production technology using patent analysis. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 48, n. 33, p. 12139–12154, 2023.
- CNI. **HIDROGÊNIO SUSTENTÁVEL PERSPECTIVAS E POTENCIAL PARA A INDÚSTRIA BRASILEIRA** (Confederação Nacional da Indústria, Org.). Brasília: CNI, 2022. Disponível em: <https://tratamentodeagua.com.br/wp-content/uploads/2022/08/Hidrogenio-Sustentavel-1.pdf>. Acesso em: 17 ago. 2024.
- CORMOS, A.-M. *et al.* Economic Assessments of Hydrogen Production Processes Based on Natural Gas Reforming with Carbon Capture. **Chemical Engineering Transactions**, [s. l.], v. 70, p. 1231–1236, 2018. Disponível em: <https://www.cetjournal.it/index.php/cet/article/view/CET1870206>. Acesso em: 23 set. 2024.

- CRISPIM, A. M. de C. *et al.* An economic study of hydrogen and ammonia generation from the reforming of biogas from co-digestion of municipal solid waste and wastewater sludge in a Brazilian state. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 67, p. 312–326, 2024.
- DAS, S. Critical Review of Water Radiolysis Processes, Dissociation Products, and Possible Impacts on the Local Environment: A Geochemist. **Australian Journal of Chemistry**, [s. l.], v. 66, n. 5, p. 522, 2013.
- DAVID, W. I. F. *et al.* 2023 roadmap on ammonia as a carbon-free fuel. **Journal of Physics: Energy**, [s. l.], v. 6, n. 2, p. 021501, 2024.
- DAWOOD, F.; ANDA, M.; SHAFIULLAH, G. M. Hydrogen production for energy: An overview. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 45, n. 7, p. 3847–3869, 2020.
- DELOITTE. **Green hydrogen: Energizing the path to net zero**. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: <https://www.deloitte.com/global/en/issues/climate/green-hydrogen.html>. Acesso em: 17 ago. 2024.
- DIKSHIT, P. K.; PODDAR, M. K.; CHAKMA, S. Biohydrogen production from waste substrates and its techno-economic analysis. *Em: HYDROGEN ECONOMY*. [S. l.]: Elsevier, 2023. p. 399–429.
- DINCER, I. Green methods for hydrogen production. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 37, n. 2, p. 1954–1971, 2012.
- DNV. **Pathway to Net Zero Emissions**. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: <https://www.dnv.com/publications/pathway-to-net-zero-emissions-report-2023-249543>. Acesso em: 12 mar. 2024.
- E+ TRANSIÇÃO ENERGÉTICA. **12 Insights sobre Hidrogênio**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://emaisenergia.org/publicacao/12-insights-sobre-hidrogenio-edicao-brasil/>. Acesso em: 19 jun. 2024.
- EIA. **Utility-scale batteries and pumped storage return about 80% of the electricity they store**. [S. l.: s. n.], 2021. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=46756>. Acesso em: 10 set. 2024.
- EL OUARDI, M.; EL IDRISSE, A.; ARAB, M.; ZBAIR, M.; HASPEL, H.; SAADI, M.; AIT AHSAINI, H. Review of photoelectrochemical water splitting: From quantitative approaches to effect of sacrificial agents, oxygen vacancies, thermal and magnetic field on (photo)electrolysis. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 51, p. 1044–1067, 2024.
- EL-EMAM, R. S.; DINCER, I. Nuclear-Assisted Hydrogen Production. *Em: FUEL CELLS AND HYDROGEN PRODUCTION*. New York, NY: Springer New York, 2019. p. 1151–1161.
- EL-EMAM, R. S.; ÖZCAN, H. Comprehensive review on the techno-economics of sustainable large-scale clean hydrogen production. **Journal of Cleaner Production**, [s. l.], v. 220, p. 593–609, 2019.
- EL-SHAFIE, M.; KAMBARA, S.; HAYAKAWA, Y. Hydrogen Production Technologies Overview. **Journal of Power and Energy Engineering**, [s. l.], v. 07, n. 01, p. 107–154, 2019.
- EMBER. **Global Electricity Review 2023**. [S. l.]: Oliver Then, 2023. Disponível em: <https://ember-climate.org/insights/research/global-electricity-review-2023/>. Acesso em: 6 dez. 2023.

- EPBR. **Porto do Açú mira biomassa de cana para produção de metanol verde**. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://epbr.com.br/porto-do-acu-mira-biomassa-de-cana-para-producao-de-metanol-verde/>. Acesso em: 20 ago. 2024.
- EPE. **Balanco Energético Nacional 2023**. [S. l.], 2024. Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/livro-ben/#cap3>. Acesso em: 10 set. 2024.
- EPE. **Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio**. [S. l.: s. n.], 2021. Disponível em: [chrome-extension://efaidnbmninnibpcjpcglclefindmkaj/https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidroge%CC%82nio\\_23Fev2021NT%20\(2\).pdf](chrome-extension://efaidnbmninnibpcjpcglclefindmkaj/https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidroge%CC%82nio_23Fev2021NT%20(2).pdf). Acesso em: 2 out. 2022.
- EPE. **Competitividade do Gás Natural: Estudo de Caso na Indústria de Fertilizantes Nitrogenados**. Rio de Janeiro: [s. n.], 2019a. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-01-19%20-%20GN\\_Fertilizantes.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-01-19%20-%20GN_Fertilizantes.pdf). Acesso em: 17 ago. 2024.
- EPE. **Estudo de Caso na Indústria de Metanol**. Rio de Janeiro: [s. n.], 2019b. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-05-19%20-%20GN\\_Metanol%20\(002\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-05-19%20-%20GN_Metanol%20(002).pdf). Acesso em: 19 ago. 2024.
- EPE. **Hidrogênio Azul: Produção a partir da reforma do gás natural com CCUS**. Rio de Janeiro: [s. n.], 2022a. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT%20Hidrogenio%20Azul.pdf?trk=public\\_post\\_comment-text](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT%20Hidrogenio%20Azul.pdf?trk=public_post_comment-text). Acesso em: 5 mar. 2024.
- EPE. **IMO 2020: A nova regulamentação de combustíveis marítimos**. Rio de Janeiro: [s. n.], 2019c. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-447/EPE\\_MME\\_COMBUST%3%8DVEIS%20MAR%3%8DTIMOS%20E%20IMO%202020\\_2019.08.08%20-.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-447/EPE_MME_COMBUST%3%8DVEIS%20MAR%3%8DTIMOS%20E%20IMO%202020_2019.08.08%20-.pdf). Acesso em: 29 ago. 2024.
- EPE. **Nota Técnica Produção e Consumo de Hidrogênio em Refinarias no Brasil**. Rio de Janeiro: [s. n.], 2022b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-producao-e-consumo-de-hidrogenio-em-refinarias-no-brasil>. Acesso em: 17 ago. 2024.
- EPE. **Nota Técnica Produção e Consumo de Hidrogênio em Refinarias no Brasil**. Rio de Janeiro: [s. n.], 2022b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-producao-e-consumo-de-hidrogenio-em-refinarias-no-brasil>. Acesso em: 17 ago. 2024.
- EPE. **Nota Técnica sobre Hidrogênio Turquesa**. Rio de Janeiro: [s. n.], 2022b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-sobre-hidrogenio-turquesa>. Acesso em: 6 mar. 2024.
- EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Brasília: [s. n.], 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>. Acesso em: 4 set. 2023.
- EPE. **Potencial técnico de H2 e Ureia do biogás de resíduos no horizonte decenal**. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados>

