

# HIDROGÊNIO SUSTENTÁVEL

PERSPECTIVAS PARA O  
DESENVOLVIMENTO E POTENCIAL  
PARA A INDÚSTRIA BRASILEIRA

2ª EDIÇÃO





# HIDROGÊNIO SUSTENTÁVEL

PERSPECTIVAS PARA O  
DESENVOLVIMENTO E POTENCIAL  
PARA A INDÚSTRIA BRASILEIRA

2ª EDIÇÃO

Acesse a publicação  
pelo QR Code abaixo.



## **CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI**

### **PRESIDENTE**

Antonio Ricardo Alvarez Alban

### **VICE-PRESIDENTE EXECUTIVO**

Josué Christiano Gomes da Silva

### **VICE-PRESIDENTE EXECUTIVO**

José Ricardo Montenegro Cavalcante

### **VICE-PRESIDENTE EXECUTIVO**

Jamal Jorge Bittar

### **VICE-PRESIDENTE EXECUTIVO**

Antônio Carlos da Silva

### **VICE-PRESIDENTE EXECUTIVO**

Gilberto Porcello Petry

### **VICE-PRESIDENTES**

Eduardo Eugênio Gouveia Vieira

Mário Cezar de Aguiar

Carlos Valter Martins Pedro

Ricardo Essinger

Flávio Roscoe Nogueira

Silvio Cezar Pereira Rangel

Amaro Sales de Araújo

Marcelo Thomé da Silva de Almeida

José Carlos Lyra de Andrade

Sérgio Marcolino Longen

José Conrado Azevedo Santos

Leonardo Souza Rogério de Castro

### **1ª DIRETORA FINANCEIRA**

Cristhine Samorini

### **2º DIRETOR FINANCEIRO**

Eduardo Prado de Oliveira

### **3º DIRETOR FINANCEIRO**

Francisco de Assis Benevides Gadelha

### **1º DIRETOR SECRETÁRIO**

Sandro da Mabel Antonio Scodro

### **2º DIRETOR SECRETÁRIO**

Edilson Baldez das Neves

### **3º DIRETOR SECRETÁRIO**

Roberto Magno Martins Pires

### **DIRETORES**

Antônio José de Moraes Souza Filho

Izabel Cristina Ferreira Itikawa

José Adriano Ribeiro da Silva

Luiz César de Souza Caetano Alves

Jorge Alberto Vieira Studart Gomes

Roberto Pinto Serquiz Elias

José Henrique Nunes Barreto

Paulo Afonso Ferreira

Gilberto Ribeiro

Jandir José Milan

Gilberto Seleme

Alessandro José Rios de Carvalho

Jorge Wicks Corte Real

Alexandre Herculano Coelho de Souza Furlan

Edson Luiz Campagnolo

### **CONSELHO FISCAL**

#### **TITULARES**

Hilton Morais Lima

Fernando Cirino Gurgel

José da Silva Nogueira Filho

#### **SUPLENTE**

Clerlânio Fernandes de Holanda

Francisco de Sales Alencar

Edmilson Matos Candido

# HIDROGÊNIO SUSTENTÁVEL

PERSPECTIVAS PARA O  
DESENVOLVIMENTO E POTENCIAL  
PARA A INDÚSTRIA BRASILEIRA

2ª EDIÇÃO



© 2024. CNI – Confederação Nacional da Indústria.

Qualquer parte desta obra poderá ser reproduzida, desde que citada a fonte.

CNI

**Superintendência de Meio Ambiente e Sustentabilidade**

---

FICHA CATALOGRÁFICA

---

C748h

Confederação Nacional da Indústria.

Hidrogênio sustentável : perspectivas para o desenvolvimento e potencial para a indústria brasileira : versão 2024 / Confederação Nacional da Indústria. – 2. ed. – Brasília : CNI, 2024.

189 p. : il.

1.Hidrogênio 2. Sustentabilidade I. Título.

CDU: 502.131.1

---

CNI  
Confederação Nacional da Indústria  
**Sede**  
Setor Bancário Norte  
Quadra 1 – Bloco C  
Edifício Roberto Simonsen  
70040-903 – Brasília – DF  
Tel.: (61) 3317-9000  
Fax: (61) 3317-9994  
<http://www.portaldaindustria.com.br/cni/>

**Serviço de Atendimento ao Cliente - SAC**  
Tels.: (61) 3317-9989/3317-9992  
[sac@cni.com.br](mailto:sac@cni.com.br)

# LISTA DE BOXES

<b>Box 1</b> – Programas climáticos e mercadológicos da União Europeia .....	68
<b>Box 2</b> – Objetivos socioeconômicos do <i>Hydrogen Economy Roadmap of Korea</i> .....	86
<b>Box 3</b> – <i>Green Innovation Fund</i> no Japão .....	90
<b>Box 4</b> – COURSE 50 - Descarbonização do aço com H <sub>2</sub> de fonte renovável e reciclagem de carbono.....	94
<b>Box 5</b> – Principais pontos do plano da Austrália.....	103
<b>Box 6</b> – Oportunidades nacionais para direcionar a produção de H <sub>2</sub> .....	136

# LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> – Rotas para produção de H <sub>2</sub> .....	26
<b>Figura 2</b> – Cadeia de valor do hidrogênio .....	27
<b>Figura 3</b> – Diferentes tecnologias de armazenamento do hidrogênio .....	38
<b>Figura 4</b> – Competitividade das aplicações de hidrogênio <i>versus</i> alternativas convencionais e de baixo carbono .....	43
<b>Figura 5</b> – Plano estratégico da União Europeia para o desenvolvimento do mercado de H <sub>2</sub> .....	67
<b>Figura 6</b> – Metas em destaque na Estratégia Nacional de Hidrogênio da Alemanha .....	73
<b>Figura 7</b> – Diagrama esquemático do processo de leilão dos derivados de hidrogênio verde na Alemanha ..	77
<b>Figura 8</b> – <i>Roadmap</i> de desenvolvimento do mercado de H <sub>2</sub> nos EUA.....	81
<b>Figura 9</b> – Mapeamento de estações de abastecimento de hidrogênio e seu custo de produção por eletrólise sob premissas de âmbito industrial.....	82
<b>Figura 10</b> – Proposta de créditos do governo americano para estimular a produção de H <sub>2</sub> renovável.....	83
<b>Figura 11</b> – Metas de desenvolvimento da economia de H <sub>2</sub> na Coreia do Sul.....	87
<b>Figura 12</b> – Cadeia do projeto <i>Hydrogen Energy Supply Chain Pilot</i> na parceria Austrália-Japão.....	89
<b>Figura 13</b> – Planta de H <sub>2</sub> verde FH2R em Fukushima, Japão.....	90
<b>Figura 14</b> – Desenvolvimento de tecnologias inovadoras no plano do Japão .....	92
<b>Figura 15</b> – Políticas adotadas pelas províncias da China sob estímulo do governo central .....	97
<b>Figura 16</b> – Mapeamento de setores e produtos do mercado de H <sub>2</sub> verde na estratégia do Chile.....	99
<b>Figura 17</b> – Indicadores de acompanhamento do sucesso de desenvolvimento do mercado de H <sub>2</sub> na estratégia australiana .....	101
<b>Figura 18</b> – Projetos de <i>hubs</i> de hidrogênio e previsão de investimentos .....	103
<b>Figura 19</b> – Eixos estratégicos do PNH2.....	118
<b>Figura 20</b> – Projeto do <i>Hub</i> de Hidrogênio Verde no Complexo do Pecém .....	146
<b>Figura 21</b> – Projeto do <i>Hub</i> de Hidrogênio no Porto do Açú.....	150

# LISTA DE GRÁFICOS

<b>Gráfico 1</b> – Exemplo de possível sistema quantitativo para definir o nível de emissões de rotas de produção de hidrogênio .....	37
<b>Gráfico 2</b> – Demanda de aquecimento industrial por faixa de temperatura no mundo .....	43
<b>Gráfico 3</b> – Custo nivelado de armazenamento de hidrogênio por opção tecnológica .....	62
<b>Gráfico 4</b> – Distribuição dos projetos na temática do hidrogênio .....	110
<b>Gráfico 5</b> – Distribuição dos projetos entre os 10 países mais implicados na temática do hidrogênio .....	110
<b>Gráfico 6</b> – Distribuição dos projetos (esquerda) e densidade de projetos (direita) por continente.....	111
<b>Gráfico 7</b> – Distribuição em termos de tipo de projetos.....	111
<b>Gráfico 8</b> – Distribuição em termos de tipo de tecnologia.....	112
<b>Gráfico 9</b> – Distribuição em termos de produto .....	112
<b>Gráfico 10</b> – Distribuição em termos de tipo de uso final.....	113
<b>Gráfico 11</b> – <i>Box-plot</i> para a potência elétrica (MW) por tipo de projetos.....	113
<b>Gráfico 12</b> – <i>Box-plot</i> para a capacidade de produção (kt H <sub>2</sub> /ano) por tipo de projetos .....	114
<b>Gráfico 13</b> – Indicador de facilidade de uso do H <sub>2</sub> na Indústria.....	125
<b>Gráfico 14</b> – Capacidade e produção de hidrogênio nas refinarias brasileiras .....	126
<b>Gráfico 15</b> – Distribuição dos projetos entre os 5 estados mais implicados na temática do hidrogênio .....	139
<b>Gráfico 16</b> – Distribuição dos projetos (esquerda) e densidade de projetos (direita) por estados.....	140
<b>Gráfico 17</b> – Distribuição em termos de setor industrial.....	141

# LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> – Arco-íris da classificação do hidrogênio em escala de cores .....	26
<b>Tabela 2</b> – Principais características das tecnologias de eletrolisadores .....	30
<b>Tabela 3</b> – Mecanismos voluntários com seus respectivos critérios técnicos .....	35
<b>Tabela 4</b> – Mecanismos obrigatórios com seus respectivos critérios técnicos .....	36
<b>Tabela 5</b> – Características e desafios das tecnologias de transporte e armazenamento de H <sub>2</sub> .....	39
<b>Tabela 6</b> – Tecnologias de armazenamento de H <sub>2</sub> categorizadas por volume e tempo adequado de armazenamento, com seus respectivos LCOS .....	40
<b>Tabela 7</b> – Tecnologias de transporte e custo médio por quilograma de H <sub>2</sub> em 2019 de acordo com volume de produção de hidrogênio e distância de transporte.....	41
<b>Tabela 8</b> – Aplicações do hidrogênio na indústria e respectivos estágios de desenvolvimento .....	42
<b>Tabela 9</b> – Repartição dos incentivos por nível de intensidade de carbono .....	84
<b>Tabela 10</b> – Perfis típicos por tipo de projetos .....	114
<b>Tabela 11</b> – Consumo de energia fóssil total por setor e facilidade de implementação do H <sub>2</sub> .....	124
<b>Tabela 12</b> – Investimentos direcionados à temática do hidrogênio de baixo carbono no Brasil.....	141
<b>Tabela 13</b> – Capacidade de eletrólise dos projetos de hidrogênio .....	142
<b>Tabela 14</b> – Parâmetros técnicos e econômicos no estudo de caso da Delta.....	188
<b>Tabela 15</b> – Composição de custos do H <sub>2</sub> de baixo de carbono para o estudo de caso da Delta.....	189

# LISTA DE ABREVIACÕES

ACTL – Alberta Carbon Trunk Line  
ADNOC – *Abu Dhabi National Oil Co.*  
AEM – Membrana de troca de ânions (*Anion Exchange Membrane*)  
AFID – *Alternative Fuel Infrastructures*  
ALK – Eletrólise alcalina  
ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis  
ATR – *Atmospheric Thermal Reforming*  
BF-BOF – *Blast furnace – basic oxygen furnace*  
BMWK – Ministério Federal para Assuntos Econômicos e Proteção Climática (*Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz*)  
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social  
CBAM – *Carbon Border Adjustment Mechanism*  
CCEAL – Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre  
CCEE – Câmara Nacional de Comercialização de Energia Elétrica  
CCfD – *Carbon Contracts for Difference*  
CCS – *Carbon Capture Utilization and Storage*  
CCUS – *Carbon Capture Utilization and Storage*  
CGH<sub>2</sub> – Hidrogênio Gasoso Comprimido (*Compressed gaseous hydrogen*)  
CHP – *Combined Heat and Power*  
CIF – *Cost, Insurance and Freight*  
CIPP – Complexo Industrial Portuário do Pecém  
CIPS – Complexo Industrial Portuário de Suape  
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética  
Coges-PNH<sub>2</sub> – Comitê Gestor do Programa Nacional do Hidrogênio  
CVD – *Clean Vehicle Directive*  
DAC – *Direct Air Capture*  
DII – *Desertec Industrial Initiative*  
DOE – *Department of Energy*  
DRI-EAF – *Direct reduced iron – electric arc furnace*  
EFSI – *EU's Cohesion Fund, European Fund for Strategic Investments*  
EFTA – *European Free Trade Association*  
EIB – *European Investment Bank*  
Embraer – Empresa Brasileira de Aeronaves  
EOC – Queima aprimorada com oxigênio (*enhanced oxygen combustion*)  
EOR – *Enhanced oil recovery*  
ERDF – *European Regional Development Fund*  
EU – União Europeia  
EU ETS – *European Union Emission Trading System*  
FCEV – Veículo elétrico à célula a combustível  
FCHJU – *Fuel Cells and Hydrogen Joint Underatin*  
FFI – *Fortescue Future Industries*  
FID – *Final investment decision*  
FIEC – Federação das Indústrias do Ceará

FIEMG – Federação das Indústrias de Minas Gerais  
FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos  
GCC – *Gulf Cooperation Council*  
GEE – Gases de Efeito Estufa  
GIZ – Sociedade Alemã de Cooperação Internacional (*Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit*)  
GLP – Gás liquefeito de petróleo  
GNL – Gás natural liquefeito  
H<sub>2</sub> – Hidrogênio  
H<sub>2</sub>PA TF – Força-Tarefa de Análise de Produção de Hidrogênio  
H<sub>2</sub>V – Hidrogênio Verde  
HBI – *Hot briquetted iron*  
HDVs – *Heavy-duty vehicles*  
HGNC – Hidrato de gás natural comprimido  
HPDI – Injeção direta de alta pressão (*high pressure direct injection*)  
HVO – *Hydrotreated vegetable oil*  
IMO – *International Maritime Organization*  
INT – Instituto Nacional de Tecnologia  
IPCEI – *Important Projects of Common European Interest*  
IPEN – Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares  
IPHE – *International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy*  
IRA – *Inflation Reduction Act*  
IRENA – *International Energy Renewable Agency*  
ITC – Créditos Fiscais de Investimento (*Investment Tax Credit*)  
LCOS – *Levelized Cost of Storage*  
LDVs – *CO<sub>2</sub> emission standards for light-duty vehicles*  
LH<sub>2</sub> – Hidrogênio Líquido  
LOHCs – *Liquid Organic Hydrogen Carriers*  
MAP – Fosfato monoamônico  
MCH – Metilcicloexano  
MDIC – Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços  
Metro Cúbico Normal – Nm<sup>3</sup>  
MOL – *Mitsui O.S.K. Lines*  
MoU – Memorando de entendimento (*Memorandum of Understanding*)  
MTBE – Éter metil-terc-butílico  
NH<sub>3</sub> – Amônia  
NREL – *National Renewable Energy Laboratory*  
NZBA – *Net Zero Bank Alliance*  
O&G – Óleo e gás  
O&M – Organização e métodos  
P&D – Pesquisa e desenvolvimento  
PCI – *Pulverized coal injection*  
PD&I – Pesquisa, desenvolvimento e inovação  
PEM – Eletrólise em membranas de troca de prótons (*Proton Exchange Membrane*)  
PIB – Produto interno bruto  
PNH<sub>2</sub> – Plano Nacional do Hidrogênio  
PPA – *Power Purchase Agreement*

PSA – *Pressure swing adsorption*  
PTC – Créditos Fiscais para a Produção (*Production Tax Credit*)  
PUC-Rio – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro  
QAV – Querosene de aviação sintética  
REC – *Renewable supply certificates*  
RED – *Renewable Energy Directive*  
REDUC – Refinaria de Duque de Caxias  
REPLAN – Refinaria de Paulínia  
RFNBO – Combustíveis renováveis de origem não biológica  
RPBC – Refinaria Presidente Bernardes  
SAF – *Sustainable Aviation Fuel*  
SBCH<sub>2</sub> – Sistema Brasileiro de Certificação do Hidrogênio  
SENAI – Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial  
SENAI CETIQT – Centro de Tecnologia da Indústria Química e Têxtil  
SENAI-CIMATEC – Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial e Centro Integrado de  
Manufatura e Tecnologia  
SET-Plan – *Strategic Energy Technology Plan*  
SIN – Sistema Interligado Nacional  
SMR – Reforma de Vapor-Metano  
SOEC – Eletrólise com óxidos sólidos (*Solid Oxide Electrolysis Cell*)  
SOFC – Célula de combustível de óxido sólido (*Solid Oxide Fuel Cell*)  
ST-EAF Scrap steel – *electric arc furnace*  
TAG – Transportadora Associada de Gás  
TRL – *Technology Readiness Level*  
TYNDP – *Ten-Year Network Development Plan*  
UFC – Universidade Federal do Ceará  
UFMT – Universidade Federal de Mato Grosso  
UFPA – Universidade Federal do Pará  
UFPR – Universidade Federal do Paraná  
UFSM – Universidade Federal de Santa Maria  
UFVJM – Universidade Federal dos Vales do Jequitinhonha e Mucuri  
UNESP – Universidade Estadual Paulista  
UNICAMP – Universidade Estadual de Campinas  
UNIFEI – Universidade Federal de Itajubá  
UTE – Central Geradora Termelétrica  
ZPE – Zona de Processamento de Exportação

# SUMÁRIO

<b>APRESENTAÇÃO .....</b>	<b>15</b>
<b>RESUMO EXECUTIVO .....</b>	<b>17</b>
<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>21</b>
<b>2 A CADEIA DO HIDROGÊNIO SUSTENTÁVEL.....</b>	<b>25</b>
2.1 Classificação do H <sub>2</sub> e o Mercado Atual .....	25
2.2 Tecnologias de Produção .....	28
2.2.1 Rotas de Baixo Carbono: Hidrogênio Verde .....	28
2.2.2 Rotas com Baixo Carbono: Hidrogênio Azul .....	30
2.2.3 Hidrogênio oriundo de biomassa: Hidrogênio Musgo .....	30
2.2.4 Impacto Ambiental, Classificação e Certificação .....	31
2.3 Armazenamento e Transporte de H <sub>2</sub> .....	38
2.4 Oportunidades para o Hidrogênio Sustentável na Indústria.....	41
2.4.1 Oportunidades no Refino .....	44
2.4.2 Oportunidades na Indústria Siderúrgica.....	46
2.4.3 Oportunidades da Indústria da Amônia.....	52
2.4.4 Oportunidades na Indústria de Metanol .....	54
2.4.5 Oportunidades na Indústria de Vidro.....	56
2.4.6 Oportunidades na Indústria de Cerâmica.....	58
2.4.7 Oportunidades na Indústria de Cimento.....	59
2.5 Armazenamento de Energia Elétrica.....	62
<b>3 INICIATIVAS INTERNACIONAIS PARA A ESTRUTURAÇÃO DA CADEIA DO H<sub>2</sub> .....</b>	<b>65</b>
3.1 Programa Europeu do Hidrogênio Renovável .....	65
3.1.1 Banco Europeu do Hidrogênio .....	70
3.1.2 O Caso da Alemanha .....	72
3.1.3 O Caso da Espanha .....	78
3.2 Estados Unidos .....	80
3.3 Programas Voltados para o Mercado Interno.....	85
3.3.1 Coreia do Sul .....	85
3.3.2 Japão.....	87
3.3.3 China .....	95
3.4 Programas Voltados para a Exportação de H <sub>2</sub> .....	97
3.4.1 Chile .....	97
3.4.2 Austrália.....	99
3.4.3 Oriente Médio.....	106
3.4.4 Norte da África .....	107
3.5 Mapeamento dos Principais Projetos Mundiais .....	109
<b>4 POLÍTICA NACIONAL PARA HIDROGÊNIO .....</b>	<b>117</b>

<b>5 OPORTUNIDADES PARA O HIDROGÊNIO SUSTENTÁVEL NAS ESTRATÉGIAS DE DESCARBONIZAÇÃO DA INDÚSTRIA NACIONAL .....</b>	<b>123</b>
5.1 Uso do H <sub>2</sub> em Refinarias .....	125
5.2 Produção de Amônia e Fertilizantes.....	127
5.3 Produção de Metanol para as Indústrias Química e Petroquímica .....	128
5.4 Siderurgia .....	129
5.5 Produção de Cerâmica e Vidro .....	130
5.6 Produção de Cimento .....	132
5.7 Mobilidade .....	132
5.8 Exportação de Derivados do Hidrogênio .....	135
<b>6 MAPEAMENTO DOS PRINCIPAIS PROJETOS DE HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO NO BRASIL.....</b>	<b>139</b>
<b>7 INICIATIVAS DE HUBS DE H<sub>2</sub>.....</b>	<b>145</b>
7.1 Complexo do Pecém .....	145
7.2 Porto do Açú.....	149
7.3 Porto de Suape .....	152
<b>8 DESAFIOS PARA O H<sub>2</sub> SUSTENTÁVEL NO BRASIL.....</b>	<b>155</b>
<b>9 PROPOSTAS E RECOMENDAÇÕES .....</b>	<b>159</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>163</b>
<b>ANEXO A – ESTUDO DE CASO DE USO DE H<sub>2</sub> VERDE EM SUBSTITUIÇÃO AO GÁS NATURAL NA DELTA PORCELANATÓ .....</b>	<b>187</b>





# APRESENTAÇÃO

O mundo precisa descarbonizar grande parte do sistema energético para alcançar as metas estabelecidas no Acordo de Paris. O Brasil, como signatário do tratado, assumiu o compromisso de reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 48%, em 2025, e em 53%, em 2030 (ano-base 2005). Também se comprometeu com a neutralidade climática em 2050.

O hidrogênio, que pode ser obtido a partir de diversas fontes de matérias-primas e utilizado em diferentes aplicações, é uma das grandes apostas globais para a descarbonização do setor industrial. O interesse dos países se concentra no hidrogênio de baixo carbono produzido, principalmente, a partir de fontes renováveis de energia, que pode dar uma importante contribuição para a redução das emissões de gases de efeito estufa.

A análise da experiência internacional mostra que há uma aceleração dos esforços para o desenvolvimento desse energético, com forte apoio de políticas públicas. Atualmente, 67 países têm pelo menos um projeto de hidrogênio. Dois terços dos planos estão concentrados em dez nações. Dessas, sete fazem parte da Europa.

O Brasil, reconhecido por suas admiráveis vantagens comparativas, vem trabalhando para se tornar uma potência mundial da produção de hidrogênio de baixo carbono. As iniciativas para estruturar projetos de hidrogênio a partir fontes renováveis se multiplicaram. Este estudo identifica 66 planos em avaliação no país, principalmente na Região Nordeste, com destaque para o Ceará. O foco é a produção de hidrogênio de baixo carbono em portos, com o objetivo de facilitar a exportação.

Não restam dúvidas de que o direcionamento do hidrogênio de baixo carbono e seus derivados para o mercado internacional representa uma excelente oportunidade para a geração de divisas. No entanto, não podemos perder de vista a importância de usarmos essa fonte de energia para ajudar a indústria nacional a reduzir as emissões de gases de efeito estufa e oferecer produtos de maior valor agregado aos consumidores.

Infelizmente, há muitos desafios técnicos e econômicos para o efetivo desenvolvimento de projetos de hidrogênio de baixo carbono no país. Um dos obstáculos é a falta de um ecossistema maduro de fornecedores de equipamentos, parceiros tecnológicos e investidores no setor. A superação desses entraves requer a implementação de políticas públicas consistentes e linhas de financiamento que apoiem a produção e o emprego dessa importante fonte de energia.

Por isso, a Confederação Nacional da Indústria (CNI) vem acompanhando o tema no Comitê da Indústria para o Hidrogênio Sustentável e na Plataforma do Hidrogênio Sustentável. As duas iniciativas foram criadas para alinhar o posicionamento do setor industrial e para apoiar a disseminação de informações e de oportunidades que estão se abrindo nessa área.

Em parceria com as empresas e o governo, a CNI, que sempre atuou em favor da expansão do setor industrial e do crescimento da economia brasileira, tem trabalhado para ajudar o país a viabilizar o desenvolvimento do mercado de hidrogênio de baixo carbono. Nosso objetivo é colaborar com a definição de marcos regulatórios alinhados às melhores práticas internacionais, que garantam segurança jurídica e previsibilidade aos investidores, além de estimular a pesquisa e a criação de novas tecnologias.

Este trabalho é mais um passo nessa direção.

Boa leitura.

**Antonio Ricardo Alvarez Alban**

Presidente da CNI

# RESUMO EXECUTIVO

O Brasil detém características que o colocam em posição privilegiada para se inserir de forma competitiva na cadeia do hidrogênio sustentável.

Do lado da oferta, o país dispõe de variados recursos renováveis (energia eólica, solar, hidráulica e etanol) para a produção de hidrogênio, via eletrólise, e reforma a vapor de gás natural. Ambas as rotas poderiam ser usadas para impulsionar o desenvolvimento industrial do país.

Do lado da demanda, a posição geográfica e a dimensão continental do Brasil ampliam as possibilidades para o hidrogênio ser explorado tanto no mercado interno, na cadeia industrial e de transporte, quanto no externo, por meio de exportações, especialmente à Europa.

Este estudo apresenta um mapeamento e a avaliação das políticas, iniciativas e programas de hidrogênio sustentável em desenvolvimento no âmbito internacional e nacional. O trabalho avaliou, em especial, as iniciativas de inserção do hidrogênio sustentável no setor industrial.

A análise da experiência internacional apontou uma aceleração dos esforços para o desenvolvimento do hidrogênio a partir de fontes renováveis, com forte apoio de políticas públicas. Atualmente, existem 87 países com pelo menos um projeto na temática do hidrogênio. Os 10 primeiros países em número de projetos, que representam 3/5 do total, são: Alemanha (198), Estados Unidos (164), Austrália (147), Espanha (143), França (126), Grã-Bretanha (111), Holanda (89), China (81), Índia (79) e Dinamarca (61).

As iniciativas para estruturar projetos de hidrogênio de baixo carbono também se aceleraram no Brasil, em especial na Região Nordeste, com destaque para o Ceará (27), o Rio Grande do Norte (5) e a Bahia (5). Rio de Janeiro (7) e São Paulo (5) se destacam na Região Sudeste.

São muitos os desafios, técnicos e econômicos, para a adoção em escala real do hidrogênio sustentável como vetor de energia. Um dos maiores desafios é a falta de um ecossistema maduro de fornecedores de equipamentos, parceiros tecnológicos, investidores e *off-takers*, que apoiem a tomada de decisão de novos investimentos. Relacionado a isso, está a falta de recursos humanos capacitados, tanto no nível de operação quanto no nível de engenharia e tecnologia, o que significa que o país dependerá, pelo menos por um bom tempo, de fornecedores externos. Por outro lado, isso também significa uma grande oportunidade de captura de valor por parte dessas partes interessadas.

Para apoiar o desenvolvimento da cadeia do hidrogênio, os governos da Europa e dos Estados Unidos estão oferecendo subsídios massivos para a produção de hidrogênio a partir de fontes renováveis.

No Brasil, ainda não existem incentivos fiscais governamentais para apoiar o nascimento do mercado, como aconteceu com os mercados de energia eólica e solar.

Outros desafios a serem vencidos estão relacionados à falta de normalização técnica tecnologia industrial básica e infraestrutura de qualidade, que podem dificultar a implantação de novas instalações; falta de padrões de certificação de hidrogênio sustentável reconhecida e capaz de atrair o interesse de *Green Funds*; e gargalos no sistema de transmissão de energia nas regiões Norte e Nordeste do país, onde o potencial de energia renovável é o maior do território brasileiro.

Diante da aceleração do processo de desenvolvimento da indústria de hidrogênio sustentável, são grandes as oportunidades para a indústria brasileira promover a descarbonização dos seus processos. A Confederação Nacional da Indústria (CNI) tem um papel catalisador no engajamento do setor neste processo. Através do **Comitê da Indústria para o Hidrogênio Sustentável**, que vem atuando em parceria com empresas e *stakeholders* do setor, para difundir conhecimento, monitorar e debater as políticas públicas para o segmento. Uma das principais iniciativas foi a criação da **Plataforma da Indústria para o Hidrogênio Sustentável**, que permite acompanhar as iniciativas empresariais e de políticas públicas na área do hidrogênio sustentável.

**Uma das principais recomendações em termos de políticas públicas na área do hidrogênio é o estabelecer uma agenda estratégica, priorizando a regulamentação do setor, para incentivar a materialização de projetos de hidrogênio no país.**

A produção de hidrogênio sustentável de forma descentralizada no Brasil, ou seja, nas próprias fábricas, utilizando energia da rede ou a geração distribuída, é o caminho mais viável para iniciar o desenvolvimento da indústria do hidrogênio no Brasil, pelas seguintes razões:

- A produção no local de consumo evita custos com o transporte do hidrogênio;
- A energia elétrica da rede no Brasil já é basicamente descarbonizada, tendo atingido o nível de 93% de fontes renováveis em 2023 (CCEE, 2024);
- As economias de escala na produção de hidrogênio verde ainda são modestas, uma vez que os eletrolisadores disponíveis comercialmente continuam limitados a 20 MW de potência;
- Ao produzir localmente o hidrogênio, as empresas podem aproveitar não apenas este para substituir combustíveis fósseis, mas também o oxigênio produzido para melhorar a qualidade da combustão de gás e do próprio hidrogênio em fornos, aquecedores e secadores.
- A autoprodução do hidrogênio evita a sua comercialização e os impostos associados à venda.
- Estes projetos podem se materializar mais rapidamente em função da menor escala de produção e menor complexidade comercial

Este estudo mostrou que investimentos em projetos para a produção do hidrogênio sustentável na indústria são muito menos desafiadores que os projetos voltados para a exportação. Desta forma, é fundamental que a política pública priorize projetos de produção de H<sub>2</sub> na indústria, que têm maior viabilidade econômica. Esta priorização poderia se dar por meio de uma estratégia que incluía:

- Mobilização da indústria para a realização de estudos pormenorizados, visando estimar o potencial para a descarbonização de segmentos energointensivos a partir da adoção do H<sub>2</sub> sustentável (siderurgia, cimento, cerâmica, vidro e setor químico).
- Criação de um robusto programa de financiamento de projetos-piloto de plantas na indústria por intermédio de editais da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), com incentivos calibrados para o nível de competitividade do hidrogênio *vis a vis* as fontes fósseis substituídas e o nível de conteúdo local.
- Classificação dos projetos-piloto de hidrogênio na indústria como projetos de inovação, com a possibilidade do uso de verba de pesquisa e desenvolvimento (P&D) das cláusulas da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), para a realização de estudos associados às plantas-piloto;
- Desoneração da importação de bens e serviços para projetos-piloto na indústria.

Ademais, é fundamental a implementação de políticas que teriam efeito para todos os tipos de projetos de hidrogênio de baixo carbono, tais como:

- Elaboração de uma política industrial para a estruturação de uma cadeia de fornecedores de hidrogênio no país, com a seleção de setores e segmentos potencialmente competitivos, a produção de equipamentos e a prestação de serviços de engenharia e projetos.
- Implementação do mercado de carbono como pilar para incentivar a descarbonização dos segmentos *hard-to-abate* na indústria.
- Elaboração de uma política nacional para a produção de fertilizantes descarbonizados a partir do H<sub>2</sub> sustentável, como estratégia para reduzir a vulnerabilidade nacional no abastecimento de fertilizantes.
- Criação de incentivos para a substituição de H<sub>2</sub> cinza atualmente consumido nos segmentos de refino, amônia e fertilizantes por H<sub>2</sub> sustentável.

Boa leitura.

**Roberto de Oliveira Muniz**

Diretor de Relações Institucionais



# 1 INTRODUÇÃO

O hidrogênio ( $H_2$ ) é um vetor energético que pode ser obtido a partir de diversas fontes de matéria-prima e utilizado em diferentes aplicações energéticas e não energéticas. Em todo o mundo, existe um crescente interesse no  $H_2$ , por se tratar de uma forma de energia que contribui para a redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE), quando produzido a partir de fontes renováveis de energia. Ademais, o  $H_2$  pode ser armazenado por longos períodos e transportado por grandes distâncias.

Dentre as possibilidades mais promissoras para a produção de  $H_2$  sustentável encontra-se o hidrogênio obtido por eletrólise<sup>1</sup> da água, utilizando fontes de energia renováveis, em um processo de produção de energia limpa. Outra possibilidade bastante promitente é o chamado *hidrogênio azul*, que é obtido a partir da reforma do gás natural. Neste caso, as emissões significativas de GEE são mitigadas por meio de técnicas de captura e armazenamento de carbono (CCS, na sigla em inglês para *carbon capture and storage*)<sup>2</sup>.

Apesar de as iniciativas e do esforço de inovação na área do hidrogênio não serem novidade no setor energético, o atual contexto tecnológico, econômico e político vem permitindo uma forte aceleração das iniciativas nacionais e projetos em desenvolvimento. Vale ressaltar que as metas de descarbonização da economia, pactuadas no Acordo de Paris, evidenciam a necessidade do desenvolvimento de alternativas tecnológicas para a descarbonização de setores ainda muito dependentes das energias fósseis, como o transporte e a indústria energointensiva.

No plano internacional, destaca-se a criação, pela União Europeia, de critérios de taxaço de importações com base na quantidade de carbono embutido no produto. Assim, a pegada de carbono passa a onerar as importações do bloco e tem, como consequência imediata, a perda de competitividade de produtos de fora. Por fim, a disseminação de mercados de carbono (obrigatórios e voluntários) e de políticas de taxaço de carbono se apresenta como importante instrumento de promoção da descarbonização. A criação do Banco Europeu do Hidrogênio para financiar projetos de hidrogênio sustentável e a organização, pela Alemanha, de leilões de compra e venda de hidrogênio verde também são instrumentos de grande impacto para promover o desenvolvimento da cadeia do hidrogênio.

1 A eletrólise da água é um processo químico que utiliza a corrente elétrica para a separação das moléculas de hidrogênio e oxigênio.

2 A CCS envolve a captura de emissões de dióxido de carbono ( $CO_2$ ), de processos industriais ou da queima de combustíveis fósseis, e o transporte do local de captura ao local de armazenamento, geralmente no subsolo, em formações geológicas.

Nos Estados Unidos, a criação de subsídios fiscais para projetos voltados para a descarbonização da economia através do *Inflation Reduction Act* (IRA), inclusive a produção e o uso de hidrogênio sustentável, vem contribuindo para atrair um grande volume de investimentos.

Este conjunto de fatores criam um contexto favorável para a implementação de programas e políticas para a descarbonização do transporte e da indústria por meio de estratégias tecnológicas ainda não consolidadas, como o H<sub>2</sub> via eletrólise. Diversos países estão divulgando políticas e estratégias para a estruturação desta cadeia produtiva. O Brasil também vem trabalhando para implementar as diretrizes definidas no PNH<sub>2</sub>. Pelo lado da demanda, o Reino Unido, o Japão, a China e a União Europeia já definiram ambiciosas metas e estratégias para desenvolvimento deste mercado. Pelo lado da oferta, países como a Austrália, o Chile e o Uruguai já desenvolveram políticas e estratégias com vistas à produção e à exportação do hidrogênio produzido a partir de fontes renováveis.

O Brasil detém características que o colocam em posição privilegiada para se inserir de forma competitiva na cadeia do hidrogênio sustentável.

Do lado da oferta, o país dispõe de variados recursos renováveis (energia eólica, solar, hidráulica e etanol) para a produção de hidrogênio, tanto via eletrólise quanto via reforma a vapor de gás natural. Ambas as rotas poderiam ser usadas para impulsionar o desenvolvimento industrial do país.

Do lado da demanda, a posição geográfica e a dimensão continental do Brasil ampliam as possibilidades de o hidrogênio sustentável ser explorado tanto no mercado interno, na cadeia industrial e de transporte, quanto no externo, por meio de exportações especialmente à Europa.

O mundo e o Brasil estão vivendo um grande entusiasmo com o desenvolvimento da indústria do hidrogênio sustentável. O hidrogênio produzido a partir de fontes energéticas renováveis ou fontes fósseis associadas à captura e estocagem e uso de CO<sub>2</sub> (CCUS, na sigla em inglês para *carbon capture utilization and storage*) é visto como um vetor fundamental da descarbonização dos segmentos *hard-to-abate*, ou seja, aqueles que não podem ser descarbonizados a partir da eletrificação dos processos. É o caso dos setores industriais que precisam de calor em alta temperatura, como os de cimento, siderurgia e fertilizantes, que utilizam o gás natural como matéria-prima, além dos transportes marítimo e aéreo.

Já existem mais de 50 projetos de hidrogênio a partir de fontes renováveis em avaliação no Brasil, somando cerca de US\$ 30 bilhões em potenciais investimentos. Seu grande foco é a exportação de produtos produzidos com este hidrogênio, tais como a amônia verde. Vários portos brasileiros estão desenvolvendo projetos para se posicionarem como *hub* de hidrogênio. É o caso do Porto de Pecém, no Ceará; do Porto de Açú, no Rio de Janeiro; e do Porto de Suape, em Pernambuco. O entusiasmo com a exportação de hidrogênio e derivados está associado, por um lado, à grande disponibilidade e ao baixo custo de produção de energia

elétrica renovável no país; e, por outro lado, ao interesse europeu pela importação de tais produtos. Recentemente, a Alemanha organizou um leilão internacional para a aquisição de amônia verde, isto é, amônia produzida a partir de hidrogênio verde.

As fontes renováveis de geração se tornaram indiscutivelmente as mais competitivas para a expansão do setor elétrico nacional. O baixo custo e a alta elasticidade de oferta da geração elétrica renovável no Brasil coloca o país em condição de grande vantagem competitiva para a produção de hidrogênio de baixo carbono. Por esta razão, existe a expectativa de que o Brasil produza hidrogênio com o menor custo nivelado do mundo em 2030.

É importante que o Brasil aproveite a conjunção desses fatores e passe, também, a promover políticas e estratégias de desenvolvimento da cadeia do hidrogênio sob o prisma da descarbonização da indústria nacional, de mitigação das mudanças climáticas, da segurança energética, do crescimento econômico e dos benefícios ambientais e sociais associados a menores níveis de emissão de GEE.

Este estudo apresenta um mapeamento e avaliação das políticas, iniciativas e programas para o desenvolvimento de projetos de hidrogênio verde, no âmbito internacional e nacional, com foco principal e não exclusivo, no setor industrial.



# 2 A CADEIA DO HIDROGÊNIO SUSTENTÁVEL

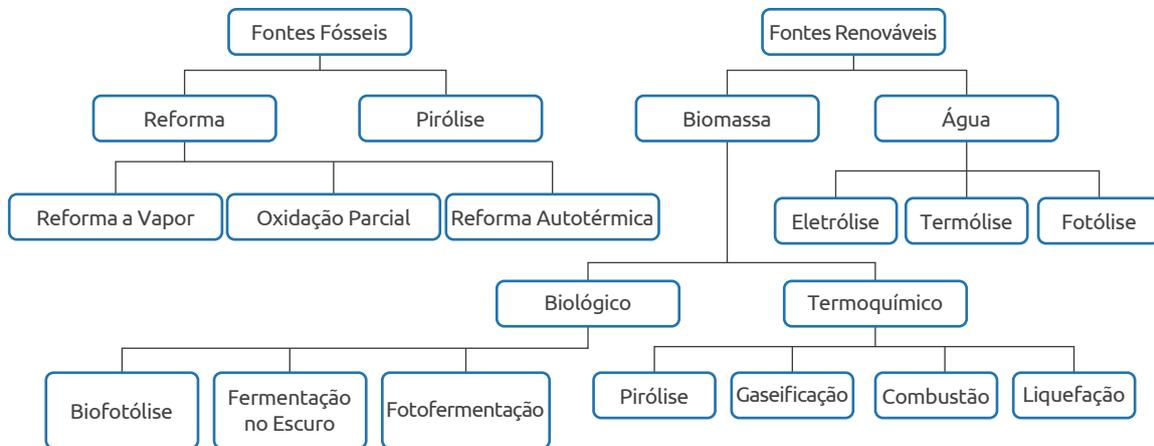
O hidrogênio, elemento mais abundante do universo (cerca de 90% de todos os átomos), se apresenta como uma grande aposta de baixo carbono para o futuro da energia, dada sua capacidade de entregar e armazenar uma grande quantidade de energia por unidade de massa. Porém, por estar raramente disponível na natureza, em pouquíssimas jazidas naturais, ele deve ser produzido a partir de outras fontes energéticas de origem fóssil (carvão, óleo ou gás natural), biomassas ou eletricidade (eletrólise da água). Assim, é considerado uma fonte secundária de energia ou vetor de energia, de maneira similar à eletricidade. Após a sua produção, o hidrogênio pode ser transportado e armazenado como gás, inclusive nas infraestruturas já existentes de transporte de gás natural, na forma líquida ou absorvido em materiais.

A ampla gama de materiais e de processos de produção, transporte e armazenamento do H<sub>2</sub> possibilita sua adequação ao tipo de uso final. Além disso, permite que cada país explore o potencial do H<sub>2</sub> e defina a melhor opção técnica, econômica e ambiental em função da realidade local. O armazenamento seguro e a custos competitivos, bem como a tecnologia de transporte, é fundamental para o crescimento da sua produção e uso.

Existe uma grande quantidade de rotas tecnológicas para produção, transporte e estocagem de H<sub>2</sub> sem emissões de CO<sub>2</sub>. Esta diversidade de rotas representa um desafio para as políticas públicas voltadas ao desenvolvimento desta cadeia. As políticas de incentivo devem apoiar a aceleração do desenvolvimento tecnológico e do mercado de H<sub>2</sub>, ao mesmo tempo que evitam uma seleção tecnológica prematura, que crie obstáculos ao desenvolvimento de rotas com potencial elevado no setor energético nacional.

## 2.1 CLASSIFICAÇÃO DO H<sub>2</sub> E O MERCADO ATUAL

As diferentes rotas de produção de hidrogênio são frequentemente referidas na literatura por cores, a depender de sua origem e do eventual acoplamento de tecnologias de captura, utilização e sequestro de carbono (CCUS), de maneira a reduzir sua pegada de carbono. A Figura 1 sumariza as rotas tecnológicas para produção de H<sub>2</sub>.

**FIGURA 1 – Rotas para produção de H<sub>2</sub>**


Fonte: Nikolaidis e Poullikka (2017).

Apesar de amplamente empregada, essa classificação, que poderia ser usada como atributo para fins de políticas públicas e/ou precificação do hidrogênio, não é homogênea na literatura. EPE (2021) apresentou a nomenclatura, internacionalmente conhecida, para as rotas de produção de hidrogênio baseada em cores (Tabela 1).

**TABELA 1 – Arco-íris da classificação do hidrogênio em escala de cores**

Cor	Classificação	Descrição
■	Hidrogênio Preto	Produzido por gaseificação do carvão mineral (antracito), sem CCUS
■	Hidrogênio Marrom	Produzido por gaseificação do carvão mineral (hulha), sem CCUS
■	Hidrogênio Cinza	Produzido por reforma a vapor do gás natural, sem CCUS
■	Hidrogênio Azul	Produzido por reforma a vapor do gás natural (eventualmente, também de outros combustíveis fósseis), com CCUS
■	Hidrogênio Verde	Produzido via eletrólise da água com energia de fontes renováveis (particularmente, energias eólica e solar)
■	Hidrogênio Branco	Produzido por extração de hidrogênio natural ou geológico
■	Hidrogênio Turquesa	Produzido por pirólise do metano, sem gerar CO <sub>2</sub>
■	Hidrogênio Musgo	Produzido por reformas catalíticas, gaseificação de plásticos residuais ou biodigestão anaeróbica de biomassa ou biocombustíveis, com ou sem CCUS
■	Hidrogênio Rosa	Produzido com fonte de energia nuclear

Fonte: EPE (2021).

Apesar da existência de várias rotas alternativas, o hidrogênio produzido a partir de fontes renováveis, o H<sub>2</sub> verde, é o que vem dominando as iniciativas de desenvolvimento do mercado de H<sub>2</sub> sustentável. Destacam-se ainda os projetos de produção de hidrogênio azul, a partir do gás natural e com a captura e estocagem do CO<sub>2</sub>.