- abertos/publicacoes/sienergia-sistema-de-informacoes-para-energia. Acesso em: 23 set. 2024.
- EUROPEAN COMMISSION. **Commission Delegated Regulation on Union methodology for RNFBOs**. [S. l.], 2023.
- EUROPEAN COMMISSION. **EU Hydrogen Strategy**. [S. l.], 2022. Disponível em: [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen_en). Acesso em: 20 set. 2024.
- EUROPEAN COMMISSION. **Objetivo 55**. [S. l.], 2021. Disponível em: <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/green-deal/timeline-european-green-deal-and-fit-for-55/>. Acesso em: 20 set. 2024.
- EUROPEAN COMMISSION. **Renewable Energy Directive (RED)**. [S. l.], 2018. Disponível em: [https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en). Acesso em: 20 set. 2024.
- EUROPEAN COUNCIL. **Fit for 55: increasing the uptake of greener fuels in the aviation and maritime sectors**. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/fit-for-55-refueu-and-fueu/>. Acesso em: 20 set. 2024.
- EUROPEAN HYDROGEN OBSERVATORY. **Levelised Cost of Hydrogen (LCOH) Calculator Manual**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/levelised-cost-hydrogen-calculator>. Acesso em: 27 set. 2024.
- FALCÃO, D. S. Green Hydrogen Production by Anion Exchange Membrane Water Electrolysis: Status and Future Perspectives. **Energies**, [s. l.], v. 16, n. 2, p. 943, 2023.
- FARSI, A.; DINCER, I.; NATERER, G. F. Review and evaluation of clean hydrogen production by the copper–chlorine thermochemical cycle. **Journal of Cleaner Production**, [s. l.], v. 276, p. 123833, 2020.
- FENG, S.; HAO NGO, H.; GUO, W.; WOONG CHANG, S.; DUC NGUYEN, D.; THANH BUI, X.; ZHANG, X.; MA, X. Y.; NGOC HOANG, B. Biohydrogen production, storage, and delivery: A comprehensive overview of current strategies and limitations. **Chemical Engineering Journal**, [s. l.], v. 471, p. 144669, 2023.
- FERRAREN-DE CAGALITAN, D. D. T.; ABUNDO, M. L. S. A review of biohydrogen production technology for application towards hydrogen fuel cells. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 151, p. 111413, 2021.
- FGV. **Caderno FGV Energia Hidrogênio de Baixo Carbono: a importância dos avanços em questões estruturantes**. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/publicacao/caderno-fgv-energia-hidrogenio-de-baixo-carbono-importancia-dos-avancos-em-questoes>. Acesso em: 23 mar. 2024.
- FRIEDEN, F.; LEKER, J. Future costs of hydrogen: a quantitative review. **Sustainable Energy & Fuels**, [s. l.], v. 8, n. 9, p. 1806–1822, 2024.
- FUDGE, T.; BULMER, I.; BOWMAN, K.; PATHMAKANTHAN, S.; GAMBIER, W.; DEHOUCHE, Z.; AL-SALEM, S. M.; CONSTANTINOU, A. Microbial Electrolysis Cells for Decentralised Wastewater Treatment: The Next Steps. **Water**, [s. l.], v. 13, n. 4, p. 445, 2021.
- GAUCHER, E. C. *et al.* The place of natural hydrogen in the energy transition: A position paper. **The Journal of the European Federation of Geologists**, [s. l.], v. 1, p. 1–5, 2023. Disponível em: <https://zenodo.org/records/8108239>. Acesso em: 9 mar. 2024.

- GAUTAM, R.; NAYAK, J. K.; RESS, N. V.; STEINBERGER-WILCKENS, R.; GHOSH, U. K. Bio-hydrogen production through microbial electrolysis cell: Structural components and influencing factors. **Chemical Engineering Journal**, [s. l.], v. 455, p. 140535, 2023.
- GERLOFF, N. Comparative Life-Cycle-Assessment analysis of three major water electrolysis technologies while applying various energy scenarios for a greener hydrogen production. **Journal of Energy Storage**, [s. l.], v. 43, p. 102759, 2021.
- GHORBANI, B.; ZENDEHBOUDI, S.; ZHANG, Y.; ZARRIN, H.; CHATZIS, I. Thermochemical water-splitting structures for hydrogen production: Thermodynamic, economic, and environmental impacts. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 297, p. 117599, 2023.
- GHY. **ASX Announcement: Ramsay Project Operational Update - Exploration Well Testing Operations to Commence**. [S. l.]: Gold Hydrogen, 2024.
- GIZ. **Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro**. Rio de Janeiro: [s. n.], 2021. Disponível em: [https://www.tecpar.br/sites/tecpar/arquivos\\_restritos/files/documento/2023-06/mapeamento\\_h2\\_-\\_diagramado\\_-\\_v2h.pdf](https://www.tecpar.br/sites/tecpar/arquivos_restritos/files/documento/2023-06/mapeamento_h2_-_diagramado_-_v2h.pdf). Acesso em: 18 jun. 2024.
- GLOBALFERT. **3º Reporte anual do mercado de fertilizantes - 2022**. [S. l.: s. n.], 2022. Disponível em: <https://globalfert.com.br/outlook-globalfert/>. Acesso em: 19 ago. 2024.
- GOPALAKRISHNAN, B.; KHANNA, N.; DAS, D. Dark-Fermentative Biohydrogen Production. *Em: BIOHYDROGEN*. [S. l.]: Elsevier, 2019. p. 79–122.
- GRIMES, C. A.; VARGHESE, O. K.; RANJAN, S. Photoelectrolysis. *Em: LIGHT, WATER, HYDROGEN*. Boston, MA: Springer US, 2009. p. 115–190.
- GUO, X.; ZHU, H.; ZHANG, S. Overview of electrolyser and hydrogen production power supply from industrial perspective. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 49, p. 1048–1059, 2024.
- GUPTA, A.; LIKOZAR, B.; JANA, R.; CHANU, W. C.; SINGH, M. K. A review of hydrogen production processes by photocatalytic water splitting – From atomistic catalysis design to optimal reactor engineering. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 47, n. 78, p. 33282–33307, 2022.
- H2BRASIL. **Cenários de Produção, Custos e Emissões de Hidrogênio Verde e Azul Horizonte de até 2050 no Brasil**. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: [https://www.bivica.org/files/7061\\_2.3\\_CenariosH2V.pdf](https://www.bivica.org/files/7061_2.3_CenariosH2V.pdf). Acesso em: 17 ago. 2024.
- HAESLONCKX, D.; DHAESELEER, W. The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 32, n. 10–11, p. 1381–1386, 2007.
- HASSAN, I. A. *et al.* Hydrogen storage technologies for stationary and mobile applications: Review, analysis and perspectives. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 149, p. 111311, 2021.
- HASSAN, N. S.; JALIL, A. A.; RAJENDRAN, S.; KHUSNUN, N. F.; BAHARI, M. B.; JOHARI, A.; KAMARUDDIN, M. J.; ISMAIL, M. Recent review and evaluation of green hydrogen production via water electrolysis for a sustainable and clean energy society. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], 2023.

- HERMESMANN, M.; MÜLLER, T. E. Green, Turquoise, Blue, or Grey? Environmentally friendly Hydrogen Production in Transforming Energy Systems. **Progress in Energy and Combustion Science**, [s. l.], v. 90, p. 100996, 2022.
- HINTCO GMBH. **H2Global**. [S. l.], 2020. Disponível em: <https://www.h2-global.org/>. Acesso em: 20 set. 2024.
- HITAM, C. N. C.; JALIL, A. A. A review on biohydrogen production through photo-fermentation of lignocellulosic biomass. **Biomass Conversion and Biorefinery**, [s. l.], v. 13, n. 10, p. 8465–8483, 2023.
- HREN, R. *et al.* Hydrogen production, storage and transport for renewable energy and chemicals: An environmental footprint assessment. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 173, p. 113113, 2023.
- HU, J. Comparisons of biohydrogen production technologies and processes. *Em: WASTE TO RENEWABLE BIOHYDROGEN*. [S. l.]: Elsevier, 2021. p. 71–107.
- HYDROGEN COUNCIL. **Hydrogen Insights 2023**. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2023/12/Hydrogen-Insights-Dec-2023-Update.pdf>. Acesso em: 17 jun. 2024.
- HYDROGEN EUROPE. **CLEAN HYDROGEN PRODUCTION PATHWAYS**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: [https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2024/06/2024\\_H2E\\_CleanH2ProductionPathwaysReport.pdf](https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2024/06/2024_H2E_CleanH2ProductionPathwaysReport.pdf). Acesso em: 20 set. 2024.
- HYTRON-NEA. **Stationary Power Generator using Fuel Cells Fueled with Hydrogen obtained from ethanol reformation**. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.hytron.com.br/projects>. Acesso em: 23 set. 2024.
- IEA BIOENERGY. **Hydrogen from biomass gasification**. 1. ed. [S. l.]: IEA, 2018. 2018. Disponível em: [https://www.google.com/url?sa=i&url=https%3A%2F%2Fwww.ieabioenergy.com%2Fwp-content%2Fuploads%2F2019%2F01%2FWasserstoffstudie\\_IEA-final.pdf&psig=AOvVaw3ZF2NxTQjo0\\_uyharWalqq&ust=1709822000547000&source=images&cd=vfe&opi=89978449&ved=0CAYQn5wMahcKEwil9a7E7d-EAxUAAAAAHQAAAAAQBA](https://www.google.com/url?sa=i&url=https%3A%2F%2Fwww.ieabioenergy.com%2Fwp-content%2Fuploads%2F2019%2F01%2FWasserstoffstudie_IEA-final.pdf&psig=AOvVaw3ZF2NxTQjo0_uyharWalqq&ust=1709822000547000&source=images&cd=vfe&opi=89978449&ved=0CAYQn5wMahcKEwil9a7E7d-EAxUAAAAAHQAAAAAQBA). Acesso em: 5 mar. 2024.
- IEA. **Ammonia Technology Roadmap**. [S. l.: s. n.], 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap>. Acesso em: 20 set. 2024.
- IEA. **CCUS in Clean Energy Transitions**. Paris: [s. n.], 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions>. Acesso em: 18 out. 2023.
- IEA. **Energy Technology Perspectives 2023**. [S. l.: s. n.], 2023a. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a86b480e-2b03-4e25-bae1-da1395e0b620/EnergyTechnologyPerspectives2023.pdf>. Acesso em: 5 mar. 2024.
- IEA. **Energy Technology Perspectives 2020**. [S. l.: s. n.], 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>. Acesso em: 12 mar. 2024.
- IEA. **ETP Clean Energy Technology Guide**. [S. l.: s. n.], 2023b. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide>. Acesso em: 12 mar. 2024.