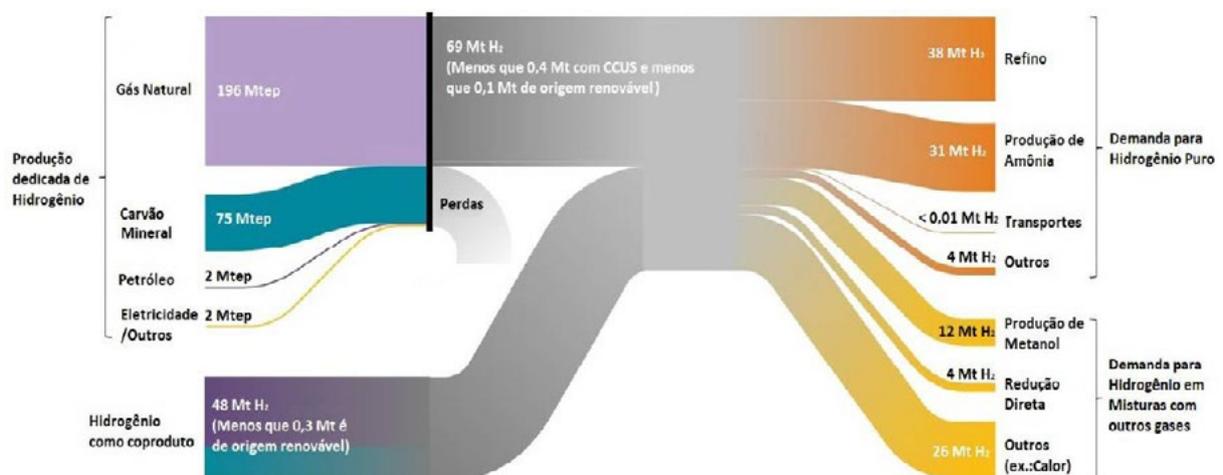
De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 2021a), a oferta global de hidrogênio atingiu 90 milhões de toneladas (Mt) em 2020, sendo quase inteiramente produzido a partir de recursos fósseis. Do total dessa oferta, 72 Mt ou 79% se originam de plantas dedicadas à produção de hidrogênio, enquanto o restante (21%) é oriundo de subproduto, principalmente refinarias.

O gás natural é o principal combustível (60%) para a produção de hidrogênio, sendo a reforma do metano a vapor o método dominante nas indústrias de amônia e metanol, assim como nas refinarias. O carvão, principal fonte de energia na China, foi responsável por 19% da produção de hidrogênio no país. O petróleo e a eletricidade alimentaram o restante da produção em plantas dedicadas. A proporção de instalações usando recursos fósseis com CCUS permanece marginal, com menos de 1% da produção com 0,7 Mt oriundo de 16 plantas. A eletrólise da água atinge apenas uma produção de 30 mil t (kt) ou 0,03%.

Em 2023, a IEA relata que a demanda provém quase totalmente do refino (41 Mt) e de usos industriais (53 Mt), como matéria-prima e reagentes ou como fonte de energia. São 32 Mt produzidos como matéria-prima a ser convertida em amônia, 16 Mt utilizados para a produção de metanol e 5 Mt na produção de ferro-esponja, por parte da indústria do aço.

A Figura 2 apresenta a cadeia de valor do hidrogênio. Neste esquema, observa-se como a produção de H<sub>2</sub> se origina dos equivalentes energéticos de fontes fósseis (gás natural, carvão, petróleo)<sup>3</sup>, para atender os diversos produtos (refino, amônia), aplicações (redução direta, calor) e setores (industrial, transporte).

**FIGURA 2 –** Cadeia de valor do hidrogênio



Fonte: EPE (2021).

3 A relação entre massa e equivalente energético é de 1 Mt H<sub>2</sub> = 2,86 Mtep.

Cabe destacar também que já há um mercado internacional de importação e exportação de hidrogênio, embora represente menos de 10% do mercado total do produto em valor econômico. Em 2017, o comércio internacional de hidrogênio movimentou cerca de US\$ 11,75 bilhões. Os maiores exportadores foram os Estados Unidos (US\$ 2,22 bilhões), a China (US\$ 1,75 bilhão), a Alemanha (US\$ 1,33 bilhão), a Coreia do Sul (US\$ 1,29 bilhão) e a Noruega (US\$ 580 milhões). Os maiores importadores, por sua vez, foram a China (US\$ 2,78 bilhões), o Japão (US\$ 1,71 bilhão), a Alemanha (US\$ 921 milhões), a Coreia do Sul (US\$ 789 milhões) e outros países asiáticos (US\$ 800 milhões). A participação do Brasil foi de US\$ 335 milhões em exportações e US\$ 61 milhões em importações (OEC, 2020).

## 2.2 TECNOLOGIAS DE PRODUÇÃO

Atualmente, o hidrogênio a partir de fontes fósseis como o gás natural ou o carvão é produzido por reforma a vapor. O processo de reforma a vapor apresenta vantagens como baixa temperatura de processo, eficiência elevada (entre 70 e 85%). As etapas do processo de reforma a vapor incluem reforma catalítica (ou geração de gás de síntese), a reação de deslocamento gás-água e a metanação<sup>4</sup>.

### 2.2.1 ROTAS DE BAIXO CARBONO: HIDROGÊNIO VERDE

A produção do hidrogênio verde é baseada na eletrólise da água utilizando energia renovável, tais como energia solar, eólica e hidrelétrica. A eletrólise é um processo eletroquímico em equipamentos denominados eletrolisadores, em que a passagem da corrente elétrica cria um fluxo de elétrons entre os eletrodos imersos em uma solução aquosa e o hidrogênio é produzido no cátodo enquanto o oxigênio é gerado no ânodo<sup>5</sup>.

Vale ressaltar que o oxigênio (O<sub>2</sub>) é um coproduto da eletrólise, com aplicação tanto medicinal (em hospitais) quanto em processos industriais e aeroespaciais. Em casos mais específicos, eletrolisadores já foram implementados em submarinos nucleares para se produzir O<sub>2</sub> para suporte de vida. No entanto, em aplicações com o uso energético do H<sub>2</sub>, o oxigênio produzido nos eletrolisadores também pode ser aproveitado para enriquecer a queima do combustível (H<sub>2</sub> ou gás natural) em fornos e aquecedores. O uso do oxigênio permite aumentar a eficiência da combustão e reduzir significativamente o consumo de combustível.

4 Reforma a vapor:  $C_nH_m + nH_2O \leftrightarrow nCO + (n + 0,5m)H_2$ .  
Reação de deslocamento gás-água:  $CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2$ .  
Metanação:  $CH_4 + H_2O \leftrightarrow CO + 3H_2$ .

5 Ânodo ou anodo: eletrodo em que ocorre a semirreação de oxidação, ou seja, a liberação de elétrons;  
Cátodo ou catodo: eletrodo em que ocorre a semirreação de redução, ou seja, a recepção de elétrons;  
Abaixo, são descritas as semirreações em uma PEM e reação global da eletrólise da água:  
Semirreação catódica:  $0,5O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$ .  
Semirreação anódica:  $H_2 \rightarrow + 2H^+ + 2e^-$ .  
Eletrólise da água:  $H_2O_{(l)} \leftrightarrow H_{2(g)} + 0,5O_{2(g)}$ .

As três tecnologias de eletrolisadores são diferenciados pelo eletrólito envolvido no processo.

- a) Eletrólise alcalina (ALK): Essa tecnologia usa líquido alcalino (normalmente uma solução com 30% de hidróxido de potássio). É operada sob baixas temperaturas (entre 60 e 90 °C) e pressões (entre 10 e 30 bar), com eficiência de cerca de 62-82% e nível de maturidade tecnológica (TRL, na sigla em inglês para *technology readiness level*) TRL9 (Nikolaidis; Poullikkas, 2017; Hänggi *et al.*, 2019; Drünert *et al.*, 2020; Tenhumberg; Büker, 2020; Santos *et al.*, 2021).
- b) Eletrólise em membranas de troca de prótons (*Proton Exchange Membrane*, PEM): nesse caso, utiliza-se um eletrólito de polímero sólido, que permite apenas o fluxo de íons de hidrogênio (H<sup>+</sup>). O processo requer a utilização de catalisadores com metais nobres. As faixas de temperatura (entre 50 e 80 °C) e pressão (entre 20 e 50 bar) são próximas às da PEM. Entretanto, esta tecnologia proporciona uma resposta rápida às flutuações de corrente, podendo a carga da célula variar de 0 a 100% em milissegundos (e não na ordem dos segundos, como nas outras tecnologias), de modo que a eficiência do processo atinge 67-82% com um TRL9 (Nikolaidis; Poullikkas, 2017; Hänggi *et al.*, 2019; Drünert *et al.*, 2020; Tenhumberg; Büker, 2020; Santos *et al.*, 2021).  
Está em desenvolvimento uma variante deste tipo de eletrolisador que utiliza membranas de troca de ânions OH<sup>-</sup> (AEM, na sigla em inglês para *Anion Exchange Membrane*) e que não requer catalisadores com metais nobres.
- c) Eletrólise com óxidos sólidos (*Solid Oxide Electrolysis Cell*, SOEC): é um processo de eletrólise que opera a altas temperaturas (entre 700 e 900 °C) e baixas pressões (até 15 bar), o que permite gerar hidrogênio também a partir da energia térmica. Com o aproveitamento do rejeito térmico de outros processos, o consumo de energia elétrica é menor, o que torna a tecnologia atrativa economicamente. Assim, a eficiência do processo SOEC atinge 81-86%. Porém, o nível de maturidade tecnológica encontra-se entre TRL6 e TRL8. A Tabela 2 apresenta as principais características dos eletrolisadores (Nikolaidis; Poullikkas, 2017; Hänggi *et al.*, 2019; Drünert *et al.*, 2020; Tenhumberg; Büker, 2020; Santos *et al.*, 2021).

A Tabela 2, a seguir, sistematiza as condições técnicas e operacionais dessas três principais tecnologias. Observa-se que cada tecnologia tem vantagens e desvantagens. Por exemplo, a vida útil da eletrólise alcalina é mais promissora; contudo, a qualidade do H<sub>2</sub> produzido pode limitar aplicações em processos subsequentes mais rigorosos na composição do insumo. Além de a PEM produzir H<sub>2</sub> com elevado teor de pureza (99,9%), é a tecnologia com maior capacidade de resposta à demanda e partida a frio, o que lhe confere flexibilidade; em contrapartida, as pressões de operação e o consumo específico tendem a ser elevados. A SOEC tende a ter maior custo de capital e uma vida útil pelo menos 50% inferior à das demais tecnologias, mas seu consumo específico é 24% menor.

**TABELA 2 – Principais características das tecnologias de eletrolisadores**

Tipo de tecnologia	Alcalina	PEM	SOEC
Eletrólito	20-40 %m de KOH	Água líquida	Vapor d'água
Temperatura de operação (°C)	60-90	50-80	700-900
Pressão de operação (bar)	10-30	20-50	1-15
Consumo específico do sistema completo (kWh <sub>el</sub> .Nm <sup>3</sup> de H <sub>2</sub> )	5,0-5,9	5,0-6,5	3,7-3,9
Pureza do gás	> 99,50 / > 99,95	99,99	99,90
Tempo de resposta	Segundos	Milissegundos	Segundos
Duração da partida a fria (min)	< 60 / < 1-50%	< 20	< 60
Vida útil (h)	60.000-90.000	20.000-60.000	< 10.000
Custo de capital (€.kW <sup>-1</sup> )	800-1.500	1.400-2.100	> 2.000

Fonte: Tenhumberg e Büker (2020).

O custo nivelado do hidrogênio obtido por eletrólise da água está atualmente na faixa US\$ 3,0-8,0/kg de H<sub>2</sub>, em função da fonte de eletricidade (IEA, 2021a). Este nível de custo ainda é muito superior ao H<sub>2</sub> convencional produzido a partir do gás natural, que se situa na faixa de US\$ 1,0-2,0/kg de H<sub>2</sub>.

## 2.2.2 ROTAS COM BAIXO CARBONO: HIDROGÊNIO AZUL

O hidrogênio azul obtido a partir do gás natural com CCUS tem algumas características atraentes, mas não é totalmente livre de emissões de carbono, já que a máxima eficiência esperada para a captura de CO<sub>2</sub> está na faixa de 85-95%. A eficiência da produção de hidrogênio azul é estimada em cerca de 68%.

O custo nivelado do hidrogênio obtido a partir do gás natural passa de US\$ 0,5-1,7/kg de H<sub>2</sub> sem CCUS para US\$ 1,0-2,0/kg de H<sub>2</sub> com CCUS (IEA, 2021a). O desenvolvimento do hidrogênio azul como solução para a transição energética também enfrenta desafios quanto ao ganho de escala de produção e logística de abastecimento.

Atualmente, existe um grande interesse no desenvolvimento de projetos de hidrogênio azul nos Estados Unidos e Oriente Médio, em função da grande disponibilidade de gás natural a preços baixos e da possibilidade de estocagem do CO<sub>2</sub> em campos de gás natural depletados.

## 2.2.3 HIDROGÊNIO ORIUNDO DE BIOMASSA: HIDROGÊNIO MUSGO

O H<sub>2</sub> denominado verde-musgo é proveniente de tecnologias (reforma catalítica, gaseificação, pirólise, biodigestão anaeróbica) que convertem biomassa (ex.: resíduos agrícolas), biocombustíveis (ex.: etanol) ou coprodutos derivados de matéria orgânica (ex.: glicerol obtido da transesterificação de óleo vegetal em biodiesel) (EPE, 2022; CGEE, 2022).

A reforma a vapor do metano contido no biogás seria um exemplo de H<sub>2</sub> musgo, que se assemelha à rota tecnológica do H<sub>2</sub> cinza. Como o biogás é formado de carbono antropogênico, o fator de emissão torna-se menor em relação ao uso do gás natural fóssil como fonte de metano para a reforma a vapor. Contudo, a composição e as impurezas do biogás (CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O) são bastante variáveis conforme a heterogeneidade da biomassa utilizada e a tecnologia de biodigestão.

Assim, a obtenção de H<sub>2</sub> com elevada pureza e com baixa concentração de contaminantes necessita de maior purificação em relação ao gás natural. Há ainda a problemática de disponibilidade dos resíduos orgânicos em escala adequada, de modo a se reduzir o custo logístico e da escala do biorreator. A produção de H<sub>2</sub> musgo potencialmente seria descentralizada e em pequena escala, ao passo que os H<sub>2</sub> verde e azul são mais propensos às produções centralizadas e em larga escala.

O Brasil se destaca pelo domínio tecnológico do setor sucroalcooleiro. Neste sentido, o H<sub>2</sub> musgo derivado da reforma a vapor do etanol<sup>6</sup> é uma rota potencial para a promoção da oferta de mercado, além do potencial de H<sub>2</sub> derivado de biogás de resíduos do canavial, bagaço e vinhaça.

De maneira similar, a reforma a vapor da glicerina<sup>7</sup> pode contribuir para a oferta de H<sub>2</sub> musgo pelo lado da cadeia do biodiesel. As produções de soja e milho do país destacam-se no mercado global, o que tornam esses grãos matérias-primas de interesse no cenário nacional. Os resíduos orgânicos dessas safras podem contribuir para a oferta de H<sub>2</sub> musgo, mediante o amadurecimento tecnológico da conversão de matérias-primas homogêneas em composição e em escala logística adequada para a competitividade econômica.

## 2.2.4 IMPACTO AMBIENTAL, CLASSIFICAÇÃO E CERTIFICAÇÃO

A principal motivação para o uso de H<sub>2</sub> sustentável na matriz energética é a de se reduzir a intensidade de emissões de CO<sub>2</sub>, tanto nas aplicações vigentes quanto em novas aplicações para atender as metas de descarbonização.

A intensidade de emissões da produção de hidrogênio varia amplamente dependendo da rota de produção. Atualmente, a produção de hidrogênio é dominada por combustíveis fósseis sem CCUS; as emissões precisam diminuir significativamente para atender às ambições climáticas. O combustível e a tecnologia utilizados e a taxa de CCUS aplicada influenciam fortemente a intensidade de emissões da produção de hidrogênio.

6 Reforma a vapor do etanol:  $C_2H_5OH + 3H_2O \leftrightarrow 6H_2 + 2CO_2$ .

7 Reforma a vapor da glicerina:  $C_3H_8O_3 + 3H_2O \leftrightarrow 7H_2 + 3CO_2$ .

Por exemplo, a produção com base em combustíveis fósseis sem CCUS pode resultar em emissões de até 27 kg de  $\text{CO}_{2\text{eq}}$ /kg de  $\text{H}_2$ . Por outro lado, a produção de hidrogênio a partir de biomassa com CCUS pode resultar em emissões negativas, devido à remoção do carbono biogênico capturado do ciclo natural de carbono.

A intensidade média de emissões da produção global de hidrogênio em 2021 estava na faixa de 12-13 kg de  $\text{CO}_{2\text{eq}}$ /kg de  $\text{H}_2$ . No cenário Net Zero até 2050 da IEA, essa intensidade média de emissões atinge 6-7 kg de  $\text{CO}_{2\text{eq}}$ /kg de  $\text{H}_2$  até 2030 e cai para menos de 1 kg de  $\text{CO}_{2\text{eq}}$ /kg de  $\text{H}_2$  até 2050 (IEA, 2023a).

Não foi identificada na literatura uma taxonomia definitiva e robusta nem jargões de mercado para cada rota de produção de hidrogênio. Exemplo disto é a designação de  $\text{H}_2$  amarelo ou rosa quando a eletricidade utilizada em sua produção envolver energia nuclear ou um *mix* de energia elétrica do *grid*. Ou, ainda, projetos de produção de  $\text{H}_2$  através de biomassa podem se referir a  $\text{H}_2$  verde, para fins de simplificação. Embora a escala de cor não seja objetiva no escopo da descarbonização, ela tem sido adotada por ser capaz de tentar resumir vários fatores técnicos envolvidos na produção do  $\text{H}_2$ . Outras nomenclaturas vêm sendo levantadas, como os combustíveis renováveis de origem não biológica (RFNBOs) e os combustíveis de carbono reciclado (em inglês, *recycled carbon fuels*), cujas definições são aderentes a diversas cores de  $\text{H}_2$  e vêm sendo incorporadas na regulação europeia (EC, 2023b).

Dessa forma, do ponto de vista técnico, apesar de mais complexo e de acesso mais difícil ao grande público, pode ser mais apropriado para diferenciar o impacto ambiental do hidrogênio através de um índice que reflita a sua intensidade carbônica. Em outras palavras, o hidrogênio sustentável, que abarca diversas rotas e lógicas de produção, deverá conter uma métrica comum relacionada a sua intensidade de emissões e será adotada por diferentes políticas públicas e harmonizada em projetos transnacionais.

Desde 2019, há um consenso entre países-membros do *International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy* (IPHE) de que as regulamentações atuais limitam o desenvolvimento de uma indústria de hidrogênio sustentável. Adicionalmente, os governos e a indústria devem trabalhar em conjunto para garantir que as regulamentações existentes não se tornem uma barreira, mas, sim, um mecanismo habilitador para seu desenvolvimento. Em particular, um grande desafio é que as moléculas de hidrogênio e seus derivados possam ser produzidas com intensidades de  $\text{CO}_2$  muito diferentes.

Normas definidas internacionalmente para as diferentes alternativas tecnológicas ao longo da cadeia de valor de hidrogênio serão fundamentais para criar um mercado para o hidrogênio de baixo carbono. Com esse objetivo, foi criada uma Força-Tarefa de Análise de Produção de Hidrogênio ( $\text{H}_2$ PA TF) para propor uma metodologia e uma estrutura analítica para determinar as emissões de gases de efeito estufa relacionadas por unidade de hidrogênio

produzido, que pode servir como base para um esquema de certificação. No entanto, essa iniciativa não fornecerá orientações sobre os valores de intensidade de emissões de gases de efeito estufa a serem adotados, pois isto deverá permanecer sob a responsabilidade de cada país (IPHE, 2023).

Assim, a terceira versão da “Metodologia para Determinar as Emissões de Gases de Efeito Estufa Associadas à Produção de Hidrogênio”, do IPHE, aumentou a abrangência das metodologias que devem ser aplicadas, de acordo com a ISO 14067, ao caso específico da cadeia de valor do hidrogênio. O documento considera diferentes processos de produção e outras partes da cadeia de valor, como o condicionamento do hidrogênio em diferentes estados físicos (líquido e comprimido) ou a conversão do hidrogênio em carreadores de hidrogênio e o subsequente transporte até o ponto de consumo (IPHE, 2023).

Neste contexto, o número de iniciativas para criar um mercado para a certificação de hidrogênio aumentou nos últimos cinco anos, juntamente com a crescente conscientização sobre o papel do hidrogênio sustentável. A definição de novos esquemas de certificação está evoluindo rapidamente e as informações comentadas a seguir são aquelas relatadas pela *International Energy Renewable Agency* (IRENA, 2023), como estado da arte.

Adicionalmente, as regulamentações e esquemas atuais não estão harmonizados, seja devido a diferenças nos perímetros adotados na cadeia do H<sub>2</sub> para quantificar as emissões, à definição dos limites de emissões para configurar o H<sub>2</sub> como apto no esquema, seja devido às incertezas relacionadas à adicionalidade, correlação temporal, correlação geográfica, dentre outros requisitos da energia renovável.

Os esquemas obrigatórios estabelecem um padrão que toda a produção de hidrogênio em sua jurisdição deve seguir, enquanto os esquemas voluntários são opcionais. Os esquemas que precisam ser cumpridos de modo a serem qualificados para incentivos do governo estão incluídos no mercado obrigatório. Na União Europeia, os esquemas voluntários serão usados para demonstrar conformidade com os requisitos regulatórios para medidas de apoio à demanda. Alguns esquemas são totalmente desenvolvidos pela indústria, enquanto outros são baseados em iniciativas governamentais.

Dos mecanismos apoiados pelos governos, os esquemas podem ser operados pelos próprios governos ou pela indústria. Também pode ocorrer o caso em que os esquemas sejam operados pelo governo, mas os padrões que eles produzem não são obrigatórios; ou um padrão desenvolvido pela indústria é referenciado em requisitos obrigatórios na regulamentação. Além disso, pode ser o caso de um governo impor um requisito específico, mas a escolha de selecionar um esquema de certificação ser voluntária, como os critérios de sustentabilidade da União Europeia para biocombustíveis.

A maioria dos mecanismos é projetada para um país ou uma região específica. No entanto, os mecanismos listados a seguir estão sendo desenvolvidos para serem reconhecidos internacionalmente: *Green Hydrogen Standard*, *CertifHy* e *Zero Carbon Certification Scheme*. Para uma adoção internacional, é essencial que as normas sejam elaboradas por um órgão de normatização para que sejam reconhecidas na jurisdição de um país, ou que sejam amplamente utilizadas por diferentes projetos de hidrogênio.

Embora alguns mecanismos voluntários e seus padrões tenham sido desenvolvidos usando metodologias semelhantes ou idênticas, a maioria apresenta diferenças fundamentais que as tornam incompatíveis. Cada mecanismo listado pela IRENA (2023) é resumido na Tabela 3, a seguir. Identifica-se que uma determinada nomenclatura dada ao H<sub>2</sub>, por esquema de certificação, pode envolver restrições com relação às seguintes questões:

- 1) Fator de emissão limite (*emission threshold*): quantidade de gases de efeito estufa emitidos, conforme a metodologia estabelecida para a avaliação de ciclo de vida utilizada, associado com a produção de H<sub>2</sub>.
- 2) Perímetro da análise de emissões (*boundaries*): as emissões de CO<sub>2</sub> em geral são contabilizadas para todas as etapas diretamente relacionadas à produção de H<sub>2</sub>. Todavia, cada esquema pode adotar de forma diferente a extensão do perímetro de contabilização, no que diz respeito ao envolvimento de etapas à montante ou à jusante do processo principal.
- 3) Qualificação da energia elétrica utilizada na eletrólise: além de fontes renováveis solar e eólica, os esquemas podem aceitar a utilização de energia nuclear ou da rede elétrica total para a produção de H<sub>2</sub>. Também devem requerer garantia de origem (GO) sobre a eletricidade produzida, por exemplo, conforme métricas que contemplem a adicionalidade (*additionality*) – garantia de que a demanda da eletrólise deve ser atendida por capacidade instalada nova –, correlação temporal e geográfica – imposição de limites temporais e geográficos para que a geração elétrica renovável seja habilitada ou esteja em sincronia com a demanda de eletrólise).
- 4) Rota tecnológica: definição sobre quais estratégias tecnológicas são apropriadas para a certificação do H<sub>2</sub> produzido, como o uso de eletrólise, reforma a vapor de fontes fósseis (ex.: gás natural) aliada a CCS ou de fontes biológicas (ex.: biogás).
- 5) Modelo de custódia: a transferência de créditos de carbono do produtor ao consumidor final pode se dar de forma concomitante com o fluxo físico do produto (*mass balance*) ou de maneira desacoplada (*book and claim, B&C*).

**TABELA 3 – Mecanismos voluntários com seus respectivos critérios técnicos**

TITLE	LABEL	EMISSIONS THRESHOLD (kgCO <sub>2</sub> eq/kgH <sub>2</sub> )	BOUNDARY	POWER SUPPLY REQUIREMENT FOR ELECTROLYSIS	HYDROGEN PRODUCTION PATHWAY	CHAIN OF CUSTODY MODEL
<b>Australia</b> Smart Energy Council Zero Carbon Certification Scheme	Renewable H <sub>2</sub>	No threshold				Unclear
<b>China</b> China Hydrogen Alliance Standard and Assessment for Low-carbon Hydrogen, Clean Hydrogen, and Renewable Hydrogen Energy	Renewable H <sub>2</sub>	4.9				Not specified
	Clean H <sub>2</sub>	4.9				Not specified
	Low-carbon H <sub>2</sub>	14.5		n/a		Not specified
<b>European Union</b> CertifHy Green and Low-Carbon Hydrogen Certification	Green H <sub>2</sub>	4.4				B&C
	Low-carbon H <sub>2</sub>	4.4				B&C
<b>Germany</b> TUV SUD CMS 70	Green H <sub>2</sub> (non-transport)	2.7				B&C
	Green H <sub>2</sub> (transport)	2.8				Mass
<b>Japan</b> Aichi Prefecture Low Carbon Hydrogen Certification	Low carbon H <sub>2</sub>	No threshold				B&C
<b>International</b> Green Hydrogen Organisation Green Hydrogen Standard	Green H <sub>2</sub>	1.0				Not specified

\*Aligned with REDII methodology and may be updated once EU delegated act is finalised.



Notes: ATR = autothermal reforming; B&C = book and claim; GO = guarantee of origin; SMR = steam methane reforming.

Fonte: IRENA (2023).

Dois dos oito mecanismos de mercado voluntário não estipulam um limite de emissões, mas limitam seu escopo à avaliação da diferença na pegada de carbono. Para os esquemas voluntários, com limite de emissões claramente estipulado, esse parâmetro varia entre 1 e 4,9 kg de CO<sub>2</sub>eq/kg de H<sub>2</sub> para rotas tecnológicas de hidrogênio sustentável. Outra discrepância é encontrada na delimitação dos perímetros estudados, que a depender do traçado podem compreender emissões até o ponto de consumo, emissões até o ponto de produção de hidrogênio ou emissões, incluindo metano no processo *upstream*. Discrepâncias também existem no tipo de energia renovável elegível (IRENA, 2023).

Cerca de 60 países elaboraram ou estão elaborando estratégias nacionais para desenvolver a economia de hidrogênio, com vários deles buscando se estabelecer como regiões exportadoras de hidrogênio. A maioria das estratégias inclui a consideração de um processo de certificação para quantificar a redução de emissões relacionadas ao hidrogênio e identificar qual método de produção pode receber mais apoio público.

A União Europeia, o Reino Unido e os Estados Unidos estão em processo de definição de um limite de emissões em um dado escopo para caracterizar hidrogênio de baixo carbono (ver Tabela 4, a seguir). Esses mecanismos regulatórios também devem definir como as emissões evitadas serão certificadas e monitoradas, especialmente para importações; se a metodologia

estabelecida será adaptada para diversos setores de uso final; e como os usuários finais deverão comprovar a conformidade com as reduções de emissões (geralmente definidas na legislação como uma redução percentual em relação ao valor de referência) e receber créditos de carbono pelo uso de combustível (IRENA, 2023).

**TABELA 4 – Mecanismos obrigatórios com seus respectivos critérios técnicos**

COUNTRY/ REGION	NATIONAL HYDROGEN STRATEGY	BOUNDARY AND SCOPE (SECTORS)	EMISSIONS THRESHOLD (kgCO <sub>2</sub> eq/kgH <sub>2</sub> )	POWER SUPPLY REQUIREMENT FOR ELECTROLYSIS	HYDROGEN PRODUCTION PATHWAY	REGULATORY MECHANISM	STATUS OF REGULATORY MECHANISM
United Kingdom	Government of the United Kingdom UK Hydrogen Strategy	(Energy)	2.4	●●●●●	☒ ☒ ☒	BEIS Low Carbon Hydrogen Standard	To be implemented in 2022 Certification scheme to be developed by 2025
		(Transport)	3.9	●●●●●	☒ ☒ ☒	UK Dept. for Transport Renewable Transport Fuel Obligation	Active
European Union (Proposed)	European Commission A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe	(Transport, energy)	3.4	●●●●●	☒ ☒ ☒	European Commission RED II	Active New Delegated Act of RED II proposed in May 2022
		Boundary not specified	3.0	●●●●●	☒ ☒ ☒	European Commission EU Taxonomy	Active
United States (Proposed)	US Department of Energy National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap	(Transport, energy)	4.0	●●●●●	☒ ☒ ☒	US Department of Energy H2Hubs draft (may be adopted by standard for clean H <sub>2</sub> production)	CHPS not yet finalised H2Hubs criteria requires 2 kgCO <sub>2</sub> /kgH <sub>2</sub> at point of production to qualify
		(Transport)	No threshold (Certificate issued based on reduction from annual target)	●●●●●	☒ ☒ ☒	California Air Resources Board Low Carbon Fuel Standard - California only	Active

\*refers to delegated act criteria, grid connected conditions in delegated act undergoing revision and are subject to change.  
\*\*denotes no detail of additionality in draft, but is yet to be finalized.

Indicates threshold value

Includes upstream methane

To point of production

To point of use

Power supply requirements

- GO + additionality
- GO required
- No GO/additionality specified
- Solar, wind or hydro
- Nuclear
- Grid (or unspecified)

Hydrogen production pathway specified

- ☒ Electrolysis
- ☒ Fossil SMR/ATR with carbon capture
- ☒ Biogas SMR

Notes: ATR = autothermal reforming; B&C = book and claim; GO = guarantee of origin; SMR = steam methane reforming.

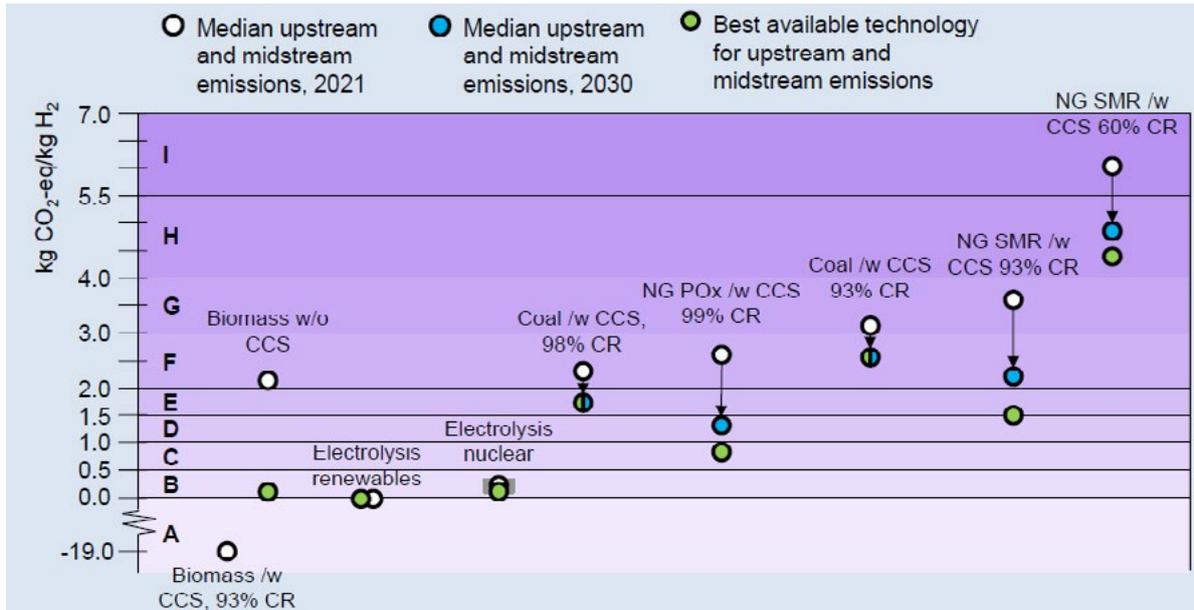
Fonte: IRENA (2023).

Ao passar do arco-íris do hidrogênio para uma medida mais precisa da intensidade de emissões, não é necessário eliminar completamente a simplicidade de distinguir entre um pequeno conjunto de arquétipos de hidrogênio. Um sistema que agrupa a intensidade de emissões em um conjunto menor de níveis distintos pode ser um meio eficiente de comunicação para a sociedade. Uma possível abordagem poderia ser um conjunto de nove níveis distintos, tecnologicamente neutros, variando de intensidades de emissões abaixo de zero (nível “A”) até um valor superior de 7 kg de CO<sub>2eq</sub>/kg de H<sub>2</sub> (nível “I”).

Os níveis propostos refletem rotas conhecidas de produção de hidrogênio que podem alcançar emissões mais baixas do que as rotas baseadas em combustíveis fósseis sem CCUS, levando em consideração também o potencial de melhoria futura. Outros sistemas potenciais poderiam incluir um limite superior mais alto, em 23 kg de CO<sub>2eq</sub>/kg de H<sub>2</sub>, para incluir também rotas baseadas em combustíveis fósseis sem CCUS, ou níveis mais baixos (na faixa de 3-4 kg de

$\text{CO}_{2\text{eq}}/\text{kg de H}_2$ ) para refletir as ambições dos governos que já estabeleceram regulamentações nesse sentido (IEA, 2023a).

**GRÁFICO 1** – Exemplo de possível sistema quantitativo para definir o nível de emissões de rotas de produção de hidrogênio



Fonte: IEA (2023).

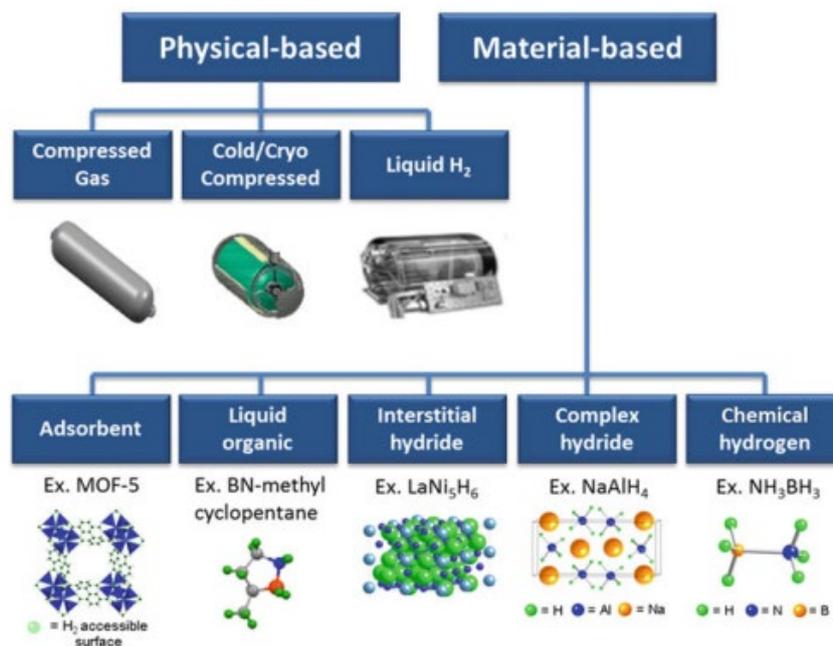
Por fim, o  $\text{H}_2$  de baixo carbono acaba sendo a nomenclatura mais objetiva para que a sociedade e a indústria atinjam seus anseios no combate às mudanças climáticas. Vale salientar que os esquemas de certificação e políticas energéticas dos países podem considerar outros impactos ambientais no ciclo de vida do  $\text{H}_2$  – tais como intensidade no uso da água, intensidade de minerais críticos, ocupação de área, mudança de uso do solo –, ampliando assim seu escopo ambiental.

Além desta função ambiental, o  $\text{H}_2$  pode conter outros atributos econômicos e sociais, relacionados, por exemplo, com a competitividade dos custos de produção do  $\text{H}_2$  de baixo carbono e sua acessibilidade econômica, com o redesenho da segurança energética das sociedades e qualidade de vida da população, e com a indução do desenvolvimento social, ao se promover uma indústria que requisita a qualificação de profissionais. Portanto, o “ $\text{H}_2$  de baixo carbono” é uma nomenclatura precursora no desenvolvimento de um “ $\text{H}_2$  sustentável”, uma definição que abrange de forma mais ampla os diversos outros papéis de relevância.

## 2.3 ARMAZENAMENTO E TRANSPORTE DE H<sub>2</sub>

O hidrogênio pode ser armazenado fisicamente como gás ou líquido. A Figura 3 mostra uma visão geral das principais tecnologias de armazenamento (Zohuri, 2019).

**FIGURA 3** – Diferentes tecnologias de armazenamento do hidrogênio



Fonte: Zohuri (2019).

O armazenamento de hidrogênio como um gás (CGH<sub>2</sub>) normalmente requer tanques de alta pressão (350-700 bar). Já o armazenamento de hidrogênio como um líquido (LH<sub>2</sub>) requer temperaturas criogênicas, porque seu ponto de ebulição a 1 atm é de 252,8 °C negativos. Além disso, o LH<sub>2</sub> também pode ser armazenado nas superfícies de sólidos, por adsorção, ou dentro de sólidos, por absorção. De modo similar ao gás natural comprimido ou liquefeito, as questões de segurança na manipulação do hidrogênio devem ser contornadas através de protocolos, normas e formação de recursos humanos.

Atualmente, a compressão de gás por alta pressão é a alternativa mais utilizada principalmente devido à sua alta eficiência energética, além do baixo custo de capital e operacional necessários. A liquefação, por sua vez, tem baixa eficiência energética e alto custo, sendo principalmente empregada em aplicações espaciais por causa da sua alta eficiência volumétrica e gravimétrica.

Por fim, outros destaques são o armazenamento por hidreto de metal e adsorção de nanotubos de carbono. Ambas dispõem de uma alta eficiência volumétrica, por isso demonstram um grande potencial ainda a ser explorado.

Os carreadores (ou portadores) químicos de H<sub>2</sub>, como amônia e *Liquid Organic Hydrogen Carriers* (LOHCs), armazenam H<sub>2</sub> em moléculas maiores e o liberam no local do uso final, sendo classificados em duas famílias (IRENA, 2019b):

- **Não reversíveis:** a liberação requer uma reação de conversão em que o carreador não pode ser reaproveitado, como no caso do metanol, da amônia e do tolueno/metilcicloexano (MCH).
- **Reversíveis:** após a liberação, o carreador pode ser usado de novo no processo de armazenamento. Aplica-se aos hidretos e aos *metal-organic frameworks* (MOF).

Os carreadores químicos representam processos que consomem energia, custos adicionais de conversão na origem e reconversão no destino, além do custo de transporte da substância líquida de volta à origem, caso ela não seja utilizada no destino.

Entre os carreadores, destaca-se a amônia, que já conta com uma cadeia de produção e logística madura e pode ser um produto de uso final. A Tabela 5 resume os desafios, vantagens, estágio de desenvolvimento e ações requeridas para o avanço tecnológico relativo aos processos de armazenamento e transporte de H<sub>2</sub> em fase líquida (IRENA, 2019b).

**TABELA 5 – Características e desafios das tecnologias de transporte e armazenamento de H<sub>2</sub>**

Características	H <sub>2</sub> líquido	Tolueno – metilcicloexano (MCH)	Amônia (NH <sub>3</sub> )
<b>Desafios</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Baixa temperatura</li> <li>• Alta demanda de energia (45% da energia carregada pelo H<sub>2</sub>)</li> <li>• Redução de custos</li> <li>• Difícil armazenamento em longo prazo (evaporação)</li> <li>• Risco de vazamento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alta demanda de energia na desidrogenação (30% da energia carregada pelo H<sub>2</sub>)</li> <li>• Baixa densidade de H<sub>2</sub> carregada</li> <li>• Infraestrutura de grande porte</li> <li>• Durabilidade</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Menor reatividade</li> <li>• Toxicidade</li> <li>• Alta demanda de energia na desidrogenação (cerca de 13% da energia carregada pelo H<sub>2</sub>) e purificação</li> </ul>
<b>Vantagens</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alta pureza</li> <li>• Não requer nem conversão nem purificação</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Armazenamento à temperatura ambiente em estado líquido</li> <li>• Infraestrutura existente no setor petroquímico</li> <li>• Regulamentações existentes</li> <li>• Sem perda</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Possibilidade de uso direto</li> <li>• Carreador mais barato</li> <li>• Infraestrutura existente</li> <li>• Regulamentações existentes</li> </ul>
<b>Maturidade</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pequena escala: aplicação</li> <li>• Grande escala: desenvolvimento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demonstração</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pesquisa e desenvolvimento</li> <li>• Parcialmente em demonstração</li> </ul>
<b>Desenvolvimento e ações requeridas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regulamento para sistema de carga/descarga de transporte</li> <li>• Desenvolvimento em motores de H<sub>2</sub></li> <li>• Melhoria da eficiência</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Catalisadores para hidrogenação e desidrogenação</li> <li>• Desidrogenação com alta eficiência energética</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alta eficiência energética na síntese</li> <li>• Célula a combustível para uso direto</li> </ul>

Fonte: IRENA (2019b).

Em 2020, a BloombergNEF disponibilizou uma avaliação do custo nivelado de armazenamento (LCOS, na sigla em inglês para *levelized cost of storage*) de hidrogênio de acordo com diversas tecnologias, tanto as praticadas atualmente quanto aquelas que oferecem perspectivas de redução de custos para o futuro. Estas tecnologias são categorizadas com relação ao volume do reservatório, o tempo de armazenamento pretendido e a disponibilidade do recurso, conforme mostrado na Tabela 6.

**TABELA 6** – Tecnologias de armazenamento de H<sub>2</sub> categorizadas por volume e tempo adequado de armazenamento, com seus respectivos LCOS

Armazenamento	Gasoso				Líquido			Sólido
	Cavernas de sal	Campos de gás depletado	Cavernas rochosas	Tanques pressurizados	LH <sub>2</sub>	Amônia	LOHC	Hidretos metálicos
Volume	Grande	Grande	Médio	Pequeno	Pequeno – Médio	Grande	Grande	Pequeno
Duração do descarregamento	Semanas – mês	Sazonal	Semanas – mês	Dias	Dias – semanas	Semanas – mês	Semanas – mês	Dias – semanas
LCOS atual (US\$/kg)	0,23	1,90	0,71	0,19	4,57	2,83	4,50	N. A.
LCOS futuro (US\$/kg)	0,11	1,07	0,23	0,17	0,95	0,87	1,87	N. A.
Disponibilidade geográfica	Limitada	Limitada	Limitada	Não limitada	Não limitada	Não limitada	Não limitada	Não limitada

Fonte: BloombergNEF (2020)  
 Legenda: N.A. = não avaliada.

Existem diferentes opções disponíveis para transporte e distribuição de hidrogênio dependendo dos volumes, da distância de entrega e das circunstâncias locais. Entre essas possibilidades, está o transporte por caminhões ou navios, sendo comprimido no estado gasoso ou líquido, e através de dutos com hidrogênio gasoso.

Atualmente, existem cerca de 5 mil km de gasodutos de H<sub>2</sub> no mundo, em face de 3 milhões de km de gasodutos para gás natural. O transporte sob forma gasosa é predominante, apesar de o transporte liquefeito ser capaz de transportar em um mesmo volume uma massa cinco vezes maior. O transporte na forma liquefeita é adequado quando existe uma demanda elevada e estável, porém insuficiente para investimento no transporte por dutos. Essa forma é mais adequada para a exportação do hidrogênio por via marítima.

A BloombergNEF (2020) divulgou uma lista das tecnologias de transporte e faixa de preço em dólar por quilograma de hidrogênio de acordo com a vazão mássica diária de hidrogênio e a distância pretendida de transporte, como visto na Tabela 7.

**TABELA 7 –** Tecnologias de transporte e custo médio por quilograma de H<sub>2</sub> em 2019 de acordo com volume de produção de hidrogênio e distância de transporte

		Distância (km)			
		1-10	10-100	100-1.000	> 10.000
Volume (t/dia)	< 1-10	CG H <sub>2</sub> US\$ 0,65-0,76/kg	CG H <sub>2</sub> US\$ 0,68-1,73/kg	CG H <sub>2</sub> / LOHC US\$ 0,96-3,87/kg	LOHC US\$ 3,87-6,70/kg
	10-100	Gasoduto US\$ 0,05-0,06/kg	Gasoduto US\$ 0,06-0,22/kg	Gasoduto US\$ 0,22-1,82/kg	Gasoduto US\$ 2,00/kg Amônia > US\$ 3,00/kg
	100-1.000	Gasoduto US\$ 0,05/kg	Gasoduto US\$ 0,05-0,10/kg	Gasoduto US\$ 0,10-0,58/kg	Gasoduto US\$ 0,58-3,00/kg Amônia > US\$ 3,00/kg

Fonte: BloombergNEF (2020).