- IEA. **Global Hydrogen Review 2023**. Paris: [s. n.], 2023d. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>. Acesso em: 18 out. 2023.
- IEA. **Hydrogen patents for a clean energy future**. [S. l.: s. n.], 2023b. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/hydrogen-patents-for-a-clean-energy-future>. Acesso em: 9 jun. 2024.
- IEA. **Hydrogen production projects interactive map**. [S. l.], 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/hydrogen-production-projects-interactive-map>. Acesso em: 14 mar. 2024.
- IEA. **Iron and Steel Technology Roadmap**. Paris: [s. n.], 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/iron-and-steel-technology-roadmap>. Acesso em: 10 set. 2024.
- IEA. **Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach**. [S. l.: s. n.], 2023e. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach>. Acesso em: 12 mar. 2024.
- IEA. **The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities June 2019**. [S. l.: s. n.], 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>. Acesso em: 15 jun. 2023.
- IEA. **Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity**. [S. l.: s. n.], 2023f. Disponível em: [www.iea.org](http://www.iea.org).
- IHA. **Pumped Storage Hydropower Capabilities and Costs**. [S. l.: s. n.], 2021. Disponível em: <https://www.hydropower.org/publications/pumped-storage-hydropower-capabilities-and-costs>. Acesso em: 10 set. 2024.
- IMO. **Revised GHG reduction strategy for global shipping adopted**. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.imo.org/en/MediaCentre/PressBriefings/pages/Revised-GHG-reduction-strategy-for-global-shipping-adopted.aspx>. Acesso em: 20 set. 2024.
- INPI. **Mapeamento de Patentes Depositadas no Brasil sobre Tecnologias Relacionadas à Produção de Hidrogênio, com Enfoque em Hidrogênio Verde**. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: [https://www.gov.br/inpi/pt-br/assuntos/informacao/05\\_2023\\_Radar\\_ProduodeHidrognio.pdf](https://www.gov.br/inpi/pt-br/assuntos/informacao/05_2023_Radar_ProduodeHidrognio.pdf). Acesso em: 9 jun. 2024.
- INSTITUO AÇO BRASIL. **Relatório de Sustentabilidade 2020**. [S. l.: s. n.], 2020. Disponível em: <https://acobrasil.org.br/site/noticia/sustentabilidade-inoxidavel/>. Acesso em: 10 set. 2024.
- INSTITUTO AÇO BRASIL. **Parque Siderúrgico**. [S. l.], 2024b. Disponível em: <https://acobrasil.org.br/site/parque-siderurgico/>. Acesso em: 10 set. 2024.
- IONOMR. **Hydrogen Production Cost by AEM Water Electrolysis**. **IONOMR**, [s. l.], p. 1–12, 2020. Disponível em: <https://ionomr.com/wp-content/uploads/2021/02/FM-7024-A-Hydrogen-Production-Cost-by-AEM-White-Paper-copy.pdf>. Acesso em: 27 set. 2024.
- IPCC. **Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. New York: [s. n.], 2012. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/report/renewable-energy-sources-and-climate-change-mitigation/>. Acesso em: 6 dez. 2023.
- IRENA AND AEA. **Innovation Outlook: Renewable Ammonia**. Abu Dhabi: [s. n.], 2022. Disponível em: <https://www.irena.org/>

- /media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/May/IRENA\_Innovation\_Outlook\_Ammonia\_2022.pdf?rev=50e91f792d3442279fca0d4ee24757ea. Acesso em: 19 ago. 2024.
- IRENA AND MI. **Innovation Outlook: Renewable Methanol**. Abu Dhabi: [s. n.], 2021. Disponível em: [https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2020/04/IRENA\\_Innovation\\_Renewable\\_Methanol\\_2021.pdf](https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2020/04/IRENA_Innovation_Renewable_Methanol_2021.pdf). Acesso em: 20 ago. 2024.
- IRENA. **Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part I – Trade outlook for 2050 and way forward**. [S. l.: s. n.], 2022a. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Global-Hydrogen-Trade-Outlook>. Acesso em: 25 nov. 2023.
- IRENA. **Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part III – Green hydrogen cost and potential**. Abu Dhabi: [s. n.], 2022b. Disponível em: [www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications). .
- IRENA. **Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part II – Technology review of hydrogen carriers**. Abu Dhabi: [s. n.], 2022a. Disponível em: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA\\_Global\\_Trade\\_Hydrogen\\_2022.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA_Global_Trade_Hydrogen_2022.pdf). Acesso em: 20 set. 2024.
- IRENA. **Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal**. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2020. 2020. Disponível em: [www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications).
- IRENA. **Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal**. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2020. Disponível em: [www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications).
- IRENA. **Green Hydrogen for Industry: A Guide to Policy Making**. Abu Dhabi: [s. n.], 2022c. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2022/Mar/Green-Hydrogen-for-Industry>. Acesso em: 10 set. 2024.
- IRENA. **Innovation Trends in Electrolysers for Hydrogen Production**. [S. l.: s. n.], 2022d. Disponível em: <https://www.irena.org/News/articles/2022/May/Patents-for-Green-Hydrogen-Technology-on-the-Rise#:~:text=Innovation%20trends%20in%20electrolysers%20for%20hydrogen%20production%20shows,fuel%20cells%20where%20the%20only%20by-product%20is%20water>. Acesso em: 9 jun. 2024.
- IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2021**. Abu Dhabi: [s. n.], 2022e.
- IRENA. **World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway**. Abu Dhabi: [s. n.], 2023. Disponível em: <https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>. Acesso em: 12 mar. 2024.
- ISCC. **Certification Scheme: ISCC PLUS**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://www.iscc-system.org/certification/iscc-certification-schemes/iscc-plus/>. Acesso em: 20 set. 2024.
- ISHAQ, H.; CRAWFORD, C. Review of ammonia production and utilization: Enabling clean energy transition and net-zero climate targets. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 300, p. 117869, 2024.
- ISHAQ, H.; DINCER, I.; CRAWFORD, C. A review on hydrogen production and utilization: Challenges and opportunities. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 47, n. 62, p. 26238–26264, 2022.
- ISMAIL, A. A.; BAHNEMANN, D. W. Photochemical splitting of water for hydrogen production by photocatalysis: A review. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, [s. l.], v. 128, p. 85–101, 2014.

- JAMAL, T. *et al.* Fuelling the future: An in-depth review of recent trends, challenges and opportunities of hydrogen fuel cell for a sustainable hydrogen economy. **Energy Reports**, [s. l.], v. 10, p. 2103–2127, 2023.
- JAYACHANDRAN, M.; GATLA, R. K.; FLAH, A.; MILYANI, A. H.; MILYANI, H. M.; BLAZEK, V.; PROKOP, L.; KRAIEM, H. Challenges and Opportunities in Green Hydrogen Adoption for Decarbonizing Hard-to-Abate Industries: A Comprehensive Review. **IEEE Access**, [s. l.], v. 12, p. 23363–23388, 2024.
- JENKINS, H. D. B. **Chemical Thermodynamics at a Glance**. [S. l.]: Wiley, 2008. 2008.
- Jl, M.; WANG, J. Review and comparison of various hydrogen production methods based on costs and life cycle impact assessment indicators. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 46, n. 78, p. 38612–38635, 2021.
- JULIAN DAVID HUNT *et al.* **Aspectos sobre o armazenamento e transporte de hidrogênio**. 1. ed. [S. l.]: H2brasil, 2023. v. 4 Disponível em: [https://www.researchgate.net/publication/378078577\\_Aspectos\\_sobre\\_o\\_armazename nto\\_e\\_transporte\\_de\\_hidrogenio](https://www.researchgate.net/publication/378078577_Aspectos_sobre_o_armazename nto_e_transporte_de_hidrogenio). Acesso em: 21 set. 2024.
- KADIER, A.; SIMAYI, Y.; ABDESHAHIAN, P.; AZMAN, N. F.; CHANDRASEKHAR, K.; KALIL, M. S. A comprehensive review of microbial electrolysis cells (MEC) reactor designs and configurations for sustainable hydrogen gas production. **Alexandria Engineering Journal**, [s. l.], v. 55, n. 1, p. 427–443, 2016.
- KARACA, A. E.; QURESHY, A. M. M. I.; DINCER, I. An overview and critical assessment of thermochemical hydrogen production methods. **Journal of Cleaner Production**, [s. l.], v. 385, p. 135706, 2023.
- KEVIN TOPOLSKI *et al.* **Hydrogen Blending into Natural Gas Pipeline Infrastructure: Review of the State of Technology**. [S. l.: s. n.], 2022. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/81704.pdf>. Acesso em: 20 set. 2024.
- KHANNA, N.; LINDBLAD, P. Cyanobacterial Hydrogenases and Hydrogen Metabolism Revisited: Recent Progress and Future Prospects. **International Journal of Molecular Sciences**, [s. l.], v. 16, n. 12, p. 10537–10561, 2015.
- KHILA, Z.; BACCAR, I.; JEMEL, I.; HAJJAJI, N. Thermo-environmental life cycle assessment of hydrogen production by autothermal reforming of bioethanol. **Energy for Sustainable Development**, [s. l.], v. 37, p. 66–78, 2017.
- KIM, S.-H.; KUMAR, G.; CHEN, W.-H.; KHANAL, S. K. Renewable hydrogen production from biomass and wastes (ReBioH<sub>2</sub>-2020). **Bioresource Technology**, [s. l.], v. 331, p. 125024, 2021.
- KOJ, J. C.; SCHREIBER, A.; ZAPP, P.; MARCUELLO, P. Life Cycle Assessment of Improved High Pressure Alkaline Electrolysis. **Energy Procedia**, [s. l.], v. 75, p. 2871–2877, 2015.
- KOPER, M. T. M. Electrochemical Hydrogen Production. *In*: **ENCYCLOPEDIA OF SUSTAINABILITY SCIENCE AND TECHNOLOGY**. New York, NY: Springer New York, 2012. p. 3414–3426.
- KOUL, Y.; DEVDA, V.; VARJANI, S.; GUO, W.; NGO, H. H.; TAHERZADEH, M. J.; CHANG, J.-S.; WONG, J. W. C.; BILAL, M.; KIM, S.-H.; BUI, X.-T.; PARRA-SALDÍVAR, R. Microbial electrolysis: a promising approach for treatment and resource recovery from industrial wastewater. **Bioengineered**, [s. l.], v. 13, n. 4, p. 8115–8134, 2022.

- KOUTRA, E.; TSAFRAKIDOU, P.; SAKARIKA, M.; KORNAROS, M. Microalgal Biorefinery. *Em: MICROALGAE CULTIVATION FOR BIOFUELS PRODUCTION*. [S. l.]: Elsevier, 2020. p. 163–185.
- KUMAR, M.; MEENA, B.; SUBRAMANYAM, P.; SURYAKALA, D.; SUBRAHMANYAM, C. Recent trends in photoelectrochemical water splitting: the role of cocatalysts. **NPG Asia Materials**, [s. l.], v. 14, n. 1, p. 88, 2022.
- KUMAR, R.; KUMAR, A.; PAL, A. Overview of hydrogen production from biogas reforming: Technological advancement. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 47, n. 82, p. 34831–34855, 2022.
- KUMAR, R.; SINGH, R.; DUTTA, S. Review and Outlook of Hydrogen Production through Catalytic Processes. **Energy & Fuels**, [s. l.], 2024.
- L. DELEIVINGNE *et al.* Climate risk and decarbonization: What every mining CEO needs to know. **McKinsey Sustainability**, [s. l.], p. 1–20, 2020. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/capabilities/sustainability/our-insights/climate-risk-and-decarbonization-what-every-mining-ceo-needs-to-know#/>. Acesso em: 10 set. 2024.
- LAGIOIA, G.; SPINELLI, M. P.; AMICARELLI, V. Blue and green hydrogen energy to meet European Union decarbonisation objectives. An overview of perspectives and the current state of affairs. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 48, n. 4, p. 1304–1322, 2023.
- LAMB, J. J.; HILLESTAD, M.; RYTTER, E.; BOCK, R.; NORDGÅRD, A. S. R.; LIEN, K. M.; BURHEIM, O. S.; POLLET, B. G. Traditional Routes for Hydrogen Production and Carbon Conversion. *Em: HYDROGEN, BIOMASS AND BIOENERGY*. [S. l.]: Elsevier, 2020. p. 21–53.
- LARIN, N.; ZGONNIK, V.; RODINA, S.; DEVILLE, E.; PRINZHOFER, A.; LARIN, V. N. Natural Molecular Hydrogen Seepage Associated with Surficial, Rounded Depressions on the European Craton in Russia. **Natural Resources Research**, [s. l.], v. 24, n. 3, p. 369–383, 2015.
- LAZARD. **Lazard's 2024 LCOE+**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: [https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-\\_vf.pdf](https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-_vf.pdf). Acesso em: 27 set. 2024.
- LE CAËR, S. Water Radiolysis: Influence of Oxide Surfaces on H<sub>2</sub> Production under Ionizing Radiation. **Water**, [s. l.], v. 3, n. 1, p. 235–253, 2011.
- LEE, J. E.; SHAFIQ, I.; HUSSAIN, M.; LAM, S. S.; RHEE, G. H.; PARK, Y.-K. A review on integrated thermochemical hydrogen production from water. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 47, n. 7, p. 4346–4356, 2022.
- LEE, M. An analysis of the effects of artificial intelligence on electric vehicle technology innovation using patent data. **World Patent Information**, [s. l.], v. 63, p. 102002, 2020.
- LEE, S. A.; KIM, J.; KWON, K. C.; PARK, S. H.; JANG, H. W. Anion exchange membrane water electrolysis for sustainable large-scale hydrogen production. **Carbon Neutralization**, [s. l.], v. 1, n. 1, p. 26–48, 2022.
- LENG, Z.; SUN, H.; CHENG, J.; WANG, H.; YAO, Z. China's rare earth industry technological innovation structure and driving factors: A social network analysis based on patents. **Resources Policy**, [s. l.], v. 73, p. 102233, 2021.

- LI, X. J. *et al.* Paths to low-cost hydrogen energy at a scale for transportation applications in the USA and China via liquid-hydrogen distribution networks. **Clean Energy**, [s. l.], v. 4, n. 1, p. 26–47, 2020.
- LIPMAN, T. E.; WEBER, A. Z. (org.). **Fuel Cells and Hydrogen Production**. New York, NY: Springer New York, 2019. 2019.
- LOPES, Daniel G. *et al.* Technical and economic analysis of a power supply system based on ethanol reforming and PEMFC. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 45, p. 205–212, 2012.
- LOZANOVSKI, A.; SCHULLER, O.; FALTENBACHER, M.; FISCHER, M.; SEDLBAUER, K. **Guidance document for performing LCA on hydrogen production systems**. 1. ed. [S. l.]: Fraunhofer Verlag, 2013. 2013. Disponível em: <https://publica.fraunhofer.de/entities/publication/78c5d206-8b05-418d-bb53-cbfa8ac6a164/fullmeta>. Acesso em: 6 dez. 2023.
- LU, C.; LI, W.; ZHANG, Q.; LIU, L.; ZHANG, N.; QU, B.; YANG, X.; XU, R.; CHEN, J.; SUN, Y. Enhancing photo-fermentation biohydrogen production by strengthening the beneficial metabolic products with catalysts. **Journal of Cleaner Production**, [s. l.], v. 317, p. 128437, 2021.
- ŁUKAJTIS, R.; HOŁOWACZ, I.; KUCHARSKA, K.; GLINKA, M.; RYBARCZYK, P.; PRZYJAZNY, A.; KAMIŃSKI, M. Hydrogen production from biomass using dark fermentation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 91, p. 665–694, 2018.
- MADADI AVARGANI, V.; ZENDEHBOUDI, S.; CATA SAADY, N. M.; DUSSEAULT, M. B. A comprehensive review on hydrogen production and utilization in North America: Prospects and challenges. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 269, p. 115927, 2022.
- MAKARYAN, I. A.; SALGANSKY, E. A.; ARUTYUNOV, V. S.; SEDOV, I. V. Non-Catalytic Partial Oxidation of Hydrocarbon Gases to Syngas and Hydrogen: A Systematic Review. **Energies**, [s. l.], v. 16, n. 6, p. 2916, 2023.
- MAN. **Shipping en route to Paris Agreement overshoot**. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: [https://www.man-es.com/docs/default-source/marine/tools/shipping-en-route-to-paris-agreement-overshoot.pdf?sfvrsn=26aa6716\\_8](https://www.man-es.com/docs/default-source/marine/tools/shipping-en-route-to-paris-agreement-overshoot.pdf?sfvrsn=26aa6716_8). Acesso em: 29 ago. 2024.
- MARINA ABELHA. **O Potencial de Gás Natural e Hidrogênio Natural no Brasil** Marina Abelha. [S. l.]: ANP, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-palestras/2023/potencial-exploratorio-para-gas-e-hidrogenio-natural-no-brasil>. Acesso em: 9 mar. 2024.
- MARIUS HOLST *et al.* **COST FORECAST FOR LOW TEMPERATURE ELECTROLYSIS – TECHNOLOGY DRIVEN BOTTOM-UP PROGNOSIS FOR PEM AND ALKALINE WATER ELECTROLYSIS SYSTEMS**. [S. l.]: Fraunhofer ISE, 2021.
- MARTINO, M.; RUOCCO, C.; MELONI, E.; PULLUMBI, P.; PALMA, V. Main Hydrogen Production Processes: An Overview. **Catalysts**, [s. l.], v. 11, n. 5, p. 547, 2021.
- MCKINSEY & COMPANY. **Global Energy Perspective 2023: Hydrogen outlook**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2023-hydrogen-outlook>. Acesso em: 12 mar. 2024.