De acordo com a Royal Society, o transporte rodoviário consome cerca de 1,5% do hidrogênio transportado a cada 100 km nas condições tecnológicas atuais. A energia gasta para o abastecimento de 1.100 kg de hidrogênio a ser transportado a 500 bar é estimada pela média entre a compressão isotérmica e adiabática, o que resulta em 8.750 kJ/kg de H<sub>2</sub> (RSC, 2019). O consumo no transporte do hidrogênio em dutos depende das condições operacionais do duto e oscila entre 0,77% e 0,93% do hidrogênio transportado a cada 100 km.

## 2.4 OPORTUNIDADES PARA O HIDROGÊNIO SUSTENTÁVEL NA INDÚSTRIA

A demanda mundial atual por hidrogênio divide-se entre as seguintes aplicações ou setores industriais, segundo o *Global Hydrogen Review* (IEA, 2023)

- 41 Mt de H<sub>2</sub> são utilizados no refino, em processos de hidrotreatamento e hidrocrackeamento;
- 32 Mt de H<sub>2</sub> são produzidos como matéria-prima a ser convertida em amônia, insumo essencial para a produção de fertilizantes nitrogenados;
- 16 Mt de H<sub>2</sub> são utilizados para a produção de metanol, que é um intermediário relevante da indústria química;
- 5 Mt são utilizados na produção de ferro-esponja, por parte da indústria do aço.

Os demais setores e aplicações que envolvem o uso do hidrogênio compreendem outras cadeias de produtos químicos, que o utilizam como agente redutor, para a hidrogenação de hidrocarbonetos (ex.: produção/refino de combustíveis), hidrogenação de gordura (ex.: produção de margarina) e aplicações de refrigeração e criogenia.

O uso do hidrogênio na indústria pode ter diferentes finalidades, a exemplo do uso como matéria-prima ou do uso energético. O hidrogênio pode ser utilizado diretamente na forma de gás, ou na mistura de combustíveis convencionais (gás natural), na forma de combustível sintético (amônia, metanol), ou em pilhas a combustível para a produção de energia elétrica ou promoção da mobilidade. Da mesma forma, as aplicações do hidrogênio variam, assim como o estágio tecnológico das aplicações do H<sub>2</sub> cinza e verde. A Tabela 8, a seguir, apresenta uma síntese das diferentes aplicações atuais e potenciais para o hidrogênio na indústria.

**TABELA 8 – Aplicações do hidrogênio na indústria e respectivos estágios de desenvolvimento**

Finalidade	Forma	Aplicação	Setor	Estágio Tecnológico
Matéria-prima	Gás	Aumento do número mínimo de cetano e a diminuição de contaminantes do diesel	Refino de Petróleo	Comercial (H <sub>2</sub> cinza)
Matéria-prima	Gás	Produção de amônia	Indústria Química	Comercial (H <sub>2</sub> cinza) Pré-comercial (H <sub>2</sub> verde)
Matéria-prima	Gás	Hidrogenação de óleo vegetal	Indústria de Alimentos	Comercial (H <sub>2</sub> cinza)
Matéria-prima	Gás	Produção de metanol	Indústria Química	Comercial (H <sub>2</sub> cinza) Pré-comercial (H <sub>2</sub> verde)
Matéria-prima	Gás	Produção de nafta sintética (e-nafta)	Indústria Química	Pré-piloto (H <sub>2</sub> verde)
Insumo	Gás	Redução direta de minério de ferro	Indústria Siderúrgica	Comercial (H <sub>2</sub> cinza em mistura)
Energético	Gás	Geração de calor e eletricidade	Indústria	Comercial (H <sub>2</sub> cinza em mistura)
Energético	Células a combustível	Geração de eletricidade	Indústria Transportes Construção civil	Comercial (H <sub>2</sub> cinza em mistura) Pré-comercial (H <sub>2</sub> verde)
Energético	Gás	Armazenamento de energia (principalmente para compensação de variações sazonais)	Rede elétrica	Pré-comercial (H <sub>2</sub> cinza) Pré-piloto (H <sub>2</sub> verde)
Energético	Combustíveis sintéticos	Propulsão de veículos	Transportes	Pré-piloto (H <sub>2</sub> verde)

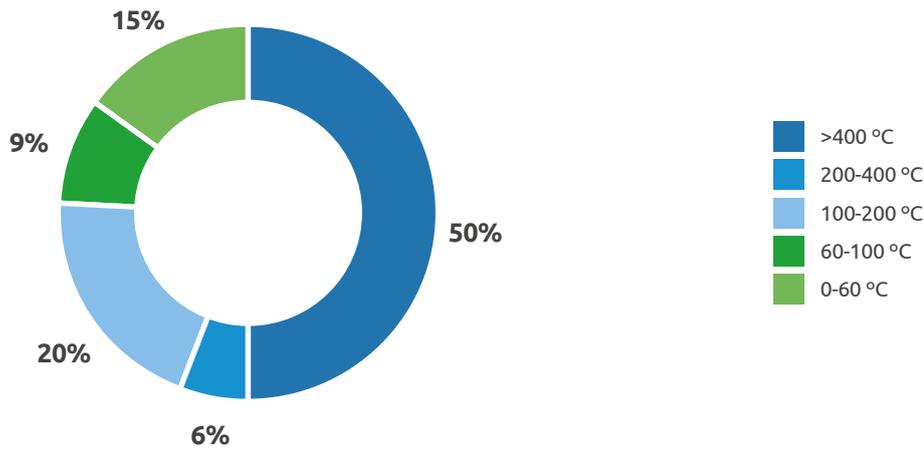
Fonte: Santos e Ohara (2021).

O potencial técnico e econômico para o uso do H<sub>2</sub> na indústria varia de acordo com o segmento industrial. Os setores do segmento industrial que apresentam o maior potencial para a adoção do H<sub>2</sub> sustentável são aqueles que consomem gás natural e carvão em processos de queima direta, em fornos e aquecedores (siderurgia, metalurgia, cerâmica, vidro e cimento).

Diversos processos industriais nesses setores dependem de uma demanda térmica sob elevadas temperaturas, acima de 400 °C, tornando sua eletrificação difícil de se realizar (Gráfico 2). Deste modo, a aplicação de H<sub>2</sub> como combustível renovável torna-se aderente para a promoção da eletrificação e deverá ser relevante na medida em que esta classe de processos representa, em nível mundial, em torno de 50% da energia total utilizada pela indústria para processos de

aquecimento. Em outras palavras, combustíveis renováveis e  $H_2$  são soluções de descarbonização com melhores atributos técnicos e econômicos para tais processos frente à eletrificação, a qual deve ser mais propensa como alternativa para outros contextos, tais como os processos industriais que decorrem sob temperaturas menores.

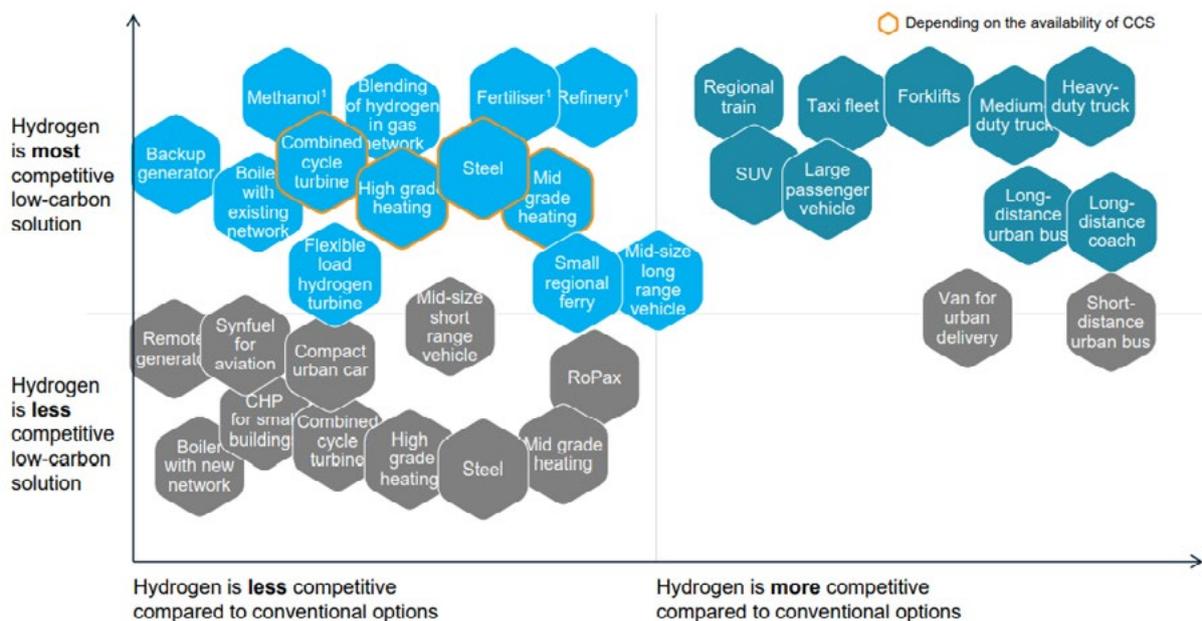
**GRÁFICO 2 –** Demanda de aquecimento industrial por faixa de temperatura no mundo



Fonte: elaborado a partir de IEA (2022).

O estudo do Hydrogen Council (2020) relaciona diferentes aplicações de  $H_2$  com as outras soluções de baixo carbono e com as soluções convencionais (Figura 4).

**FIGURA 4 –** Competitividade das aplicações de hidrogênio *versus* alternativas convencionais e de baixo carbono



1. Hydrogen is the only alternative and low-carbon/renewable hydrogen competing with grey (optimal renewable or low-carbon shown)

Fonte: Hydrogen Council (2020).

Considerando os avanços na agenda climática na União Europeia, produtos industriais dos setores de cimento, ferro e aço, alumínio, fertilizantes, refino (uso de H<sub>2</sub>) e geração elétrica estarão sujeitos aos ônus proporcionados pelo *Carbon Border Adjustment Mechanism* (CBAM). Este mecanismo dificultará ou reduzirá a competitividade de produtos que não atenderem metas de emissões. O CBAM é uma forma de a União Europeia harmonizar a competitividade dos produtos importados e os produtos de sua indústria quanto às suas emissões intrínsecas e, assim, cobrar do importador um pagamento pelo carbono embutido no produto. Da mesma forma, os produtores nacionais são sujeitos ao pagamento pelas emissões no âmbito do mercado de carbono regulado EU ETS (*European Union Emission Trading System*), evitando-se o efeito denominado como *carbon leakage* (vazamento de carbono).

Entre 1º de outubro de 2023 e o final de 2025, o programa terá uma fase transitória em que os importadores terão que reportar as emissões embutidas nos produtos importados. A partir de 1º de janeiro de 2026, os importadores precisarão declarar anualmente a quantidade de bens importados e as emissões correspondentes, bem como adquirir certificados de CBAM. O preço dos certificados será calculado com base no valor das licenças do mercado de carbono europeu (EU ETS) em €/tonelada de CO<sub>2</sub> emitida.

Os setores abarcados pelo programa são os de maior intensidade carbônica da indústria, tais como cimento, ferro e aço, alumínio, fertilizantes, eletricidade e hidrogênio (EU ETS) (Comissão Europeia, 2023).

Assim, o H<sub>2</sub> sustentável tem espaço para ser implementado em aplicações vigentes, proeminentes, ou mesmo para auxiliar indiretamente a descarbonização de produtos finais ou outros programas socioambientais. A próxima seção visa prospectar as oportunidades de descarbonização com H<sub>2</sub>, que já vêm sendo utilizadas ou que estejam no horizonte dos diversos setores industriais. Para cada setor identificado, são ilustrados panoramas do processo produtivo, práticas vigentes para redução de emissões de CO<sub>2</sub>, descarbonização, inserção de H<sub>2</sub> sustentável, além de exemplos práticos já adotados na experiência nacional ou internacional.

#### 2.4.1 OPORTUNIDADES NO REFINO

O refino consiste em um conjunto de atividades de processamento realizadas sobre uma matéria-prima, para a produção de derivados de petróleo e gás adequados às aplicações da sociedade, a exemplo dos combustíveis (gás liquefeito de petróleo – GLP, querosene, gasolina, diesel), lubrificantes e outros insumos usados em aplicações e produtos a jusante da cadeia do petróleo (asfalto, solventes, intermediários para plásticos e produtos químicos).

O ciclo do refino compreende a destilação da corrente de petróleo em derivados; a conversão de derivados com uma estrutura química maior, ou em outros menores ou mais adequados; e o

tratamento de derivados para a sua adequação à regulamentação e aplicações técnicas. Dentro das possibilidades de conversão e tratamento, o H<sub>2</sub> é bastante empregado nos processos de:

- 1) **Hidrocraqueamento:** quebra das frações pesadas de petróleo, com baixo valor comercial, em frações menores que são mais propensas às aplicações vigentes;
- 2) **Hidrotratamento:** remoção de impurezas dos derivados, como o enxofre, nitrogênio e oxigênio; e adequação das moléculas constituintes dos derivados para ajustar suas propriedades físico-químicas às aplicações finais (ex.: ajuste de cetanagem do diesel e octanagem da gasolina).

Embora o refino esteja intrinsicamente ligado à petroquímica, o hidrocraqueamento e o hidrotratamento provavelmente continuarão sendo etapas que exigirão demanda por H<sub>2</sub> na transição energética e no futuro de baixo carbono vislumbrado. Isso porque deverão ser tecnologias maduras para o *upgrading* de biocombustíveis ou combustíveis sintéticos e para a remoção de impurezas (dessulfurização e denitrificação) de biomassas brutas e seus derivados.

O refino é a atividade com maior demanda por hidrogênio, dentro dos outros usos desse insumo no mercado global, com a emissão de 200 Mt de CO<sub>2</sub> associada à demanda de 40 Mt de H<sub>2</sub> utilizado para este fim, em 2021. No Brasil, o refino consome aproximadamente 320 mil t H<sub>2</sub>/ano. Em geral, o H<sub>2</sub> é produzido localmente nas plantas através da reforma catalítica de nafta ou reforma a vapor do gás natural. Essa autoprodução, em unidades geradoras de hidrogênio implantadas na refinaria, pode ser complementada pelo comércio do gás, segundo a oferta de empresas envolvidas no nicho dos gases industriais.

Portanto, a descarbonização do setor pode ser atingida pela substituição direta da matéria-prima. Segundo o Global Hydrogen Review da IEA (2022), apenas 0,7% do hidrogênio usado no refino (0,26 Mt) é de baixo carbono, envolvendo 4 plantas no mundo que o produzem por eletrólise e 7 plantas que foram readequadas com alguma técnica de CCUS.

A seguir, estão listados alguns exemplos de como usualmente ocorre a descarbonização do refino, por meio do H<sub>2</sub> sustentável:

- a) O projeto Refhyne (2023) (Colônia, Alemanha) consistiu na instalação de 10 MW de eletrólise do tipo PEM, em operação desde 2021. O hidrogênio verde contribui para a substituição parcial de hidrogênio proveniente de reformadores a vapor, para as atividades da refinaria Rheinland.
- b) Em Port-Jérôme (região da Normandia, França), há a produção de H<sub>2</sub> azul em escala industrial desde 2015. A refinaria obtém H<sub>2</sub> da reforma do gás natural, após sua separação por *pressure swing adsorption* (PSA). O sistema conta ainda com a implementação da tecnologia CRYOCAP™ H<sub>2</sub>, que permite incrementar a segregação do H<sub>2</sub> da corrente de CO<sub>2</sub> por meio de separação criogênica e sistemas de membrana (Air Liquide, 2020).

- c) A empresa Galp Energia em Portugal aprovou e está construindo uma planta de hidrogênio verde de 100 MW na Refinaria de Sines, com o objetivo de produzir hidrogênio de baixo carbono para abastecer suas aplicações atuais da refinaria e uma futura planta de *Hydrotreated vegetable oil* (HVO).
- d) O governo da França anunciou apoio a um projeto local de produção de hidrogênio verde (200 MW de capacidade de eletrólise) em Port-Jérôme, o Normand'Hy (Chemicals Parks in Europe, 2022), para atender as atividades de refino. O comissionamento do projeto envolvendo H<sub>2</sub> verde é previsto para 2025, utilizando-se eletrolisadores tipo PEM. Ainda sob estudo de viabilidade, o memorando de entendimento entre os agentes prevê o uso de energia elétrica do *grid*, respaldado por um *Power Purchase Agreement* (PPA) de longo prazo em prol do uso de uma fonte renovável para a eletrólise.

## 2.4.2 OPORTUNIDADES NA INDÚSTRIA SIDERÚRGICA

O aço é uma liga metálica constituída por ferro e carbono (até 2%), que atende diversas necessidades da sociedade moderna, ao proporcionar materiais que são utilizados na construção civil, no setor automotivo e na fabricação de diversos bens de consumo. A fonte primária de aço são os minérios de ferro, cujos tipos de maior qualidade contêm alto teor de ferro (60-65%) e outros metais, majoritariamente sob uma forma oxidada. Assim, é necessário remover impurezas, reduzir o ferro (remover o oxigênio do material), incorporar o carbono (para conferir dureza ao material) e adicionar outros metais, para produzir ligas de aço com as propriedades mecânicas e químicas adequadas às diversas aplicações finais. Os produtos derivados de aço podem ser reciclados (sucatas têm um teor de ferro superior a 95%), o que contribui para a redução do uso de matérias-primas frescas e para a promoção da economia circular.

O setor do aço responde por 7-9% das emissões globais de CO<sub>2</sub> (World Steel Association, 2022). As emissões são devido à alta intensidade energética do setor e à recorrência a fontes fósseis de carbono para promover a redução dos óxidos de ferro. Como o aço precisa conter carbono para ter as propriedades desejadas, o carvão acaba sendo utilizado como fonte de energia, agente redutor e provedor de carbono à liga.

A intensidade de carbono média global do aço é de 1,91 t de CO<sub>2</sub>/t de aço bruto, considerando as principais rotas de produção (World Steel Association, 2024):

**(a) Blast furnace – basic oxygen furnace (BF-BOF):** rota que envolve o uso de alto-forno (*blast furnace*) seguido de um conversor básico de oxigênio (*basic oxygen furnace*). O processo consiste no processamento de minério de ferro para a produção de ferro-gusa no alto-forno (BF), que precisa ser refinado, pois contém alto teor de carbono (2-5%). O minério de ferro, antes de adentrar o alto-forno, é pré-processado na forma de sinter junto a finos de calcário e coque. Em paralelo, o carvão também é refinado na coqueria por uma destilação sob atmosfera controlada, onde se produz o coque e gás de coque.

No alto-forno, diversas reações químicas decorrem ao longo da estratificação formada no reator, dentre as quais decorrem liberação de calor, redução do óxido de ferro através do carbono, incorporação do carbono no material e formação da escória, por exemplo. A escória é um subproduto que carrega as impurezas originalmente presentes no sinter de minério de ferro, apresentando determinadas aplicações a serem apresentadas posteriormente neste estudo. O ferro-gusa líquido quente é então processado em um conversor de oxigênio (BOF), no qual se ajusta o teor de carbono, empregam-se aditivos e removem-se outras impurezas. O aço finalmente é então destinado a etapas de lingotamento e conformação, que ajustam a forma do produto semiacabado ou acabado, a depender do nível de integração da fábrica.

Em média, 1 tonelada de aço bruto precisa de 1.370 kg de minério de ferro, 780 kg de carvão metalúrgico, 270 kg de calcário (agente fundente e alcalino utilizado em diversas etapas do processo para a formação da escória) e 125 kg de aço reciclado (World Steel Association, 2023). A rota BF-BOF tem um fator de emissão global médio de 2,32 t de CO<sub>2</sub>/t de aço bruto. Contudo, o fator depende da qualidade das matérias-primas, das matrizes energética e elétrica associadas às etapas do processo, da integração do processo siderúrgico e da capacidade de incorporação de sucata. O processo do alto-forno responde por 67% das emissões, havendo contribuições de 7,9% na coqueria, 16% na sinterização, e 8,8% na aciaria (conversão do ferro-gusa em aço semiacabado).

**(b.1) Scrap steel – electric arc furnace (ST-EAF):** consiste no processamento principalmente de sucata (ST), por fornecimento de energia elétrica através de eletrodos de carbono, em um forno de arco elétrico. Em média, 1 tonelada de aço bruto consome 710 kg de sucata, 586 kg de minério de ferro, 150 kg de carvão, 88 kg de calcário e 2,3 GJ de eletricidade (World Steel Association, 2023). O fator de emissão da rota corresponde a 0,67 t de CO<sub>2</sub>/t de aço bruto. Dentre outras fontes de emissão, a matriz elétrica média embutida nesta intensidade de emissões do aço tem um fator de emissão de 0,504 t de CO<sub>2</sub>/MWh de eletricidade consumida, e sob uma conversão de 9,8 GJ térmico/MWh elétrico (World Steel Association, 2022). Em outras palavras, plantas que dispõem de rota EAF alimentadas por energia renovável tendem a produzir um aço com uma intensidade de emissão global reduzida, considerando que a matriz elétrica média mundial compreende uma participação significativa de fontes fósseis na geração termelétrica.

Assim, em países com elevada participação de renováveis, como o Brasil e a Suécia, que têm participação considerável na geração hídrica, a adoção da rota ST-EAF para a produção de aço tende a produzir menores impactos em termos de emissões. Não obstante, a crescente introdução das renováveis emergentes na matriz elétrica, tais como eólica e solar, contribui para a redução da intensidade de emissões de qualquer processo eletrointensivo, como no caso do aço produzido através de EAF.

**(b.2) Direct reduced iron – electric arc furnace (DRI-EAF):** processo de redução do minério de ferro em DRI, que é um intermediário produzido em fase sólida, diferentemente da rota envolvendo a produção de ferro-gusa sob fase líquida. O minério de ferro é reduzido à ferro-esponja (DRI), utilizando-se atualmente gás natural ou carvão reformado (gás rico em CO e H<sub>2</sub>). O ferro-esponja é produzido originalmente na forma de *pellets*, a serem utilizados preferencialmente de imediato após sua produção. Uma etapa de compactação do DRI, realizável a uma temperatura de 650 °C, pode ser realizada para a produção de *hot briquetted iron* (HBI), que é um produto menos suscetível à oxidação natural pela atmosfera, mais apropriado para estocagem e uso posterior, e de maior densidade (5 mil kg/m<sup>3</sup>), permitindo transporte de maiores quantidades de ferro na oportunidade da fretagem ou exportação da matéria-prima.

O ferro-esponja é então empregado em fornos de arco elétrico, para sua conversão em aço. O fator de emissão do ferro associado ao DRI ao gás natural é igual a 1,65 t de CO<sub>2</sub>/t de aço bruto, sendo inferior ao do aço oriundo do processo de alto-forno, devido à menor pegada de carbono associada ao uso de gás natural frente ao carvão. O uso do hidrogênio é aderente a esta rota, em substituição ao gás natural, como agente redutor e provedor de energia, e vem sendo amplamente adotado nos projetos-pilotos e plantas de demonstração para a produção de aço verde.

A rota BF-BOF abrange 70% da produção global de aço; e as rotas EAF, os demais 30%. No Brasil, 75% da produção do aço provém da rota BF-BOF e 25% da rota EAF (Instituto Aço Brasil, 2022). Ou seja, a rota do alto-forno consiste na forma mais consolidada de se produzir aço, contudo conta com a maior intensidade de carbono. Os esforços vigentes do setor para descarbonizar consistem em:

**(1) Aumento da eficiência de integração energética:** prática historicamente adotada pelo setor, que promove a integração energética e de resíduos nas várias etapas da cadeia produtiva, tais como reaproveitamento do calor e conteúdo do gás de coqueria, altos-fornos e aciaria. Desde 1960, a intensidade energética de plantas integradas foi reduzida em até 60%. As escórias – impurezas removidas pela aplicação do calcário – de alto-forno, forno elétrico e conversores consiste em um material que atende outros mercados (ex.: cimento e fertilizantes), contribuindo para reduzir emissões de outros setores da economia. Para cada 1 tonelada de aço, 400 kg de escória (IEA, 2020) são formadas na rota BF-BOF (225 kg e 125 kg, respectivamente). Estima-se que a integração da escória e de outros substitutos reduz 40-50% de massa de clínquer no cimento. Assim, a escória já é uma contribuição de descarbonização a jusante do setor do aço, importante para as mitigações de emissões a montante do cimento, por exemplo.

**(2) Reciclagem e aumento da incorporação de sucata:** estima-se um limite de uso de 30% de sucata em BOF, junto ao ferro fundido, ao passo que a rota EAF é capaz de admitir 100% de carga baseada em sucata. A reciclagem de 1 tonelada de sucata pode

economizar o processamento de 1.400 kg de minério de ferro, 740 kg de carvão e 120 kg de calcário. Em termos de emissões, 1 tonelada de aço reciclado evita a emissão de 1,5 t CO<sub>2</sub>. A reciclagem contribui para reduzir a demanda energética e diminuir o uso de matéria-prima fresca, por já se tratar de um ferro processado. Contudo, pode conter metais indesejados dependendo da liga constituinte do tipo de sucata (ex.: acumulação de cobre), e sua disponibilidade é limitada conforme a longevidade dos produtos imbuídos de aço (máquinas, veículos, edifícios etc.), que podem ter ciclo de vida da ordem de décadas.

**(3) Aprimoramento tecnológico:** nos altos-fornos, a técnica de PCI (*pulverized coal injection*) é capaz de economizar 1 t de carvão de coque para cada 1 t de carvão pulverizado, tratando-se de um aprimoramento técnico no uso de carvão fóssil. Por parte do uso de biomassa, o Brasil é líder mundial no uso de carvão vegetal (pirólise de florestas plantadas, como o eucalipto) no setor do aço: 11% da produção nacional de aço envolve carvão vegetal, consistindo em 513 mil ha plantados. A aplicação de PCI com fontes biológicas de carbono (Hakala *et al.*, 2019) pode reduzir ainda em 20% as emissões em relação ao uso de uma fonte fóssil. O uso de carvão vegetal ou resíduos tratados de biomassa (materiais ricos em lignina) são formas mais imediatistas de descarbonizar o processo por alto-forno. Contudo, deve-se considerar as mudanças na termodinâmica, fenômenos de transporte e seus efeitos sobre o dimensionamento e adequação do reator; a biomassa também tende a deter maior alcalinidade e impurezas na composição química da fonte orgânica de carbono. Além disso, a área necessária para plantio e impeditivos logísticos podem ser fatores limitantes da incorporação de carvão vegetal e semelhantes na produção de aço.

A Aperam South América no Brasil é a única siderúrgica no mundo a produzir aços planos especiais com 100% de carvão vegetal. Atualmente, 39% da produção global da Aperam têm como matriz energética a biomassa do carvão vegetal produzido no Brasil. As florestas são usadas para produzir carvão como um substituto natural e renovável para combustíveis fósseis (coque). A planta industrial de Timóteo (MG) hoje usa exclusivamente esse carvão vegetal como energia renovável, evitando a emissão de aproximadamente 700 mil t de CO<sub>2</sub> na atmosfera anualmente (Instituto Aço Brasil, 2020).

As oportunidades de descarbonização disruptivas do setor são descritas a seguir. O H<sub>2</sub> sustentável é capaz de reduzir as emissões proporcionadas pela produção de aço seja como vetor energético – combustão em alto-forno, provimento de energia na sinterização de minério de ferro, aquecimento e fusão de metais –, seja como agente redutor – em substituição às fontes fósseis primárias, tais como o carvão e gás natural.

A vertente mais direta para descarbonizar o aço é o desenvolvimento do DRI-EAF, visando ao uso de H<sub>2</sub> sustentável puro. A seguir, destacam-se exemplos dessa estratégia.

- (1)** O projeto Hybrit (2024) (Lulea, Suécia) é um exemplo de planta de demonstração *greenfield* que produzirá aço, utilizando eletricidade renovável para fazer H<sub>2</sub> verde. Além do foco em H<sub>2</sub>, atualmente se utiliza bio-óleo no tratamento térmico e pelletização do minério de ferro, havendo, portanto, uma sinergia entre as alternativas. Pretende-se ainda mitigar a intermitência da geração elétrica por meio do armazenamento de hidrogênio em cavernas. Ressalta-se que o teor de carbono no aço pode ser ajustado a partir de fontes de biomassa na etapa de EAF. O setor automotivo deve absorver as primeiras bateladas de aço derivados deste projeto.
- (2)** O H2GS (2024) (Boden, Suécia) também se propõe a fazer aço de H<sub>2</sub> verde. Destaca-se que o carbono deve entrar em EAF, pois ele contribui para a redução do consumo de eletricidade devido a propriedades da camada de escória que se forma. O uso do material fundido nas etapas seguintes de conformação mecânica é fundamental para se economizar energia no processo. O acabamento do processo é realizado por processos eletrificados.
- (3)** O projeto SALCOS (2024) (Alemanha) tem uma proposta similar de utilização de H<sub>2</sub> verde. Contudo, considera o uso de gás natural como agente redutor antes da progressiva substituição por H<sub>2</sub> verde, para fins de redução da intensidade de carbono no produto mediante atributos de flexibilidade técnica e operacional. Outro projeto em Hamburg (Arcelor Mittal, 2024) destaca que a rota DRI com H<sub>2</sub> cinza, usando gás natural e PSA para concentrar o H<sub>2</sub> do gás natural reformado, é uma transição fundamental para serem avaliadas as particularidades de se reduzir minério com maiores teores de hidrogênio como agente redutor.

A continuação do uso de alto-forno para a produção de aço com menor pegada de carbono tem limitações, tanto é que as atuais medidas de redução de emissões no alto-forno referem-se ao uso de agentes redutores em complemento ao coque: carvão pulverizado, óleo, gás natural e tipos adequados de biomassa. O hidrogênio pode entrar como agente complementar, mas pesquisas acerca da termodinâmica e cinética do processo ainda devem ser promovidas, de modo a se ajustar o projeto do alto-forno aos seguintes fatores:

- a) A redução de aço com hidrogênio é endotérmica, enquanto sua redução com fontes de carbono é exotérmica. Logo, a introdução de hidrogênio no processo implica um maior consumo energético, o que deve ser contornado de forma eficiente;
- b) Há a competição cinética da reação do hidrogênio com óxido de ferro com outras reações químicas, além dos efeitos proporcionados pelos fenômenos de interface e de transporte de massa que ocorrem no alto-forno;
- c) O coque do carvão contribui para a formação de uma coluna permeável e apropriado para percolação de gases, escória e ferro-gusa. A redução do uso de coque em prol da adição de hidrogênio ou gás de coque (65% de H<sub>2</sub> e 20% de CH<sub>4</sub>) afeta essa estrutura interna do alto-forno.

Não obstante, a injeção de hidrogênio em alto-forno seria a solução com maior maturidade tecnológica e pode ser adotada no curto e médio prazo, antes da efetivação de DRI com hidrogênio puro. Neste sentido, tecnologias de CCS ou CCUS podem cumprir um papel importante na captura de CO<sub>2</sub> de gases de exaustão a jusante da rota BF-BOF ou na captura do CO<sub>2</sub> no gás de coque da pirólise do carvão e da biomassa. A própria rota DRI pode se aproveitar de CCS aplicada à reforma do gás natural para a produção do H<sub>2</sub> azul a montante.

Além de ser uma oportunidade para o próprio processo do alto-forno, a CCS pode ser implementada na rota DRI, sobre o gás natural reformado ou o gás de coque, para se obter o H<sub>2</sub> azul, ou também nos gases residuais a jusante do processo. A seguir, são apresentadas as oportunidades exploradas pelo setor com a combinação de tecnologias de CCS, CCUS e o uso de H<sub>2</sub>.

- (1)** Em 2021, em Duisburg (Alemanha), houve um teste bem-sucedido de injeção de H<sub>2</sub> em 1 dos 28 tuyères (bico de injeção) de um alto-forno (Thyssenkrupp, 2024a). O H<sub>2</sub> foi transportado por caminhões. No final de 2022, foi concluída a construção de um duto para o transporte de hidrogênio derivado de eletrólise. Este caso é um exemplo de descarbonização de curto prazo viável ao setor, enquanto em paralelo é construída uma planta para a produção de 2,5 milhões de toneladas de aço pela rota DRI, junto a unidades de fusão (Thyssenkrupp, 2024c) com eletricidade de fontes renováveis a jusante para obter o metal quente, prevista para 2026.
- (2)** Neste mesmo projeto, no âmbito do programa tkH2steel, uma oportunidade de descarbonização da rota do alto-forno decorre do projeto Carbon2Chem (Thyssenkrupp, 2024b). Nesta rota tecnológica, os gases de exaustão do próprio alto-forno, da planta de coqueria e do conversor de oxigênio BOF, além de poderem ser utilizados para a recuperação de energia térmica e geração elétrica, têm uma composição química rica em CO<sub>2</sub>, CO e H<sub>2</sub>. Assim, o projeto prevê o aproveitamento da composição química desses gases residuais para a produção de químicos, tais como amônia e metanol. Esse exemplo não se trata diretamente de um uso de H<sub>2</sub> verde ou azul, mas serve como proposta de promoção de projetos de transição que descarbonizem a rota dos altos-fornos existente ou em planos de readequação. Ou, ainda, demonstram um potencial de integração com a cadeia do H<sub>2</sub> azul e de práticas de CCUS.
- (3)** Projetos envolvendo a captura de gás de altos-fornos para a mitigação de suas emissões por meio de CCUS podem ser citados, como o projeto Athos (Países Baixos) e Course 50 (Japão). Em especial, os projetos Longship com o Northern Lights (2024), previstos para 2024, visam capturar emissões de CO<sub>2</sub> de diversos agentes na Europa (incluindo produção de aço de alto-forno), sendo prevista uma capacidade de captura de 1,5 milhão de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano. O CO<sub>2</sub> será liquefeito na costa, transportado por navios, armazenado temporariamente em uma estação terrestre na Noruega, então

será estocado permanentemente em aquíferos salinos a 2.600 km de profundidade no *offshore*.

- (4) Oportunidades de CCUS acopladas ao aço do processo DRI podem ser exemplificadas pelo projeto Al-Reyadah (The University of Edinburgh, 2024) (Emirados Árabes), que já opera em escala comercial com uma capacidade de 800 mil t de CO<sub>2</sub> por ano. O projeto consiste na primeira fábrica de aço, onde o CO<sub>2</sub> é capturado do gás efluente da redução do aço, através de absorção por aminas, sendo transportado por gasoduto (43 km, 230 bar) e injetado em campos terrestres maduros. O projeto alia a injeção de CO<sub>2</sub> com a recuperação avançada de petróleo (*enhanced oil recovery* – EOR) em campos maduros. Embora o H<sub>2</sub> azul não seja diretamente utilizado no momento, pois o foco da captura está em gases efluentes, a empresa pretende integrar o conceito com empreendimento envolvendo o hidrogênio.

### 2.4.3 OPORTUNIDADES DA INDÚSTRIA DA AMÔNIA

A amônia (NH<sub>3</sub>) é o produto químico com maior demanda industrial de H<sub>2</sub>. Em 2021, foram produzidas globalmente 190 Mt de NH<sub>3</sub>, que consumiram aproximadamente 34 Mt de H<sub>2</sub> (IEA, 2022). No Brasil, a produção de amônia consome cerca de 145 mil t de H<sub>2</sub> por ano (Heinrich Böhl Stiftung *et al.*, 2021), a depender do fator operacional das plantas de fertilizantes nitrogenados no país.

A produção de NH<sub>3</sub> foi alavancada a partir de 1910, devido ao desenvolvimento do processo Haber-Bosch, que utiliza ar atmosférico como fonte de nitrogênio (N<sub>2</sub>) e fontes fósseis para proporcionar o H<sub>2</sub> na reação de síntese da amônia. O processo ocorre sob catálise a pressões de 200-300 bar e a temperaturas de 350-450 °C (Thyssenkrupp, 2024b). As fontes fósseis compreendem o gás natural (70% da amônia provém de gás), sendo as restantes cobertas principalmente por carvão, principalmente na China. Assim, a produção de amônia pode ser descarbonizada pela substituição direta do H<sub>2</sub> de origem fóssil por H<sub>2</sub> de fontes renováveis, pelo uso de fontes renováveis para atender a demanda energética do processo.

A produção da amônia participa de 1% das emissões globais de CO<sub>2</sub>, tanto pelo desprendimento de carbono na forma de CO<sub>2</sub> por parte da reação química quanto pela alta demanda térmica do processo. Neste sentido, o fator de global de emissão da amônia corresponde em média a 2,2 t de CO<sub>2</sub>/t de NH<sub>3</sub> (IEA, 2022).

A amônia desempenha um papel crucial na agropecuária e, conseqüentemente, na disponibilidade e segurança alimentar mundial, visto que 70% de sua produção é direcionada para a produção de fertilizantes nitrogenados, permitindo o aumento de produtividade de culturas agrícolas. Em particular, como o Brasil atualmente importa significativas quantidades de fertilizantes nitrogenados, o desenvolvimento da produção interna de amônia a partir do fomento do

mercado de  $H_2$  renovável é uma oportunidade para se gerenciar a balança comercial da *commodity* e para se alinhar com as metas do Plano Nacional de Fertilizantes 2050 (PNF 2050) (Brasil, 2021). A amônia tem também aplicações em menores escala, tais como fluido refrigerante, agente redutor ou oxidantes em processos químicos, agente sanitário em soluções aquosas e insumo para a produção de ácido nítrico, polímeros e fibras sintéticas.

As aplicações emergentes incluem o seu uso como combustível marítimo de baixo carbono e como carreadora de hidrogênio. A amônia líquida é vislumbrada como um combustível ou carreador, pois, em fase líquida ( $-33\text{ }^\circ\text{C}$ ), permite uma densidade energética (em base volumétrica e mássica), apropriada para: aplicações autopropelidas de baixo carbono – o que representa uma vantagem em relação a soluções alternativas como sistemas de baterias, estocagem da matéria-prima ou armazenamento de energia. No caso da necessidade de se realizar o *cracking* da  $NH_3$  em  $H_2$ , há a desvantagem com dispêndio energético de 30% do conteúdo energético da amônia; ainda assim, a maturidade no manejo da amônia é superior à do  $H_2$  líquido, que deve ser armazenado a  $-253\text{ }^\circ\text{C}$  e têm uma densidade energética em base volumétrica um terço menor do que a da amônia líquida.

A conversão de amônia em  $H_2$  vem sendo pesquisada na Europa, tanto no desenvolvimento e melhoria tecnológica do *cracking* (em custo e eficiência) quanto na implementação de plantas de demonstração. Estima-se uma adição de custo de US\$ 0,8-1,5/kg de  $H_2$ , para um sistema de pequena escala. Iniciativas tecnológicas reportam uma eficiência de 78% no processo de *cracking*, garantindo 99,93% de pureza de hidrogênio.

A amônia é uma candidata promissora no curto e médio prazo para fins de exportação, principalmente para a Europa. Em grande parte, as oportunidades de descarbonização visam à substituição parcial do  $H_2$  fóssil por  $H_2$  verde, ou à mitigação da emissão de  $CO_2$  por CCUS. A seguir, destacam-se alguns usos de  $H_2$  de baixo carbono na produção de amônia:

- a) O maior projeto de produção de  $NH_3$  verde utilizando eletrolisadores é o Helios Green Fuels (Fast Company Staff, 2022), em Neom (Arábia Saudita). O projeto de US\$ 5 bilhões prevê a implantação de 4 GW de energia solar e eólica para produzir 650 t de  $H_2$ /dia, a serem convertidos em 1,2 Mt  $NH_3$  por ano, a partir de 2026. A Air Products é o *offtaker* exclusivo e utilizará sua oferta para atender o mercado global.
- b) A usina de hidrogênio verde de Puertollano (Ciudad Real, Espanha) foi comissionada em maio de 2022. O projeto opera com 100 MW instalados de energia solar fotovoltaica, cuja eletricidade é transmitida por uma linha exclusiva, contando com baterias íon-lítio (20 MWh de capacidade, 5 MW de potência). Em torno de 3 mil t de  $H_2$  verde por ano são produzidos por eletrólise tipo PEM, podendo ser armazenados 6 t de  $H_2$  em tanques de aço especial, sob pressão de 60 bar. O  $H_2$  é destinado à produção de fertilizantes nitrogenadas, sendo reduzida em 10% a necessidade de gás natural da fábrica.

- c) O uso de H<sub>2</sub> azul pode ser exemplificado na região de Alberta (Canadá), que compreende uma refinaria e uma fábrica de fertilizante nitrogenados. A separação do CO<sub>2</sub> das operações é realizada e transportada por gasodutos com comprimentos de 240 km e 16 polegadas, a fim de se utilizar o gás rico em CO<sub>2</sub> para atividades de EOR e estocagem permanente. No caso da fábrica de fertilizantes (Nutrien, 2020), vale destacar que o CO<sub>2</sub> é um insumo utilizado junto a NH<sub>3</sub> para se produzir ureia, um fertilizante nitrogenado granular. Assim, a corrente remanescente de CO<sub>2</sub> pode ser descarbonizada a partir do sistema de CCUS, Alberta Carbon Trunk Line (ACTL) (Wolf Midstream, 2024). O ACTL capta atualmente 1,6 Mt de CO<sub>2</sub> por dia da refinaria e da fábrica de fertilizantes, com a capacidade máxima de 14,6 Mt de CO<sub>2</sub> por dia para ser aproveitada por outros clientes. Dessa maneira, o caso mostra que o mercado de H<sub>2</sub> azul está intrinsecamente ligado à capacidade de se escalar e de serem atendidos clientes interessados em descarbonizar ou ter uso prático ao CO<sub>2</sub>.
- d) No âmbito do projeto Northern Lights, uma fábrica de amônia e fertilizantes nos Países Baixos utilizará H<sub>2</sub> azul, capturando o CO<sub>2</sub> das operações para ser estocado na costa da Noruega, sob uma lâmina d'água de 2.600 km. O acordo sobre os principais termos comerciais já foram realizados entre a Yara e o Northern Lights, no segundo semestre de 2022 (Yara, 2022). O CO<sub>2</sub> originado da planta já tem uso em estufas, produção de bebidas, ureia e aditivos de diesel. Essa cadeia horizontal, já estabelecida pela fábrica, vem contribuindo com redução de 3,4 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano desde 1990. A partir de 2025, a participação permitirá que a planta capture e escoe de 800 mil t de CO<sub>2</sub> por ano para o projeto CCUS.

#### 2.4.4 OPORTUNIDADES NA INDÚSTRIA DE METANOL

O metanol (CH<sub>3</sub>OH ou MeOH) consiste em um produto químico que atrai a segunda maior demanda industrial por hidrogênio, sendo também produzido a partir da reforma de fontes fósseis. Na China, onde se concentra 50% da produção global de metanol, o carvão é utilizado como matéria-prima, acarretando um fator de emissão de 2,2 t de CO<sub>2</sub>/t de MeOH produzido; no resto do mundo, o uso de gás natural predomina, o que contribui para mitigar as emissões derivadas da produção de metanol. A produção de metanol ocorre por meio da reforma de fontes fósseis (gás rico em CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O) e da condução de um processo catalítico, com pressões entre 50-100 bar e temperaturas entre 200-300 °C (Fraunhofer, 2023).

O consumo específico de H<sub>2</sub> na produção de metanol varia, conforme as proporções de monóxido (CO) e dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) obtidas das matérias-primas. Considerando a oferta e demanda atual, a produção de metanol representa um consumo específico de 0,130 t de H<sub>2</sub>/t de MeOH, próximo do rendimento teórico da reação de CO com H<sub>2</sub>. O metanol sintético, produzido a partir de fontes sustentáveis de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>, tem um consumo específico estimado

igual a 0,191 t de H<sub>2</sub>/t de MeOH. Assim, as formas de se descarbonizar a produção de metanol decorrem da capacidade de se produzir H<sub>2</sub> sustentável (evitando-se fontes fósseis), da utilização de fontes de carbono biogênico, de gases efluentes industriais ou, ainda, capturando-se CO<sub>2</sub> diretamente da atmosfera através de *direct air capture* (DAC).

O metanol é um precursor da indústria química, principalmente direcionado para produção de formaldeído, o qual atende à produção de resinas. Além de servir como intermediário para produtos químicos, um terço da produção global de metanol atende aplicações de combustíveis, como para produção de biodiesel, em que o metanol entra como um álcool reagente na reação de transesterificação, junto a óleos derivados de diversas matérias-primas. Outra aplicação, norteando combustíveis, envolve seu uso direto, ou na produção de éter metil-terc-butílico (MTBE), como aditivo à gasolina. Contudo, o uso e o manejo do metanol nas escalas de varejo ou atacado podem ser limitados ou flexíveis, dependendo da regulamentação em cada país, visto que o metanol tem elevada toxicidade.