- MDIC. **Rota 2030 - Mobilidade e Logística**. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mdic/pt-br/assuntos/competitividade-industrial/setor-automotivo/rota-2030-mobilidade-e-logistica>. Acesso em: 20 set. 2024.
- MEGÍA, P. J.; VIZCAÍNO, A. J.; CALLES, J. A.; CARRERO, A. Hydrogen Production Technologies: From Fossil Fuels toward Renewable Sources. A Mini Review. **Energy & Fuels**, [s. l.], v. 35, n. 20, p. 16403–16415, 2021.
- MEHRPOOYA, M.; HABIBI, R. A review on hydrogen production thermochemical water-splitting cycles. **Journal of Cleaner Production**, [s. l.], v. 275, p. 123836, 2020.
- MI. **Renewable Methanol**. [S. l.], 2024. Disponível em: <https://www.methanol.org/renewable>. Acesso em: 20 ago. 2024.
- MILLER, H. A.; BOUZEK, K.; HNAT, J.; LOOS, S.; BERNÄCKER, C. I.; WEISSGÄRBER, T.; RÖNTZSCH, L.; MEIER-HAACK, J. Green hydrogen from anion exchange membrane water electrolysis: a review of recent developments in critical materials and operating conditions. **Sustainable Energy & Fuels**, [s. l.], v. 4, n. 5, p. 2114–2133, 2020.
- MME. **Combustíveis do Futuro**. [S. l.], 2023a. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/combustivel-do-futuro>. Acesso em: 20 set. 2024.
- MME. **H2Brasil - Expansão do Hidrogênio Verde**. [S. l.], 2021a. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/h2-brasil>. Acesso em: 20 set. 2024.
- MME. **Modernização do Setor Elétrico**. [S. l.], 2021b. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico>. Acesso em: 20 set. 2024.
- MME. **Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2)**. [S. l.: s. n.], 2023b. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/programa-nacional-do-hidrogenio-1>. Acesso em: 20 set. 2024.
- MME. **Publicado decreto que regulamenta data para comprovação de atendimento às metas individuais de CBIOs**. [S. l.], 2022.
- MORETTI, I.; PRINZHOFER, A.; FRANÇOLIN, J.; PACHECO, C.; ROSANNE, M.; RUPIN, F.; MERTENS, J. Long-term monitoring of natural hydrogen superficial emissions in a brazilian cratonic environment. Sporadic large pulses versus daily periodic emissions. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 46, n. 5, p. 3615–3628, 2021.
- MULLEN, D. *et al.* On the cost of zero carbon hydrogen: A techno-economic analysis of steam methane reforming with carbon capture and storage. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, [s. l.], v. 126, p. 103904, 2023.
- NATURE FOOD. Small-scale decentralized ammonia production could become cost-competitive by 2030. **Nature Food**, [s. l.], v. 5, n. 6, p. 467–468, 2024.
- NELRI FERREIRA LEITE; CARLOS CABRAL GONÇALVES. **SISTEMA DE CLORAÇÃO DE ANGRA I: HIPOCLORITO DE SÓDIO GERADO A PARTIR DA ÁGUA DO MAR, UMA NOVA REALIDADE**. [S. l.]: IPEN, 1999. Disponível em: <https://www.ipen.br/biblioteca/cd/inac/1999/PDF/CG01CC.PDF>. Acesso em: 4 ago. 2024.
- NEMITALLAH, M. A.; ALNAZHA, A. A.; AHMED, U.; EL-ADAWY, M.; HABIB, M. A. Review on techno-economics of hydrogen production using current and emerging processes: Status and perspectives. **Results in Engineering**, [s. l.], v. 21, p. 101890, 2024.

- NEUGEBAUER, R. (org.). **Hydrogen Technologies**. Cham: Springer International Publishing, 2023. 2023.
- NG, B.; PUTRI, L. K.; KONG, X. Y.; TEH, Y. W.; PASBAKSH, P.; CHAI, S. Z-Scheme Photocatalytic Systems for Solar Water Splitting. **Advanced Science**, [s. l.], v. 7, n. 7, 2020.
- NGUYEN, V. G.; NGUYEN-THI, T. X.; PHONG NGUYEN, P. Q.; TRAN, V. D.; AĞBULUT, Ü.; NGUYEN, L. H.; BALASUBRAMANIAN, D.; TARELKO, W.; A. BANDH, S.; KHOA PHAM, N. D. Recent advances in hydrogen production from biomass waste with a focus on pyrolysis and gasification. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 54, p. 127–160, 2024.
- NIKOLAIDIS, P.; POULLIKKAS, A. A comparative overview of hydrogen production processes. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 67, p. 597–611, 2017.
- NIRMALA, N.; PRAVEEN, G.; AMITKUMAR, S.; SUNDARRAJAN, P.; BASKARAN, A.; PRIYADHARSINI, P.; SANJAYKUMAR, S.; DAWN, S.; PAVITHRA, K. G.; ARUN, J.; PUGAZHENDHI, A. A review on biological biohydrogen production: Outlook on genetic strain enhancements, reactor model and techno-economics analysis. **Science of The Total Environment**, [s. l.], v. 896, p. 165143, 2023.
- NISHIOKA, S.; OSTERLOH, F. E.; WANG, X.; MALLOUK, T. E.; MAEDA, K. Photocatalytic water splitting. **Nature Reviews Methods Primers**, [s. l.], v. 3, n. 1, p. 42, 2023.
- NOW GMBH. **ReFuelEU Aviation Regulation – How does it affect the aviation sector?**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: [https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2023/11/NOW-Factsheet\\_ReFuelEU-Aviation-Regulation.pdf](https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2023/11/NOW-Factsheet_ReFuelEU-Aviation-Regulation.pdf). Acesso em: 20 set. 2024.
- NUTTALL, W. J.; BAKENNE, A. T. **Fossil Fuel Hydrogen**. Cham: Springer International Publishing, 2020. 2020.
- OJELADE, O. A.; ZAMAN, S. F.; NI, B.-J. Green ammonia production technologies: A review of practical progress. **Journal of Environmental Management**, [s. l.], v. 342, p. 118348, 2023.
- OKEKE, I. J.; SAVILLE, B. A.; MACLEAN, H. L. Low carbon hydrogen production in Canada via natural gas pyrolysis. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 48, n. 34, p. 12581–12599, 2023.
- ORUC, O.; DINCER, I. Assessing the potential of thermo-chemical water splitting cycles: A bridge towards clean and sustainable hydrogen generation. **Fuel**, [s. l.], v. 286, p. 119325, 2021.
- OSMAN, A. I. *et al.* Hydrogen production, storage, utilisation and environmental impacts: a review. **Environmental Chemistry Letters**, [s. l.], v. 20, n. 1, p. 153–188, 2022.
- OSMAN, A. I.; DEKA, T. J.; BARUAH, D. C.; ROONEY, D. W. Critical challenges in biohydrogen production processes from the organic feedstocks. **Biomass Conversion and Biorefinery**, [s. l.], v. 13, n. 10, p. 8383–8401, 2023.
- OZCAN, H.; EL-EMAM, R. S.; AMINI HORRI, B. Thermochemical looping technologies for clean hydrogen production – Current status and recent advances. **Journal of Cleaner Production**, [s. l.], v. 382, p. 135295, 2023.

- PAL, D. B.; SINGH, A.; BHATNAGAR, A. A review on biomass based hydrogen production technologies. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 47, n. 3, p. 1461–1480, 2022.
- PARKINSON, B. *et al.* Levelized cost of CO2 mitigation from hydrogen production routes. **Energy & Environmental Science**, [s. l.], v. 12, n. 1, p. 19–40, 2019.
- PATLOLLA, S. R. *et al.* A review of methane pyrolysis technologies for hydrogen production. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 181, p. 113323, 2023.
- PEYERL, D.; RELVA, S.; DA SILVA, V. (org.). **Energy Transition in Brazil**. Cham: Springer Nature Switzerland, 2023. 2023.
- PINGKUO, L.; JUNQING, G. Comparative analysis on the development potential of green hydrogen industry in China, the United States and the European Union. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 84, p. 700–717, 2024.
- PNH2. **Plano trienal 2023-2025**. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/PlanodeTrabalhoTrienalPNH2.pdf>. Acesso em: 17 jun. 2024.
- PRINZHOFER, A.; MORETTI, I.; FRANÇOLIN, J.; PACHECO, C.; D’AGOSTINO, A.; WERLY, J.; RUPIN, F. Natural hydrogen continuous emission from sedimentary basins: The example of a Brazilian H<sub>2</sub>-emitting structure. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 44, n. 12, p. 5676–5685, 2019.
- PRINZHOFER, A.; TAHARA CISSÉ, C. S.; DIALLO, A. B. Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali). **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 43, n. 42, p. 19315–19326, 2018.
- PROSSER, J. H. *et al.* Cost analysis of hydrogen production by high-temperature solid oxide electrolysis. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 49, p. 207–227, 2024.
- PUGA, A. (org.). **Photocatalytic Hydrogen Production for Sustainable Energy**. [S. l.]: Wiley, 2023a. 2023.
- PUGA, A. Photocatalytic Hydrogen Production in the Context of Sustainable Energy. *Em: PHOTOCATALYTIC HYDROGEN PRODUCTION FOR SUSTAINABLE ENERGY*. [S. l.]: Wiley, 2023b. p. 1–18.
- RACHEL PARKES. **“There is enough natural hydrogen underground to meet all demand for hundreds of years”, says US government agency**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://www.upstreamonline.com/hydrogen/there-is-enough-natural-hydrogen-underground-to-meet-all-demand-for-hundreds-of-years-says-us-government-agency/2-1-1600808>. Acesso em: 9 mar. 2024.
- RAHIM MALIK, F.; YUAN, H.-B.; MORAN, J. C.; TIPPAYAWONG, N. Overview of hydrogen production technologies for fuel cell utilization. **Engineering Science and Technology, an International Journal**, [s. l.], v. 43, p. 101452, 2023.
- RASUL, M. G. *et al.* The future of hydrogen: Challenges on production, storage and applications. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 272, p. 116326, 2022.
- RASUL, M. G. *et al.* The future of hydrogen: Challenges on production, storage and applications. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 272, p. 116326, 2022.

- RIBEIRO, T. M. *et al.* Carbon footprint analysis of biohydrogen derived from urban solid waste in southeastern Brazilian. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 83, p. 660–672, 2024.
- RODRIGUES, D. de M.; GUIMARÃES, V. A.; DEPINÉ, Á.; ZARPELLON, B. V. iH2Brasil: articulando o ecossistema de inovação em um programa de aceleração de startups de hidrogênio verde. *Em: ANAIS DO(A) ANAIS DO CONGRESSO INTERNACIONAL DE CASES DE OPEN INNOVATION, 2023, Recife, Brasil. Anais [...]. Recife, Brasil: Even3, 2023. p. 1–11. Disponível em: <https://www.even3.com.br/anais/cicoi/673572-ih2brasil--articulando-o-ecossistema-de-inovacao-em-um-programa-de-aceleracao-de-startups-de-hidrogenio-verde/>. Acesso em: 19 jun. 2024.*
- RSB. **Certification schemes**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://rsb.org/certification/certification-schemes/>. Acesso em: 20 set. 2024.
- RUTH, M.; JADUN, P.; GILROY, N.; CONNELLY, E.; BOARDMAN, R.; SIMON, A. J.; ELGOWAINY, A.; ZUBOY, J. **The Technical and Economic Potential of the H2@Scale Hydrogen Concept within the United States**. Golden, CO (United States): [s. n.], 2020.
- SADEQ, A. M. *et al.* Hydrogen energy systems: Technologies, trends, and future prospects. **Science of The Total Environment**, [s. l.], v. 939, p. 173622, 2024.
- SAE. **PLANO NACIONAL DE FERTILIZANTES 2050**. Brasília: [s. n.], 2021. Disponível em: <https://static.poder360.com.br/2022/03/plano-nacional-de-fertilizantes-brasil-2050.pdf>. Acesso em: 17 ago. 2024.
- SAFARI, F.; DINCER, I. A review and comparative evaluation of thermochemical water splitting cycles for hydrogen production. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 205, p. 112182, 2020.
- SÁNCHEZ-BASTARDO, N.; SCHLÖGL, R.; RULAND, H. Methane Pyrolysis for Zero-Emission Hydrogen Production: A Potential Bridge Technology from Fossil Fuels to a Renewable and Sustainable Hydrogen Economy. **Industrial & Engineering Chemistry Research**, [s. l.], v. 60, n. 32, p. 11855–11881, 2021.
- SANKIR, M.; SANKIR, N. D. (org.). **Hydrogen Production Technologies**. [S. l.]: Wiley, 2017. 2017.
- SARTORIO, C.; ANGIOLINI, M.; FLAMMINI, D.; PIETROPAOLO, A.; AGOSTINI, P.; ALBERGHI, C.; CANDIDO, L.; CAPOGNI, M.; CAPONE, M.; CATALDO, S.; CONTESSA, G. M.; D'ARIENZO, M.; DEL DOTTO, A.; DIAMANTI, D.; DONGIOVANNI, D.; FARINI, M.; FERRARI, P.; FIORE, A.; FONNESU, N.; FRISONI, M.; GADANI, G.; GENTILI, A.; GRASSO, G.; GUARDATI, M.; GUIDONI, D.; LAMBERTI, M.; LEPORE, L.; MANCINI, A.; MARIANI, A.; MARINARI, R.; MARZO, G. A.; MASTROIANNI, B.; MORO, F.; OREFICE, A.; ORSETTI, V.; PINNA, T.; RIZZO, A.; RYDZY, A.; SALVI, S.; SANTOLI, D.; SANTUCCI, A.; SARACENO, L.; SCAGLIONE, S.; SERMENGHI, V.; SERRA, E.; SIMONETTI, A.; SPASSOVSKY, I. P.; TERRANOVA, N.; TOSTI, S.; UBALDINI, A.; UTILI, M.; ZITO, P.; ZOLA, D.; VOUKELATOU, K.; ZUMMO, G. Preliminary Assessment of Radiolysis for the Cooling Water System in the Rotating Target of SORGENTINA-RF. **Environments**, [s. l.], v. 9, n. 8, p. 106, 2022.
- SAVLA, N.; SUMAN; PANDIT, S.; VERMA, J. P.; AWASTHI, A. K.; SANA, S. S.; PRASAD, R. Techno-economical evaluation and life cycle assessment of microbial electrochemical systems: A review. **Current Research in Green and Sustainable Chemistry**, [s. l.], v. 4, p. 100111, 2021.

- SAWLE, Y.; THIRUNAVUKKARASU, M. Techno-economic comparative assessment of an off-grid hybrid renewable energy system for electrification of remote area. *Em: DESIGN, ANALYSIS, AND APPLICATIONS OF RENEWABLE ENERGY SYSTEMS*. [S. l.]: Elsevier, 2021. p. 199–247.
- SCHNEIDER, S. *et al.* State of the Art of Hydrogen Production via Pyrolysis of Natural Gas. **ChemBioEng Reviews**, [s. l.], v. 7, n. 5, p. 150–158, 2020.
- SEBASTIAN, S.; WIJEWARDANE, S.; SRINIVASAN, S. Recent advances in hydrogen production, storage, and fuel cell Technologies with an emphasis on inventions, innovations, and commercialization. **Solar Compass**, [s. l.], v. 8, p. 100065, 2023.
- SEEG. **Plataforma SEEG**. [S. l.], 2024. Disponível em: [https://plataforma.seeg.eco.br/?\\_gl=1\\*ps8x4q\\*\\_ga\\*MTc5MDk3MDMzMzMy4xNzI1MDE5ODUz\\*\\_ga\\_XZWSWEJDWQ\\*MTcyNTAxOTg1My4xLjAuMTcyNTAxOTg1My4wLjAuMA..](https://plataforma.seeg.eco.br/?_gl=1*ps8x4q*_ga*MTc5MDk3MDMzMzMy4xNzI1MDE5ODUz*_ga_XZWSWEJDWQ*MTcyNTAxOTg1My4xLjAuMTcyNTAxOTg1My4wLjAuMA..) Acesso em: 29 ago. 2024.
- SHELL. **Ethanol to H2**. [S. l.], 2023. Disponível em: <https://www.shell.com.br/energia-e-inovacao/pesquisa-e-desenvolvimento/ethanol-to-h2.html#slide-4>. Acesso em: 23 set. 2024.
- SHELL. **Sustainability Report 2022**. [S. l.: s. n.], 2022. Disponível em: [https://reports.shell.com/sustainability-report/2022/\\_assets/downloads/shell-sustainability-report-2022.pdf](https://reports.shell.com/sustainability-report/2022/_assets/downloads/shell-sustainability-report-2022.pdf). Acesso em: 16 mar. 2024.
- SHIVA KUMAR, S.; LIM, H. An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production. **Energy Reports**, [s. l.], v. 8, p. 13793–13813, 2022.
- SILVA, D. G. M.; VASCONCELOS, W. L. Isolante térmico fibroso: motivos de sua utilização como revestimentos de trabalho em equipamentos industriais que operam em altas temperaturas - revisão da literatura - parte I. **Cerâmica**, [s. l.], v. 63, n. 367, p. 281–294, 2017.
- SINGH, N.; SARMA, S. Biological routes of hydrogen production: a critical assessment. *Em: HANDBOOK OF BIOFUELS*. [S. l.]: Elsevier, 2022. p. 419–434.
- SMOLINKA, T.; BERGMANN, H.; GARCHE, J.; KUSNEZOFF, M. The history of water electrolysis from its beginnings to the present. *Em: ELECTROCHEMICAL POWER SOURCES: FUNDAMENTALS, SYSTEMS, AND APPLICATIONS*. [S. l.]: Elsevier, 2022. p. 83–164.
- SOLLAI, S. *et al.* Renewable methanol production from green hydrogen and captured CO<sub>2</sub>: A techno-economic assessment. **Journal of CO<sub>2</sub> Utilization**, [s. l.], v. 68, p. 102345, 2023.
- SONG, H.; OZKAN, U. S. Economic analysis of hydrogen production through a bio-ethanol steam reforming process: Sensitivity analyses and cost estimations. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 35, n. 1, p. 127–134, 2010.
- SPREAFICO, C.; RUSSO, D.; SPREAFICO, M. Investigating the evolution of pyrolysis technologies through bibliometric analysis of patents and papers. **Journal of Analytical and Applied Pyrolysis**, [s. l.], v. 159, p. 105021, 2021.
- STARTUS INSIGHTS. **Hydrogen Economy Trend Report**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://www.startus-insights.com/>. Acesso em: 9 jun. 2024.
- SUGAWARA, Y.; SANKAR, S.; MIYANISHI, S.; ILLATHVALAPPIL, R.; GANGADHARAN, P. K.; KUROKI, H.; ANILKUMAR, G. M.; YAMAGUCHI, T. Anion Exchange Membrane Water Electrolyzers: An Overview. **Journal of Chemical Engineering of Japan**, [s. l.], v. 56, n. 1, 2023.