Dentre as aplicações emergentes, destaca-se o uso do metanol como combustível marítimo, assemelhando-se a propostas também vislumbradas para a amônia. Embora a amônia seja vista como uma solução mais interessante no curto prazo, o uso do metanol pode ainda ser relevante neste propósito, visto que: o metanol tem menos volatilidade e toxicidade que a amônia; a maturidade tecnológica, referente ao seu transporte e manejo, é superior; e sua densidade energética é apropriada para aplicações autopropelidas, por se tratar de um líquido.

Os fatores limitantes para a produção de metanol descarbonizado, em relação à amônia, são derivados dos maiores custos oriundos da necessidade de obter CO<sub>2</sub> a baixo custo – seja por DAC, em que o CO<sub>2</sub> encontra-se em baixíssimas concentrações, ou a partir de biomassa –, ou mesmo o fato de a síntese do metanol requerer maiores dispêndios energéticos do que a síntese da amônia (Global Maritime Forum, 2022).

Outra aplicação emergente do metanol é na produção de combustíveis sintéticos ou eletrocombustíveis – combustíveis cujos insumos energéticos provêm de geração elétrica renovável. Essa classe de combustíveis é produzida a partir da conversão de metanol em moléculas de cadeias maiores, mesmo que ainda seja necessária a realização de seu fracionamento e hidrotratamento<sup>8</sup>, de maneira similar ao processamento dos conteúdos de hidrocarbonetos em correntes de petróleo. Uma vantagem de se produzir gasolina sintética ou querosene de aviação sintética (QAV), ou mesmo apostar em um processo produtivo bastante similar ao que é implementando na cadeia do petróleo, é justamente a capacidade de disponibilizar produtos consolidados no mercado e a recorrência a tecnologias amadurecidas, como no caso de motores combustão.

8 Disponível em: <https://www.revistaei.cl/2020/11/20/proyecto-de-hidrogeno-verde-para-desarrollarse-en-punta-arenas-ingreso-a-tramitacion-ambiental/#>. Acesso em: 9 ago. 2024.

A seguir são listados exemplos de projetos de descarbonização em andamento na indústria, utilizando o hidrogênio para se produzir metanol de baixa pegada de carbono:

- a) No Chile, o projeto Haru Oni<sup>9</sup> tem a finalidade de produzir gasolina sintética, com um primeiro tanque de carro já abastecido (Haru Oni, 2023), no final de 2022. O metanol é produzido a partir do CO<sub>2</sub> capturado por DAC e de H<sub>2</sub> gerado por eletrólise tipo PEM, alimentada por geração eólica (3,4 MW de potência instalada). A capacidade da planta corresponde a 750 mil litros de metanol por ano, e espera-se o uso de 84% dessa vazão para a produção dedicada de 130 mil litros de gasolina sintética por ano. Vale destacar que uma linha de transmissão de 8,8 km conecta a planta ao Sistema Elétrico de Magalhães, com o objetivo de ter um *backup* emergencial para a operação. A gasolina tem como destino o porto de Marones, situado a 35 km do projeto.
- b) Na Alemanha, o projeto Carbon2Chem (Thyssenkrupp, 2024d) visa produzir H<sub>2</sub> por eletrólise da água e utilizar gases oriundos de uma fábrica de aço, em Duisburg, para produzir metanol, além de amônia. Essa estratégia envolve uma integração entre a indústria do aço e a produção de metanol, consistindo em uma oportunidade de descarbonizar produtos, visto que rejeitos de processos são reciclados, em vez de se recorrer a fontes frescas de carbono biogênico ou CO<sub>2</sub> capturado diretamente do ar atmosférico, como sugerem as soluções típicas para a produção de metanol sintético.

#### 2.4.5 OPORTUNIDADES NA INDÚSTRIA DE VIDRO

O vidro é um material que compreende uma ampla gama de aplicações: vidros planos, utensílios domésticos, aplicações de engenharia que precisam de materiais especiais, dentre outras (ABIVIDRO, 2023). Por exemplo, um painel solar fotovoltaico tem em média 60% de vidro em seu peso. Além disso, as fibras de vidro são um material essencial em componentes de turbinas eólicas. De maneira indireta, o uso de materiais de vidro adequados em edificações também suporta medidas de eficiência energética para o setor, ao promover isolamento térmico dos ambientes e exposição à luminosidade adequados, evitando-se, por exemplo, gastos com refrigeração ou iluminação.

A produção de vidro consiste na dosagem de matérias-primas, materiais fundentes e aditivos, que são homogeneizados e percorridos em um forno, onde ocorre a fusão do material. As etapas seguintes eliminam a formação de bolhas, visando à obtenção de um material homogêneo. Finalmente, a etapa de conformação adequa o vidro à sua aplicação desejada, consumindo-se principalmente energia elétrica por técnicas de sopragem, prensagem, estiramento, dentre outras. Etapas de recozimento, resfriamento e operações secundárias finalizam o vidro a ser ofertado.

9 Disponível em: <https://www.siemens-energy.com/br/portugues/solucoes/energia-renovavel/solucoes-de-hidrogenio/haru-oni.html>. Acesso em: 9 ago. 2024.

De maneira similar ao aço e cimento, a intensidade energética para a produção e disponibilização do material pode ser responsável por grande parte da pegada de carbono nos produtos. No caso do vidro, essa intensidade energética pode ser estimada em 7,5 GJ/t de vidro, em que, no caso do Brasil, 80% da energia provém do uso de gás natural (forno de fusão e têmpera) e 20%, de eletricidade (peneiradores, misturadores, técnicas de conformação) (EPE, 2018).

Devido à elevada capacidade de reciclagem do vidro, o setor aproveita esta oportunidade para descarbonizar o produto, a partir da reintegração dos resíduos gerados pela fábrica (100%) ou de produtos que passaram por consumo e são passíveis de reciclagem. Por exemplo, estima-se que 1 tonelada de vidro reciclado é capaz de evitar a emissão de 580 kg de CO<sub>2</sub>/t de vidro (Glass Alliance Europe, 2021). Tomando-se este como o fator médio de emissão para o vidro, vale ressaltar que 75-85% provém de emissões da queima de combustíveis para a etapa de fusão, enquanto há uma contribuição entre 15-25% derivada da decomposição de carbonatos utilizados na mistura de materiais. Portanto, o setor pode se beneficiar de CCS a jusante do processo, principalmente para mitigar as emissões oriundas de carbono de matérias-primas frescas.

Uma demanda já existente de H<sub>2</sub> da indústria de vidro consiste em seu uso em conformações utilizando banho de estanho. O H<sub>2</sub> participa na promoção de uma atmosfera redutora sobre o banho de estanho, evitando sua oxidação e impedindo criação de defeitos no vidro.

A indústria de vidro tem potencial de atrair demandas maiores de hidrogênio, se for factível sua introdução como combustível alternativo ao gás natural, nos fornos de fusão. Neste sentido, os seguintes testes já vêm sendo conduzidos:

- a) Em Mainz (Mills, 2022), Alemanha, a empresa Schott (2022) testa em larga escala o uso de H<sub>2</sub> (em até 35%) junto a gás natural em fornos de fusão de vidro. A iniciativa foi anunciada no início de 2022, em parceria com diferentes instâncias do governo alemão e a área de P&D da empresa, com os testes em larga escala sendo noticiados em dezembro de 2022.
- b) Em St. Helens (Reino Unido), o grupo Nippon Sheet Glass (NSG, 2022) realizou testes em fornos de fusão, utilizando H<sub>2</sub> (20% misturado com gás natural, ou mesmo puro) para a produção de vidro arquitetônico. Houve sucesso nas especificações técnicas do vidro obtido, mas dificuldades técnicas por parte da chama gerada pela combustão de H<sub>2</sub> puro. A empresa destacou que outros testes, utilizando 100% biocombustíveis, com uma pegada 80% inferior à do gás natural, foram também bem-sucedidos, e que esta alternativa parece mais propensa no curto prazo, pelo menos enquanto o mercado de hidrogênio ainda é escalado. De qualquer modo, o uso de biocombustíveis ainda apresenta desvantagens, como competitividade econômica, problemas de disponibilidade e heterogeneidade em sua qualidade.

## 2.4.6 OPORTUNIDADES NA INDÚSTRIA DE CERÂMICA

O setor de produção de cerâmicas compreende uma ampla diversidade de produtos, em que dois grandes grupos podem ser destacados (EPE, 2018):

- a) Cerâmica vermelha: compreende materiais de corpo vermelho, significativamente tijolos e telhas, dentre outros materiais, intensamente empregados para fins estruturais e na construção civil.
- b) Cerâmica branca: inclui materiais de corpo branco, com uma camada vítrea transparente, em geral. Abrange uma gama maior de produtos, com diferentes propósitos ou usos. Dentre os subsegmentos, exemplificam-se: cerâmicas de pisos ou revestimentos (pisos, azulejos, revestimentos de superfícies lisas etc.), cerâmicas sanitárias (louças, bacias, caixas d'água, pias etc.) e cerâmicas refratárias (equipamentos industriais). Assim, cerâmicas brancas são importantes tanto para demandas na construção civil quanto para o segmento industrial (siderurgia, produção de cimento, metalurgia de não ferrosos), ao entregar materiais resistentes a esforços mecânicos, a variações de temperatura e a ataques químicos.

De modo geral, os materiais cerâmicos são constituídos de minerais específicos (ex.: argilas no caso dos tijolos), que são processados, misturados, umidificados, compactados e moldados. Após a moldagem, o material passa por uma fase de secagem natural ou artificial conduzida lentamente para que a evaporação da água não produza trincas, defeitos ou deformações nas peças. Após essa etapa, a secagem é intensificada em fornos, na fase de queima. Nesta fase, a temperatura é controlada para que o material perca água e ocorram as devidas reações químicas, de modo que, ao final do processo, a peça tenha as propriedades técnicas adequadas para determinada finalidade.

A produção de cerâmicas envolve um consumo significativo de energia, tendo-se as seguintes perspectivas de intensidade energética (energia necessária por tonelada de material produzido): cerâmica vermelha consome 2,05 GJ/t, cerâmica branca demanda 4,10 GJ/t, e o vidro necessita de 10,04 GJ/t.

No Brasil, as fontes para atender grande parte dessa demanda energética provêm de biomassas de baixo custo (lenha, cavaco, serragem), principalmente no caso da cerâmica vermelha, ou de gás natural, que predomina na produção de cerâmicas brancas. O consumo elétrico tende a ser em torno de 8% do consumo energético total, tanto no subsegmento da cerâmica vermelha quanto na branca, com a eletricidade sendo captada pela rede elétrica local.

Neste cenário, os esforços de descarbonização clássicos implementados pelo setor giram em torno da melhoria da eficiência energética dos fornos e da integração de calores residuais na linha de produção. A cogeração na fábrica também é uma medida bem-vinda. Assim, o papel

do H<sub>2</sub> seria o de reduzir a pegada de carbono no material, pela substituição de combustíveis fósseis ou de melhor eficiência de queima. Contudo, a penetração do H<sub>2</sub> no setor depende da adequação dos fornos e queimadores, das características e efeitos da fonte térmica nos processos de secagem e queima, bem como do eventual grau de interferência nas propriedades técnicas do material cerâmico em produção. A seguir, são apresentados exemplos em que o setor de cerâmica pretende utilizar o H<sub>2</sub> como uma forma de descarbonizar sua matriz de energia:

- a) O projeto GreenH2ker<sup>10</sup> visa substituir o gás natural (em até 50% por H<sub>2</sub> verde) (Bergenson, 2021) de um forno de cerâmica, em Vilarreal (Espanha), além de introduzir uma bomba de calor para aproveitar com mais eficiência os calores residuais de processos da fábrica. A produção de H<sub>2</sub> será produzida internamente na planta, por eletrolisadores e energia solar fotovoltaica.
- b) Uma fábrica em Castellarano (CWW, 2021) (Itália) possui uma proposta similar, de se instalar 2,5 MW de energia solar nos telhados, junto a um sistema de estocagem, para se utilizar H<sub>2</sub> sustentável como combustível; pesquisas deverão ser ainda conduzidas, visando à autossuficiência energética com o H<sub>2</sub>.
- c) Em Castellón, concentra-se 95% da indústria cerâmica da Espanha. O projeto ORANGE. BAT (Smart Energy, 2021) visa implantar uma escala de 100 MW de eletrolisadores alcalinos, atendendo a 26 usuários industriais dentro do cluster de produtores cerâmicos. O H<sub>2</sub> sustentável foca na substituição do gás natural como combustível, podendo sua entrega ser realizada por gasodutos dedicados ao H<sub>2</sub> (Smart Energy, 2024); pela compressão e armazenamento do H<sub>2</sub> sob alta pressão, e seu transporte por caminhões em cilindros; e pela possibilidade de se injetar o H<sub>2</sub> na rede de gás. O início da fase 1 é esperado para 2025, havendo planos de uma fase 2, a fim de se expandir a capacidade para 800 MW.
- d) No Brasil, iniciativas da Anfacer (2022) incluíram visitas empresariais na Espanha e Dinamarca, visando avaliar a incorporação de energia solar fotovoltaica e da produção de H<sub>2</sub>, como alternativa de substituição do gás natural.

#### 2.4.7 OPORTUNIDADES NA INDÚSTRIA DE CIMENTO

O cimento (SNIC, 2019) é um material amplamente utilizado pela sociedade para fins de construção, e a participação de sua indústria nas emissões globais de CO<sub>2</sub> é de 7% (McKinsey & Company, 2023). A produção de cimento utiliza principalmente calcário (podendo ser adicionados minério de ferro, bauxita, areia, xisto e argila para ajustes de composição), que, após passar por etapas de britagem, moagem e homogeneização, é calcinado para a formação do

10 Disponível em: [https://members.luxresearchinc.com/research/case\\_study/42841](https://members.luxresearchinc.com/research/case_study/42841). Acesso em: 9 ago. 2024.

clínquer (SNIC, 2019). A calcinação da matéria-prima, além de consumir fontes fósseis para o fornecimento de calor (30-40% das emissões do processo provém da queima de combustíveis), libera CO<sub>2</sub> derivado do carbono na constituição do calcário (60-70% das emissões diretas de CO<sub>2</sub>). Por fim, o clínquer é misturado e homogeneizado junto a outros minerais (ex.: gesso) para formar o cimento, que contém um fator clínquer (relação clínquer/cimento) de 0,67.

O processo envolve também certo consumo de eletricidade, que contribui com 5% das emissões de CO<sub>2</sub> a nível global; contudo a matriz elétrica mais limpa no Brasil reduz essa participação para 1%. Ademais, as origens das emissões do cimento brasileiro são estimadas em 36% por queima de combustíveis (coque de petróleo) e 63% pelas reações na calcinação (SNIC, 2019).

Assim, a descarbonização do cimento envolve a substituição do clínquer por materiais ou resíduos de menor pegada de carbono, que confirmam propriedades adequadas ao cimento. Até 2050, pretende-se reduzir o fator clínquer para 0,52, sendo necessária a disponibilidade em escala adequada dos candidatos e a consideração dos aspectos regionais envolvendo a localização das cimenteiras e dos substitutos.

Tradicionalmente, os substitutos ao clínquer já empregados são escória de alto-forno, cinzas volantes, filer calcário e argilas calcinadas. Dentre essas opções, a escória e as cinzas sofrem restrições de oferta por parte da indústria siderúrgica e geradoras termoelétricas de carvão, ao passo que o filer calcário e as argilas calcinadas são mais propensas a necessitar de substituição no longo prazo; não obstante, estes dois últimos são matérias-primas brutas, oriundas do setor extrativo. De maneira emergente, pás de usinas eólicas, constituídas significativamente por fibras de vidro, vêm sendo consideradas para o coprocessamento do cimento. Considerando que usinas eólicas têm uma vida útil pequena dentre as renováveis (20 anos), essa sinergia entre os setores, se bem-sucedida, pode contribuir para a redução de encargos ambientais além das emissões de CO<sub>2</sub>, ao se conseguir dar o destino ambientalmente mais adequado aos resíduos. De qualquer modo, dos 90% em peso recuperáveis das pás, 65% são materiais a serem imbuídos no cimento, enquanto 28% seriam capazes de prover energia térmica no processo (Veolia, 2023).

Atualmente, no Brasil, o setor conta principalmente com o uso de coque de petróleo como energia térmica no processo. O coprocessamento do cimento com resíduos ou biomassa é a oportunidade de descarbonização já utilizada pelo setor, tal como a introdução de pneus inservíveis, resíduos industriais diversos, fontes de biomassa a exemplo de carvão vegetal e resíduos agrícolas, além de resíduos sólidos urbanos. Em geral, enquanto 85% da matriz térmica do setor de cimento é coberta por coque de petróleo, os demais 15% compreendem fontes alternativas, destacando-se os pneus inservíveis, carvão vegetal e resíduos industriais.

Além disso, medidas de eficiência energética (melhoramento no consumo térmico e elétrico de equipamentos) e integração energética (recuperação térmica ou geração elétrica a partir

dos gases efluentes quentes) são outras formas que contribuem para descarbonizar o setor, que é classificado como *hard-to-abate*.

Em um panorama geral, o Brasil apresenta uma tendência de redução da intensidade de carbono específica do cimento. No período de 1990 a 2014, o consumo térmico específico do cimento sofreu redução de 17%, o aumento de combustíveis alternativos passou de 5% para 19%, e os substitutos ao clínquer aumentaram de 20 a 33%. O resultado disso no período foi a redução do fator de emissão de 700 kg de CO<sub>2</sub>/t de cimento para 564 kg de CO<sub>2</sub>/t de cimento. Associado a esses dados, estima-se que o parque industrial brasileiro consome em média 3,5 GJ térmico/t de clínquer e 113 kWh elétrico/t de cimento. Mais detalhes sobre a performance do setor no Brasil podem ser encontrados no Roadmap Tecnológico do Cimento (SNIC, 2019).

O hidrogênio poderá contribuir na produção do cimento como combustível alternativo. Diante das dificuldades de substituição total do clínquer, tecnologias de CCUS aplicadas sobre as emissões pós-combustão do processo mostram-se uma alternativa, nos projetos sugeridos, se combinadas com o uso do H<sub>2</sub> como matéria-prima. As oportunidades de descarbonização, a seguir, demonstram essas duas frentes de uso do H<sub>2</sub> que são aderentes à indústria do cimento:

- a) O projeto Hanson (Heidelberg Materials, 2020) (Clitheroe, Reino Unido) realizou testes, em 2019, sobre o uso de H<sub>2</sub> em fornos de cimenteiras. Foi reportado o comprometimento da formação de clínquer no forno de cimento, devido a diferenças técnicas verificadas na chama proporcionada pela combustão do H<sub>2</sub> (Perilli, 2020). Teoricamente, o problema pode ser contornado utilizando-se uma combinação de 70% de biomassa, 20% de H<sub>2</sub> e 10% de energia de plasma, no intuito de serem zeradas as emissões oriundas de combustíveis fósseis.
- b) Na França, em Montalieu-Vercieu, o projeto Hynovi (VICAT, 2021) pretende capturar 40% das emissões de CO<sub>2</sub> da fabricação de cimento, realizada por oxicomustão (uso preferencial de oxigênio como comburente, em vez de ar atmosférico), e produzir 200 mil t de metanol por ano, utilizando H<sub>2</sub> verde (57 mil t de H<sub>2</sub> por ano) produzido de uma capacidade instalada de eletrólise de 330 MW. A implementação do projeto está programada para 2025.
- c) Em Mannesdorf, Áustria, o projeto *Carbom to Product Austria* (C2PAT) (Bailey, 2020) visa capturar em torno de 700 mil t de CO<sub>2</sub> por ano, produzidos da fabricação de cimento, e utilizar H<sub>2</sub> verde (2 mil t de H<sub>2</sub> por ano) para a produção de combustíveis sintéticos, plásticos e outros derivados químicos. O projeto ainda se encontra em prova de conceito, previsto para 2030, sendo um exemplo de utilização do H<sub>2</sub>, como matéria-prima, para gerar valor sobre as emissões de CO<sub>2</sub>, com a entrega de produtos que deslocam impactos primários, caso fossem produzidos por rotas convencionais.

## 2.5 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

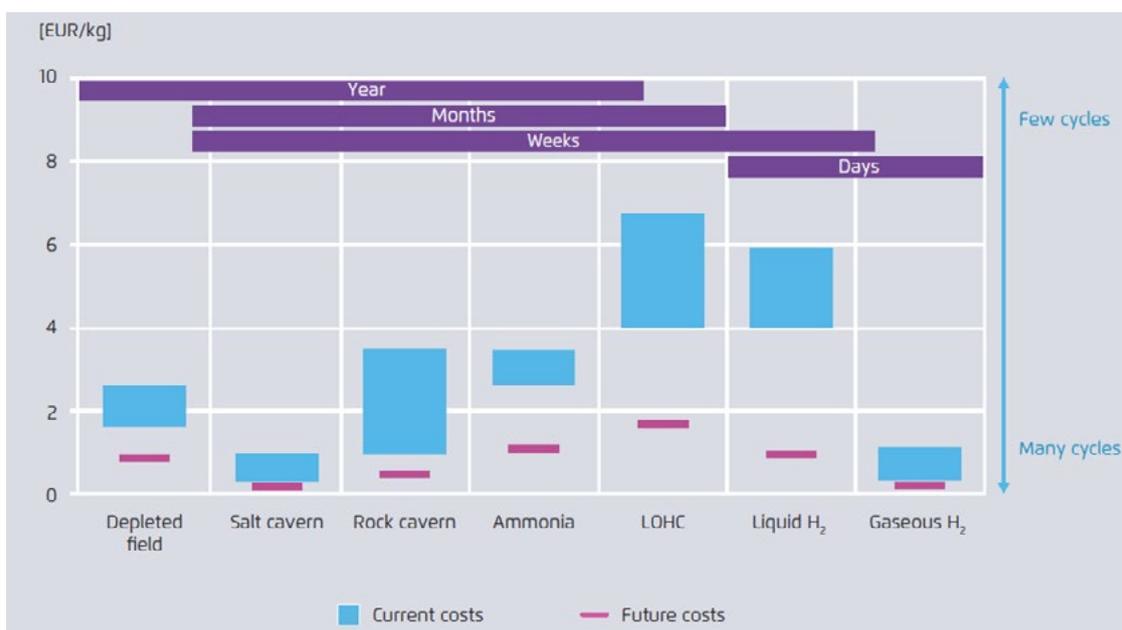
Além de atender à demanda industrial, o hidrogênio poderia apoiar o setor de geração de energia elétrica para garantir o fornecimento de sistemas alimentados por energias renováveis, desempenhando um papel que hoje é realizado pelo gás natural com emissões associadas. O armazenamento sazonal de hidrogênio é visto como solução importante devido à sazonalidade da produção de energia renovável do vento, por exemplo.

O hidrogênio pode ser armazenado em cavernas salinas de forma idêntica ao gás natural. Desta forma, o hidrogênio armazenado pode ser utilizado em termelétricas para complementar a geração variável de fontes renováveis.

Os usuários industriais também precisam de um suprimento constante de hidrogênio, independentemente da estação do ano, e o armazenamento de hidrogênio será crítico para acomodar a produção variável de hidrogênio renovável. Para armazenamento de longo prazo que pode lidar com a sazonalidade e mesmo com as diferenças de produção de ano para ano, a fim de se garantir a energia renovável, o hidrogênio parece ser uma solução melhor do que qualquer um de seus concorrentes (The Economist, 2021a).

Existem várias opções disponíveis para o armazenamento sazonal, mas as formações geológicas, principalmente as cavernas de sal, têm os custos mais baixos (Gráfico 3). No Brasil, as formações geológicas do pré-sal têm características favoráveis para o armazenamento de H<sub>2</sub>, mas deverá ser considerada a grande distância dos campos do pré-sal para a terra.

**GRÁFICO 3 –** Custo nivelado de armazenamento de hidrogênio por opção tecnológica



Fonte: Flis (2021), BloombergNEF (2020) e Doornik *et al.* (2020).

O armazenamento de curto prazo também pode ser destacado como uma aplicação que deve ser essencial para a operacionalidade de projetos de H<sub>2</sub>, de modo a se ter à disposição um estoque “pulmão” (*buffer*) para processos. Por exemplo, aplicações *Power-to-X* para a produção de derivados de H<sub>2</sub>, como amônia, metanol e *e-fuels*, envolvem processos industriais sob elevadas temperaturas e pressão, acarretando a necessidade de operação contínua para fins de economicidade do complexo industrial.

Um estudo da Fraunhofer (2023), realizado no âmbito do H2Global, examinou processos de produção e uso de H<sub>2</sub> de fonte renovável para a produção de carreadores, a fim de mitigar a intermitência de energia solar e eólica. A modelagem teórica do processo dinâmico considerou um sistema de armazenamento de curto prazo (H<sub>2</sub> comprimido em torno de 100 bar), justamente para garantir o despacho do suprimento de H<sub>2</sub> renovável para as etapas de elevada inflexibilidade operacional. Ao se aplicar o conceito em diferentes regiões no mundo, com o objetivo de verificar localizações favoráveis para projetos *Power-to-X* competitivos, o Brasil se destacou dentre os 12 países analisados. A título de exemplificação, Brasil e Austrália apresentaram regiões com fontes renováveis (combinações de energia eólica e solar) nas quais a simulação indicou potenciais de custos de produção de hidrogênio entre € 3,17-3,67/kg.



$H_2$

$H_2$

# 3 INICIATIVAS INTERNACIONAIS PARA A ESTRUTURAÇÃO DA CADEIA DO H<sub>2</sub>

O ainda incipiente desenvolvimento da cadeia do hidrogênio de baixo carbono tem levado grande parte dos países comprometidos com políticas de combate às mudanças climáticas a promover políticas energéticas e industriais visando estruturar a cadeia de valor e estimular a descarbonização, via hidrogênio de baixo carbono. A União Europeia e os Estados Unidos se destacam na promoção de políticas, principalmente por meio de subsídios a projetos para o setor. Ademais, vários outros países lançaram políticas para o hidrogênio de baixo carbono, buscando aproveitar oportunidades para a exportação deste energético, tais como Chile, Austrália, Oriente Médio e o Norte da África. Por sua vez, os países asiáticos, com grande base industrial, estão buscando promover ao mesmo tempo uma política industrial para a exportação de equipamentos e tecnologia, como também uma estratégia de promoção da adoção do hidrogênio de baixo carbono para a descarbonização das respectivas economias.

## 3.1 PROGRAMA EUROPEU DO HIDROGÊNIO RENOVÁVEL

A União Europeia (EU) está comprometida em promover a descarbonização gradual da economia até 2030 e atingir o *net zero* em 2050, conforme o *European Green Deal* (EC, 2021a). A estratégia europeia aponta o hidrogênio verde como um dos pilares energéticos para serem atingidas as metas de descarbonização.

Embora o hidrogênio verde seja o foco do planejamento, existe a previsão da adoção do hidrogênio azul, como o caminho da transição no curto prazo. A UE rotulou recentemente o gás natural (e a energia nuclear) como fontes “verdes”, devido ao caráter estratégico do gás na fase de transição das fontes tradicionais para as renováveis. Este desenvolvimento se ancora em tecnologias e em infraestrutura de CCS, previstos nos primeiros estágios do planejamento estratégico.

A estratégia de promoção da descarbonização via H<sub>2</sub> e do desenvolvimento de seu mercado iniciou-se em 2003, com a formação do (IPHE). Em 2004, foi criado o programa tecnológico europeu da Fuel Cell Technology Platform, com ênfase na pesquisa de células a combustível usando H<sub>2</sub>. Em 2008, metas de política climática e eficiência energética foram apontadas no plano *Strategic Energy Technology Plan* (SET-Plan) (Pandev *et al.*, 2017).

Nos anos seguintes, atuações governamentais, parcerias público-privadas e projetos de interesse coletivo abordaram os desafios do desenvolvimento tecnológico e do mercado de H<sub>2</sub> (EC, 2021b). Em 2019, o *Hydrogen Roadmap Europe* (FCH, 2019) destacou a importância do H<sub>2</sub> para atingir as metas de descarbonização do *European Green Deal*. Em 2020, a Comissão Europeia publicou os documentos *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe* e *EU Strategy for Energy System Integration*, apontando o papel central do hidrogênio para a transição do sistema elétrico visando atingir a meta *net zero*.

A estratégia europeia para o desenvolvimento da tecnologia e mercado do H<sub>2</sub> está baseada em metas comuns e colaborativas. Entretanto, cada estado-membro elabora sua estratégia individual, conforme as especificidades de seus próprios setores industriais (EC, 2020b).

O H<sub>2</sub> verde é visto como um elemento para a redução intensiva dos GEE dentro das metas de 2030. A UE ressalta também que o hidrogênio poderá trazer flexibilidade ao sistema elétrico, se o hidrogênio de fato se configurar como um armazenador de energia renovável, com a sua “despachabilidade” frente às outras fontes renováveis. Por fim, o H<sub>2</sub> permite uma maior diversificação da matriz energética da UE, que poderá contribuir para a diminuição da dependência de fontes fósseis, trazendo vantagens geopolíticas (EC, 2020b; WEC, 2020).

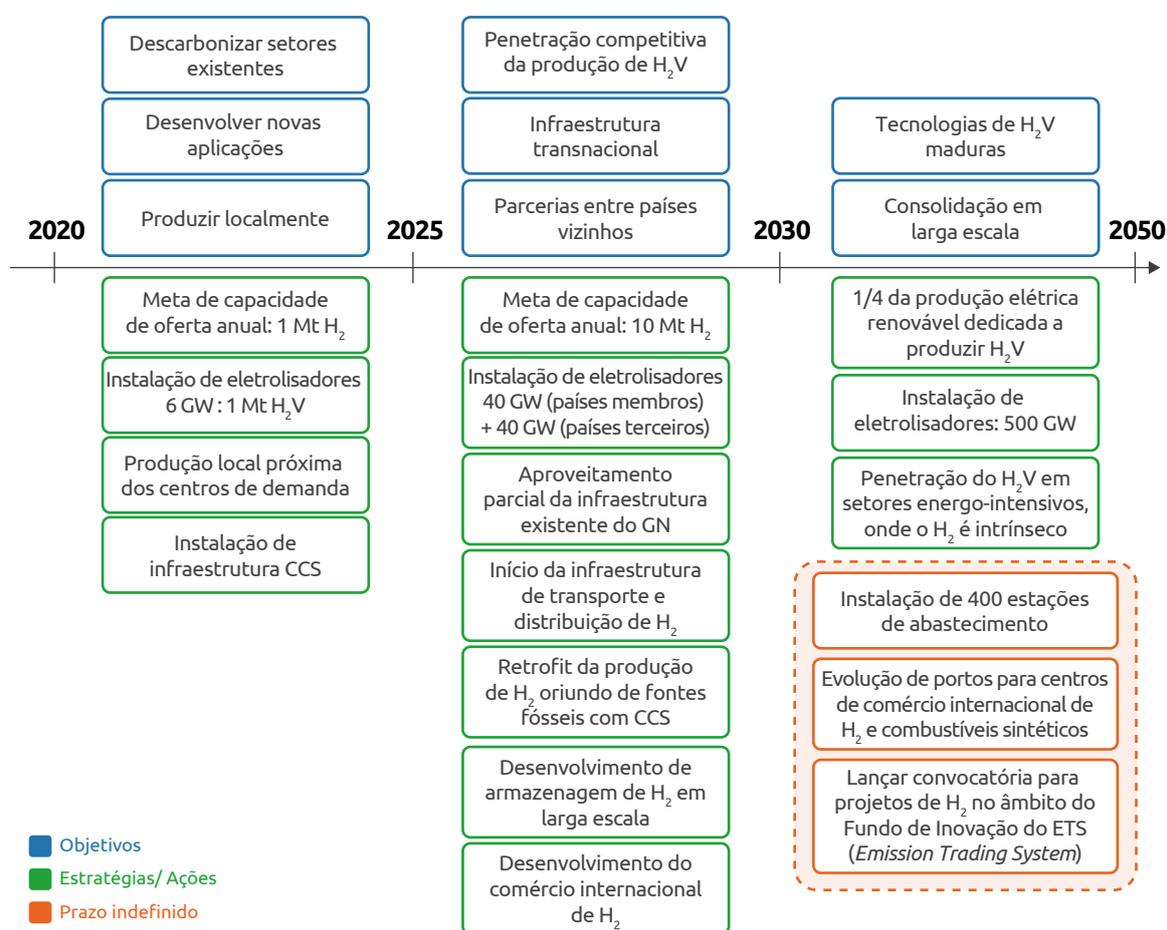
De modo geral, a demanda por H<sub>2</sub> verde na UE está focada no setor industrial e de transporte (terrestre pesado, marítimo e aéreo). Os setores químico e petroquímico destacam-se, com a possibilidade de descarbonização da produção de amônia e metanol. Por sua vez, o setor siderúrgico apresenta grande potencial para o uso do H<sub>2</sub> no processo de redução do minério de ferro. O foco da estratégia da UE é promover o mercado interno de H<sub>2</sub> na indústria e transporte, havendo exceções de Estados-membros, como Portugal e Espanha, que têm a intenção de exportar H<sub>2</sub> (WEC, 2020).

A política de hidrogênio na UE é principalmente guiada pelo financiamento em P&D interno e parcerias internacionais. As parcerias estratégicas englobam países com oferta potencial de hidrogênio verde para exportação. Nesse sentido, países com geografia propensa à exploração da energia solar e eólica (Austrália, Chile e Brasil) são escolhas prioritárias para essas parcerias. Países do Norte da África também são fortemente considerados, uma vez que a continuidade geográfica e a curta distância favorecem o transporte de H<sub>2</sub> verde e permite o desenvolvimento socioeconômico das regiões vinculadas a problemas migratórios entre nações.

Ao liderar o desenvolvimento de tecnologia e equipamentos de eletrólise, por exemplo, a UE busca se posicionar estrategicamente no mercado emergente de H<sub>2</sub> verde, mesmo como uma importadora líquida do produto. A redução de custo do H<sub>2</sub> verde depende desta cooperação internacional, junto com o trabalho interno de aproveitamento da infraestrutura existente (FCH, 2019).

O plano estratégico definido pela Comissão Europeia é dividido em três estágios. Suas metas e ações são esquematizadas na Figura 5. Ressalta-se que o plano inicial apresentado em 2020 (EC, 2020a) pode ter ajustes de metas, por meio de outros programas que a União Europeia introduzir em suas políticas energéticas. Por exemplo, em 2022, a UE lançou o programa REPowerEU, com fins de promoção de eficiência energética, produção de energia limpa e diversificação de matriz, tendo como um dos objetivos a redução da dependência de gás natural russo. Neste contexto, a UE elevou sua meta de demanda interna para 20 Mt, sendo que metade deve provir de estímulos à produção interna, e a outra metade, de importações (EC, 2023a).

**FIGURA 5 – Plano estratégico da União Europeia para o desenvolvimento do mercado de H<sub>2</sub>**



Fonte: elaboração própria a partir de dados de WEC (2020).

Para atingir as metas e expectativas definidas, a UE se baseia em cinco pilares: i) criação de um plano de investimentos; ii) neutralidade tecnológica; iii) incentivos aos investimentos em P&D; iv) cooperação internacional; e v) atenção a toda a cadeia produtiva (WEC, 2020).

A neutralidade tecnológica é uma dimensão importante da estratégia europeia, visto o baixo nível de maturidade tecnológica em todas as opções. Outro pilar é o incentivo aos investimentos em P&D como forma de estabelecer soluções pré-comerciais e desenvolver o arcabouço regulatório do setor. Adicionalmente, a estratégia abarca uma atenção para toda a cadeia produtiva de valor: oferta (produção, infraestrutura e armazenamento) e demanda dos setores.

Apesar dos esforços para promover a produção de H<sub>2</sub> no âmbito da EU, espera-se que as importações de H<sub>2</sub> de fora da região contribuirão significativamente no médio prazo. Entre 2025 e 2030, destacam-se ações que visam criar e resolver a logística de transporte e distribuição de H<sub>2</sub>. Existe uma expectativa de que os gasodutos resolvam em parte a questão pela mistura do H<sub>2</sub> verde no gás natural. No entanto, investimentos e adaptações devem ser realizados para promover o *blending* do H<sub>2</sub> à corrente existente, até o *phasing-out* do gás. Infraestruturas novas e dedicadas ao H<sub>2</sub> serão desenvolvidas por questões técnicas (adaptabilidade do material dos gasodutos e acessórios à corrente gasosa) ou de abastecimento, nos casos de países em que não houve grande penetração de gasodutos.

### BOX 1 – Programas climáticos e mercadológicos da União Europeia

A dinamização do mercado de H<sub>2</sub> de baixo carbono na Europa está ancorada em orçamentos da UE e medidas regulatórias. Dentre essas, destacam-se:

- i) o estabelecimento da preferência do poder público em compras de bens e serviços descarbonizados (por exemplo, aquisição ou contratação de veículos pesados movidos a hidrogênio);
- ii) o aproveitamento dos créditos de carbono, por via do *Emissions Trading System* da UE (EU-ETS); e,
- iii) a comercialização de *Carbon Contracts for Difference* (CCfD). O EU-ETS baseia-se no modelo *cap and trade*, que engloba 40% das emissões de GEE na UE, e progressivamente revisa e reduz os limites de emissões (EC, 2021b).

O *European Green Deal*, assinado em dezembro de 2019, tem o objetivo de desacoplar emissões de CO<sub>2eq</sub> do crescimento econômico. Em junho 2021, entrou em vigência a *European Climate Law*. O objetivo principal da lei é estabelecer diretrizes para reduzir as emissões de gases estufa em 55% no ano de 2030 (um volume líquido de 225 Mt CO<sub>2eq</sub> mitigados) em relação a 1990, visando atingir o *net-zero* em 2050 (EC, 2021c). Em julho de 2021, a Comissão Europeia traz as propostas *Fit for 55* (EC, 2021d). Até então, as medidas regulatórias mais genéricas não citam diretamente sobre preferências quanto às soluções de energia renovável, o que retoma ao conceito de neutralidade tecnológica. As citações do H<sub>2</sub> surgem apenas para ressaltá-lo como um exemplo de combustível renovável e, assim, atingir as metas de descarbonizar o setor de transporte e a indústria.

As diretrizes do *Fit for 55* visam trazer uma transição equilibrada, definindo metas de emissões com uma precificação de carbono via ETS correspondente às especificidades de cada setor, e visando destinar recursos financeiros para combater problemas sociais. O problema de “vazamento de carbono” também é previsto entre as propostas, através da criação do CBAM (*Carbon Border Adjustment Mechanism*), isto é ter um mecanismo que evite a transferência da emissão para países com menos restrições ambientais, por questões de competitividade econômica (EC, 2021d).

Cada estado-membro deverá desenvolver propostas alinhadas às suas preferências. Ainda assim, a confecção do arcabouço regulatório que estimule a produção especificamente de H<sub>2</sub> verde deverá incluir peças em comum em sinergia com as diretrizes da UE, citadas a seguir (WEC, 2020):

- Revisão da *Renewable Energy Directive* (RED), visando à inclusão gradual de H<sub>2</sub> com menor pegada de carbono a partir de cotas;
- Criação de um sistema de certificação de energia renovável e um padrão de qualidade de baixo carbono, no qual o H<sub>2</sub> se incluiria;
- Revisão de regulação tributária (*Energy Taxation Directive*) para evitar a dupla taxação de H<sub>2</sub>, incluindo a revisão tarifária associada à infraestrutura com interseção com o H<sub>2</sub> (transmissão e distribuição de eletricidade e de gás);
- Revisão das diretivas que impactam o uso do H<sub>2</sub>, das quais se destacam o *Alternative Fuel Infrastructures* (AFID), *Clean Vehicle Directive* (CVD), *Renewable Energy Directive II* (RED II), *CO<sub>2</sub> emission standards for light-duty vehicles* (LDVs), *Heavy-duty vehicles* (HDVs);
- Revisão de planejamentos decenais como o *Ten-Year Network Development Plan* (TYNDP);
- Elaboração de agenda de investimentos no cerne do *European Clean Hydrogen Alliance*;
- Criação de medidas regulatórias dentro das competências da Comissão Sustentável 2020 e da *Smart Mobility Strategy*;
- Estímulo à produção de H<sub>2</sub> de baixa pegada de carbono pelo *Horizon Europe Program*.

O plano provisional de investimentos da UE prevê, até 2050, € 180-470 bilhões para projetos exclusivamente dedicados ao hidrogênio de baixo carbono. Para os projetos de H<sub>2</sub> com emissões de carbono reduzidas, o fomento é da ordem de € 3-18 bilhões.

O programa *Next Generation EU* inclui um fundo de € 806,9 bilhões (em valor de 2020), destinado à recuperação econômica dos Estados-membros pós-Covid que tem como meta fundamental a transição energética. Logo, parte do fundo será destinada ao desenvolvimento de fontes renováveis, em que o hidrogênio é um dos vetores a receber tal fomento. O programa europeu *Horizon Europe*, que abrange o fomento de projetos de pesquisa e inovação, receberá entre 2021 e 2027 um total de € 93,7 bilhões, dos quais € 5,4 bilhões provêm do estímulo do *Next Generation EU* (EC, 2021e).

Por fim, do lado da promoção do crescimento da infraestrutura do hidrogênio, os projetos de interesse comum (PCI) são desenvolvidos com o apoio de diversos fundos e agentes financeiros: *EU's Cohesion Fund*, *European Fund for Strategic Investments* (EFSI), *European Regional Development Fund* (ERDF) e *European Investment Bank* (EIB) (EC, 2021e).

Nas seções seguintes, dois países foram selecionados para o detalhamento do posicionamento no plano europeu e no desenvolvimento do mercado de H<sub>2</sub>. Tais países são: a Alemanha, pela sua característica de forte demanda e busca por parcerias internacionais para investimentos bilaterais, e a Espanha, que constitui um país-chave para a oferta de H<sub>2</sub> no curto prazo e possui vínculos energéticos com o Norte da África.

### 3.1.1 BANCO EUROPEU DO HIDROGÊNIO

Anunciado em setembro de 2022 pela presidente da Comissão Europeia, Ursula von der Leyen, o Banco Europeu do Hidrogênio (EUR-LEX, 2023) objetiva alavancar investimentos e criar uma conexão entre a oferta de hidrogênio de baixo carbono à demanda europeia de 20 milhões de toneladas, até 2030. O banco também visa alinhar procura e oferta aos fluxos e preços do hidrogênio, assim como facilitar e coordenar os instrumentos financeiros para apoiar projetos nessa área. Estão incorporados, nos objetivos do Banco Europeu do Hidrogênio, a facilitação da produção de H<sub>2</sub> de baixo carbono na União Europeia e a importação de países parceiros.

Ao analisar o panorama atual da economia do hidrogênio, é preciso reduzir os gargalos de oferta, pela expansão de investimentos que promovam maior capacidade de produção de eletrolisadores e, conseqüentemente, de hidrogênio. No lado da demanda, são necessários investimentos para o desenvolvimento de infraestruturas dedicadas ao H<sub>2</sub>, além de investimentos para a abertura de novos setores consumidores deste hidrogênio. Arelados a isso, passam a ser requeridos novos investimentos em qualificação humana, fundamental para atender à crescente demanda dessa nova economia baseada em hidrogênio de baixo carbono.

A expectativa é que até 2030 os investimentos para promover a cadeia do hidrogênio de baixo carbono estejam em torno de € 50 a 75 bilhões para eletrolisadores; de € 28 a 38 bilhões para gasodutos internos da União Europeia; e de € 6 a 11 bilhões para armazenamento de hidrogênio.

Para tanto, o Banco Europeu do Hidrogênio pretende desbloquear investimentos privados direcionados à União Europeia ou países terceiros. O banco também tem uma estratégia para cobrir, eventualmente, ou reduzir a diferença de custos entre o hidrogênio fóssil e o hidrogênio de baixo carbono, a fim de fortalecer a competitividade da fonte renovável. Com o ganho de escala e a promoção do conhecimento econômico e técnico da cadeia do hidrogênio, espera-se que o mercado privado tenha capacidade de pagar por essas diferenças.

O Banco Europeu do Hidrogênio possui 4 alicerces a serem implementados pela Comissão Europeia na temática do hidrogênio de baixo carbono, os quais serão descritos a seguir.

#### *1. Criação de Mercado Interno*

A criação de um mercado interno de hidrogênio, inicialmente baseada em leilões de prêmio fixo por quilograma de H<sub>2</sub> produzido, com período máximo de 10 anos, para apoiar a produção no Espaço Econômico Europeu. Dentre os objetivos dos leilões, destacam-se: interligação entre oferta e demanda interna na UE; cobertura ou redução da diferença de custos do hidrogênio fóssil e do hidrogênio de baixo carbono na UE; viabilização da determinação de preços e da formação do mercado na UE; redução de riscos, custos de capital, além do levantamento de capitais privados para a cadeia de valor do hidrogênio; e, por fim, redução de encargos administrativos.