- SUH, J. W.; SOHN, S. Y.; LEE, B. K. Patent clustering and network analyses to explore nuclear waste management technologies. **Energy Policy**, [s. l.], v. 146, p. 111794, 2020.
- T&B PETROLEUM. **Petrobras to Invest R\$20 Million in Natural Hydrogen Research**. [S. l.], 2024. Disponível em: <https://www.tbpetroleum.com.br/noticia/petrobras-to-invest-r20-million-in-natural-hydrogen-research/>. Acesso em: 20 set. 2024.
- TAJI, M.; FARSI, M.; KESHAVARZ, P. Real time optimization of steam reforming of methane in an industrial hydrogen plant. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 43, n. 29, p. 13110–13121, 2018.
- THE WHITE HOUSE. **Inflation Reduction Act Guidebook**. [S. l.], 2022. Disponível em: <https://www.whitehouse.gov/cleanenergy/inflation-reduction-act-guidebook/>. Acesso em: 20 set. 2024.
- THOMASSEN, M. S. *et al.* PEM water electrolysis. *In: ELECTROCHEMICAL POWER SOURCES: FUNDAMENTALS, SYSTEMS, AND APPLICATIONS*. [S. l.]: Elsevier, 2022. p. 199–228.
- THORSTEN SCHNEIDERS; INGO STADLER; JULIAN DAVID HUNT; PAULO SMITH SCHNEIDER; MARIO ORESTES AGUIRRE GONZALEZ. **Hidrogênio Verde e oportunidades de mercado: nacional e internacional**. [S. l.]: LaSUS FAU UnB, 2023. 2023.v. 4.
- TIAN, 田黔宁. Origin, discovery, exploration and development status and prospect of global natural hydrogen under the background of “carbon neutrality”. **China Geology**, [s. l.], v. 0, n. 0, p. 0–0, 2022.
- TOM SMOLINKA; JUERGEN GARCHE (org.). **Electrochemical Power Sources: Fundamentals, Systems, and Applications**. [S. l.]: Elsevier, 2022. 2022.
- TOM SMOLINKA; JUERGEN GARCHE (org.). **Electrochemical Power Sources: Fundamentals, Systems, and Applications**. [S. l.]: Elsevier, 2022.
- TREVOR BROWN. **Small-scale ammonia: where the economics work and the technology is ready**. [S. l.], 2018. Disponível em: <https://ammoniaenergy.org/articles/small-scale-ammonia-where-the-economics-work-and-the-technology-is-ready/>. Acesso em: 19 ago. 2024.
- UE. **REGULAMENTO DELEGADO (UE) 2023/1184**. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1184>. Acesso em: 20 set. 2024.
- US DEPARTMENT OF ENERGY. Hydrogen Storage. *In: DOE (org.). Multi-Year Research, Development, and Demonstration Plan*. [S. l.: s. n.], 2015. p. 1–23. Disponível em: [https://www.energy.gov/sites/default/files/2015/05/f22/fcto\\_myrrdd\\_storage.pdf](https://www.energy.gov/sites/default/files/2015/05/f22/fcto_myrrdd_storage.pdf). Acesso em: 21 set. 2024.
- VALENTE, A.; IRIBARREN, D.; DUFOUR, J. Life cycle assessment of hydrogen energy systems: a review of methodological choices. **The International Journal of Life Cycle Assessment**, [s. l.], v. 22, n. 3, p. 346–363, 2017.
- VALOR ECONÔMICO. Os maiores caminhões do mundo movidos a hidrogênio começam a trabalhar na África do Sul. **Valor Econômico**, [s. l.], 6 maio 2022. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2022/05/06/os-maiores-caminhoes-do-mundo-movidos-a-hidrogenio-comecam-a-trabalhar-na-africa-do-sul.ghtml>. Acesso em: 10 set. 2024.
- VOLDSUND, M.; JORDAL, K.; ANANTHARAMAN, R. Hydrogen production with CO2 capture. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 41, n. 9, p. 4969–4992, 2016.

- VUPPALADADIYAM, A. K.; VUPPALADADIYAM, S. S. V.; AWASTHI, A.; SAHOO, A.; REHMAN, S.; PANT, K. K.; MURUGAVELH, S.; HUANG, Q.; ANTHONY, E.; FENNEL, P.; BHATTACHARYA, S.; LEU, S.-Y. Biomass pyrolysis: A review on recent advancements and green hydrogen production. **Bioresource Technology**, [s. l.], v. 364, p. 128087, 2022.
- W. NOVIS SMITH; JOSEPH G. SANTANGELO (org.). Hydrogen: Production and Marketing, Copyright, ACS Symposium Series, FOREWORD. *Em*: [S. l.: s. n.], 1980. p. i–vi.
- WANG, W.; LIU, C.; LIU, W.; ZHANG, D. Factors influencing hydrogen yield in water radiolysis and implications for hydrocarbon generation: a review. **Arabian Journal of Geosciences**, [s. l.], v. 11, n. 18, p. 542, 2018.
- WILKINSON, J.; MAYS, T.; MCMANUS, M. Review and meta-analysis of recent life cycle assessments of hydrogen production. **Cleaner Environmental Systems**, [s. l.], v. 9, p. 100116, 2023.
- WWF-BRAZIL. **Rotas para a Produção de Hidrogênio Sustentável no Brasil**. [S. l.: s. n.], 2023.
- XIANG, C.; PAPADANTONAKIS, K. M.; LEWIS, N. S. Principles and implementations of electrolysis systems for water splitting. **Materials Horizons**, [s. l.], v. 3, n. 3, p. 169–173, 2016.
- XU, Q. *et al.* Anion Exchange Membrane Water Electrolyzer: Electrode Design, Lab-Scaled Testing System and Performance Evaluation. **EnergyChem**, [s. l.], v. 4, n. 5, p. 100087, 2022.
- XU, X.; ZHOU, Q.; YU, D. The future of hydrogen energy: Bio-hydrogen production technology. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 47, n. 79, p. 33677–33698, 2022.
- YAGMUR GOREN, A.; DINCER, I.; KHALVATI, A. A comprehensive review on environmental and economic impacts of hydrogen production from traditional and cleaner resources. **Journal of Environmental Chemical Engineering**, [s. l.], v. 11, n. 6, p. 111187, 2023.
- YANG, D.; LEE, J.; SONG, N. C.; LEE, Sangseon; KIM, S.; LEE, Sukho; CHOI, S. Patent analysis on green hydrogen technology for future promising technologies. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 48, n. 83, p. 32241–32260, 2023.
- YANG, M. *et al.* A review of hydrogen storage and transport technologies. **Clean Energy**, [s. l.], v. 7, n. 1, p. 190–216, 2023.
- YEDINAK, E. M. The Curious Case of Geologic Hydrogen: Assessing its Potential as a Near-Term Clean Energy Source. **Joule**, [s. l.], v. 6, n. 3, p. 503–508, 2022.
- YIN, C.; GU, H.; ZHANG, S. Measuring technological collaborations on carbon capture and storage based on patents: A social network analysis approach. **Journal of Cleaner Production**, [s. l.], v. 274, p. 122867, 2020.
- YIN, Y.; WANG, J. Production of biohydrogen. *Em*: BIOFUELS AND BIOREFINING. [S. l.]: Elsevier, 2022. p. 283–337.
- YOUNAS, M.; SHAFIQUE, S.; HAFEEZ, A.; JAVED, F.; REHMAN, F. An Overview of Hydrogen Production: Current Status, Potential, and Challenges. **Fuel**, [s. l.], v. 316, p. 123317, 2022.
- YUAN, X.; LI, X. Mapping the technology diffusion of battery electric vehicle based on patent analysis: A perspective of global innovation systems. **Energy**, [s. l.], v. 222, p. 119897, 2021.
- YUKESH KANNAH, R.; KAVITHA, S.; PREETHI; PARTHIBA KARTHIKEYAN, O.; KUMAR, G.; DAI-VIET, N. Vo.; RAJESH BANU, J. Techno-economic assessment of various hydrogen

production methods – A review. **Bioresource Technology**, [s. l.], v. 319, p. 124175, 2021.

ZAINAL, B. S.; KER, P. J.; MOHAMED, H.; ONG, H. C.; FATTAH, I. M. R.; RAHMAN, S. M. A.; NGHIEM, L. D.; MAHLIA, T. M. I. Recent advancement and assessment of green hydrogen production technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 189, p. 113941, 2024.

ZGONNIK, V. The occurrence and geoscience of natural hydrogen: A comprehensive review. **Earth-Science Reviews**, [s. l.], v. 203, p. 103140, 2020.

ZGONNIK, V.; BEAUMONT, V.; DEVILLE, E.; LARIN, N.; PILLOT, D.; FARRELL, K. M. Evidence for natural molecular hydrogen seepage associated with Carolina bays (surficial, ovoid depressions on the Atlantic Coastal Plain, Province of the USA). **Progress in Earth and Planetary Science**, [s. l.], v. 2, n. 1, p. 31, 2015.

ZHANG, J.; HU, W.; CAO, S.; PIAO, L. Recent progress for hydrogen production by photocatalytic natural or simulated seawater splitting. **Nano Research**, [s. l.], v. 13, n. 9, p. 2313–2322, 2020.

ZHANG, Q.; ZHANG, Z.; WANG, Y.; LEE, D.-J.; LI, G.; ZHOU, X.; JIANG, D.; XU, B.; LU, C.; LI, Y.; GE, X. Sequential dark and photo fermentation hydrogen production from hydrolyzed corn stover: A pilot test using 11 m<sup>3</sup> reactor. **Bioresource Technology**, [s. l.], v. 253, p. 382–386, 2018.

ZHAO, N.; LIANG, D.; MENG, S.; LI, X. Bibliometric and content analysis on emerging technologies of hydrogen production using microbial electrolysis cells. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 45, n. 58, p. 33310–33324, 2020.

ZHENG, Y.; CHEN, Z.; ZHANG, J. Solid Oxide Electrolysis of H<sub>2</sub>O and CO<sub>2</sub> to Produce Hydrogen and Low-Carbon Fuels. **Electrochemical Energy Reviews**, [s. l.], v. 4, n. 3, p. 508–517, 2021.

ZHOU, Y.; LI, R.; LV, Z.; LIU, J.; ZHOU, H.; XU, C. Green hydrogen: A promising way to the carbon-free society. **Chinese Journal of Chemical Engineering**, [s. l.], v. 43, p. 2–13, 2022.

ZUN, M. T.; MCLELLAN, B. C. Cost Projection of Global Green Hydrogen Production Scenarios. **Hydrogen**, [s. l.], v. 4, n. 4, p. 932–960, 2023.

## Anexo I – Intensidade de carbono por rota de produção de H<sub>2</sub>

Tabela AI 1. Resumo dos inventários de emissões disponíveis na literatura para os diversos métodos de produção de H<sub>2</sub> e diferentes recursos (Fonte: (BUSCH *et al.*, 2023), (PARKINSON *et al.*, 2019), (WILKINSON *et al.*, 2023) e (YAGMUR GOREN *et al.*, 2023))

| Fonte                                | Processo de conversão | Tecnologia         | Emissões (kCO <sub>2e</sub> /kg H <sub>2</sub> ) |                      | Cor             |
|--------------------------------------|-----------------------|--------------------|--|----------------------|-----------------|
|                                      |                       |                    | Sem CCS  | Com CCS              |                 |
| <b>Fóssil</b>                        |                       |                    |  |                      |                 |
| Hidrocarbonetos leves                | Termoquímico          | SR                 | 10,09 - 17,21                                    | 2,97 - 9,16          | Cinza  Azul     |
| óleo combustível, carvão             | Termoquímico          | POx                | ≥ 12   | -                    | Cinza  Azul     |
| Hidrocarbonetos leves                | Termoquímico          | ATR                | 5,91 - 11,01                                     | 2,5 - 3,9            | Cinza  Azul     |
| Hidrocarbonetos                      | Termoquímico          | Pirólise           | 1,9 - 9,14                                       | -                    | Turquesa        |
| Carvão mineral (antracito)           | Termoquímico          | Gaseificação       | 16,90 - 30,90                                    | 3,27 - 10,35         | Preto  Azul     |
| Carvão mineral (hulha)               | Termoquímico          | Gaseificação       | 14,72 - 26,09                                    | 1,09 - 5,52          | Marrom  Azul    |
| <b>Nuclear</b>                       |                       |                    |  |                      |                 |
| Fissão   Fusão (Ele. + água)         | Eletroquímico         | [ALK PEM AEM]      | 0,47 - 0,96                                      | -                    | Rosa            |
| Fissão   Fusão (Ele. + água + calor) | Eletroquímico         | SOEC               | 0,36 - 0,51                                      | -                    | Rosa            |
| Fissão   Fusão (Ele. + água + calor) | Termoquímico          | Ciclo S-I          | 0,41 - 2,2                                       | -                    | Rosa            |
| Fissão   Fusão (Ele. + água + calor) | Termoquímico          | Ciclo Cu-Cl        | 0,71 - 1,80                                      | -                    | Rosa            |
| Radioatividade                       | Radioquímico          | Radiólise          | -  | -                    | Rosa            |
| <b>Biomassa</b>                      |                       |                    |  |                      |                 |
| Biocombustíveis (Álcoois e biogás)   | Termoquímico          | SR                 | 3,79 - 12,65                                     | (- 10,58) - (- 4,81) | Musgo           |
| Materiais lignocelulósicos           | Termoquímico          | POx                | -  | -                    | Musgo           |
| Biocombustíveis (Álcoois e biogás)   | Termoquímico          | ATR                | 5,45 - 16,70                                     | (- 12,86) - (-4,45)  | Musgo           |
| Materiais lignocelulósicos           | Termoquímico          | Pirólise           | (-5,22) - 4,35                                   | -                    | Turquesa  Musgo |
| Materiais lignocelulósicos           | Termoquímico          | Gaseificação       | 0,18 - 10,73                                     | (-17,5) - (-0,84)    | Musgo           |
| Mat. Lig. + (Micro)organismos        | Bioquímico            | Fermentação escura | 0,00 - 10,92                                     | -                    | Musgo           |
| Mat. Lig. + (Micro)organismos + luz  | Bioquímico            | Fotofermentação    | 0,00 - 10,92                                     | -                    | Musgo           |

| Fonte                                | Processo de conversão       | Tecnologia             | Emissões (kCO <sub>2e</sub> /kg H <sub>2</sub> ) |         | Cor    |
|--------------------------------------|-----------------------------|------------------------|--|---------|--------|
|                                      |                             |                        | Sem CCS  | Com CCS |        |
| (Micro)organismos + fótons           | Bioquímico                  | Biofotólise - Direta   | 0,00   | -       | Musgo  |
| (Micro)organismos + fótons           | Bioquímico                  | Biofotólise - Indireta | 0,00   | -       | Musgo  |
| Mat. Lig. + (Micro)organismos + alga | Bioquímico + Eletroquímico  | MEC                    | ≤ 4,68   | -       | Musgo  |
| Bioeletricidade                      | Eletroquímico               | [ALK PEM SOEC AEM]     | 2,40 - 13,23                                     | -       | Musgo  |
| <b>Eólica</b>                        |                             |                        |  |         |        |
| On-shore (Ele. + água)               | Eletroquímico               | [ALK PEM AEM]          | 0,21 - 0,45                                      | -       | Verde  |
| Off-shore (Ele. + água)              | Eletroquímico               | [ALK PEM AEM]          | 0,31 - 0,69                                      | -       | Verde  |
| <b>Solar (PV)</b>                    |                             |                        |  |         |        |
| Eletricidade + água                  | Eletroquímico               | [ALK PEM AEM]          | 1,32 - 2,51                                      | -       | Verde  |
| <b>Hídrica</b>                       |                             |                        |  |         |        |
| Eletricidade + água                  | Eletroquímico               | [ALK PEM AEM]          | 0,89 - 1,77                                      | -       | Verde  |
| <b>Solar (CSP)</b>                   |                             |                        |  |         |        |
| Eletricidade + água + calor          | Eletroquímico               | SOEC                   | 0,78 - 1,10                                      | -       | Verde  |
| Eletricidade + água                  | Eletroquímico               | [ALK PEM AEM]          | 1,19 - 2,36                                      | -       | Verde  |
| <b>Híbrido</b>                       |                             |                        |  |         |        |
| Fóton + Água                         | Fotoquímico + Eletroquímico | Fotocatálise           | 0,00   | -       | Verde  |
| Fóton + Água                         | Fotoquímico + Eletroquímico | Fotoeletrolise         | 0,00   | -       | Verde  |
| <b>Natural<sup>5</sup></b>           |                             |                        |  |         |        |
| Formação geológica                   | Natural                     | Expl. e recuperação    | 0,24 - 0,35                                      | -       | Branco |

<sup>5</sup> As emissões do H<sub>2</sub> branco renovável dependem das características do poço e da produção, bem como do potencial de aquecimento global do CH<sub>4</sub> (MJ Hudson (2022))