Para consolidar o conceito desses leilões internos da UE, a Comissão Europeia conta com contribuições de: Estados-membros, serviços públicos essenciais, promotores de projetos, consumidores industriais de hidrogênio, bancos, fundos de investimento em infraestrutura, acadêmicos, entre outros. O primeiro leilão-piloto ocorreu entre novembro de 2023 e fevereiro de 2024. O leilão concedeu um subsídio de € 800 milhões a projetos de hidrogênio verde, com recursos oriundos do fundo de inovação amparado pelo Banco Europeu do Hidrogênio. O leilão atraiu 132 propostas, de 17 países europeus, sendo o resultado indicado a seguir. Resumidamente, 7 projetos de produção de H<sub>2</sub> verde (1,5 GW de capacidade de eletrólise) saíram vencedores do leilão<sup>11</sup>.

O orçamento para subsídios foi alocado para pagar entre € 0,39 e € 0,48/kg de H<sub>2</sub> produzido (o preço-teto do leilão foi de € 4,5/kg) para as empresas vencedoras por um período de 10 anos de produção. O hidrogênio produzido será utilizado para descarbonizar a produção de aço, fertilizantes, químicos e demanda por combustíveis marítimos de baixo impacto ambiental. No total, € 720 milhões foram alocados, havendo uma sobra de € 80 milhões que não foi alocada, pois a primeira melhor oferta não ganhadora, caso incorporada, ultrapassaria o orçamento previsto. Por fim, espera-se um segundo leilão em 2024 por parte do Banco Europeu do Hidrogênio, em que o preço-teto será reduzido para EUR 3,5/kg e o orçamento será de € 2,2 bilhões (Parkes, 2024).

## *II. Importações para a União Europeia*

Até 2030, propõe-se a importação de 10 milhões de toneladas de hidrogênio renovável de países parceiros da UE. Com esse fluxo sendo transportado majoritariamente pelo ramal marítimo, surge a necessidade de ampliação das infraestruturas portuárias e de transporte marítimo, com destino a Europa. Além disso, deverão ser construídos gasodutos dedicados para o comércio internacional de hidrogênio até o final da presente década. Dentre essas demandas, o Banco Europeu do Hidrogênio pode atuar para viabilizar as melhores condições de comércio.

De todo modo, a conjuntura de ações internacionais do banco segue em desenvolvimento, a fim de que seja implementada uma estratégia coordenada de importações para a UE. Existe também a possibilidade de o banco cobrir ou reduzir as diferenças entre os custos do hidrogênio fóssil e do hidrogênio de baixo carbono, já considerando os custos de produção e transporte.

11 Disponível em: [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/competitive-bidding\\_en%22%20/l%20%22ref-2023-pilot-auction-to-produce-renewable-hydrogen](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/competitive-bidding_en%22%20/l%20%22ref-2023-pilot-auction-to-produce-renewable-hydrogen). Acesso em: 9 ago. 2024.

Está sendo estudada também a possibilidade da criação de leilões para fornecedores de países terceiros e consumidores da UE que estabeleçam contratos com esses produtores. Todo o arcabouço desse leilão, se for aberto à comunidade fora do Espaço Econômico Europeu, pode seguir o mesmo funcionamento e estrutura. Entretanto, devem ser considerados os perfis de risco, o quadro regulamentar e de investimento global do país em questão, além das ponderações geopolíticas e do grau de comprometimento assumido com a União Europeia. A expectativa é a de que, uma vez que esses leilões entrem em curso, o risco da incerteza de aquisição seja reduzido pela criação de um intermediador que realize leilões assinando acordos tanto com o fornecedor quanto com o adquirente. Dessa forma, os leilões promovidos pelo Banco Europeu do Hidrogênio se assemelhariam aos leilões promovidos pela entidade alemã H2Global.

### III. Coordenação e Transparência

Com o objetivo de promover a cadeia econômica do hidrogênio e ser um agente ativo nas transações, o Banco Europeu do Hidrogênio pretende dar maior transparência aos fluxos, transações e preços do hidrogênio para o mercado, de maneira sistemática e coordenada. Dessa forma, acredita-se que a confiança do mercado seja fortalecida e, como consequência, se acelere o desenvolvimento da cadeia mundial do hidrogênio de baixo carbono, ao mesmo tempo que o estabelecimento de índices de referência de preços seja auxiliado.

### IV. Instrumentos de Financiamento Europeu/Internacionais

Ao apoiar e coordenar os casos em que o hidrogênio não seja da especialidade de avaliadores, que participem de etapas-chaves de possíveis projetos, o banco espera aumentar a transparência e eficácia das cooperações institucionais. Como exemplo, há diversos instrumentos de financiamento europeus vigentes em que o banco pode atuar, se for o caso: *Hydrogen Public Funding Compass*; *InvestEU*; *Connecting Europe Facility*; entre outros.

Para os países parceiros, a *Global Gateway* é um dos canais de apoio da União Europeia para investimentos em hidrogênio de baixo carbono, na promoção da transição energética dos países. De forma integrada, a *Global Gateway* procura mobilizar o financiamento e conhecimentos especializados do setor privado e apoiar a liberação de financiamento sustentável. Finalmente, a União Europeia pode auxiliar no desenvolvimento de políticas no que tange às energias renováveis, estratégias na área de hidrogênio e estudos de viabilidade.

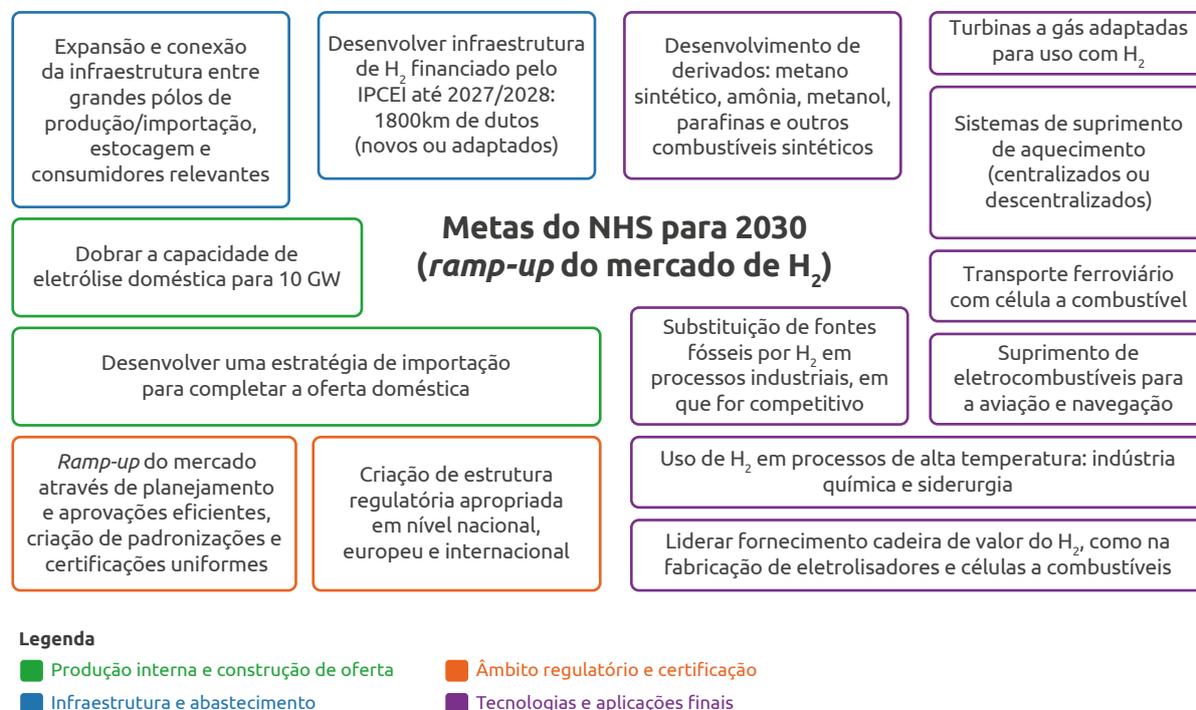
#### 3.1.2 O CASO DA ALEMANHA

A Alemanha publicou a primeira versão de seu plano nacional de hidrogênio (*National Hydrogen Strategy*) em 10 de junho de 2020, com revisão em 2023 (Alemanha, 2023). O país mantém a visão de tornar sua economia neutra em carbono em 2045 e considera o desenvolvimento da

cadeia do H<sub>2</sub> vital para alcançar esse objetivo. Além disso, o governo enfatizou a necessidade de diversificar os fornecedores de energia em prol da segurança energética do país, ponto reforçado após a eclosão da guerra entre Rússia e Ucrânia.

A Alemanha tem uma demanda por H<sub>2</sub>, da ordem de 55 TWh, atualmente coberta por H<sub>2</sub> cinza. Até 2030, pretende-se aumentá-la para 95-135 TWh, incluindo os derivados como amônia, metanol e combustíveis sintéticos. Parte dessa demanda deverá ser coberta por uma capacidade instalada de 10 GW de H<sub>2</sub>, a partir da eletrólise da água, além de outras fontes provenientes de importações. Tal capacidade é uma atualização em relação à proposta de 5 GW da estratégia anterior, ressaltando-se que o H<sub>2</sub> de fontes renováveis deve ser produzido de forma economicamente competitiva. De modo geral, espera-se que a capacidade interna projetada para 2030 seja capaz de produzir 26 TWh de H<sub>2</sub><sup>12</sup>. Será, portanto, necessário recorrer à importação (entre 14 e 48 GW de eletrólise instalada fora da Alemanha) para atender tanto a descarbonização do H<sub>2</sub> cinza consumido em patamares atuais quanto a demanda a ser criada até 2030. Algumas das principais metas, estabelecidas no plano, são sistematizadas na Figura 6, a seguir.

**FIGURA 6 – Metas em destaque na Estratégia Nacional de Hidrogênio da Alemanha**



Fonte: elaboração própria a partir de Alemanha (2023).

<sup>12</sup> A capacidade de 10 GW de eletrólise produz 26 TWh/ano de H<sub>2</sub> se considerado um fator de operação de 4 mil horas por ano e uma eficiência de 65%, e negligenciando-se questões de correlação temporal e a definição de H<sub>2</sub> renovável, que podem reduzir ainda mais esta oferta interna (H2 Global, 2023).

A revisão do plano retoma a ideia de eletrificar os setores industriais, residenciais e de transporte, se esta se materializar como a opção mais econômica e ambientalmente favorável, valendo-se do H<sub>2</sub> de fontes renováveis e seus derivados, para promover a estocagem e transporte de energia renovável.

As diversas medidas demonstradas na revisão do plano estão alocadas em horizontes de curto (2023-2024), médio (2024-2026) e longo prazo (2026-2030). Elas envolvem quatro campos de ações, para:

- 1) **Garantir a disponibilidade de H<sub>2</sub>**: tal garantia provém de uma oferta interna de H<sub>2</sub> de fontes renováveis (revisão da capacidade instalada de eletrólise de 5 para 10 GW até 2030), e, principalmente, do atendimento da demanda com H<sub>2</sub> e derivados provenientes de países-membros da União Europeia e das cooperações internacionais que a Alemanha vem estabelecendo com países parceiros. A importação terá uma estratégia dedicada (*Hydrogen Import Strategy*);
- 2) **Desenvolver a infraestrutura de H<sub>2</sub>**: promover a construção de 1.800 km de gasodutos (novos ou reaproveitados) de H<sub>2</sub> na Alemanha, inseridos no escopo geral de 4.500 km de gasodutos de H<sub>2</sub> estabelecidos como meta para a União Europeia, que devem ser suportados pelo *Important Projects of Common European Interest* (IPCEI). A Alemanha terá conexão com países da União Europeia por meio do *European Hydrogen Backbone*, sendo que uma significativa porção de H<sub>2</sub> provém de gasodutos de grande porte da Noruega. A infraestrutura inclui terminais portuários, para atender demandas de curto prazo, pela entrega de H<sub>2</sub> e derivados por navios. Finalmente, o governo pretende desenvolver uma reserva nacional de hidrogênio, para fins de mitigar falhas de importação ou produção;
- 3) **Promover as aplicações de H<sub>2</sub> na indústria, transporte, geração elétrica e aquecimento**: o uso do H<sub>2</sub> será desenvolvido junto à indústria química, produção de aço, no setor de transporte, via células a combustíveis, ou na forma de combustíveis renováveis. Não existe plano que envolva o uso significativo de H<sub>2</sub> para aquecimento no curto prazo. Espera-se que essa demanda seja atendida a partir de 2030, pela adequação de redes de gás e *boilers* de H<sub>2</sub>, atendendo a critérios de legalidade e viabilidade técnica. A Alemanha pretende utilizar eletrolisadores em um modelo de estabilização de serviço de sistema, devendo utilizá-los para a produção de H<sub>2</sub> em picos de oferta de energia renovável, estocando o H<sub>2</sub> produzido e gerenciando seu despacho para a geração elétrica se apropriado. A construção da oferta na primeira fase é importante para os testes, após 2030, em aplicações como turbinas a gás, células a combustíveis e motores a combustão;

4) **Elaborar efetivos condicionantes estruturais:** o plano entende que devem ser estabelecidos padrões e certificações de H<sub>2</sub> e derivados para sua produção doméstica, e que tais métricas devem ser coerentes com cargas importadas. Embora o Estado seja responsável por conduzir esse trabalho, a estratégia destaca que será necessário diálogo com a indústria, de modo que o arcabouço de regras contribua para a promoção do *ramp-up* do mercado, em toda a sua cadeia produtiva: produção, transporte, estocagem, importação, abastecimento e usos. Para tal, deverão ser expandidas, rapidamente, as capacidades de ministérios, autoridades regulatórias e corpos de administração nos âmbitos municipais, federais e representativos da União Europeia. Em especial, a precificação de carbono será continuamente aprimorada de modo a incentivar a descarbonização, criando segurança nos investimentos e sendo efetiva para evitar eventuais problemas de vazamento de carbono (*carbon leakage*).

Em junho de 2021, a Alemanha criou uma emenda à sua *Climate Action Law*, de 2019, tornando as metas de redução de emissões mais ambiciosas, mesmo em relação ao próprio *Fit for 55* da UE. A meta em relação a 1990 passou a ser uma redução de 65% das emissões em 2030, de 88% até 2040, neutralidade carbônica em 2045, e “emissões negativas” a partir de 2050 (CLEW, 2021).

O plano *National Hydrogen Strategy* da Alemanha (2020) traz 38 medidas para o desenvolvimento do mercado de H<sub>2</sub>, com o intuito de promover as seguintes finalidades do produto dentro dos planos da nação: fonte de energia para o setor de transporte, meio de estocagem de energia proveniente de geração renovável intermitente, integrador de setores através do potencial de flexibilidade de seu despacho, matéria-prima para descarbonização de setores industriais, bem como instrumento para criação de novos produtos químicos e cadeias de valor. A Alemanha pretende introduzir a precificação de CO<sub>2</sub> para combustíveis fósseis em seu uso para fins térmicos e no setor de transporte, junto à redução de taxa sobre fontes renováveis. Neste sentido, um estudo sobre a isenção total de taxas sobre a eletricidade consumida para a produção de H<sub>2</sub> de fontes renováveis é considerada como forma de viabilizar os empreendimentos. A geração eólica *offshore* acoplada à produção de H<sub>2</sub> em projetos *Power-to-X* é uma opção destacada, havendo interesse do governo alemão de incentivar a produção desta classe no Mar Báltico e no Mar do Norte.

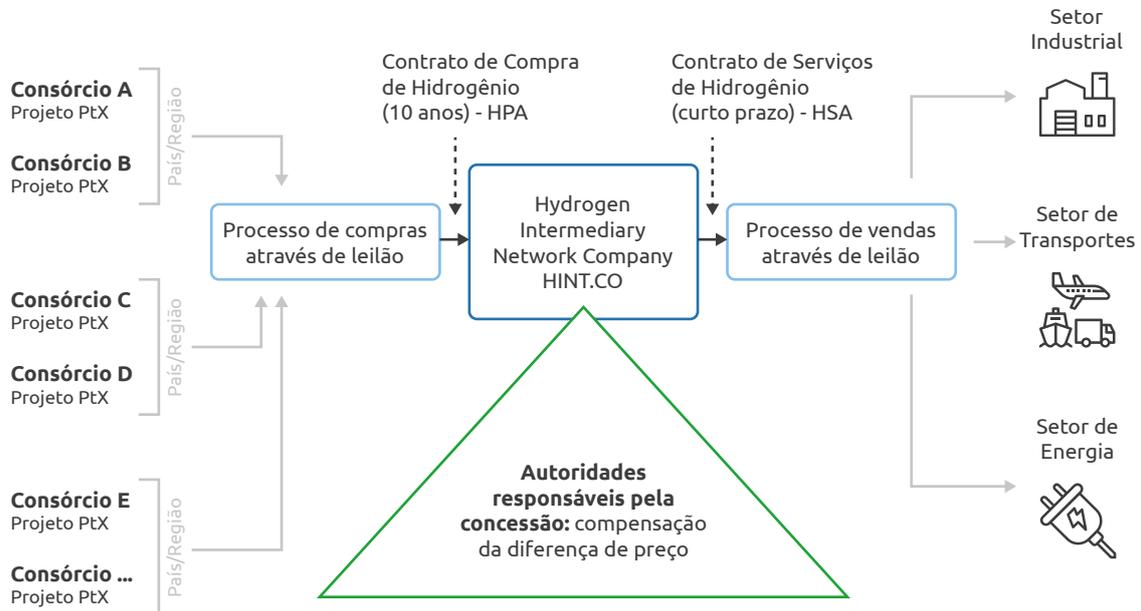
Outra frente de atuação do governo alemão é o desenvolvimento de uma metodologia para o rastreamento da pegada de carbono dos combustíveis comercializados. A aplicação dessa certificação uniforme será discutida no âmbito da EU nos próximos anos. No setor de transporte, é essencial o desenvolvimento de *e-fuels*, principalmente para a mobilidade aérea. Para a pesquisa de combustíveis dessa classe, € 1,1 bilhão foi destinado até 2023 por meio do *Energy Climate Fund*.

No caso de transporte terrestre, o *Energy Climate Fund* aporta um montante de € 3,4 bilhões para a construção da infraestrutura de abastecimento. O escopo abrange de início o transporte terrestre pesado, antes de evoluir para veículos comerciais leves. A penetração do H<sub>2</sub> no setor industrial será por meio de *Carbon Contracts for Difference* (CCfD), em que o governo suprirá o *gap* de custos devido à baixa competitividade econômica de H<sub>2</sub> de fonte renovável frente ao produzido de fontes fósseis. De forma similar ao setor de transporte, a harmonização da certificação de produtos industriais verdes (principalmente siderurgia e setor químico) é fundamental para rastrear a incorporação de produtos sustentáveis no mercado.

### 3.1.2.1 H2Global – Leilão de Indução do Mercado de H<sub>2</sub>

A Alemanha já deu início a um mecanismo de incentivo à produção e uso de H<sub>2</sub> renovável e derivados (amônia, metanol e combustível sustentável de aviação), por meio de leilões de oferta e demanda, além de subsídios de fundos constituídos por verbas governamentais ou de instituições filantrópicas, pelo instrumento conhecido como H2Global (H2Global Stiftung, 2023). Um dos entraves para o desenvolvimento do mercado de hidrogênio é a escassez tanto de demanda quanto de oferta. O H2Global consiste em um leilão de duas frentes: contratos de compra de longo prazo (10 anos), em que produtores de H<sub>2</sub> de fonte renovável ou derivados ofertam o menor preço (incluindo ônus inerentes a etapas de produção e transporte); e contratos de curto prazo de venda (ex.: 1 ano), nos quais os proponentes ofertam o maior preço. A empresa Hydrogen Intermediary Company GmbH (HINT.CO ou Hintco) é a intermediária governamental que celebrará esses contratos, visando promover a segurança para as duas pontas. A diferença de preços será compensada por financiamento público, por meio de um fundo que totaliza € 900 milhões para as primeiras edições do leilão, em recurso do Ministério Federal para Assuntos Econômicos e Proteção Climática (BMWK, na sigla em alemão).

O órgão de financiamento tem flexibilidade na definição de critérios na seleção, podendo levar em consideração a minimização do preço de compra, a maximização de volumes, a diversificação da origem geográfica da oferta, a promoção de tecnologias, dentre outras questões. Os primeiros editais, por exemplo, promoveram um leilão global, com produções fora da União Europeia e da *European Free Trade Association* (EFTA), e demandas (*offtakers*) dentro da UE.

**FIGURA 7 –** Diagrama esquemático do processo de leilão dos derivados de hidrogênio verde na Alemanha

Fonte: adaptado de H2Global Stiftung (2023).

Assim, a principal demanda dos leilões deve se originar de consumidores na Alemanha e Europa. A oferta dos derivados é aberta para parceiros globais, que atendam as diretrizes de sustentabilidade estabelecidas do RED II, com critérios como: experiência na produção em escala de H<sub>2</sub>, na geração de energia renovável, no transporte e manuseio seguro de produtos, estabelecidos para a pontuação e qualificação dos proponentes. O ranqueamento de proponentes terá como critério os preços unitários competitivos e as quantidades de volume dos interessados. Assim, a competitividade geográfica de países estrangeiros é bem-vinda, bem como há interesse por parte da ferramenta de buscar a diversificação da oferta em prol da segurança de abastecimento.

Os derivados de hidrogênio verde que estão no âmbito dos leilões são amônia, metanol e *Sustainable Aviation Fuel* (SAF). Até meados de abril de 2023, a fase de submissão dos proponentes para os três derivados de H<sub>2</sub> foi encerrada, estando vigente uma fase de oferta (exficon, 2023). As primeiras cargas de produtos devem ser efetivamente entregues ao final de 2024. O governo alemão prevê, ainda, um fomento de € 3,5 bilhões para leilões futuros, até 2036 (BMWK, 2022).

Naturalmente, como se trata de um mercado incipiente, a diferença de preços entre oferta e demanda deverá contar com significativos subsídios do fundo alocado. Contudo, uma meta relevante deste financiamento é oferecer o gatilho necessário para iniciar o *ramp-up* do mercado, que envolverá valores substanciais de capital privado para conduzir e operar os projetos envolvidos. Esse desenvolvimento deve facilitar a aceleração posterior do mercado de H<sub>2</sub>, reduzir a diferença de preços entre oferta e demanda dos derivados de H<sub>2</sub> nas próximas edições dos leilões, conforme ganhos de competitividade, trazendo menor necessidade de subsídios para a produção e uso de H<sub>2</sub> sustentável.

### 3.1.3 O CASO DA ESPANHA

A Espanha destaca-se como um dos países na União Europeia com potencial de produzir H<sub>2</sub> para exportação, além de atender demandas internas industriais e automotivas (WEC, 2020). A Espanha tem um posicionamento geográfico estratégico, condições climáticas e uma área que favorecem a geração eólica e solar, além de deter uma infraestrutura de transporte e armazenamento de gás natural em potencial para adaptações a usos com H<sub>2</sub> (Espanha, 2020).

O compromisso espanhol de apoio às pesquisas iniciou-se em 2002, com a criação da organização sem fins lucrativos *Spanish Hydrogen Association*. Em 2005, foi criado o *Spanish Technology Platform on Hydrogen and Fuel Cells*, apoiado pelo Ministério da Ciência e Inovação. Em 2016, o papel do H<sub>2</sub> como combustível alternativo para o transporte rodoviário foi incluído no *National Strategic Framework for Alternative Fuels*.

A ampliação do papel do hidrogênio de fonte renovável, no país, foi formalizada em julho de 2020 pelo *Renewable Hydrogen Roadmap*. As metas incluem reduzir a dependência energética da Espanha, transformando o país em um produtor de energia renovável e exportador de hidrogênio; reforçar a manufatura de componentes e equipamentos relevantes na cadeia do hidrogênio; priorizar a produção de H<sub>2</sub> verde, em especial para a produção de amônia e atividades de refino. Outras metas gerais que incluem o H<sub>2</sub> são reduzir emissões de poluentes e GEE, conduzir a eletrificação do setor de transporte e controlar a flexibilidade da oferta diante da penetração de renováveis intermitentes (WEC, 2020).

No âmbito do *European Green Deal*, a Espanha está apta a investimentos em projetos de eletrolisadores de 100 MW de capacidade, alimentado por fontes renováveis, para o abastecimento de portos e áreas industriais. A geração eólica *offshore* é um potencial da região para prover de eletricidade a produção de hidrogênio. Além dessas aptidões internas, são esperadas convocatórias de investimentos em colaboração com a África e países do Mediterrâneo, diante do potencial destas regiões para a exploração de energia solar. Marrocos e Espanha já estão conectados pelo sistema elétrico, com uma capacidade de transmissão de 1,4 GW (Espanha, 2020).

Os objetivos específicos da Espanha para 2030, em seu *roadmap* estratégico, incluem a instalação de 4 GW de capacidade de eletrólise – que já contempla 2/3 dos 6 GW propostos no *EU Hydrogen Strategy* – próximo a centros de demanda (indústria e transporte), para mitigar custos de armazenamento e transporte do H<sub>2</sub> (Trade, 2020). Em 2024, existe uma meta intermediária de instalação de 300 a 600 MW de eletrolisadores.

Pretende-se atender 25% da demanda industrial com H<sub>2</sub> renovável, seja como matéria-prima ou utilidade energética, até 2030. O setor de transporte deverá consumir energia cuja contribuição de fontes renováveis deve ser de, no mínimo 28%, o dobro da meta da diretiva europeia definida na escala da UE para 2030. Dessa forma, seriam reduzidas 4,6 Mt de CO<sub>2</sub> e seriam investidos € 8,9 bilhões em projetos de H<sub>2</sub> renovável, em adaptações industriais e no setor da mobilidade (Espanha, 2020).

Dentre os instrumentos regulatórios, setoriais e transversais, a Espanha propõe, em seu *roadmap*, 60 medidas. O hidrogênio de fonte renovável é citado especificamente como a meta do governo para uma efetiva descarbonização. A rastreabilidade da pegada de carbono do H<sub>2</sub> deverá ser implementada por um sistema de garantia de origem, em colaboração com a comunidade europeia.

Incentivos financeiros e definição de cotas no uso de energia renovável serão estratégias importantes para o desenvolvimento dos projetos de H<sub>2</sub>. Para 2025-2030, deve-se estabelecer metas de estímulo ao uso de H<sub>2</sub> de baixo carbono, principalmente nos setores em que a eletrificação é ineficiente ou inviável. Neste sentido, estão previstos incentivos para o transporte ferroviário e marítimo (incluindo suporte à infraestrutura necessária), além das aplicações veiculares, em que se destaca uma medida de se avaliar o uso de hidrato de gás natural comprimido (HGNC), isto é, gás natural comprimido misturado com H<sub>2</sub>.

Para o transporte aéreo, é citado o incentivo às pesquisas em combustíveis sintéticos derivados de H<sub>2</sub>. Deve-se estabelecer uma base legal para as plantas *Power-to-X* e estações de eletrólise (Espanha, 2020). Nesse ponto, dois projetos relevantes estão em andamento: a produção de 2 módulos de 10 MW de H<sub>2</sub> verde para a indústria química em Puertollano (WEC, 2020), e o projeto Green Hysland na Ilha de Mallorca (detalhado adiante).

Por fim, uma medida diferenciada é o suporte à produção de H<sub>2</sub> derivado de biogás, nos casos em que este produto se mostre ambientalmente e economicamente mais interessante que o H<sub>2</sub> verde, ao passo que se aproveitam resíduos agrícolas e industriais (Espanha, 2020).

Finalmente, 5 projetos em curso foram listados no *roadmap*. Dos que possuem investimento explicitado, pode-se citar os seguintes:

- H2Ports (2019-2023), com investimento de € 4 milhões provenientes do *Fuel Cells and Hydrong Joint Underatin* (FCHJU), no porto de Valência, inclui o desenvolvimento de uma estação de abastecimento de hidrogênio a 350 bar, o planejamento da cadeia de suprimento no porto e testes de compatibilização de veículos (ex.: guindastes);
- HIGGS (2020-2022), com investimento de € 4 milhões, distribuído entre centros de pesquisa participantes, para avaliar as necessidades dos equipamentos e a injeção de H<sub>2</sub> na infraestrutura de gás natural;
- *Green Hysland* (2021-2025), com investimento de € 50 milhões, na Ilha de Mallorca, para a produção de hidrogênio por eletrólise (7,5 MW), usando fontes renováveis, e o atendimento de demandas diversas na ilha (Espanha, 2020).
- Projeto da Enagas, empresa transportadora e operadora da rede nacional de gás, que consiste no investimento de US\$ 309 milhões na maior planta de eletrólise da Espanha, com capacidade de 32 MW e alimentada por 150 MW de energia solar fotovoltaica (Trade, 2020).

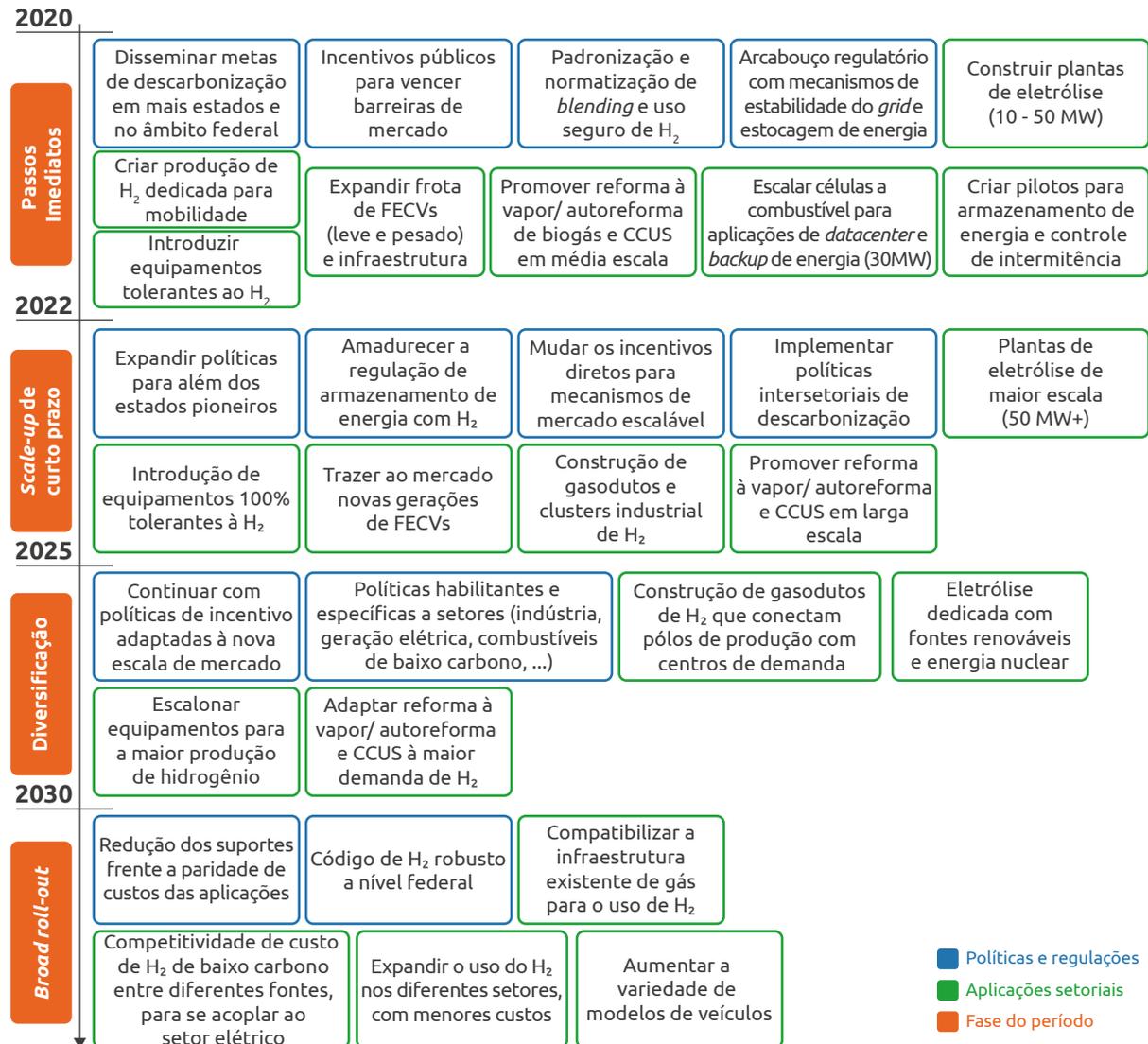
## 3.2 ESTADOS UNIDOS

Desde a década de 1970, o *Department of Energy* (DOE) dos EUA desenvolve pesquisas envolvendo tecnologias de H<sub>2</sub>, resultando em uma grande quantidade de patentes. O DOE manteve o programa *Hydrogen Program Mission* com investimentos da ordem de US\$ 217 milhões anualmente entre 2004 e 2020 (DOE, 2021).

O documento *Roadmap to a US Hydrogen Economy*, elaborado em colaboração com 20 empresas e organizações, e coordenado pela *Fuel Cell & Hydrogen Energy Association*, propõe uma estratégia para o setor de H<sub>2</sub> dividida em quatro períodos, com propostas de políticas de suporte e aplicações na ponta da oferta e demanda (Figura 8). A ideia é investir em P&D e demonstrações em escala-piloto como gatilho de curto prazo, buscando escalonamento e diversificação das aplicações nos próximos dez anos. A estratégia dá ênfase no crescimento do mercado de veículos elétricos à célula a combustível FCEVs (pesados e leves), ao passo que explora outros usos do hidrogênio, como o transporte por gasodutos e aplicações de geração de pequena escala.

A oferta interna de H<sub>2</sub> de baixo carbono tem a perspectiva de se desenvolver por eletrólise da água, ou acoplamento de sistemas de reforma a vapor (inclusive sobre biogás) à tecnologia CCS. Com isso, espera-se uma melhoria progressiva da competitividade do H<sub>2</sub> verde e azul. Desta forma, a partir de 2030, as políticas de estímulos se reduziriam frente à consolidação do mercado, ao aumento da escala dos projetos e ao surgimento de um consenso regulatório, em nível federal, a ser seguido pelos estados (FCHEA, 2020).

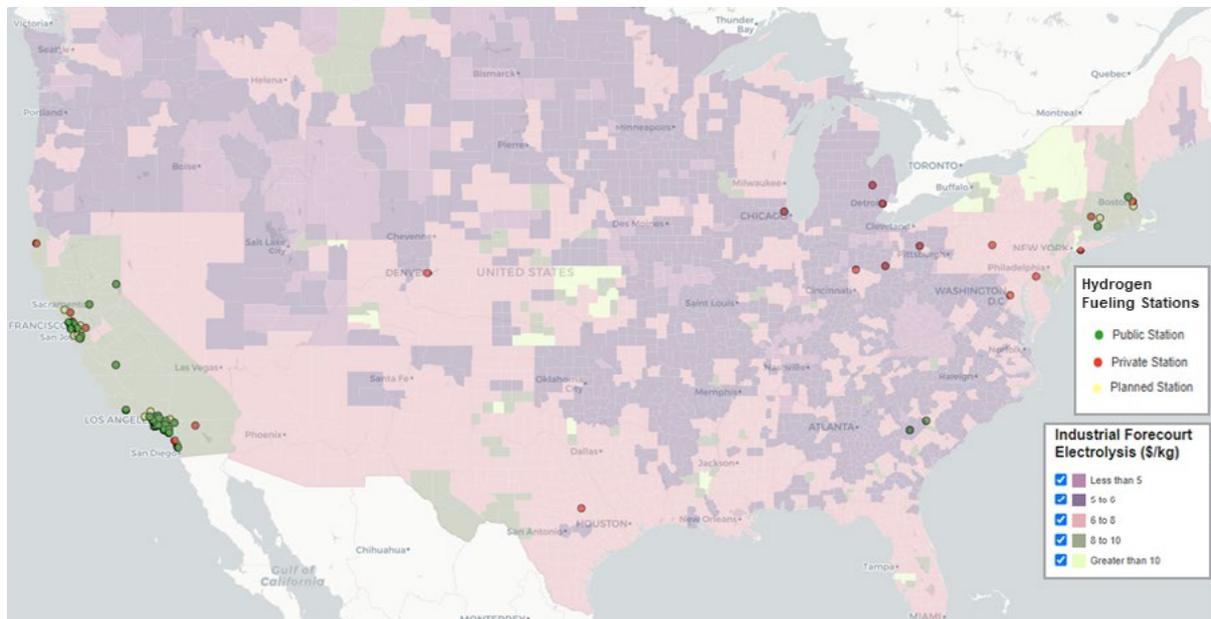
**FIGURA 8 – Roadmap de desenvolvimento do mercado de H<sub>2</sub> nos EUA**



Fonte: elaboração própria a partir de dados de FCHEA (2020).

Um panorama das potencialidades do mercado de H<sub>2</sub> nos EUA pode ser conferido na plataforma HyDRA, desenvolvida pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). A ferramenta permite mapear diversas informações, tais como de custos potenciais da produção de H<sub>2</sub> por eletrólise ou reforma a vapor, energia solar, eólica e biomassa, além de mapeamento de estações de abastecimento de hidrogênio (existentes ou planejadas).

**FIGURA 9** – Mapeamento de estações de abastecimento de hidrogênio e seu custo de produção por eletrólise sob premissas de âmbito industrial



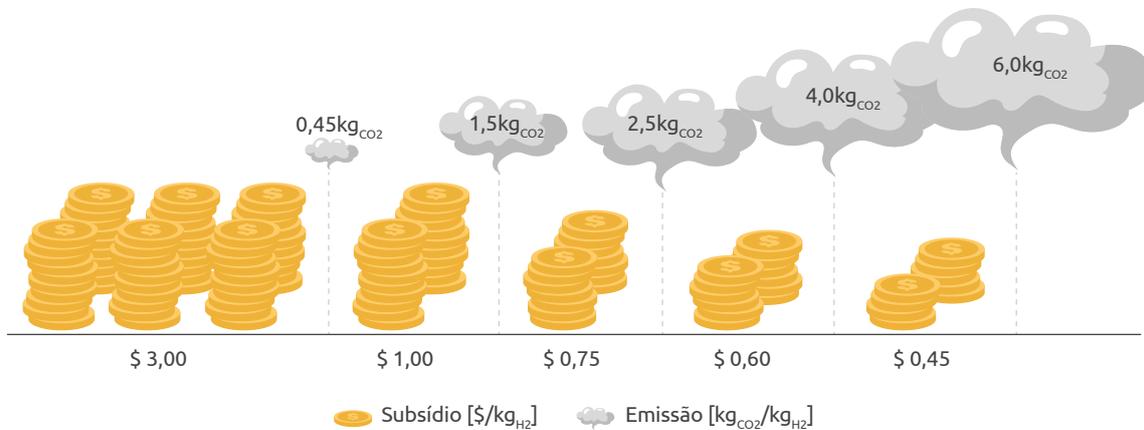
Fonte: NREL (2021).

Conforme a Figura 9, observa-se que o custo potencial de H<sub>2</sub> verde situa-se entre US\$ 5 e 8/kg em grande parte do território americano. Na Costa Oeste, que promove políticas de adoção de fontes renováveis mais fortes que no resto do país, esse custo está no patamar mais elevado de US\$ 8 a 10/kg.

Ainda segundo a Figura 9, grande parte das estações de hidrogênio existentes se concentram no estado da Califórnia, nas cidades de Los Angeles e São Francisco, o que é um reflexo das políticas do estado para descarbonizar o setor de transporte, com veículos de célula a combustível. A meta de redução de emissões deste estado, em relação a 1990, está em 40% até 2030 e em 80% até 2050.

Em novembro de 2021, foi anunciado no contexto da *Build Better Bill* um crédito federal de até US\$ 3/kg de H<sub>2</sub> de baixo carbono (fator de emissão menor que 0,45 kg de CO<sub>2</sub>/kg de H<sub>2</sub>). Os créditos são destinados a projetos cuja construção se inicie antes de 2029; no caso de projetos envolvendo um fator de emissão menos arrojado, entre 4-6 kg de CO<sub>2</sub>/kg de H<sub>2</sub>, o crédito só é válido se forem colocados em operação antes de 2027. Esta medida serviria justamente para tornar o H<sub>2</sub> de baixo carbono competitivo frente ao H<sub>2</sub> cinza, que custa entre US\$ 1-2/kg de H<sub>2</sub>.

O fornecimento de crédito para H<sub>2</sub> azul (ou outras cores) depende da eficiência tecnológica na mitigação das emissões e da metodologia de apuração de pegada de carbono do H<sub>2</sub> a ser adotada pelo plano de créditos (Recharge, 2021b). Conforme ilustrado na Figura 10, o crédito depende do nível de redução das emissões das diferentes opções de geração de H<sub>2</sub>.

**FIGURA 10** – Proposta de créditos do governo americano para estimular a produção de H<sub>2</sub> renovável

Fonte: elaboração própria a partir de Recharge (2021b).

Conforme legislação aprovada no estado (em vigor a partir de 2024), as montadoras de caminhão deverão atender uma cota mínima de 5% para veículos sem emissões, havendo classes em que a cota pode atingir 75% em 2035. A *California Fuel Cell Partnership*, uma associação fundada em 1999, estabeleceu a meta de instalar 1 mil estações de abastecimento de hidrogênio e 1 milhão de FCEVs até 2030 (GIZ, 2020).

Outras metas referentes a uma maior penetração de FCEVs e menor dependência de fontes fósseis foram estabelecidas pela *California Energy Commission*, além do atingimento de um suprimento de eletricidade 100% renovável até 2045. Pesquisas adicionais sobre H<sub>2</sub> foram conduzidas em paralelo, buscando-se entender outras aplicações do produto como um vetor energético, em vez de somente um combustível para a mobilidade. Organizações visam também expandir os usos por projetos *Power-to-Gas*, misturas com gás natural e aplicações de *Combined Heat and Power* (CHP) envolvendo células a combustível (WEC, 2020).

Um importante marco para a indústria de hidrogênio sustentável nos EUA foi a promulgação do Inflation Reduction Act. O IRA é uma legislação norte-americana que visa combater a inflação ao mesmo tempo que promove o crescimento econômico pela descarbonização da economia. Um dos principais mecanismos que a lei utiliza para alcançar esse objetivo são incentivos fiscais delineados para tornar os projetos de energia renovável mais atraentes para investidores e desenvolvedores.

Esta lei introduziu créditos fiscais para energia limpa e inclui muitas disposições para tecnologias limpas de hidrogênio e células de combustível, seja por meio da extensão ou aumento dos créditos fiscais federais existentes, seja pela criação de novos créditos fiscais federais. Os principais créditos vão para investimento e desenvolvimento de novos projetos de energia limpa e para quem já produz esse tipo de energia, respectivamente os Créditos Fiscais de Investimento (ITC, na sigla em inglês para *Investment Tax Credit*) e Créditos Fiscais para a Produção (PTC, na sigla em inglês para *Production Tax Credit*).

O ITC fornece incentivos para projetos objetivem produzir energia a partir de fontes solar, eólica ou geotérmica. Consumidores residenciais, comerciais e as empresas de utilidades (principalmente empresas de energia) podem solicitá-lo. Por exemplo, para o investimento na geração de energia solar, o ITC prevê até 26% de crédito fiscal sobre o valor do investimento, desde que a construção tenha se iniciado em 2022. Já para 2023, o crédito fiscal se reduz a 22%, e esse é o ano-limite para consumidores residenciais solicitarem os créditos. Para projetos comerciais, um incentivo de 10% continuará sendo o padrão até 2026.

Pelo lado da produção, o PTC oferece um crédito fiscal para eletricidade gerada a partir de fontes de energia renovável, como eólica, solar, biomassa ou geotérmica. Para projetos cuja construção se iniciou até 2021, o PTC oferece 1,5 centavo de dólar por quilowatt-hora nos primeiros dez anos de operação. Além disso, o valor do crédito varia dependendo do tipo de energia renovável produzida ou comprada, com o hidrogênio de fonte renovável recebendo um crédito mais alto do que outras formas de energia renovável. Esse incentivo vale até 2025, para a produção de energia eólica em projetos *onshore e offshore*.

O PTC para o hidrogênio de baixo carbono cria um incentivo de 10 anos em crédito fiscal de até US\$ 3,00/kg de H<sub>2</sub>. O nível do crédito fornecido é baseado na intensidade de carbono, até um máximo de 4 kg de CO<sub>2</sub>/kg de H<sub>2</sub>. O crédito fornece um incentivo variável de quatro níveis, dependendo da intensidade de carbono da via de produção de hidrogênio.

O Modelo de Gases de Efeito Estufa, Emissões Reguladas e Uso de Energia em Tecnologias do Laboratório Nacional de Argonne é utilizado para medir as emissões até o ponto de produção. As principais condições para o apoio aos projetos via IRA são: i) os projetos devem começar a ser construídos até 2033; ii) a elegibilidade inclui instalações de modernização; iii) o incentivo não pode ser acumulado com o Crédito Fiscal de Captura e Sequestro de Carbono; iv) pode ser acumulado com crédito fiscal para a produção de energia renovável e crédito nuclear com emissão zero; v) os projetos são obrigados a promover empregos bem remunerados, seguindo os padrões salariais vigentes e os requisitos de aprendizagem para receber o crédito total. A repartição dos incentivos em quatro níveis é detalhada na Tabela 9, a seguir:

**TABELA 9** – Repartição dos incentivos por nível de intensidade de carbono

Intensidade de carbono (kg CO <sub>2</sub> e por kg de H <sub>2</sub> )	Crédito fiscal máximo de produção de hidrogênio (US\$/kg de H <sub>2</sub> )
4-2,5	\$ 0,60
2,5-1,5	\$ 0,75
1,5-0,45	\$ 1,00
0,45-0	\$ 3,00

Fonte: Climate Institute (2023).

## 3.3 PROGRAMAS VOLTADOS PARA O MERCADO INTERNO

### 3.3.1 COREIA DO SUL

A Coreia do Sul tem limitações para a produção de H<sub>2</sub> de fonte renovável diante das dificuldades de geração de energia solar e eólica impostas por sua geografia e topografia. O país conta com a importação significativa de insumos e desenvolveu aplicações de células a combustível para descarbonizar sua matriz. Embora a Coreia venha a desenvolver um mercado a partir de recursos domésticos e investimentos em P&D, o uso dessa fonte no futuro dependerá de volumes significativos importados de países vizinhos.

Conforme o documento *Hydrogen Roadmap Korea*, desenvolvido em parceria com 17 empresas, o mercado traz potencialmente a capacidade de produção de 17 Mt/ano de H<sub>2</sub> (20% da demanda energética nacional). Esta produção pode gerar 600 mil empregos (cadeia de produção, distribuição e usos finais) e receita de US\$ 58 bilhões em 2050 (IPHE, 2021).

Desde 2013, a Coreia do Sul foi pioneira na produção em larga escala de veículos com célula a combustível. Em julho de 2021, havia em torno de 14.400 veículos e 106 ônibus na estrada e 88 estações de abastecimento para o suprimento (IPHE, 2021). Já existem planos para a exportação de veículos para países como Suíça e Suécia, até 2025. A Hyundai tem planos de expandir a capacidade de produção de 700 mil unidades por ano, incluindo diversos veículos passageiros, empilhadeiras e drones, dentre outros (WEC, 2020).

As aplicações estacionárias em 2018 foram de 3 mil unidades pequenas (7 MW no total) e 307 MW em larga escala distribuídas em 42 locais. A Coreia do Sul conta com aproximadamente 20 plantas de CHP (167 MW). A construção de uma única planta com capacidade de 50 MW foi anunciada em 2019 pela Doosan Fuel Cell (WEC, 2020).

O país conta com experiência em infraestrutura para o transporte de hidrogênio; os complexos petroquímicos em Ulsan, Yeosu e Daesan possuem gasodutos e tecnologias para a produção e circulação de 1,64 milhão de toneladas de H<sub>2</sub> por ano (Coreia do Sul, 2019). No final de 2019, as cidades de Ansan, Ulsan e Wanju/Jeonju foram selecionadas para estimular a economia de hidrogênio, com investimentos de US\$ 25 milhões para cada uma, com o uso de H<sub>2</sub> como combustível no atendimento de demandas de aquecimento, eletricidade e transporte.

Até 2030, espera-se o atendimento de H<sub>2</sub> por produção doméstica, originada de gás natural e complementada por projetos *Power-to-Gas* com geração renovável. Com o aumento da demanda a partir de 2030, o H<sub>2</sub> de baixo carbono será importado por mar para complementar a oferta doméstica (WEC, 2020).

A indústria de células a combustível ainda é considerada frágil, devido aos altos custos e pequena atratividade de expansão da infraestrutura. Incentivos são necessários para aumentar a escala de mercado e tornar a economia sustentável, como viabilizar o baixo custo de transporte de H<sub>2</sub> por longas distâncias, sua liquefação e estocagem.

### **BOX 2** – Objetivos socioeconômicos do *Hydrogen Economy Roadmap of Korea*

A estratégia traçada no *Hydrogen Economy Roadmap of Korea*, em 2019, foi um passo para retomar o estímulo desse mercado (COREIA DO SUL, 2019). Os seguintes objetivos foram definidos no plano:

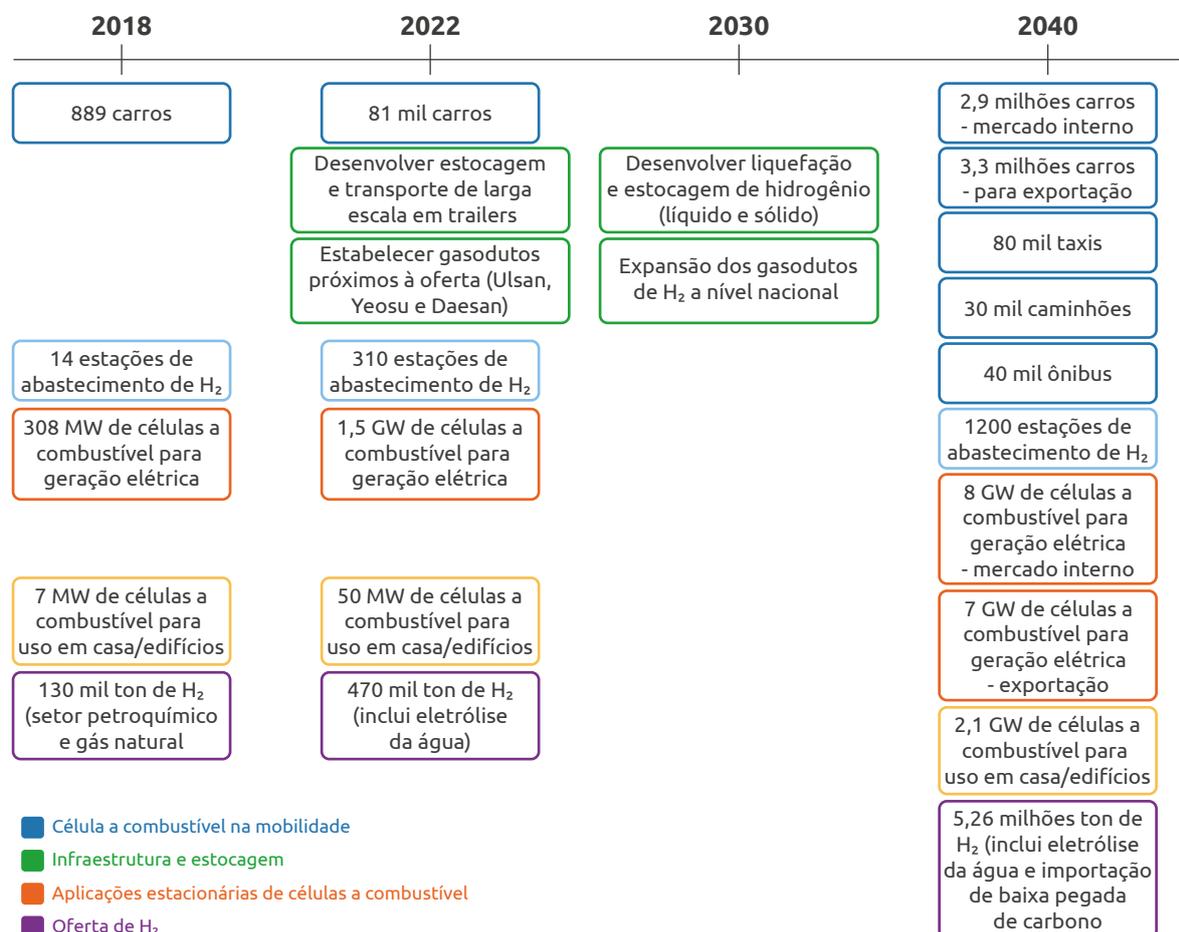
- Geração de US\$ 27,8 bilhões em valor econômico e 420.000 empregos até 2040;
- Redução de emissões de GEE em 27 Mt de CO<sub>2</sub> em 2040, com o H<sub>2</sub> detendo 5% de participação na matriz energética;
- Redução da emissão de material particulado (23 Mt até 2040);
- Reduzir a dependência energética da Coreia do Sul com importações (WEC, 2020).

A Figura 11, a seguir, demonstra as metas da estratégia *Hydrogen Economy Roadmap of Korea*. A Coreia do Sul está construindo sua demanda de hidrogênio pautada na indústria automotiva, com expectativas de exportações de veículos para atender o mercado internacional. A expansão da infraestrutura associada (transporte de hidrogênio por gasodutos e em *trailers* sobre caminhões) deverá ser desenvolvida.

As aplicações estacionárias serão estimuladas para a geração elétrica e para uso em casas e edifícios. A penetração de células a combustíveis neste tipo de mercado será favorecida por *Renewable supply certificates* (RECs), incentivos financeiros para tarifas de eletricidade e instalações mandatórias em setores públicos e imóveis privados.

O país também pretende introduzir misturas de H<sub>2</sub> (30%) com gás natural, bem como de amônia (20%) com carvão, na geração termelétrica de suas usinas (Recharge, 2021a). A oferta de H<sub>2</sub> é predominantemente fóssil no início do plano, contando com a produção do setor petroquímico de grandes cidades.

De maneira complementar, a produção de H<sub>2</sub> por eletrólise, a partir de geração eólica *offshore* e solar, contribuirá para a descarbonização da oferta doméstica (Coreia do Sul, 2019). No caminho, o governo estabeleceu padrões de segurança técnica a serem colocados em lei, como a Lei do Hidrogênio – Promoção da Economia do Hidrogênio e a Lei de Gestão de Segurança do Hidrogênio, aprovadas em 2020 (GIZ, 2021).

**FIGURA 11 – Metas de desenvolvimento da economia de H<sub>2</sub> na Coreia do Sul**

Fonte: elaboração própria a partir de dados do Governo da Coreia do Sul (2019).

Recomendações para o mercado de H<sub>2</sub> na Coreia do Sul também são propostas no *Hydrogen Roadmap Korea* (IPHE, 2021), que envolve as perspectivas do setor privado. As propostas são similares à estratégia governamental do *Hydrogen Economy Roadmap of Korea*, trazendo sugestões complementares, metas a serem atingidas em 2022 e 2030, e orçamentos envolvendo a participação da indústria e do setor privado em P&D, tecnologias de produção, demonstrações, instalações e projetos variados da cadeia produtiva de H<sub>2</sub>.

### 3.3.2 JAPÃO

O Japão depende fortemente de importações para seu suprimento energético. Após 2011, vem adaptando significativamente sua matriz energética para substituir a energia nuclear, que representa 30% da matriz elétrica, por energia renovável e gás natural liquefeito (GNL) para o abastecimento de termelétricas. Em 2014, o país lançou o Plano Estratégico de Energia, em que contempla ações necessárias para atingir as metas de mitigação de emissões.

A alternativa de usar o H<sub>2</sub> como fonte renovável foi prevista e reforçada com planos seguintes. Em 2017, o *Basic Hydrogen Strategy* buscou promover o arranjo de sistemas e infraestruturas relacionados ao H<sub>2</sub>, como forma de garantir segurança de abastecimento energética de baixa pegada de carbono no médio e longo prazo (Japão, 2017). Na 5ª edição do Plano Estratégico de Energia (Japão, 2018), o governo mantém as intenções de participar na redução das emissões, com a meta de reduzi-las em 26% até 2030 e 80% até 2050.

Historicamente, nas diversas estratégias publicadas pelo governo japonês, o termo “sociedade de hidrogênio” é empregado. Nesse conceito, destaca-se a relevância do hidrogênio no futuro do país para suprir atividades de transporte, geração elétrica e armazenamento de energia, em particular na forma de produtos líquidos. Essa ideia encontra-se bem alinhada à realidade atual do Japão, em que o abastecimento do sistema elétrico é realizado com flexibilidade por tanques de GNL (Japão, 2019).

Neste sentido, é essencial o crescimento de uma infraestrutura de abastecimento e armazenamento no Japão em prol da economia de escala, para o atendimento da demanda interna dos setores que poderiam usar o H<sub>2</sub>, além do desenvolvimento tecnológico em parceria com potenciais exportadores.

Pelo lado da geração elétrica, há a intenção de realizar a queima de H<sub>2</sub> junto ao gás natural, ao passo que se desenvolvem queimadores adequados para essas misturas, com fins de implementação em grandes plantas de geração até menores escalas (ex.: aplicações residencial ou automotiva).

Ainda no setor de transporte, observa-se grande aplicação do hidrogênio em veículos com célula a combustível, considerando a liderança do país no desenvolvimento dessa tecnologia. A ENE-FARM é uma célula a combustível residencial pioneira para fins térmicos e elétricos, que usa GLP, em que um reformador interno produz o hidrogênio, com potência de geração elétrica entre 0,3 e 1 kW, podendo ser complementada com energia solar (JLPGA, 2021).

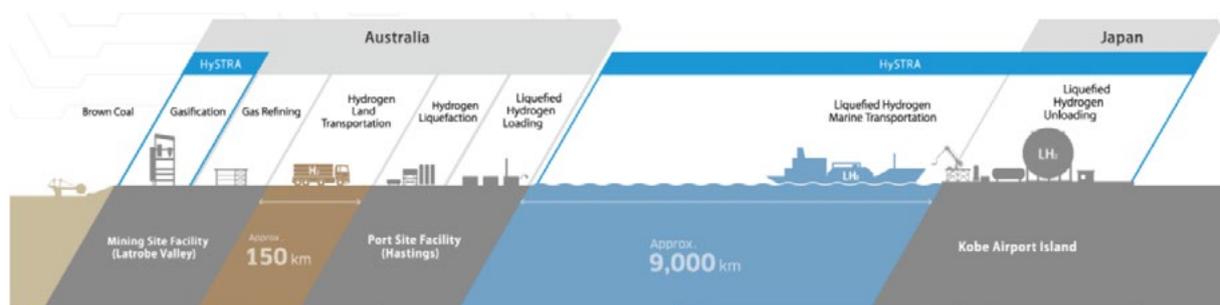
As ações direcionadas ao desenvolvimento do mercado de H<sub>2</sub> são lançadas no documento *The Strategic Road Map for Hydrogen and Fuel Cells* (Japão, 2019). A analogia com a experiência de importação de GNL é bem ilustrada no documento. O custo de liquefação de H<sub>2</sub> encontra-se em torno de 30% do custo final para o consumidor. A redução deste custo para tornar o H<sub>2</sub> competitivo com fontes fósseis até 2050 depende do desenvolvimento em escala de tanque de armazenamento na proporção do mercado de GNL e da redução de perdas fugitivas por vaporização do produto.

Isso também se aplica caso o mercado evolua para o uso de derivados líquidos que se mostrem eficientes em densidade energética, segurança e baixa volatilidade (amônia e metilcicloexano). Durante as fases de testes e demonstrações de menor escala, as normas internacionais devem convergir com padrões de segurança. Neste sentido, o Japão e a Austrália tornaram-se

participantes ativos da *International Maritime Organization* (IMO) e outras entidades internacionais de padronização, para a adoção de medidas de segurança de transporte de H<sub>2</sub> líquido (Japão, 2019; COAG, 2019).

Quanto à pegada de carbono do H<sub>2</sub> utilizado, ao passo que há estímulos ao uso de H<sub>2</sub> verde, as pesquisas na cadeia envolvendo tecnologias de CCS são avaliadas pelo governo japonês, de modo a reduzir os impactos do uso de H<sub>2</sub> produzido de fontes fósseis (Japão, 2019). O Japão vê o H<sub>2</sub> azul como um vetor para uma transição menos disruptiva, considerando a grande dependência de recursos do país, as relações geopolíticas e o posicionamento estratégico no desenvolvimento de tecnologias. Uma parceria de destaque está no projeto *Hydrogen Energy Supply Chain Pilot*, entre a Austrália e o Japão (HySTRA, 2021).

**FIGURA 12** – Cadeia do projeto *Hydrogen Energy Supply Chain Pilot* na parceria Austrália-Japão



Fonte: HySTRA (2021).

O projeto consiste na gaseificação de carvão marrom, refino e liquefação do H<sub>2</sub> azul em Hastings (Austrália), e transporte marítimo de 9 mil km até o porto em Kobe (Japão), onde o produto é regaseificado para o uso final. O progresso e avaliação de sucesso do projeto é estimada para 2025 e contará com a avaliação da eficiência de gaseificação do carvão e com CCS sobre o CO<sub>2</sub> produzido.

Não obstante, o H<sub>2</sub> verde mantém-se no radar. Em 2016, na cidade de Namie, iniciou-se a construção da planta de demonstração *full-scale Fukushima Hydrogen Energy Research Field* (FH2R), de 180 mil m<sup>2</sup> com 10 MW de capacidade de eletrólise. A FH2R foi concluída em 2020, enquadrando-se como o maior projeto no mundo para a produção de H<sub>2</sub> por eletrólise de água (1.260 Nm<sup>3</sup>/h).

Conforme demonstrado na Figura 13, a planta de demonstração envolve um parque solar (20 MW), como fonte energética, e está conectada à rede elétrica, para se ter balanceamento sobre as intermitências. A demanda reside em Fukushima, Tóquio e outras áreas, sendo o H<sub>2</sub> transportado em cilindros. A demonstração visa estudar e otimizar na prática o gerenciamento de ciclos de intermitência dos componentes envolvidos.

**FIGURA 13** – Planta de H<sub>2</sub> verde FH2R em Fukushima, Japão



Fonte: FuelCellsWorks (2020).

### **BOX 3** – Green Innovation Fund no Japão

Com relação ao financiamento de novos projetos, vale ressaltar a criação do *Green Innovation Fund* em 2020. Este fundo prevê US\$ 18 bilhões para o fomento de empreendimentos alinhados à meta de net zero para 2050, não se limitando a propostas domésticas. O fundo reservou um orçamento de US\$ 2,4 bilhões para o estabelecimento da cadeia de H<sub>2</sub> em larga escala e US\$ 640 milhões para produção de H<sub>2</sub> verde, sendo detalhados a seguir (ALLEN&OVERY, 2021). Dentro do orçamento, a ambição do fundo é contribuir para a formação de uma cadeia de suprimento de H<sub>2</sub>, com US\$ 2,4 bilhões, que permita um custo *free-on-board* (FOB) de US\$ 0,27/Nm<sup>3</sup> para o produto em 2030, visando atingir US\$ 0,18/Nm<sup>3</sup> em 2050.

Essas metas são similares à proposta do *Strategic Road Map for Hydrogen and Fuel Cells*, em que se pretende ter custos de H<sub>2</sub> similares às projeções de preço do equivalente térmico de GNL no mesmo horizonte de tempo. Como referência, pode ser citado que se o preço em base CIF do GNL for US\$ 10/MMBTU, seria desejável o preço de H<sub>2</sub> de 0,12 US\$/Nm<sup>3</sup> para se ter o mesmo equivalente térmico e sem levar em consideração as vantagens ambientais (JAPÃO, 2019).

Como parte do objetivo de estabelecer uma oferta comercial de H<sub>2</sub> na ordem de 200 mil t/ano no Japão em 2030, em torno de 83% do orçamento está elegível para projetos que desenvolvam embarcações com tanques da ordem de 40 mil m<sup>3</sup> e um terminal de recepção com estoque para 50 ml m<sup>3</sup>; ou então um equipamento para lidar com a desidrogenação catalítica eficiente e duradoura de MCH em tolueno, a ser usado junto a uma refinaria existente. O orçamento de US\$ 240 milhões dedica-se à demonstração de turbinas a gás para uso com hidrogênio (mínimo de 30% da mistura). O montante de US\$ 140 milhões destina-se a melhorias nos processos de liquefação e produção/desidrogenação de MCH. Por fim, a soma de US\$ 27 milhões destina-se ao mapeamento de materiais apropriados para uso com H<sub>2</sub> liquefeito nas fases de produção, transporte, estoque e utilização.

O orçamento de US\$ 640 milhões visa desenvolver tecnologias de menor custo para eletrólise alcalina e eletrólise PEM da água até 2030, bem como estabelecer até 2025 uma plataforma de avaliação de performance de eletrolisadores. Os projetos elegíveis para 10 anos de fomento dentro do orçamento de US\$ 610 milhões devem focar, neste caso, no escalonamento e na modularização de eletrolisadores, na pesquisa de materiais que aumentem a eficiência ou reduzam custos, ou na demonstração da substituição do uso de fósseis por H<sub>2</sub> em processos térmicos industriais. Para o prazo de 5 anos, ficam os US\$ 27 milhões restantes para projetos relacionados com testes de variáveis operacionais em *packs* de eletrolisadores da ordem de 500 kW (A&O Shearman, 2021).

Nesta descrição do orçamento inicial do *Green Innovation Fund*, destaca-se a concentração de investimentos na cadeia de liquefação, fundamental para a viabilização do abastecimento, e o compromisso de fomentar a produção específica de H<sub>2</sub> verde. Neste último aspecto, o sucesso da meta pode se refletir no domínio tecnológico estratégico, visto que os investimentos podem ser destinados a projetos estrangeiros, desde que com participação intelectual garantida ao governo japonês.

O governo japonês lançou uma revisão de plano de hidrogênio em 2023, denominado *Hydrogen Basic Strategy*. O plano japonês manteve vários dos pontos introduzidos na primeira edição, publicada em 2017, reforçando que o país pretende promover sua indústria e colaborar com países que detêm os recursos naturais necessários para a produção de H<sub>2</sub> de baixo carbono, os quais são escassos no próprio território. De modo geral, o plano almeja uma oferta para o Japão de 3 milhões de toneladas de H<sub>2</sub> em 2030, 12 milhões de toneladas em 2040 e 20 milhões de toneladas em 2050; atualmente, o consumo de H<sub>2</sub> do país é em torno de 2 milhões de toneladas.

O plano estabelece 4 pilares<sup>13</sup> que devem ser seguidos:

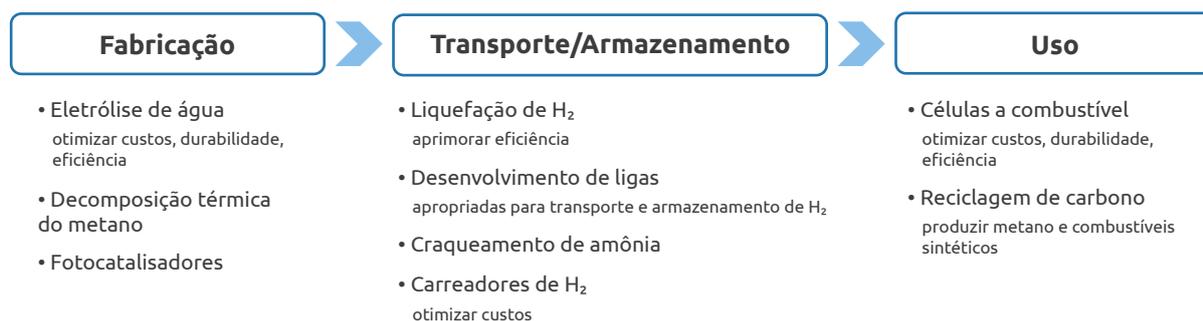
- 1) Segurança: uso e manuseio apropriado do H<sub>2</sub> de modo a proteger a sociedade. O país pretende ter participação de destaque no desenvolvimento de normas de segurança internacionais e estabelecimento de padrões;
- 2) Energia: utilização do H<sub>2</sub> como forma de preservar o abastecimento energético do Japão. A produção a partir de fontes renováveis se dará por meio de recursos internos e de parcerias nas regiões da Ásia e Indo-Pacífico, América do Norte e Oriente Médio, visando ao uso do H<sub>2</sub> como diversificador da matriz energética e redutor da dependência de fontes fósseis. A segurança energética se dará também no desenvolvimento da reciclagem de minerais críticos e na redução de sua intensidade de uso nas tecnologias de eletrólise e células a combustível;

13 O governo menciona recorrentemente o mnemônico S+3E, referente a *security + energy + economy + environment*.

- 3) Economia: promover desenvolvimento econômico e industrial para a sociedade japonesa por intermédio de um H<sub>2</sub> economicamente viável. A redução do custo do H<sub>2</sub> deve se dar pelo crescimento da disponibilidade de fontes renováveis e pela expectativa de menor correlação do preço do H<sub>2</sub> com o preço das *commodities* fósseis. A precificação de carbono entra como um mecanismo auxiliar na precificação do valor ambiental do H<sub>2</sub>;
- 4) Meio ambiente: uso do H<sub>2</sub> de baixo carbono como substituto energético principalmente em setores *hard-to-abate* ou de difícil eletrificação, ou seja, processos que envolvem suprimento de calor sob elevadas temperaturas ou o uso do H<sub>2</sub> como matéria-prima, a fim de reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> dos processos.

Para alinhar os diferentes interesses, o Japão pretende investir em avanços tecnológicos em três etapas da cadeia do hidrogênio: fabricação, transporte/armazenamento e usos (conforme figura 14).

**FIGURA 14 – Desenvolvimento de tecnologias inovadoras no plano do Japão**



Fonte: elaboração própria.

A manutenção da liderança tecnológica e a competitividade da indústria japonesa são consideradas primordiais para o estabelecimento estratégico do país no mercado de H<sub>2</sub>, por meio do domínio de propriedade intelectual. Por exemplo, o Japão pretende desenvolver uma capacidade de 15 GW de eletrolisadores, incluindo fabricantes de peças e materiais, frente ao total de 134 GW esperado no mundo, em 2030.

A meta atual de valor para o H<sub>2</sub> de baixo carbono, e para derivados tais como a amônia<sup>14</sup>, é atingir US\$ 2,2/kg de H<sub>2</sub> em 2030 e US\$ 1,5/kg de H<sub>2</sub> em 2050, buscando manter uma competitividade com o preço *Cost, Insurance and Freight* (CIF) do GNL, conforme estabelecido na primeira edição do plano. Com relação ao H<sub>2</sub> derivado de eletrólise, o plano cita a meta de atingir custos de eletrolisadores na ordem de US\$ 350 e 440/kW de capacidade de eletrólise para as tecnologias alcalina e PEM, respectivamente. A redução de custo dos eletrolisadores é um componente importante para dar competitividade ao H<sub>2</sub> de baixo carbono, além do próprio

14 Considera-se que o câmbio de ¥ 1 equivale a US\$ 0,0068.

custo da energia elétrica derivada de fontes renováveis. Para o H<sub>2</sub> de fonte renovável, o país pretende explorar o desenvolvimento de outras formas de eletrólise, tais como a eletrólise a vapor de alta temperatura, que dispõe de elevada eficiência, e a eletrólise de AEM, que usa minerais críticos com menor intensidade.

Na cadeia de transporte, o plano do Japão considera que o H<sub>2</sub> líquido e a amônia devem ser os carreadores mais propensos, sendo que, em especial, o MCH é um potencial candidato. De modo geral, as duas primeiras opções são amplamente cogitadas para tal finalidade, além de LOHCs. O MCH seria uma classe de LCOH, que o governo japonês especifica como um vetor para o transporte de H<sub>2</sub>. As vantagens são: i) o MCH é um líquido estável em temperatura e pressão ambiente, condições que não se aplicam ao H<sub>2</sub> líquido e à amônia, e ii) já existe uma infraestrutura de tanques para manusear. O projeto AHEAD, estabelecido em 2017, finalizou a demonstração de suas operações em dezembro de 2020, com uma capacidade de transporte de 210 t de H<sub>2</sub>/ano (NYK, 2020). O projeto consiste na hidrogenação de tolueno (produzindo-se MCH) em Brunei, no transporte da carga de MCH por navio até Kawasaki, no Japão, e na desidrogenação do MCH em tolueno e H<sub>2</sub>. O H<sub>2</sub> é utilizado em uma turbina a gás, enquanto o tolueno retorna a Brunei, fechando o ciclo de transporte. O governo vê ainda o MCH como um transportador de H<sub>2</sub> apto para atender regiões urbanas, se for combinado com conversores de pequena escala, para alimentar o H<sub>2</sub> no interior do país.

A estratégia japonesa mantém o viés de neutralidade tecnológica, corroborando o ponto de que o fator de emissão de H<sub>2</sub>, nos vários escopos de emissões, é a métrica mais adequada, independentemente de sua rota de produção. Assim, o plano afirma estar de acordo com a metodologia adotada pelo IPHE para se determinar a intensidade de carbono do H<sub>2</sub>, para fins de sua certificação e definição do denominado H<sub>2</sub> de baixo carbono. Uma intensidade de carbono de 3,4 kg de CO<sub>2</sub>/kg de H<sub>2</sub> é considerada um padrão aceitável para denominar o H<sub>2</sub> como sendo de baixo carbono, a despeito das tecnologias utilizadas para sua produção e mitigação de emissões. Como a demanda de H<sub>2</sub> no Japão será atendida por oferta externa, o plano ressalta que serão consideradas emissões de CO<sub>2</sub> oriundas do transporte, manuseio, separação e recuperação de H<sub>2</sub>, para se calcular o fator de emissão do H<sub>2</sub> segundo métricas comuns esperadas em avaliações de ciclo de vida e uma harmonização com práticas internacionais. A fim de se realçar o ponto de neutralidade tecnológica, o governo mantém, desde o plano anterior, a intenção de desenvolver térmicas bicompostíveis a carvão e amônia, nas quais a amônia derivada de H<sub>2</sub> de baixo carbono cumpriria um papel de descarbonização.

Neste sentido, o plano prevê incentivos a CCUS a partir do desenvolvimento de leis e estímulo a negócios, de modo a participar na estocagem de 6 a 12 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano em 2030. O plano reforça o incentivo em reciclagem de carbono, para incentivar a produção de hidrocarbonetos utilizando recursos renováveis, como gás natural sintético e combustíveis sintéticos.



a soluções tecnológicas envolvendo eletrificação baseada em fontes renováveis, bombas de calor e veículos elétricos. No plano revisado, o governo destaca que tem intenções em focar o uso de H<sub>2</sub> de baixo carbono nos setores mais difíceis de descarbonizar, ressaltando a indústria química, do aço e de combustível de navegação. Por fim, o REI sugere que o plano japonês deveria focar nas melhores soluções e atentar para a efetivação do uso H<sub>2</sub> de baixo carbono, de modo que o país mantenha sua competitividade ambiental em relação a seus produtos de maior valor agregado com elevada participação no mercado global.

### 3.3.3 CHINA

A República Popular da China é a maior consumidora autossuficiente de hidrogênio no mundo, sendo responsável por mais de 25% da demanda mundial em 2017 (KPMG, 2021). Dessa maneira, o país já conta com um mercado interno representativo, embora à base de fontes fósseis. Para 2030, projeta-se uma demanda de H<sub>2</sub> em torno de 35 milhões de toneladas (Nikkei Asia, 2021). A introdução de renováveis é importante para que a China atinja metas de redução de 20% de emissões até 2030 e a neutralidade em carbono em 2060 (GIZ, 2021).

O setor de transporte vem sendo a área de maior demanda; novas políticas, desde 2020, vêm buscando usos de H<sub>2</sub> para atividades de estocagem de energia, *Power-to-X*, e conversão em produtos químicos (Energy Iceberg, 2020). O mercado de FCEVs se desenvolveu através de programas como *Made in China 2025* (2015) e *Hydrogen Fuel Cell vehicle Technology Roadmap* (2016) e ainda ganhará investimentos significativos por parte do governo (GIZ, 2021).

Em 2021, circulavam 50 carros, 2.800 ônibus e 1.200 caminhões movidos à pilha combustível de hidrogênio no país (GIZ, 2021). As previsões são, para 2025, de 50 mil FCEVs (20% pesados e 80% leves) e 300 estações de abastecimento e, para 2030, em torno de 1 milhão de veículos e mais de 1 mil estações de abastecimento (NOW-GMBH, 2021).

A disponibilidade de H<sub>2</sub> produzido a partir de fontes fósseis (95%) contribuiu para o desenvolvimento da demanda, dada a sua competitividade econômica. Neste sentido, o custo adicional para a integração de H<sub>2</sub> de fonte renovável à oferta representa um obstáculo importante. Ainda assim, a China se destaca pelo crescimento elevado da participação de renováveis. Em 2020, a capacidade instalada de energia solar e eólica no país foi de 535 GW. Em 2024, espera-se que a capacidade instalada destas fontes atinja 1.300 GW, ultrapassando a capacidade instalada de geração elétrica a carvão e a meta de 1.200 GW de energia eólica solar definida para 2030 (Reuters, 2024).

Diante da heterogeneidade do *grid* e das longas distâncias entre produtor e consumidor de energia, a China pretende desenvolver infraestrutura e estocagem de hidrogênio de modo a aumentar a eficiência energética e reduzir a pegada de carbono. Cerca de 5 mil estações de reabastecimento serão construídas entre 2030 e 2035. Uma das metas, por exemplo, é o direcionamento da geração eólica *offshore* para a produção de H<sub>2</sub> de baixo carbono, a ser transportado em terra, em vez de se expandir o *grid* (WEC, 2020). Ou seja, o governo não pretende uniformizar o *grid* no território, mas, sim, criar *clusters* de produção deste H<sub>2</sub> para serem transportados diretamente aos pontos de consumo (GIZ, 2021).

Até 2030, planeja-se uma infraestrutura de gasodutos de 3 mil km a ser estabelecida até 2050. Atualmente, o hidrogênio é transportado por caminhões para o mercado. Portanto, há potencial para a redução de custos de transporte a partir do uso de gasodutos. Desde 2019, 30 projetos de H<sub>2</sub> de fonte renovável estão em desenvolvimento. Dentre estes, destaca-se o investimento de US\$ 3,48 bilhões da estatal *Beijing Jingneng Power* (geradora termelétrica a carvão) em uma planta a ser instalada em Ordos, usando-se geração solar e eólica (Nikkei Asia, 2021).

Pelo lado regulatório e de políticas nacionais, a lei de energia da China incluiu *Hydrogen Energy* no artigo 115, que facilita o transporte de hidrogênio frente a sua definição anterior como material perigoso. O hidrogênio foi incluído entre as 6 indústrias do futuro no *14<sup>th</sup> Five-Year Plan* (2021-2025). O grupo industrial apoiado pelo governo chinês, *The China Hydrogen Alliance*, projeta que o setor atinja um faturamento de US\$ 152,6 bilhões até 2025.

Vale ainda mencionar o programa de incentivos fiscais do governo central, com duração de 4 anos, por meio do qual é disponibilizado um bônus fiscal, de até US\$ 11 bilhões, para os governos locais que atingirem objetivos específicos referentes a tecnologias de H<sub>2</sub> e à sua cadeia industrial (Nikkei Asia, 2021). A Figura 15 aponta políticas específicas em destaque de 6 províncias, de total de 15 que anunciaram engajamento com o suporte à economia do hidrogênio (Energy Iceberg, 2020).

**FIGURA 15** – Políticas adotadas pelas províncias da China sob estímulo do governo central

Províncias	Políticas e projetos
	<p><b>Shandong</b></p> <p>Província leste estabeleceu planos de médio a longo prazo</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Meta de instalação de 5 GW para produção de H<sub>2</sub> verde por geração eólica <i>offshore</i>.</li> <li>• 2022: 30 estações de abastecimento</li> <li>• 2025: 100 estações de abastecimento e 10 mil veículos</li> <li>• 2030: 200 estações de abastecimento e 50 mil veículos</li> </ul>
	<p><b>Guandong</b></p> <p>Província representativa como centro econômico e <i>hub industrial</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 2025: 90 estações de abastecimento, com planta desidrogenação de propano como fonte de H<sub>2</sub></li> </ul>
	<p><b>Hebei</b></p> <p>Província com potencial para <i>Power-to-X</i> por geração eólica</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A cidade de Zhangjiakou é um <i>hub</i> de energia eólica, alimenta Pequim e possui capacidade excedente</li> <li>• Produção de H<sub>2</sub> verde por geração eólica (43 projetos aprovados)</li> </ul>
	<p><b>Henan</b></p> <p>Província aderiu ao incentivo de Pequim, como palco de demonstrações de células a combustível</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 2023: 5 cidades com estrutura para demonstração de FCEV, 60 linhas de ônibus a célula a combustível, 3 mil FCEV, 50 estações de abastecimento</li> <li>• 2025: 5 mil FCEV, 80 estações de abastecimento</li> </ul>
	<p><b>Ningxia</b></p> <p>Província crítica no uso de carvão para produtos químicos</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Escopo de integrar geração solar, H<sub>2</sub> verde, e derivados químicos de carvão</li> <li>• Projeto de produtos químicos derivados de H<sub>2</sub> verde em andamento</li> <li>• 2025: 1-2 estações de abastecimento e 1-2 linhas de ônibus a célula a combustível</li> </ul>
	<p><b>Tianjin</b></p> <p>Cidade-província com metas de curto prazo</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 2022: 2 estações de geração CHP a célula a combustível, 10 estações de abastecimento, 3 plantas de demonstração de FCEV, 3 linhas de ônibus a célula a combustível</li> </ul>

Fonte: elaboração própria a partir de GoogleMaps e dados de Energy Iceberg (2020).

## 3.4 PROGRAMAS VOLTADOS PARA A EXPORTAÇÃO DE H<sub>2</sub>

### 3.4.1 CHILE

O Chile destaca-se, na América do Sul, pelo seu elevado potencial para exportação de hidrogênio. A estratégia chilena foca mais fortemente no desenvolvimento da produção de H<sub>2</sub> de fonte renovável. De 2014-2020, a capacidade de geração eólica e solar cresceu 5 vezes, esperando-se uma participação de 70% de renováveis no *grid* elétrico em 2030. Destaca-se o recurso solar no norte do território (35% de fator de capacidade) e geração eólica *onshore* (fator de capacidade da ordem de 60%).

O custo nivelado de renováveis é estimado atualmente entre US\$ 20-35/MWh (2020) e espera-se uma redução para o patamar de 10-20 US\$/MWh em 2050 (Chile, 2020). Assim, o país apresenta potencial para a exportação de 160 Mt/ano de H<sub>2</sub> de fonte renovável a um preço competitivo com o diesel, segundo projeções da Bloomberg (GIZ, 2021).

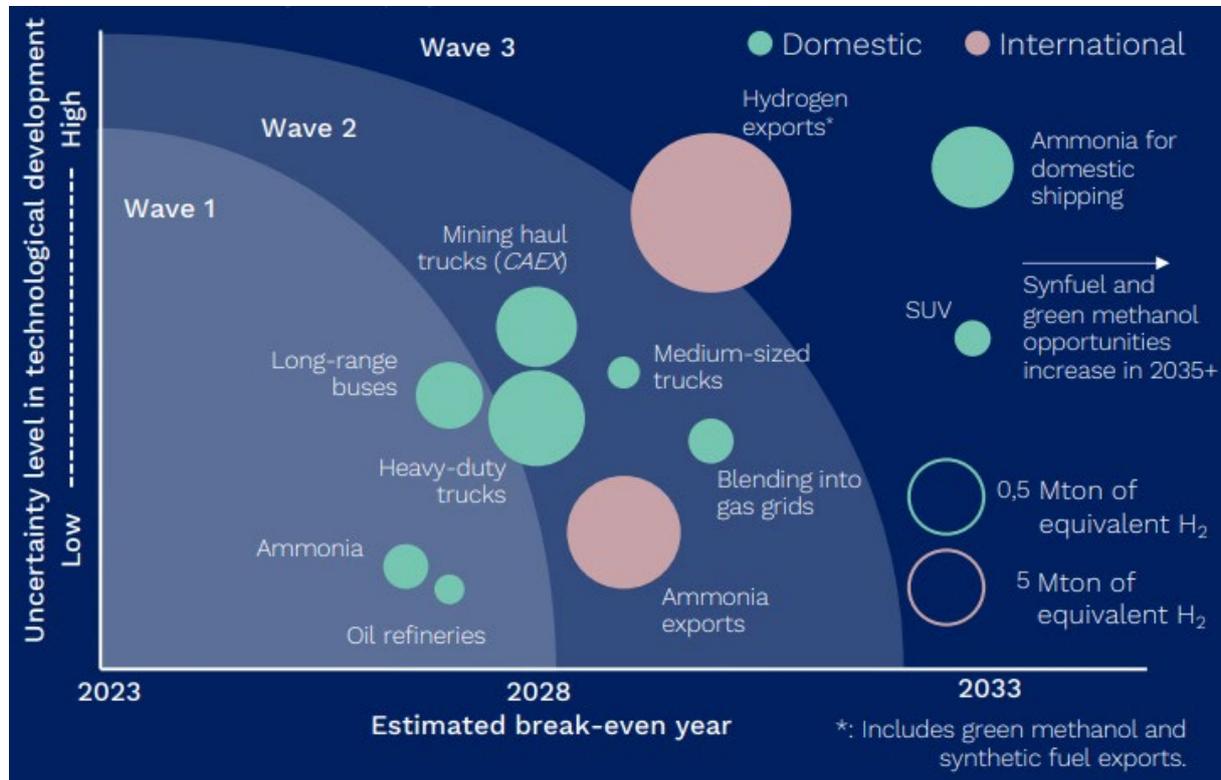
O Chile planeja o *phase-out* do uso do carvão até 2040, à medida que forem integradas as fontes renováveis (Alemanha, 2020). O uso do H<sub>2</sub> na mineração, que representa 16% do produto interno bruto (PIB) e mais da metade das exportações do país, é uma demanda a ser contemplada. Um guia sobre a descarbonização desse setor foi publicado recentemente, com aspectos técnicos e de segurança a serem considerados em projetos-pilotos.

A Estratégia Nacional de Hidrogênio Verde do Chile, publicada em 2020, retrata uma projeção de crescimento de mercado em 3 fases, com uma projeção de crescimento de 15% a.a. de 2025 a 2050 com respeito ao mercado de hidrogênio e derivados, considerando tanto aplicações domésticas quanto as exportações. Neste período, a capacidade de renováveis dedicadas ao H<sub>2</sub> e o investimento acumulado devem passar de 5 GW e US\$ 8 bilhões em 2025 para 300 GW e US\$ 330 bilhões em 2050, respectivamente.

A atividade de exportação terá participação de até 78% em 2050, enquanto a fração restante refere-se a aplicações domésticas. Estima-se que os custos do H<sub>2</sub> atingirão US\$ 1,7-2,6/kg de H<sub>2</sub> em 2025 e US\$ 0,8-1,1/kg de H<sub>2</sub> em 2050, sem considerar os custos entre a produção e o consumidor final (compressão, transporte e distribuição) (Chile, 2020). A demanda doméstica terá um papel relevante na primeira fase da estratégia, de 2020 a 2025, em preparo para as atividades de exportação. A demanda contempla seis aplicações definidas para a absorção de H<sub>2</sub>: refinarias de petróleo, produção de amônia, veículos de mineração, caminhões para transporte pesado, ônibus de longa distância e *blending* de até 20% no *grid* de gás.

De 2025 a 2030, a exportação de H<sub>2</sub> e amônia será desenvolvida a partir de consórcios de investimentos para alcançar uma produtividade de larga escala, com a meta de serem instalados eletrolisadores com capacidade de gerar 25 GW até 2030. Destaca-se que as exportações de amônia verde (mercado da ordem de US\$ 5 bilhões) são direcionadas principalmente para a Europa e a China, enquanto a exportação de H<sub>2</sub> (US\$ 19 bilhões) tem como alvos principais o Japão, a Coreia do Sul e a Europa.

O país tem a ambição de se posicionar como exportador global até 2050, em sinergia com a evolução do mercado no resto do mundo. Neste sentido, projeta-se a exportação de metanol, *e-fuels* e combustíveis sintéticos derivados de H<sub>2</sub> verde, conforme se reduzirem as incertezas tecnológicas e de mercado (Chile, 2020). A Figura 16 aponta o horizonte de desenvolvimento do mercado interno e de exportação projetado na estratégia do Chile.

**FIGURA 16** – Mapeamento de setores e produtos do mercado de H<sub>2</sub> verde na estratégia do Chile

Fonte: Chile (2020).

Em dezembro de 2020, o governo da Alemanha anunciou o financiamento de € 8,23 milhões para o projeto *Power-to-X Haru Oni*, que consiste na produção em escala comercial de *e-fuel* derivado de H<sub>2</sub> verde (geração eólica) e CO<sub>2</sub> capturado do ar. A empresa Siemens Energy será a implementadora da planta, ao passo que a montadora Porsche AG será a consumidora do combustível sintético. O projeto destaca-se como pioneiro, por se tratar de uma iniciativa de desenvolvimento de um produto complexo e de alto valor, além da concretização da cooperação bilateral entre Alemanha e Chile no mercado emergente de H<sub>2</sub> (GIZ, 2020).

### 3.4.2 AUSTRÁLIA

A Austrália se destaca tanto no uso interno de fontes fósseis quanto na exportação desta classe de recursos energéticos, principalmente carvão e GNL. A geração elétrica na Austrália (que conta com dois sistemas – NEM e WEM) teve uma participação de 77,4% de fontes fósseis em 2020 (Austrália, 2021). Embora apresente atualmente uma significativa pegada de carbono, a penetração da energia solar e eólica cresceu exponencialmente na última década no país.

A Austrália apresenta uma participação significativa no mercado de GNL e figura como o 4º maior exportador de gás natural (104 bcm) do mundo (NPD, 2021). A Austrália tem o potencial de se projetar como uma grande exportadora no mercado de H<sub>2</sub>.

Neste contexto, o país se destaca por estimular o desenvolvimento expressivo de fontes necessárias à produção de H<sub>2</sub> de fonte renovável. Além disso, conta estrategicamente com recursos fósseis para diminuir sua participação nas emissões globais por meio do desenvolvimento de H<sub>2</sub> azul. Assim, de 2021-2030, o país orientou sua estratégia de H<sub>2</sub> para a produção de H<sub>2</sub> azul e verde. De acordo com o cenário de *net-zero*, pretende-se descontinuar o uso de H<sub>2</sub> fóssil sem CCS (hidrogênio preto, marrom e cinza) em algum momento entre 2031 e 2050. Além do foco em exportação, as demandas internas para o uso do hidrogênio na geração elétrica e indústria têm peso dentre os objetivos nacionais (WEC, 2020).

Em 2019, o governo australiano publicou sua Estratégia Nacional de Hidrogênio, reforçando o compromisso do país em participar deste mercado. A estratégia contou com uma perspectiva focada no decênio 2020-2030, com ações e expectativas separadas em dois períodos: desenvolvimento de bases para o mercado (2020-2025) e ativação da escala global (2025-2030).

No primeiro período, será necessário desenvolver o mercado a partir de projetos e demonstrações em escala-piloto, construir *hubs* experimentais de menor porte e avaliar as necessidades para a cadeia produtiva e de infraestrutura.

No segundo período, há a expectativa de desenvolver ações para escalar a oferta de modo a atender a demanda interna e por exportação, por meio da construção da infraestrutura (linhas elétricas, gasodutos, tanques de estocagem, estações de abastecimento, portos, vias terrestres) necessária à maior escala, trabalhar na solidez da cadeia de abastecimento, e dar competitividade ao mercado interno (COAG, 2019).

A Figura 17 aponta os indicadores a serem acompanhados na estratégia da Austrália, que indicarão o sucesso da penetração do mercado de H<sub>2</sub>. Os investimentos, estímulos e medidas regulatórias serão construídos conforme a realidade futura, nos diferentes setores. Os fatores a seguir são destacados como promotores ou obstáculos: viabilidade técnica-econômica de produção de H<sub>2</sub>, compatibilidade com infraestrutura existente, capacidade técnica-econômica dos setores de substituir o H<sub>2</sub> de origem fóssil e competitividade de outras fontes de energia de baixa pegada de carbono (COAG, 2019).

**FIGURA 17** – Indicadores de acompanhamento do sucesso de desenvolvimento do mercado de H<sub>2</sub> na estratégia australiana

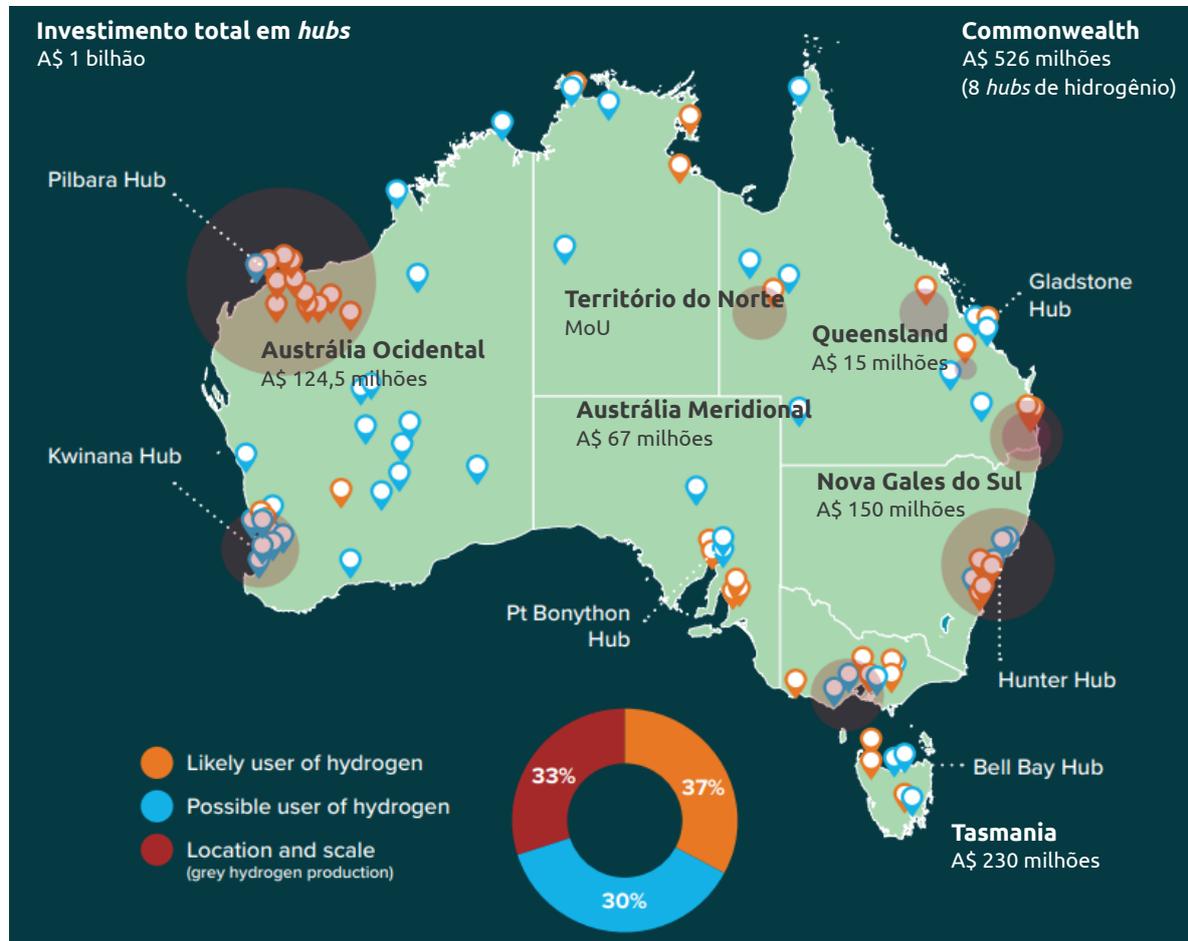


Fonte: elaboração própria a partir de dados do *Australian's National Hydrogen Strategy* (COAG, 2019).

As questões de segurança técnico-operacional e a definição de padronizações serão estudadas pela *Standards Australia*, que criou um comitê técnico para desenvolver esse processo em sincronia com padrões internacionais. A cooperação com entidades regulatórias de outros países será crucial para a interseção de regras no mercado global. As principais parcerias internacionais envolvem a cooperação com o Japão e a Coreia do Sul. Tratando-se da fonte supridora, a Austrália apresenta-se como um elo importante na certificação internacional de hidrogênio, de modo a tê-lo padronizado nas compatibilidades técnicas e relações comerciais dos participantes. Novas legislações ainda podem ocorrer, para apoiar o desenvolvimento da indústria.

A Austrália é um país com forte exportação de *commodities* variadas (minério de ferro, GNL, carvão, produtos agrícolas), além de possuir uma indústria que participa com 44% do consumo energético do país, principalmente de fontes fósseis. O país, todavia, tem um representativo potencial de recursos para a geração de energia renovável e, portanto, está apto à produção de H<sub>2</sub> de fonte renovável. Na Figura 18, a seguir, o plano estratégico da Austrália (revisado em julho de 2023) apresenta regiões de oferta e consumo potencial de H<sub>2</sub> de baixo carbono, havendo a propensão para a construção de *hubs* para consumo interno do insumo ou mesmo sua exportação para países que já estabeleceram parcerias para o desenvolvimento do mercado, como o Japão e a Coreia do Sul, que já demonstraram interesse em importar amônia e metanol, por exemplo. Ressalta-se que o suporte do governo em *hubs* de H<sub>2</sub> ocorre no âmbito da *Commonwealth* e dos estados que compõem a Austrália, havendo uma cifra total de A\$ 1 bilhão destinada a projetos diversos de H<sub>2</sub> de baixo carbono, seja para a produção ou o desenvolvimento de infraestrutura. O orçamento total deve variar conforme o sucesso das fases dos projetos, visto que diversos encontram-se ainda em etapas anteriores à de *final investment decision* (FID). Por exemplo, o próprio plano destaca que a Austrália tem apenas 10 MW de projetos de eletrólise atingindo o FID no momento, ao passo que a União Europeia tem um total de 1,4 GW, seguida dos EUA, com 280 MW; China, com 140 MW; e Brasil, com 60 MW, superando essa métrica.

**FIGURA 18 –** Projetos de *hubs* de hidrogênio e previsão de investimentos



Fonte: elaboração própria por adaptação de Austrália (2022, 2023).

Embora o H<sub>2</sub> tenha diversas formas de descarbonizar processos, o plano do governo destaca aplicações tanto para a exportação quanto para o consumo interno, conforme esquematizado a seguir.

**BOX 5 –** Principais pontos do plano da Austrália

Amônia	Descarbonização e agregação de valor ao aço
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Produção atual de 425 mil t H<sub>2</sub> cinza/ano dedicados à amônia</li> <li>• Uso interno para fins agrícolas e explosivos de mineração (potencial de abatimento de 4 Mt CO<sub>2</sub>/ano)</li> <li>• Exportação frente à competitividade originada pela segurança energética almejada por Europa, Japão e Coreia do Sul</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Uso de H<sub>2</sub> como para produção de aço verde, e não apenas a mineração de minério de ferro</li> <li>• O plano destaca que a Austrália exporta 900 Mt de minério de ferro e produz apenas 5,5 Mt de aço, havendo espaço para a produção deste derivado de maior valor agregado</li> </ul>

<p><b>Abastecimento da indústria marítimas</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Adicionar competitividade ambiental ao abastecimento da frota internacional marítima, que hoje se utiliza de óleo combustível</li> <li>• Contribuir aos interesses do setor em introduzir H<sub>2</sub> ou equivalentes (amônia e metanol) como combustíveis</li> </ul>	<p><b>Calor para processos industriais</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Substituição de gás natural em processos que exigem média e alta temperatura</li> <li>• Atendimento da peletização de ferro, refino de alumina e processamento de alimentos</li> <li>• O uso de H<sub>2</sub> verde na calcinação de alumina pode reduzir em 23,7% as emissões totais da Austrália (abatimento de 3,5 Mt CO<sub>2</sub>/ano)</li> </ul>
<p><b>Substituição de geradores a diesel</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Substituição do diesel por H<sub>2</sub> em atividades de mineração e comunidades remotas, quando competitivas frente a sistemas híbridos envolvendo diesel e baterias</li> <li>• Incentivo de <i>start-ups</i> engajadas na estruturação da manufatura doméstica dessa aplicação</li> <li>• Explorar o mercado de microgeração, utilizando-se H<sub>2</sub> e renováveis, junto à Associação de Nações do Sudeste Asiático (ASEAN)</li> </ul>	<p><b>Firmação da eletricidade do <i>grid</i> doméstico</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Produção de H<sub>2</sub> por eletrólise utilizando geração renovável excedente, estocagem e sua conversão em eletricidade em picos de demanda</li> <li>• Projetos neste escopo: HyResource em Whyalla (Austrália Meridional), Hunter Power Project e Tallawarra B Project (Nova Gales do Sul)</li> </ul>
<p><b>Transporte</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• O setor de transporte de cargas pesada participa em 40% das emissões de CO<sub>2</sub> do setor de transporte</li> <li>• Adoção de H<sub>2</sub> em veículos comerciais pesados: caminhões, ônibus, trens, empilhadeiras, veículos de mineração, balsas, navios</li> </ul>	<p><b>Combustíveis para aviação (SAF)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Desenvolvimento de combustíveis de aviação baseados em H<sub>2</sub> verde produzido a baixo custo, aliado a Direct Air Capture (DAC) para suprir uma fonte de carbono de renovável (CO<sub>2</sub> do ar atmosférico)</li> </ul>
<p><b>Agricultura e setor alimentício</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Uso de H<sub>2</sub> em maquinários e atividades agrícolas, como células a combustível (ex.: trator japonês a H<sub>2</sub> da Kubota a ser lançado em 2025)</li> <li>• Uso de H<sub>2</sub> como insumo da indústria alimentícia em produtos proteicos baseados na engenharia bioquímica de microorganismos</li> </ul>	

Fonte: elaboração própria a partir do plano da Austrália (2023).

De acordo com a estratégia, a Austrália pretende desenvolver uma indústria interna para a manufatura de eletrolisadores, iniciativa que já vem sendo realizada pela Fortescue Future Industries, que investiu em uma fábrica de eletrolisadores, em Gladstone. A fase 1 foi iniciada em fevereiro de 2023 e foi concluída no início de 2024 (Offshore Energy, 2024). A capacidade de produção de eletrolisadores PEM da unidade corresponde a 2 GW/ano (GN, 2022), o que é uma capacidade de grande porte atualmente, considerando que em 2021 a capacidade de eletrólise instalada totalizava 0,513 GW, no mundo. Ainda assim, para atingir as metas sugeridas pela IRENA, em 2050, a capacidade acumulada de eletrólise no mundo deveria atingir 7 mil GW<sup>15</sup>. De qualquer modo, a busca por uma manufatura interna de eletrólise é uma estratégia interessante, visto que a tecnologia de eletrólise é de considerável complexidade, podendo trazer valor à economia do país não só pelo fomento da indústria de bens industriais e mitigação de custos de importação, mas também pelo desenvolvimento de mão de obra qualificada

15 Disponível em: <https://ahrc2023.com.au/cms/wp-content/uploads/Dr-Alan-Finkel-AHRC-2023-Presentation-Speech.pdf>. Acesso em: 12 ago. 2024.

e capacitação humana para lidar com a tecnologia e o processo envolvidos. A mesma visão estratégica pode ser observada para a tecnologia de células a combustível.

Em relação à preferência tecnológica, o plano se concentra na produção de H<sub>2</sub> de fonte renovável. Na revisão do plano, não houve menção direta ao H<sub>2</sub> azul, e um direcionamento preferencial ao DAC para a obtenção de CO<sub>2</sub>, embora exista a possibilidade de aplicar CCUS sobre emissões diretas de processos industriais. Não obstante, vale lembrar que a Austrália vem adquirindo experiência na cadeia de transporte de H<sub>2</sub>, com o transporte de H<sub>2</sub> marrom, derivado de carvão e participação de biomassa, em menor escala (Austrália, 2022). Em especial, o projeto *Hydrogen Energy Supply Chain* (HySTRA) foi relevante no ganho de tal experiência, já que foi possível realizar a liquefação de H<sub>2</sub>, no porto de Hastings, e o transporte em navio para o porto de Kobe, no Japão. Além dos ganhos de desenvolvimento técnico, engenharia e transferência de conhecimento, o projeto superou barreiras regulatórias. A seguir, vê-se imagem do *Suiso Frontier*, embarcação que cumpriu o transporte marítimo de H<sub>2</sub> líquido.



Fonte: Austrália (2022).

Devido às necessidades de segurança no manuseio do H<sub>2</sub> e da criação de um arcabouço regulatório, o governo da Austrália e de seus estados estão desenvolvendo um código nacional de boas práticas nas seguintes áreas: produção de H<sub>2</sub>, produção de amônia, abastecimento com H<sub>2</sub> e suas aplicações, além de plantas e equipamentos envolvendo H<sub>2</sub> e amônia. No quesito da certificação, foi designado um orçamento de A\$ 38,2 milhões no período de 2023-2024 para a criação de um esquema de garantia de origem para a certificação de energias renováveis e produtos derivados de energia limpa, começando pelo H<sub>2</sub>.

### 3.4.3 ORIENTE MÉDIO

O Oriente Médio está apostando no hidrogênio como *commodity* para formar a base das novas relações bilaterais de comércio de energia e manter sua posição como principal fornecedor de energia para o mundo. Assim, o *Oxford Institute for Energy* destaca países com maior potencial, como a Arábia Saudita e os Emirados Árabes Unidos, que possuem simultaneamente amplas reservas de recursos fósseis e baixos custos (inferiores a US\$ 0,03/kWh) de geração de eletricidade renovável (IRENA, 2020b; The Oxford Institute for Energy Studies, 2021).

Com recursos solares abundantes e fácil acesso à água, o hidrogênio e a amônia verde são alternativas atrativas para a diversificação das exportações e a redução da dependência dos fósseis em alguns países (PV Magazine, 2021). Espera-se que o custo de produção seja menor do que na Europa, competindo assim com os preços do hidrogênio cinza. Os líderes do mercado do hidrogênio, como Japão e Europa, veem um grande potencial na região para expandir a colaboração internacional a partir de acordos bilaterais, da transferência de tecnologia, da capacitação e de um novo mercado para combustíveis verdes (WEC, 2020).

Os principais *players* do setor de óleo e gás (O&G), como Saudi Aramco e *Abu Dhabi National Oil Co.* (ADNOC), já têm a infraestrutura, a experiência e o capital para investir e implantar tecnologias de descarbonização, em particular a partir das fontes fósseis. Muitos países do *Gulf Cooperation Council* (GCC) já usam grandes quantidades de hidrogênio cinza, à base de gás natural, representando cerca de 7% do total mundial (8,4 Mt/ano). Em consequência, o hidrogênio azul produzido a partir do gás natural com CCUS está na mira de muitos países, para substituir o H<sub>2</sub> cinza consumido nas refinarias, plantas siderúrgicas e instalações petroquímicas da região.

Iniciativas globais com foco em desenvolvimentos de mercado regionais – como *Desertec Industrial Initiative* (DII), Desert Energy e Desertec 3.0, que buscam alcançar cadeias de valor de energia livre de emissão para armazenamento, transporte, geração de energia e conversão em combustíveis verdes – foram expandidas na *MENA Hydrogen Alliance* (Wehinger e Raad, 2020). Essa aliança busca reunir atores do setor público e privado e acadêmicos, estrategicamente, para acelerar a implantação de projetos de hidrogênio verde e aprofundar as cadeias produtivas locais (DII Desert Energy, 2021).

Os Emirados Árabes Unidos estão investindo em projetos de hidrogênio verde e azul como elementos para que 44% da energia do país seja proveniente de fontes de energia limpa até 2050. O maior parque solar monolocal do mundo, o Parque Solar Mohammed bin Rashid Al Maktoum, está localizado em Dubai e terá uma capacidade instalada prevista de 5 mil MW até 2030 (AETOSWire, 2020). O país foi o primeiro da região a tentar estabelecer uma legislação para a mobilidade. Além desse tema, o país aposta no desenvolvimento da economia do hidrogênio para exportação.

A Autoridade de Eletricidade e Água de Dubai está comprometida em desenvolver um projeto chamado *Green Hydrogen*, em colaboração com a Siemens, visando testar e demonstrar uma planta integrada para produzir hidrogênio de fonte renovável, usando um parque com 1,53 GW de capacidade instalada de energia solar, a fim de armazená-lo e entregá-lo para re-eletrificação, transporte ou outras indústrias. Além disso, a estatal ADNOC, maior produtora de energia dos Emirados Árabes Unidos, tem a capacidade de capturar 800 mil t/ano de CO<sub>2</sub> da *Emirates Steel*. Em paralelo, a ADNOC quer expandir sua capacidade de captura em pelo menos cinco vezes até 2030 (S&P Global, 2020).

Em 2019, o governo saudita publicou o documento *Vision 2030*, no qual estabeleceu a meta de 27,3 GW de capacidade instalada de geração a partir de energias renováveis em 2023 e 57,8 GW em 2030. Até o momento não pôde ser verificada a existência de uma estratégia nacional para o hidrogênio (GIZ, 2021). No entanto, em julho de 2020, a Air Products, a Saudi ACWA e a zona econômica transnacional planejada Neom (na fronteira entre a Arábia Saudita, a Jordânia e o Egito) assinaram um acordo de *joint venture* de US\$ 5 bilhões para produzir 650 t H<sub>2</sub> verde/ dia e instalar uma planta de amônia verde, visando à exportação, considerada a maior do mundo, alimentada por mais de 4 GW de energia solar e eólica (Noussan *et al.*, 2021).

O projeto Neom revela a importância de parcerias de P&D entre países, ao envolver a tecnologia alemã de eletrolisadores da Thyssenkrupp Technology e a conversão de hidrogênio em amônia por tecnologia dinamarquesa da Haldor Topsoe. A produção está prevista para iniciar em 2025. A partir do desenvolvimento da base tecnológica e de mão de obra qualificada, almeja-se promover a diversificação da economia saudita no médio e longo prazo (GIZ, 2021). De fato, a Arábia Saudita embarcou, em setembro de 2020, no porto de Al-Jubail, 40 toneladas de amônia azul com destino ao Japão (Ammonia Energy Association, 2020).

Omã anunciou a construção de uma usina de hidrogênio verde no porto de Duqm, com uma capacidade de eletrolisador de 250-500 MW na primeira fase, com foco principal na amônia verde e produtos destinados à exportação. Uma estratégia de hidrogênio está sendo planejada. Mais recentemente, a EJAAD, o principal centro de colaboração e comunicação para a pesquisa e inovação, lançou uma licitação para um estudo de viabilidade sobre o potencial do hidrogênio para a economia de Omã (GESEL, 2021).

#### 3.4.4 NORTE DA ÁFRICA

Estima-se que os custos de produção do hidrogênio verde por energia solar no Norte da África sejam 40% menores do que na Europa. Existe um grande potencial para uma maior cooperação entre a Europa e a África nas próximas décadas, e as duas regiões podem tornar-se mais interdependentes. O *European Green Deal* já prevê a cooperação com países vizinhos, o que tem potencial para beneficiar países do Norte da África (African Business, 2021). Países produtores de gás da região que já possuem gasodutos conectados à Europa (Argélia, Líbia

e Tunísia) são fortes candidatos a se beneficiarem da economia do H<sub>2</sub>, uma vez que têm a possibilidade de utilizar a infraestrutura existente para a exportação de H<sub>2</sub> no futuro (Van Wijk, 2019).

Outro país que poderá se beneficiar é o Egito, que tem grande potencial para a produção de hidrogênio verde em larga escala, além do hidrogênio azul, devido à abundância de gás natural. Ressalte-se ainda que o país dispõe de um mercado preexistente de 1,8 t de H<sub>2</sub> cinza/ano. O Egito assinou, em agosto de 2021, um acordo com o grupo alemão Siemens, para o desenvolvimento da produção de hidrogênio verde visando à exportação (Siemens, 2021).

O Marrocos não possui reserva de recursos fósseis, mas investe nas energias solar (fotovoltaica e concentrada) e eólica para desenvolver hidrogênio, visando tanto ao mercado interno (1/3) quanto à exportação (2/3), e reduzir a dependência de importação de energia. Essa redução de dependência ganhou força em 2019, quando o país se mostrou como exportador de líquido de eletricidade para a Europa (IRENA, 2020).

Até 2030, o Marrocos pretende ter instalado 11 GW de energia renovável. O país pretende usar sua matriz elétrica renovável para sua competitividade industrial, além de fazer investimentos na infraestrutura de abastecimento de hidrogênio para promover a renovação da frota de veículos atual. A empresa Masen já tem um projeto para a produção de 100 MW de hidrogênio verde em 2022 (Energy & Utilities, 2021).

Com sua proximidade com a Europa, o Marrocos pode se tornar um ator importante no fornecimento de hidrogênio verde em direção à Europa, como aponta a parceria já existente com a Alemanha. Uma das propostas da parceria visa ao fornecimento de hidrogênio e amônia verdes, que podem ser usados como matérias-primas sustentáveis para a indústria de fertilizantes na Alemanha (Noussan *et al.*, 2021).

O sucesso da transição energética do Marrocos, ou outros países do Norte da África, é importante para que a UE tenha uma importação de fontes energéticas de baixa pegada de carbono, a um custo favorecido pela distância geográfica, em adequação com as políticas desenvolvidas dentro da União Europeia. Do ponto de vista de demanda interna, o Marrocos tem potencial para descarbonizar sua atividade de mineração e produção de fertilizantes. A título de exemplo, com 3 GW de energia renovável, o país conseguiria produzir 1 Mt de amônia verde, que consiste na quantidade importada atualmente (IRENA, 2020).

### 3.5 MAPEAMENTO DOS PRINCIPAIS PROJETOS MUNDIAIS

A Agência Internacional de Energia (IEA, 2023b) desenvolveu uma base de dados que abrange todos os projetos de produção de hidrogênio comissionados, em planejamento ou em construção no mundo desde 2000. O escopo desse levantamento inclui projetos cujo objetivo é reduzir as emissões associadas à produção de hidrogênio para aplicações existentes ou usar o hidrogênio como portador de energia ou matéria-prima industrial em novas aplicações com potencial para ser uma tecnologia de baixo carbono.

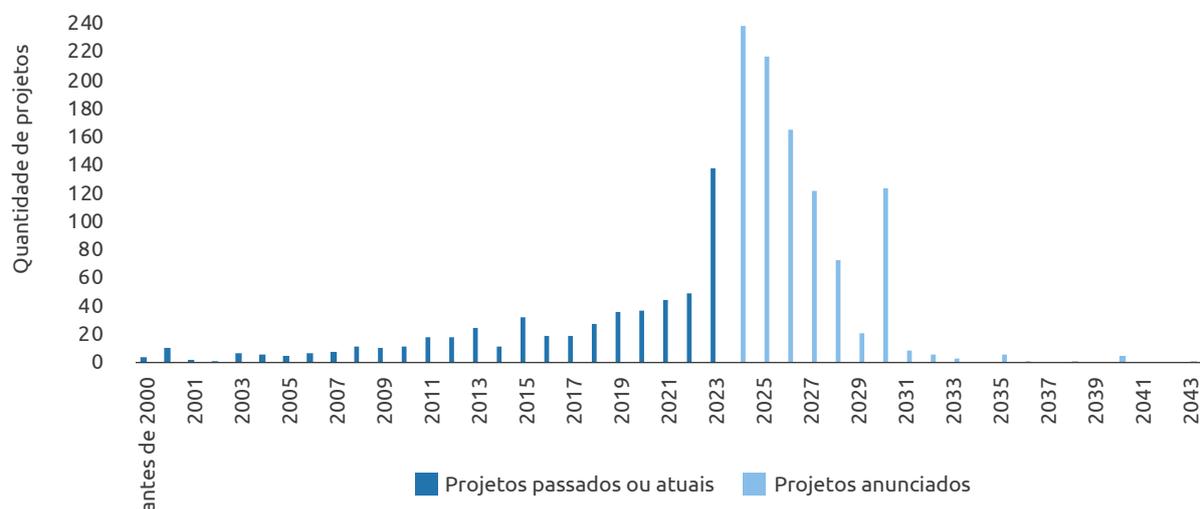
Além da localização e de dados sobre a potência elétrica das plantas ou de produção anual de hidrogênio, os projetos são categorizados pela tecnologia de produção (eletrólise, combustíveis fósseis com CCUS, outras tecnologias), o combustível produzido à base de hidrogênio (hidrogênio, metanol, amônia, metano, combustíveis sintéticos) e o uso do combustível produzido.

Ao analisar a evolução histórica da base de dados da Agência Internacional de Energia referente aos anos de 2021, 2022 e 2023, pode-se apontar um crescimento a uma taxa média de 503,5 novos projetos de produção de hidrogênio por ano. Em todo o período considerado, a Alemanha foi o país com mais projetos em produção de hidrogênio, seguido de Espanha e Estados Unidos em 2021, de Austrália e Estados Unidos em 2022, e de Estados Unidos e Austrália em 2023. Isso evidencia o comprometimento desses países nos esforços de políticas públicas para a produção de hidrogênio de baixo carbono.

A base de dados da IEA aponta que, no mesmo período, o setor de mobilidade se destacou como o principal uso final em todos os anos, seguido de geração elétrica e uso industrial (em calor de alta temperatura), em 2021, geração elétrica e produção de amônia, em 2022, e uso industrial (em calor de alta temperatura) e produção de amônia em 2023.

A seguir, é realizada uma análise detalhada sobre a base de dados publicada pela Agência Internacional de Energia no dia 31 de outubro 2023, da qual consta um total de 1.997 projetos detalhados. Observa-se uma aceleração da quantidade de projetos iniciados no ano de 2023: foram 138, mais que o triplo, em média, dos projetos anunciados no período 2018-2022. Essa aceleração se confirmou nos anúncios de projetos para 2024, 2025 e 2026, como mostrado no Gráfico 4.

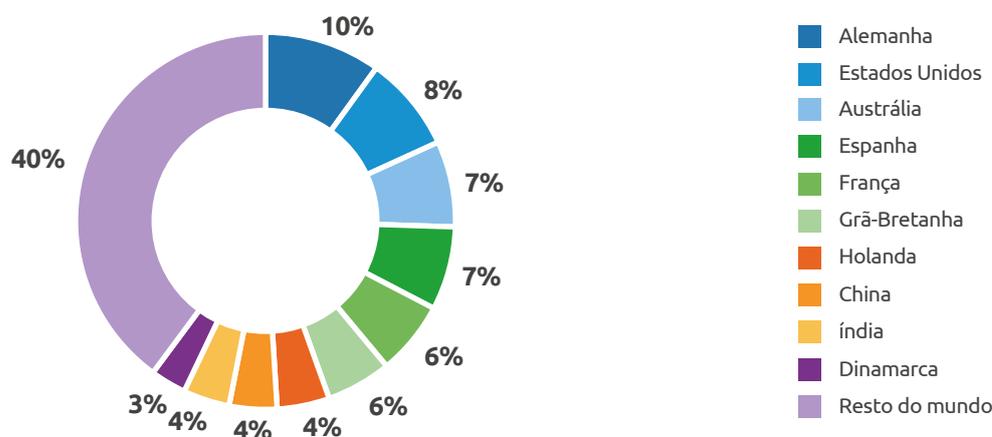
**GRÁFICO 4 –** Distribuição dos projetos na temática do hidrogênio



Fonte: elaboração própria a partir de dados disponíveis em IEA (2023b).

O levantamento aponta uma lista de 87 países com pelo menos um projeto na temática do hidrogênio. Os 10 primeiros países representam 3/5 do total de projetos e são, por ordem decrescente do total de projetos: Alemanha (198), Estados Unidos (164), Austrália (147), Espanha (143), França (126), Grã-Bretanha (111), Holanda (89), China (81), Índia (79) e Dinamarca (61), como mostrado no Gráfico 5. Nesta lista, encontram-se 6 países europeus, 2 asiáticos e os líderes das regiões da América do Norte e da Oceania.

**GRÁFICO 5 –** Distribuição dos projetos entre os 10 países mais implicados na temática do hidrogênio

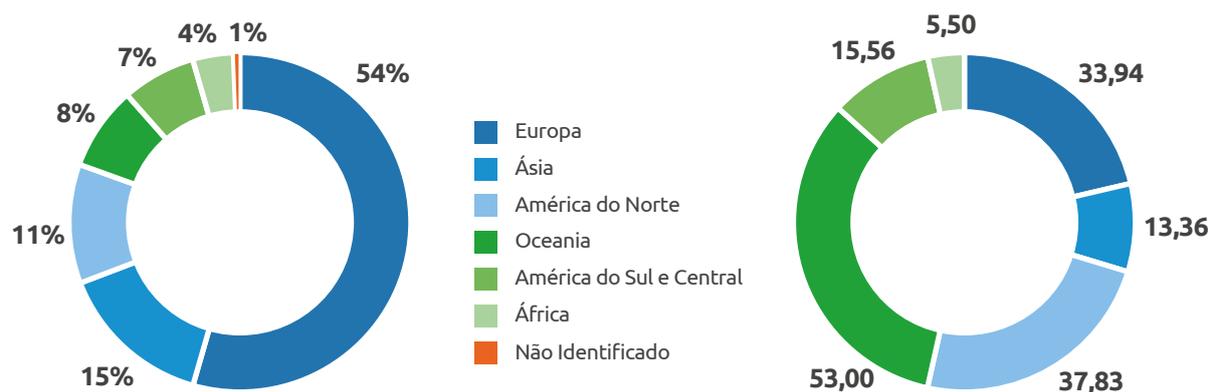


Fonte: elaboração própria a partir de dados disponíveis em IEA (2023b).

O líder da América do Sul e Central é o Chile (59 projetos) e da África é o Egito (28 projetos). Esses países encontram-se na 11ª e 20ª posição, respectivamente. O Brasil encontra-se na 22ª posição, com 24 projetos identificados.

O continente europeu (com 1.086 projetos) destaca-se, sendo a origem de pouco mais da metade dos projetos mundiais, na frente da Ásia (294) e América do Norte (227). A Oceania apresenta um número robusto de projetos (159), em especial pelo papel da Austrália, da América do Sul e Central (140) e, por fim, da África (77), como mostrado no Gráfico 6.

**GRÁFICO 6 – Distribuição dos projetos (esquerda) e densidade de projetos (direita) por continente**

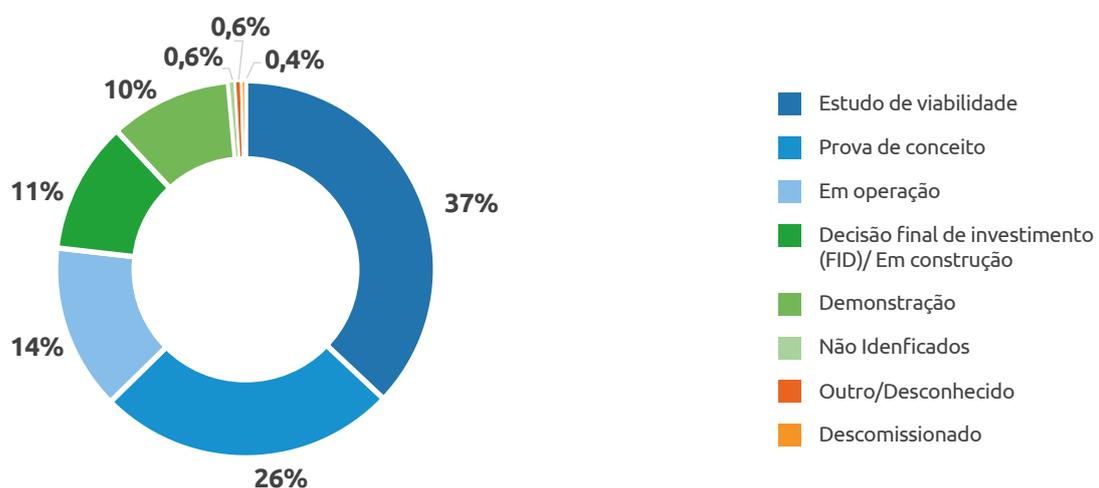


Fonte: elaboração própria a partir de dados disponíveis em IEA (2023b).

A Oceania, liderada pela Austrália, mostra a maior densidade de projetos (quantidade de projetos dividida pela quantidade de países envolvidos), seguida da América do Norte e da Europa, em conformidade com o papel de destaque do continente, como mostrado no Gráfico 6.

Entre os projetos listados, observa-se que 63% do total representa estudos de viabilidade ou provas de conceito, 11% estão em fase de construção ou de decisão final de investimento, 24% são projetos em demonstração ou em operação e 0,4% de projetos já descomissionados, como mostrado no Gráfico 7. A predominância de estudos mais fundamentais mostra a necessidade de amadurecimento das tecnologias do hidrogênio.

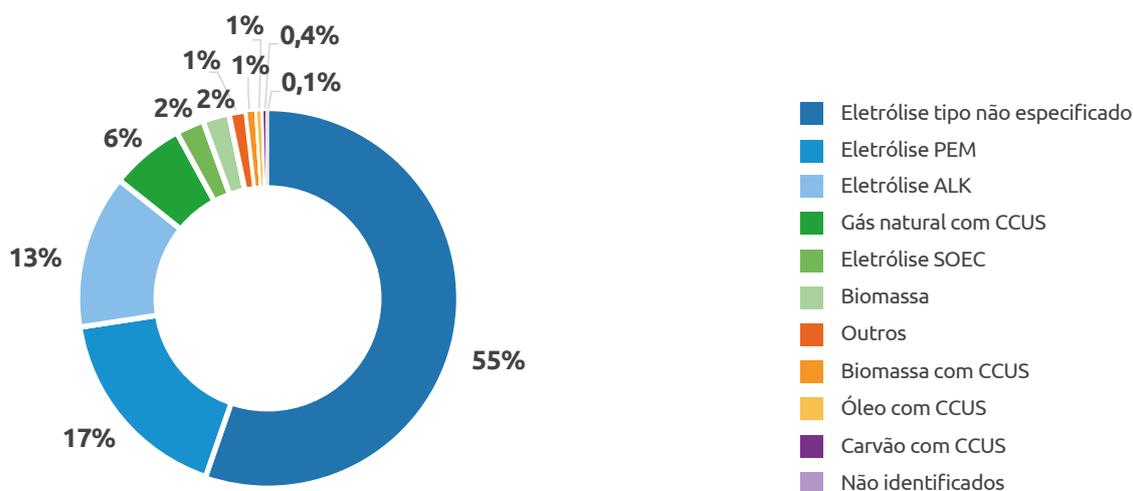
**GRÁFICO 7 – Distribuição em termos de tipo de projetos**



Fonte: elaboração própria a partir de dados disponíveis em IEA (2023b).

No que tange às tecnologias, os projetos focam na sua maioria em eletrólise (86%), seguida de projetos de reforma do gás natural com CCUS (6%). O restante dos projetos trata de gaseificação de biomassa (3%) e de reforma de óleo e carvão com CCUS (1% e 0,4%, respectivamente). Assim, observa-se, no Gráfico 8, a predominância do hidrogênio de fontes renováveis nos projetos identificados pela IEA.

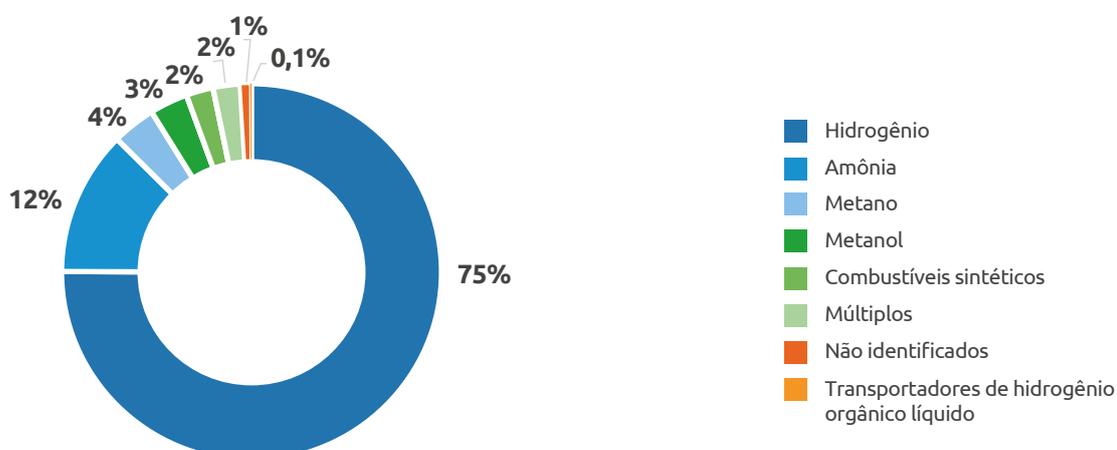
**GRÁFICO 8 – Distribuição em termos de tipo de tecnologia**



Fonte: elaboração própria a partir de dados disponíveis em IEA (2023b).

O Gráfico 9 mostra que a produção de hidrogênio constitui o objetivo final de 3/4 dos projetos. A geração de amônia e metano com baixa pegada de carbono representa 12% e 4% dos projetos, respectivamente.

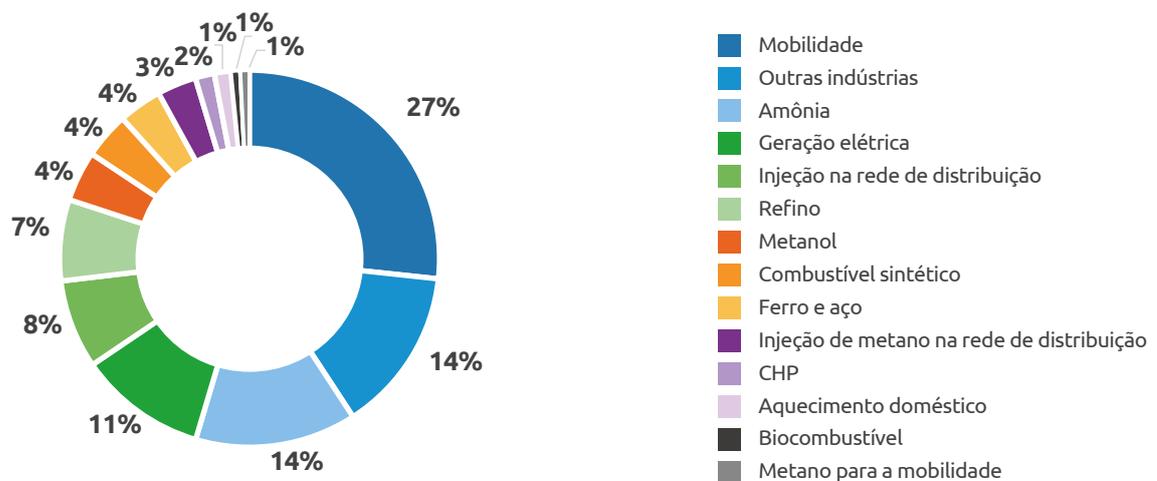
**GRÁFICO 9 – Distribuição em termos de produto**



Fonte: elaboração própria a partir de dados disponíveis em IEA (2023b).

Por fim, a listagem dos usos finais, mostrada no Gráfico 10, aponta uma preferência nas aplicações de mobilidade (27%), amônia (14%), indústrias com exceção do refino e do setor da amônia (14%), geração elétrica (11%), injeção na rede de distribuição (8%) e refino (7%). Essa distribuição reflete as prioridades descritas em políticas públicas de vários países e os mercados já existentes do hidrogênio.

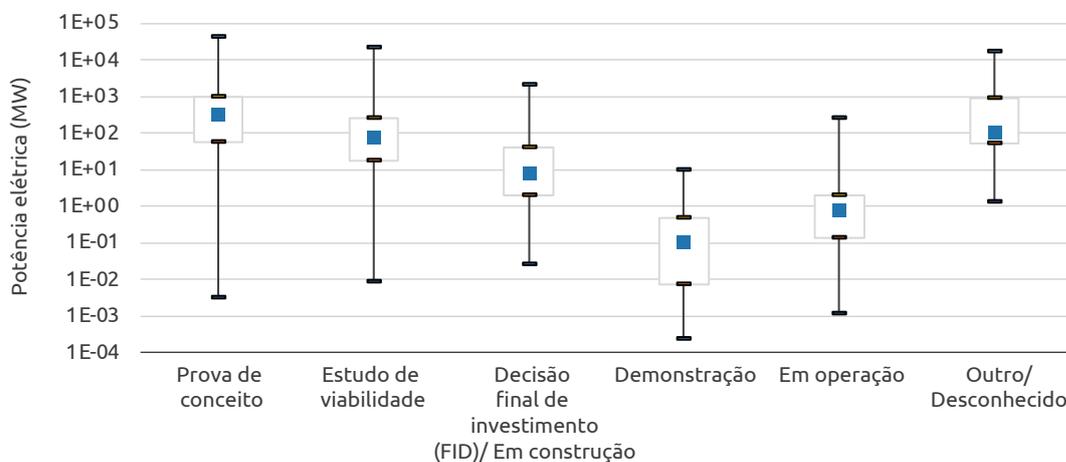
**GRÁFICO 10** – Distribuição em termos de tipo de uso final



Fonte: elaboração própria a partir de dados disponíveis em IEA (2023b).

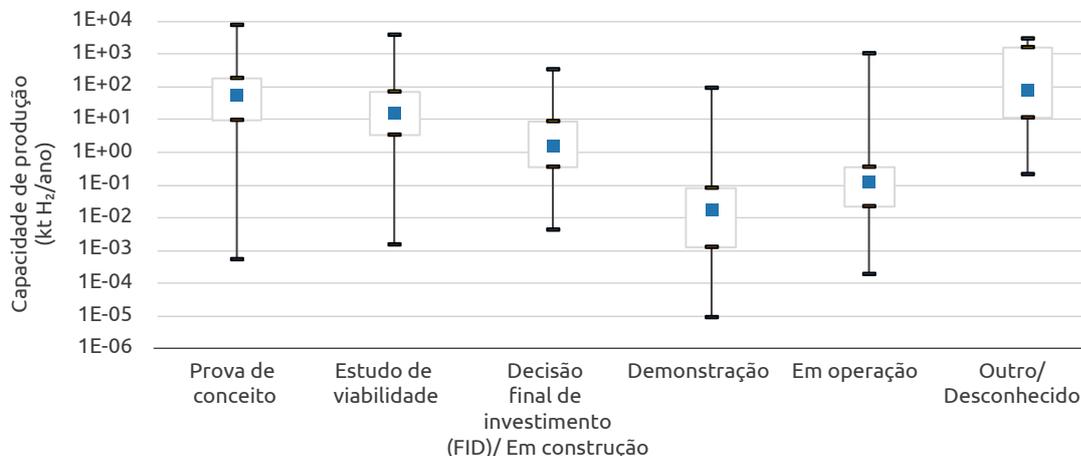
Para cada tipo de projeto, é possível destacar um perfil específico. Em termos de tamanho das plantas de produção, os *box-plot* apresentados nos Gráficos 11 e 12 mostram, como poderia se esperar, que, à medida que o grau de maturidade dos projetos aumenta, o tamanho dos projetos tende a diminuir.

**GRÁFICO 11** – *Box-plot* para a potência elétrica (MW) por tipo de projetos



Fonte: elaboração própria a partir de dados disponíveis em IEA (2023b).

**GRÁFICO 12 – Box-plot para a capacidade de produção (kt H<sub>2</sub>/ano) por tipo de projetos**



Fonte: elaboração própria a partir de dados disponíveis em IEA (2023b).

Pode-se identificar também os três primeiros tipos de tecnologia, de produto e de uso final em cada tipo de projeto. Assim, a análise estatística do banco de dados revela os perfis apresentados na Tabela 10.

**TABELA 10 – Perfis típicos por tipo de projetos**

Tipo de projeto	Tecnologia (%)	Produto (%)	Uso final (%)			
Estudo de viabilidade	Eletrólise tipo não especificado	67%	Hidrogênio	73%	Mobilidade	23%
	Eletrólise PEM	10%	Amônia	15%	Outras Indústrias	18%
	Gás natural com CCUS	10%	Metanol	5%	Amônia	16%
Prova de conceito	Eletrólise tipo não especificado	79%	Hidrogênio	72%	Mobilidade	24%
	Gás natural com CCUS	7%	Amônia	19%	Amônia	22%
	Eletrólise PEM	4%			Outras Indústrias	18%
Em operação	Eletrólise PEM	40%	Hidrogênio	85%	Mobilidade	37%
	Eletrólise ALK	30%	Metano	7%	Potência	20%
	Eletrólise tipo não especificado	20%	Metanol	3%	Injeção na rede de distribuição	10%
Decisão final de investimento (FID)/ Em construção	Eletrólise tipo não especificado	44%	Hidrogênio	79%	Mobilidade	35%
	Eletrólise PEM	25%	Amônia	13%	Amônia	14%
	Eletrólise ALK	20%	Metanol	3%	Outras Indústrias	11%
Demonstração	Eletrólise PEM	36%	Hidrogênio	72%	Potência	26%
	Eletrólise ALK	24%	Metano	15%	Mobilidade	22%
	Eletrólise tipo não especificado	20%	Combustíveis sintéticos	4%	Injeção de metano na rede de distribuição	16%

Tipo de projeto	Tecnologia (%)	Produto (%)	Uso final (%)			
Descomissionado	Eletrólise PEM	43%	Hidrogênio	71%	Amônia	33%
	Eletrólise ALK	29%	Amônia	29%	Mobilidade	33%
	Outros	14%			Refino	17%
Outro/ Desconhecido	Eletrólise PEM	57%	Hidrogênio	86%	Mobilidade	33%
	Eletrólise tipo não especificado	29%	Metano	14%	Injeção na rede de distribuição	22%
	Eletrólise ALK	14%			Refino	11%

Fonte: elaboração própria a partir de dados disponíveis em IEA (2023b).

Observa-se, em todos os tipos de projetos, a predominância dos projetos de eletrólise, em particular de tipo PEM, quando a tecnologia de eletrolisador está especificada. Os estudos de reforma de gás natural com CCUS aparecem em segunda posição nos estudos de viabilidade, mostrando o interesse neste tipo de tecnologia.

O produto predominante é sempre o hidrogênio (entre 71 e 86%). Para os projetos de estudo de viabilidade, prova de conceito, decisão final de investimento (FID)/em construção e já descomissionado, a amônia aparece em segundo lugar. Para os projetos com maior grau de maturidade de demonstração e em operação, a segunda posição é ocupada por metano de baixo carbono. Esse avanço pertinente à amônia e ao metano estaria relacionado a seus mercados já consolidados.

Em termos de uso final, os projetos de estudo de viabilidade, prova de conceito, decisão final de investimento (FID)/em construção e em operação focam principalmente na aplicação de mobilidade. Isso reflete o papel do setor transporte na criação de um mercado de hidrogênio. Por fim, os projetos de demonstração têm a geração elétrica como uso preferencial investigado nos projetos.



# 4 POLÍTICA NACIONAL PARA HIDROGÊNIO

O potencial uso do hidrogênio, como fonte energética no Brasil, vem sendo objeto de avaliação e estudos com avanços graduais desde 1995. Em 2010, uma contribuição importante para um aprofundamento do tema foi construída pelo Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE, 2010), *Subsídios para políticas de competitividade 2010-2025*, já com detalhes de ações de curto, médio e longo prazo a serem executadas no período de 2010 a 2025, mas com poucas atuações, na prática, para viabilizar ações concretas.

Na sequência, o PNE 2050 (MME; EPE, 2020) apontou o H<sub>2</sub> de baixo carbono como vetor para a descarbonização da matriz energética. O PNE 2050 ressaltou a necessidade de um trabalho integrado internacionalmente para o desenvolvimento deste H<sub>2</sub>. Em seguida, a EPE publicou as novas *Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio* (MME; EPE, 2021b).

Em abril de 2021 foi publicada a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 6, que determinou a realização de estudo para a proposição de diretrizes para o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH<sub>2</sub>), com prazo de até 60 dias. A partir deste estudo, foram definidas as diretrizes do PNH<sub>2</sub> incluindo:

- a) 13 diretrizes permeando aspectos macros da cadeia de valor do hidrogênio;
- b) 9 fatores motivadores e orientadores;
- c) 8 princípios estabelecidos;
- d) 3 pilares fundamentais: políticas públicas, tecnologia e mercado; e,
- e) 6 eixos temáticos a serem desdobrados e novas diretrizes para cada eixo temático, conforme a Figura 19, a seguir:

**FIGURA 19** – Eixos estratégicos do PNH<sub>2</sub>



Fonte: PNH<sub>2</sub>.

Na sequência, o CNPE publicou a Resolução nº 6 em junho de 2022, que instituiu o Programa Nacional do Hidrogênio e instituiu o Comitê Gestor do PNH<sub>2</sub>. Ademais, foram criadas inicialmente cinco câmaras temáticas para tratar dos seguintes assuntos:

- I – Fortalecimento das Bases Científico-Tecnológicas – sob a coordenação do Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovações;
- II – Capacitação de Recursos Humanos – sob a coordenação do Ministério da Educação;
- III – Planejamento Energético – sob a coordenação do Ministério de Minas e Energia;
- IV – Arcabouço Legal e Regulatório-Normativo – sob a coordenação do Ministério de Minas e Energia;
- V – Abertura e Crescimento do Mercado e Competitividade – sob a coordenação do Ministério da Economia.

As câmaras temáticas foram responsáveis pela formulação do Plano Trienal (2023-2025) submetido à consulta pública (MME, 2022) pelo Comitê Gestor do Programa Nacional do Hidrogênio (Coges-PNH<sub>2</sub>), em dezembro de 2022, e lançado em 2023 (MME, 2023).

O plano tem como objetivo orientar as ações que devem ser implementadas, em nível federal, para promover o desenvolvimento da economia do hidrogênio no país. O Comitê Gestor do PNH<sub>2</sub> estabeleceu três prioridades para o ciclo 2023-2025: i) definir marco legal-regulatório nacional; ii) intensificar os investimentos em PD&I, com foco na redução de custos; iii) ampliar o acesso a financiamento.

Todas as câmaras temáticas estão dedicadas a desenvolver estudos e ações alinhadas às prioridades estabelecidas pelo Comitê Gestor. O Plano Trienal 2023-25 do PNH<sub>2</sub> aponta os objetivos específicos e os componentes, além de uma descrição das ações em implementação pelas câmaras temáticas.

Desde que o assunto ganhou força no país, a partir das discussões no âmbito do PNH<sub>2</sub>, várias iniciativas legislativas, abrangendo a temática do hidrogênio de baixo carbono, foram discutidas no Congresso Nacional.

No Senado Federal, foi criada a Comissão Especial para Debate de Políticas Públicas sobre Hidrogênio Verde, presidida pelo Senador Cid Gomes (PSB/CE), com o Senador Otto Alencar (PSD/BA) como relator. Na Câmara dos Deputados foram criadas duas comissões: a Comissão Especial sobre Transição Energética e Produção de Hidrogênio Verde, presidida pelo Deputado Arnaldo Jardim (Cidadania/SP), com a relatoria do Deputado João Carlos Bacelar (PV/BA); e a Subcomissão Especial do Hidrogênio Verde e Concessões, no âmbito da Comissão de Minas e Energia, também presidida pelo Deputado Arnaldo Jardim (Cidadania/SP), com o Deputado Leônidas Cristino (PDT/CE) como relator.

Recentemente, e após um longo período de discussões, em julho de 2024, o Congresso Nacional aprovou o Projeto de Lei nº 2.308, de 2023, que institui o marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono. O projeto integra a Pauta Mínima da Agenda Legislativa da Indústria de 2024.

Entre os principais pontos do texto aprovado, destacam-se: i) conceituação do hidrogênio de baixa emissão de carbono, considerando diversas rotas de produção; ii) Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Rehidro); iii) concessão de crédito fiscal, precedida de procedimento concorrencial; iv) criação do Sistema Brasileiro de Certificação do Hidrogênio (SBCH2); v) atribuição à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para a regulação da produção de hidrogênio, respeitadas as atribuições das demais agências reguladoras, conforme as fontes utilizadas no processo, entre outros.

A aprovação do marco legal é um importante avanço para garantir a consolidação do Brasil como produtor de hidrogênio de baixa emissão de carbono, o que poderá gerar empregos, atrair novas tecnologias e investimentos, desenvolver modelos de negócios, bem como inserir o país numa posição relevante na cadeia global de valor. Além disso, está alinhada às prioridades do PNH<sub>2</sub> para o ciclo 2023-2025, de aprovação de um marco legal para hidrogênio de baixa emissão de carbono, que criasse as bases conceituais, institucionais e legais, para o desenvolvimento desta economia do hidrogênio de baixo carbono.

No entanto, mesmo antes da aprovação desse marco legal, a iniciativa privada vinha atuando na temática da certificação voluntária do H<sub>2</sub> de baixo carbono. A certificação do H<sub>2</sub> tem o papel fundamental de estabelecer métricas confiáveis e indicadores da sustentabilidade relacionados à origem do H<sub>2</sub>. Uma rotulagem clara e reconhecida entre os agentes de mercado e reguladores será essencial para conquistar a descarbonização do H<sub>2</sub>, o desenvolvimento de mercados de carbono e o acesso a linhas de crédito para a alavancagem de projetos. Em especial, pode-se destacar que a primeira certificação de H<sub>2</sub> de fonte renovável, neutra em carbono, foi realizada em Pernambuco, por um esquema voluntário conforme a TÜV Rheinland H2.21, envolvendo diretrizes europeias para a avaliação do ciclo de vida da produção de H<sub>2</sub> (156 t/ano) por eletrólise, utilizando-se energia solar (TÜV Rheinland, 2023).

Uma iniciativa nacional de destaque é a certificação de emissões de escopo 2 (emissões relacionadas ao consumo de energia elétrica da rede, por exemplo), promovida pela Câmara Nacional de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que já emite uma versão inicial gratuita de certificados para H<sub>2</sub>. Como a CCEE participa no registro de contratos e no acompanhamento dos fluxos de eletricidade no país, isso lhe permite implementar metodologias considerando se determinado projeto utiliza energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) ou ainda se possui um lastro em um PPA, segundo um Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL) firmado no mercado livre de energia.

Considerando a elevada e crescente participação de energia renováveis no SIN, o processo deve contribuir mesmo para os casos que não envolvem autoprodução ou PPA, de modo a justificar com credibilidade o baixo fator de emissão que a rede elétrica do país já tem. Além dos usos para a demanda interna e o atendimento à regulação, o processo deve facilitar a inserção do H<sub>2</sub> de baixo carbono e produtos derivados em jurisdições no exterior ou em mercados de carbono regulados. Em tais casos, outros critérios devem ainda ser adotados (adicionalidade, correlação temporal e geográfica), para os quais a CCEE mostrou-se preparada para contribuir no que diz respeito aos fluxos e ao consumo de energia elétrica, visto que há pretensões de atuar junto a empresas que conquistam espaço dentro do H2Global, leilão de H<sub>2</sub> e derivados promovido pela Alemanha (CCEE, 2023). Por fim, vale citar que já houve a certificação da CCEE para uma produção de H<sub>2</sub> (100 kg/dia) em uma instalação da usina hidrelétrica de Itumbiara, no Rio Parnaíba, realizada em novembro de 2023.





## 5 OPORTUNIDADES PARA O HIDROGÊNIO SUSTENTÁVEL NAS ESTRATÉGIAS DE DESCARBONIZAÇÃO DA INDÚSTRIA NACIONAL

Embora se destaque como potencial exportador de  $H_2$  de baixo carbono e derivados, o Brasil conta com uma oportunidade de utilizar este  $H_2$  no seu parque industrial. Isto porque o país também se comprometeu com as metas de redução de emissões, no âmbito do Acordo de Paris, incluindo a neutralidade climática em 2050.

O potencial de uso de  $H_2$  na esfera da indústria nacional é apontada a seguir, a partir de uma análise dos dados do Balanço Energético Nacional 2022 (EPE, 2022). O BEN 2022 elenca o consumo de diversas fontes energéticas de vários setores. O consumo de energia por fontes primárias (petróleo, gás natural, lenha, lenha, lenha etc.) e secundárias (gás de refinaria, nafta, diesel, biodiesel, etanol etc.) é apresentado de forma padronizada para os diversos setores industriais (refino, cimento, cerâmica, papel e celulose, ferro-gusa e aço etc.).

A Tabela 11 aponta o consumo de energia fóssil total de cada setor e a fração que estas fontes representam na matriz energética de cada setor. Além disso, foi estimada a fração de combustíveis gasosos que participam nas matrizes dos diferentes segmentos industriais, buscando apontar a parcela da demanda energética com maior facilidade para ser substituída pelo  $H_2$ . Finalmente, a facilidade de implementação do  $H_2$  é atribuída com uma nota de 1 a 5 para cada setor. Nesta escala subjetiva, foi atribuída uma nota de 5 para casos de substituição direta de  $H_2$  cinza, 4 para uso do  $H_2$  para fins energéticos 1 para setores *hard-to-abate* ou que precisem desenvolver tecnologias disruptivas para uso do  $H_2$ .

**TABELA 11 – Consumo de energia fóssil total por setor e facilidade de implementação do H<sub>2</sub>**

Setor	Consumo de energia fóssil total (mil tep)	Percentual de energia fóssil na matriz	Fração de combustíveis gasosos na matriz	Facilidade de implementação do H <sub>2</sub>
CIMENTO	3.201	74,8%	0,1%	4
FERRO-GUSA E AÇO	12.549	74,0%	7,6%	1
FERRO-LIGAS	230	16,9%	0,2%	1
MINERAÇÃO E PELOTIZAÇÃO	1.157	50,4%	11,4%	1
NÃO FERROSOS E OUTROS DA METALURGIA	2.909	54,9%	10,7%	1
QUÍMICA	4.357	67,1%	30,8%	4
MATÉRIA-PRIMA DA QUÍMICA	8.651	99,7%	35,7%	5
ALIMENTOS E BEBIDAS	1.507	6,9%	4,1%	4
TÊXTIL	222	26,0%	21,0%	4
PAPEL E CELULOSE	1.703	12,2%	7,5%	4
CERÂMICA	1.755	42,7%	33,9%	4
CERÂMICA – S/ LENHA	1.755	82,3%	65,3%	4
CERÂMICA – S/ GÁS NATURAL	362	13,3%	0,0%	4
OUTROS	1.804	24,5%	14,6%	4
REFINO	5.378	93,6%	37,9%	5

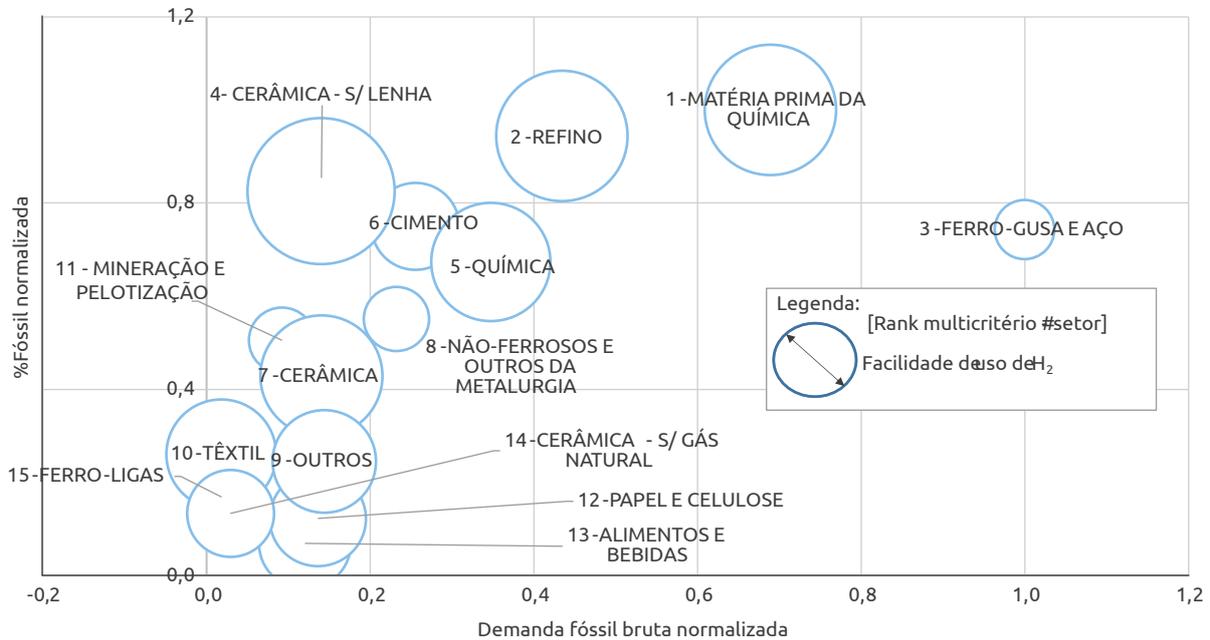
Fonte: elaborado a partir de dados de EPE (2022).

Legenda: fontes consideradas na análise: gás natural, carvão a vapor, lenha, produtos da cana, outras fontes primárias, biodiesel, óleo diesel, óleo combustível, GLP, querosene, gás de cidade e de coqueria, eletricidade, carvão vegetal, outras secundárias de petróleo, alcatrão, etanol anidro, etanol hidratado. “Eletricidade” é considerada no denominador para o cálculo do “percentual de energia fóssil na matriz”. “Eletricidade” e “Outras fontes primárias” são negligenciadas dentro do “Consumo de energia fóssil total”, por não ser possível segregar a participação de fósseis/renováveis na demanda de cada setor. Em “Fração de combustíveis gasosos na matriz” utilizam-se como numerador “gás natural”, “gás de cidade e coqueria” e “GLP”.

Em especial, o setor da cerâmica foi repartido em dois segmentos: “Cerâmica – s/ lenha”, representativo da cerâmica branca e vidro, e “Cerâmica – s/ gás natural”, representativo da cerâmica vermelha.

Combinando-se os fatores e realizando uma normalização das escalas, o resultado é o panorama apresentado no Gráfico 13. Neste panorama, destacam-se como aderentes ao uso de H<sub>2</sub> aqueles setores com maior facilidade de implementação no curto prazo, os que têm elevada participação de fontes fósseis e podem se utilizar do H<sub>2</sub> de baixo carbono como uma alternativa para se descarbonizarem, bem como os que consomem elevadas quantidades de energia fóssil.

**GRÁFICO 13 –** Indicador de facilidade de uso do H<sub>2</sub> na Indústria



Fonte: elaboração própria.

Seguindo este raciocínio, observa-se que o Brasil tem elevado potencial de uso industrial do H<sub>2</sub> como matéria-prima da química (ex.: amônia, metanol), do refino (hidrotratamento e hidrocraqueamento de derivados de petróleo), da siderurgia (produção de aço descarbonizado) e da cerâmica branca/vidro (processos envolvendo demanda de calor sob altas temperaturas). Sem prejuízo dos demais setores, esforços podem ser realizados junto aos setores citados, de modo a se promover a neointustrialização do país, pautada no uso de fontes sustentáveis e alinhadas à agenda internacional de combate às mudanças climáticas.

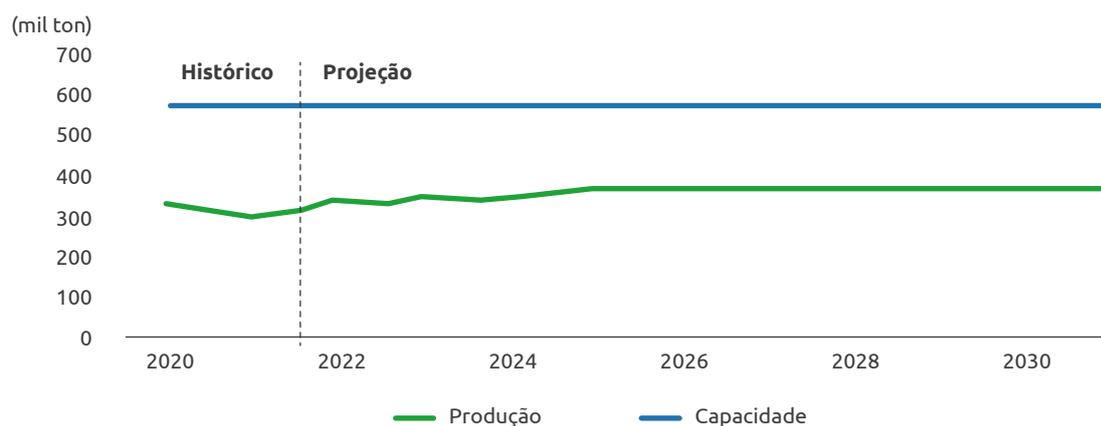
## 5.1 USO DO H<sub>2</sub> EM REFINARIAS

A mudança na demanda do mercado e o aumento das regulamentações ambientais desafiam a indústria de refino a reconfigurar os processos de produção e, ao mesmo tempo, reduzir as emissões. As refinarias estão avaliando as opções disponíveis para reduzir as emissões de carbono de suas operações e continuar relevantes num mundo de energia de baixo ou zero carbono. As refinarias brasileiras são grandes consumidoras de hidrogênio. Cerca de 74% do hidrogênio consumido na indústria brasileira é destinado às refinarias, que produzem o H<sub>2</sub> a partir do gás natural e são autoproductoras.

Segundo o German-Brazilian Energy Partnership (2021), as refinarias brasileiras produziram, em 2018, cerca de 4.400 mil Nm<sup>3</sup> de hidrogênio em 2018, ou seja, cerca de 320 mil t. A EPE estimou a produção e o consumo de hidrogênio no Brasil até 2030 conforme apresentado no Gráfico 14. Observa-se que o setor de refino tem uma demanda que gira em torno de 380 mil t de H<sub>2</sub>/ano. Tal demanda é atendida por unidades geradoras de hidrogênio, configuradas justamente para utilizar o H<sub>2</sub> como matéria-prima em suas atividades internas, e por reforma catalítica de derivados de petróleo (ex.: nafta), que tem o H<sub>2</sub> como subproduto.

O aproveitamento deste H<sub>2</sub> já engloba uma estratégia técnica, econômica e ambiental em prol da eficiência dos processos e do aproveitamento adequado e eficiente do petróleo processado. Portanto, a substituição deste H<sub>2</sub> de origem fóssil pode ser realizada de forma complementar por diversas tecnologias.

**GRÁFICO 14** – Capacidade e produção de hidrogênio nas refinarias brasileiras



Fonte: EPE (2022).

A demanda projetada, por exemplo, ao se considerar um consumo específico de 50 kWh/kg de H<sub>2</sub>, necessitaria de uma capacidade de 2,2 GW de eletrólise, operando sob o máximo de fator operacional, para produzir H<sub>2</sub> de fonte renovável. A depender da configuração tecnológica para proporcionar o lastro de energia renovável, a capacidade instalada de tais fontes poderia uma ordem de 10 GW, um montante significativo do principal setor consumidor de H<sub>2</sub> no Brasil.

Uma solução promovida no parque de refino do Brasil inclui o coprocessamento de derivados de petróleo com óleos vegetais (ex.: óleo de soja), mais especificamente envolvendo o uso de HVO, produzindo o denominado “diesel renovável”. Em especial, a Repar, no Paraná, já introduziu essa atividade, realizando o primeiro teste comercial em setembro de 2022 (Biodiesel Brasil, 2023) para a produção de diesel R5 (diesel com 5% de HVO). Esta forma de descarbonização deve ser expandida para outras refinarias (Refinaria Presidente Bernardes – RPBC, Refinaria de Paulínia – REPLAN, Refinaria de Duque de Caxias – REDUC, dentre outras) até 2027. O uso

de  $H_2$  de baixo carbono pode contribuir para catalisar o conteúdo de emissões dos produtos, além da prática adotada de biorefino.

Outra vertente para reduzir as emissões de refino no Brasil emerge junto a projetos de captura de  $CO_2$  anunciados pela Petrobras, que investiga oportunidades nos estados do Rio de Janeiro (RJ), São Paulo (SP), Espírito Santo (ES) e Bahia (BA). Em especial, a empresa avalia um aquífero salino próximo à costa do RJ, que pode servir como um ponto para armazenamento de  $CO_2$ , podendo ter como demandas emissões oriundas das atividades de Cabiúnas e Itaboraí. Não obstante, além de ser uma oportunidade prática para a mitigação das emissões das próprias atividades da companhia ou da utilização de  $H_2$  azul, o serviço de CCS pode ser expandido para atender outras empresas emissoras de gases de efeito estufa.

## 5.2 PRODUÇÃO DE AMÔNIA E FERTILIZANTES

A amônia é o insumo químico usado como base para a produção de fertilizantes nitrogenados (ureia, nitrato de amônio, sulfato de amônio, fosfato monoamônico – MAP, dentre outros), sendo produzida principalmente através do uso do gás natural, que desempenha um papel concomitante como combustível e matéria-prima (fonte de  $H_2$ ). A oferta de amônia é essencial hoje para a promoção da produtividade das culturas agrícolas e preservação da segurança alimentar mundial, visto que o processo se consolidou como a principal tecnologia capaz de fixar o nitrogênio do ar atmosférico em um produto químico.

No caso do Brasil, os fertilizantes nitrogenados são fundamentais para a manutenção do país como uma potência mundial agrícola eficiente. Diversas *commodities* agrícolas, que dependem da adubação do solo com nitrogênio, dependem das importações, que chegam a superar 90% da demanda interna. Dentre as razões que configuram esse cenário, destacam-se os altos preços do gás natural para a produção de amônia. Faz parte da agenda política do país reduzir esta dependência em importações, pela retomada da indústria de fertilizantes nitrogenados, como proposto no Plano Nacional de Fertilizantes (Brasil, 2021).

Assim, o  $H_2$  de baixo carbono é um insumo que pode compor essa reestruturação da soberania nacional e o atendimento à segurança de abastecimento do Brasil. As várias rotas tecnológicas são bem-vindas: disponibilização de gás natural com preços competitivos e associado a um menor fator de emissão, integração das unidades de fertilizantes nitrogenados a projetos de CCUS, uso do biometano para gerar lastro ao  $H_2$  necessário à composição da amônia ( $NH_3$ ), ou até a produção de  $H_2$  por eletrólise para suprir diretamente o processo Haber-Bosch. Todas essas frentes compartilham o desafio de se obter um  $H_2$  de baixo custo, incluindo-se a rota do gás natural no caso do contexto brasileiro, o que abre espaço para a competitividade econômica e ambiental de outras matérias-primas para se produzir o  $H_2$ .

No Brasil, as empresas Yara e Raízen firmaram uma parceria para comercialização de biometano, derivado de resíduos de cana-de-açúcar, utilizando a rede de distribuição da Comgas, de modo que o país já tenha uma produção de uma amônia de baixo carbono. Atualmente, o biometano responde pela demanda de 3% do gás natural necessária para a planta de amônia, mas a empresa almeja atingir 100% de biometano (Novacana, 2023).

O uso da amônia em frentes emergentes, como vetor de H<sub>2</sub> ou como combustível, também está no radar do país. Conforme divulgado pela CCEE (2023), o órgão prepara-se para contribuir na certificação de emissões de eventuais candidatos brasileiros para o leilão H2Global. Assim, a amônia de baixo carbono no Brasil pode ser produzida visando à exportação, atendendo mercados externos que premiem o produto com menor pegada de carbono.

Um acordo de dois anos entre Vale e Petrobras, que contempla o desenvolvimento de projetos de baixo carbono, elenca a amônia como uma alternativa para ser utilizada nas operações da Vale, como aquelas relacionadas a atividades logísticas. A companhia de mineração tem uma frota marítima robusta e, desde 2021, junto a outros agentes, estuda a possibilidade de incorporar amônia verde como combustível marítimo, de modo a reduzir as emissões associadas ao transporte do minério de ferro, por exemplo (Vale, 2023).

A produção distribuída de amônia por H<sub>2</sub> de fonte renovável pode servir, também, para o armazenamento de energia em grande escala, o que pode ser mais atrativo do que o hidrogênio puro do ponto de vista econômico, ambiental e tecnológico. Esta solução tem o potencial de alimentar com energia áreas isoladas, como a Amazônia, dada a mobilidade da amônia, e pode aliviar a sazonalidade da energia eólica (veja a Seção 5.4).

Por fim, ressalta-se que o maior desafio na adoção de H<sub>2</sub> de fonte renovável como insumo para a produção de amônia no Brasil continua sendo o menor preço do gás natural, no mercado externo, que proporciona fertilizantes nitrogenados a preços mais competitivos.

## 5.3 PRODUÇÃO DE METANOL PARA AS INDÚSTRIAS QUÍMICA E PETROQUÍMICA

O metanol é um produto químico com uma ampla gama de aplicações, desde matéria-prima para derivados químicos de maior valor agregado, ou mesmo em aplicações para a produção de combustíveis ou aditivos. No Brasil, seus usos destacam-se na produção de biodiesel e em resinas de madeira aglomerada (BNDES, 2020), sendo que a oferta provém inteiramente de importação. A oferta interna de metanol foi interrompida em 2016, com a parada de duas instalações (RJ e BA). Atualmente, o metanol é importado integralmente de países tais como Trinidad e Tobago, Chile e Venezuela.

A produção de metanol necessita de monóxido de carbono e  $H_2$  (insumos produzidos pela reforma a vapor do gás natural), sendo necessárias fontes renováveis, tanto de hidrogênio como de carbono, para obter emissões líquidas sem gases de efeito de estufa. De forma direta, o biometano poderia contribuir para o provimento de  $H_2$  musgo, além do próprio carbono sustentável necessário à composição do metanol. Outras fontes de biomassa, a aplicação de CCUS sobre gases industriais ou mesmo o DAC para a obtenção de  $CO_2$  do ar atmosférico são alternativas custosas para se obter a fonte de carbono para a molécula.

No Brasil, no Porto do Açu, a Prumo assinou um memorando de entendimento referente ao aproveitamento de biogás derivado de biomassa de cana para a produção de metanol verde, introduzindo o  $H_2$  renovável de biomassa ao portfólio de  $H_2$  de baixo carbono sob desenvolvimento no *hub* (EPBR, 2023).

Além de o metanol ser utilizado diretamente como combustível, ele pode ser um químico intermediário na produção de eletrocombustíveis e combustíveis sintéticos. No Brasil, o metanol verde encontra-se no radar de estudos da Vale e Petrobras, a ser incorporado como vetor de descarbonização em operações de maneira análoga à amônia, embora o papel ótimo e o uso final do metanol ainda não estejam definidos no momento (Vale, 2023).

## 5.4 SIDERURGIA

Conforme apresentado em seção anterior, a siderurgia apresenta diversas frentes que podem ser descarbonizadas, todas relevantes e complementares. No Brasil, em especial, há o exemplo do uso de carvão vegetal em algumas rotas de produção de aço. O  $H_2$  de baixo carbono pode ter um papel não só na tecnologia mais disruptiva, de produção de ferro-esponja pela redução direta do aço, mas também tem espaço para ser utilizado parcialmente como agente redutor no processo do alto-forno e como fonte de energia em processos acessórios de uma siderurgia.

A produção de aço de baixo carbono é especialmente importante para o Brasil, considerando que o CBAM, na União Europeia, abrange este produto. Existe, portanto, potencial oneração de bateladas de aço produzidas de maneira convencional. O uso de  $H_2$  de baixo carbono, na produção de aço, pode incrementar a competitividade do produto brasileiro e reduzir o risco associados aos produtos brasileiros.

A Companhia Siderúrgica Nacional (CSN, 2022) pretende injetar  $H_2$  em um projeto-piloto de alto-forno na Usina Presidente Vargas, em Volta Redonda, no Rio de Janeiro (RJ). Os testes devem ter sido iniciados em 2023, utilizando uma tecnologia similar no uso do  $H_2$  testada em atividades da indústria do cimento pela mesma empresa.

Empresas como a Forstescue Future Industries, atuante no Porto do Açú (2021), e a Arcelormittal (2022), em Pecém, no Ceará, e no porto de Tubarão, em Santa Catarina, já participam de entendimentos para a inserção de H<sub>2</sub> em suas cadeias produtivas, destacando seu interesse em utilizar seus respectivos recursos e ativos no Brasil para este fim. Em especial, o H<sub>2</sub> de fonte renovável deve ser a rota tecnológica principal para a utilização do H<sub>2</sub>, conforme proposto pelas escalas de gigawatts de capacidade de eletrólise nestes *hubs*, mas sem prejuízo de outras rotas complementares que devem ser inseridas na produção de H<sub>2</sub> de baixo carbono. A rota da eletrólise ainda pode ser complementar à atividade das siderúrgicas, visto que o O<sub>2</sub> é produzido como um coproduto. Assim, uma possibilidade de uso do O<sub>2</sub> seria de maneira a complementar demandas existentes por este insumo em processos industriais, como em conversores de oxigênio, e com limitações de oferta conforme a escala de eletrólise.

De forma mais geral, a Arcelormittal, em parceria com a Federação das Indústrias de Minas Gerais (FIEMG), desenvolverá P&D no estado para investigar projetos relacionados a biocombustíveis sustentáveis, uso de H<sub>2</sub>, CCUS e novas rotas de produção de aço. Por fim, outras frentes de atuação do setor siderúrgico no Brasil devem ser estabelecidas se concretizados os projetos de CCUS anunciados no Brasil, o que abriria espaço para o H<sub>2</sub> azul e aplicações similares, conforme os serviços de captura de carbono disponibilizado para empresas, conforme anunciado pela Petrobras. Não obstante, o uso de CO<sub>2</sub> em gases efluentes industriais em aplicações locais pode ser estabelecido para sua conversão em químicos, como proposto em projetos internacionais, e possivelmente já está incluso na agenda de pesquisa das empresas que atuam no Brasil.

## 5.5 PRODUÇÃO DE CERÂMICA E VIDRO

A indústria de cerâmica e vidro envolve processos típicos que necessitam de alta temperatura e um bom controle da queima, para conferir segurança na qualidade dos produtos acabados. Ambos os setores podem usar fornos elétricos, com eletricidade de fontes renováveis, ou mesmo o H<sub>2</sub> como combustível substituto para as fontes, a exemplo do gás natural, a fim de atingir metas de descarbonização.

No caso da produção de cerâmicas, o uso de fornos elétricos é mais desafiador, pois o processo requer temperaturas mais elevadas. Durante a operação de “queima” ou “sinterização”, os produtos adquirem suas propriedades finais. As peças, após secagem, são submetidas a um tratamento térmico a temperaturas elevadas, até 1.700 °C, em fornos contínuos (ABCERAM, 2021). Assim, a inserção de H<sub>2</sub> de baixo carbono se apresenta como uma alternativa atrativa para os processos que requerem elevadas temperaturas e para a preservação de bens de capital já custeados pelas fábricas.

No Brasil, a indústria de cerâmica e vidro utiliza gás natural como principal fonte energética, como nos processos de fusão de matérias-primas e secagem controlada de peças. O uso do H<sub>2</sub> como substituição parcial, portanto, pode servir como uma forma de mitigar suas emissões, com o uso de fornos híbridos capazes de queimar uma mistura de gás natural e hidrogênio.

Neste caso, a segurança operacional deve ser considerada cuidadosamente. A depender dos avanços técnicos-econômicos no uso de H<sub>2</sub>, este teria potencial de mitigar emissões de poluentes atmosféricos na indústria da cerâmica vermelha, que usualmente conta com fontes de energia rudimentares em sua matriz energética, de modo a tornar atualmente o processo economicamente viável. Assim, o H<sub>2</sub> pode contribuir com o aspecto social e ambiental do setor, além de promover a modernização de instalações no país.

Empresas como Cebrace e Delta Porcelanato já consideram a descarbonização de suas operações no Brasil. Para tanto, no curto prazo, ambas as empresas apostam no uso de biometano como forma de descarbonizar em seus processos. De maneira complementar, o uso de H<sub>2</sub> de baixo carbono pode contribuir para compor esta oferta de energia renovável na matriz das plantas industriais.

Em estudos de caso realizado por ambas as empresas, junto à Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), no âmbito do programa Euroclima, uma parceria entre Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (MDIC), Cooperação Alemã para o Desenvolvimento Sustentável, por meio da Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, e Confederação Nacional da Indústria (CNI), foram observados cenários de viabilidade para a substituição parcial do gás natural por H<sub>2</sub> de fonte renovável. A ferramenta H2V-IEPUC, desenvolvida com o apoio de GIZ e CNI, foi utilizada para realizar avaliações junto a setores, como forma de validação da modelagem e, principalmente, sondar cenários factíveis para a implementação de projetos de H2V.

Segundo as demandas das empresas, projetos de autoprodução de até 10 MW atenderiam o porte e escopo de projetos-pilotos, visando substituir o gás natural entre 5% e 15% por H<sub>2</sub>, além de outras mitigações de emissões se conduzidos projetos de aproveitamento de O<sub>2</sub>. Como as fábricas envolvem processos sob elevada temperatura, foi analisada junto às empresas a possibilidade de se integrar o uso do O<sub>2</sub>, coproduzido da eletrólise, para o aprimoramento da eficiência energética da combustão em determinados processos. Tal prática vem sendo adotada em casos particulares da indústria de cimento, como será apresentado a seguir. Por fim, é apresentado, no Anexo A, maior detalhamento do estudo de caso conduzido junto à Delta, visando à implementação de um eletrolisador de 2,5 MW, para substituir parcialmente o gás utilizado em processos de secagem.

## 5.6 PRODUÇÃO DE CIMENTO

A produção de cimento no Brasil envolve uma quantidade significativa de emissões, visto que o processo usualmente envolve coque de petróleo como insumo energético. Assim, dentre as diversas maneiras de mitigar as emissões do setor, o uso do H<sub>2</sub> de baixo carbono é uma possibilidade relevante. Como o cimento tem emissões de processo, devido ao carbono intrinsecamente presente na constituição das matérias-primas, projetos de CCUS são uma forma de se atenuar outro foco significativo de emissões do setor. Os projetos apresentados pela Petrobras, por exemplo, mencionam a indústria cimenteira (além da siderurgia) como uma fonte potencial de CO<sub>2</sub> para se ofertar um serviço de captura de emissões.

O uso de H<sub>2</sub> vem sendo explorado pela CSN em parceria com a empresa portuguesa UTIS. Conforme o Relatório de Ação Climática da empresa (CSN, 2022), o uso de H<sub>2</sub> na produção de cimento foi realizada em um forno da unidade Arcos da CSN Cimentos, em Minas Gerais, utilizando-se também o O<sub>2</sub> coproduzido na eletrólise para melhorar a performance da queima de combustíveis. O projeto foi expandido para a unidade de cimento em Alhandra, na Paraíba, em 2023, para a realização de testes, além de sua utilização em uma unidade siderúrgica no estado em Volta Redonda, no Rio de Janeiro.

## 5.7 MOBILIDADE

O transporte urbano de passageiros através de ônibus representa a modalidade mais importante de deslocamento diário no Brasil e já foram executados alguns projetos de protótipo desde o ano 2000 (Panik, 2017). Um ponto a destacar é que, dada a liderança brasileira no mercado de fabricação de ônibus – a produção anual já atingiu cerca de 30 mil unidades nos últimos 10 anos, embora se encontre em torno de 20 mil unidades em 2023 (FABUS, 2024) –, já existe a base para o desenvolvimento de uma indústria nacional de ônibus a células a combustível a hidrogênio. Mais recentemente, houve diversas iniciativas de desenvolvimento de tecnologia para a produção de hidrogênio (em particular, a partir de etanol), sua distribuição e seu uso, tanto em veículos de passeio quanto em transporte pesado. Alguns exemplos estão citados a seguir.

A Nissan desenvolveu um protótipo de veículo movido por uma célula de combustível de óxido sólido (SOFC, na sigla em inglês para *solid oxide fuel cell*), abastecida por bioetanol, garantindo ao veículo uma autonomia superior a 600 km com 30 L de etanol. O primeiro período de testes com o protótipo foi realizado no Brasil entre 2016 e 2017. Dois veículos e-NV200 equipados com este sistema foram testados pela equipe de pesquisa e desenvolvimento da Nissan do Brasil, que demonstrou que a tecnologia se adapta perfeitamente ao uso cotidiano e ao combustível brasileiro, com ampla infraestrutura existente para abastecimento no território nacional. Essa iniciativa resultou na assinatura de um acordo de parceria entre a Nissan e o Instituto

de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN), em 2019, para o desenvolvimento tecnológico do uso de bioetanol para veículos movidos à célula de combustível (Future Transport, 2019).

Outra iniciativa de grande relevância para o setor, o programa Rota 2030, foi lançada em 2018, com o objetivo de estimular investimentos em pesquisa e desenvolvimento no setor de transportes e incentivar alternativas limpas de propulsão em veículos. Diversos projetos já receberam financiamento para investigar o uso de hidrogênio dentro da Linha V – Biocombustíveis, Segurança Veicular e Propulsão Alternativa à Combustão, do programa Rota 2030 desde 2020 (FUNDEP, 2023):

- Estudo experimental da tecnologia *dual-fuel* em motores de ignição por compressão utilizando diesel renovável (HVO/Farnesano) com etanol, hidrogênio ou biogás, desenvolvido pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), junto à Universidade Estadual Paulista (UNESP) e à empresa CNH – Comércio a varejo;
- Eficiência energética em motores Flex com enriquecimento de hidrogênio obtido por reforma catalítica embarcada, desenvolvido pela UNIFEI, junto à Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), ao Instituto Nacional de Tecnologia (INT) e às empresas AVL South América e Sabó Indústria e Comércio de Autopeças;
- Unidade autônoma eficiente de geração de gases para SOFC baseado em reformador de etanol, desenvolvido pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e pelas empresas AVL South América, BMW e AGORA.
- Desenvolvimento de solução de autonomia estendida para veículos elétricos a partir de hidrogênio sustentável e pilha de combustível, desenvolvido pela Universidade Federal do Paraná (UFPR) e pela empresa Renault.
- Desenvolvimento de motor automotivo movido a bio-hidrogênio para o mercado brasileiro, desenvolvido pela Universidade Federal de Santa Maria (UFSM) e pelas empresas Marelli Powertrain e TCA Horiba.
- Prototipagem de células a combustível e microrreatores para a geração de energia embarcada a partir do etanol em veículos híbridos e elétricos, desenvolvido pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), junto à Universidade Federal dos Vales do Jequitinhonha e Mucuri (UFVJM), à Universidade Federal de Mato Grosso (UFMT) e as empresas Bosch, Caoa, FCA Fiat, SAE4Mobility e Toyota.
- Aumento da eficiência da propulsão veicular por meio de hidrogênio gerado a bordo: do desenvolvimento de reformadores aos testes em sistemas de propulsão, desenvolvido pela PUC-Rio e o IPEN, junto às empresas Bosch, FCA Fiat, Ipiranga, Mercedes Benz e Umicore.
- Motor *bi-fuel* de alta eficiência a etanol e biometano para a aplicação em veículos comerciais leves: testes experimentais, hibridização, *dual-fuel* com H<sub>2</sub> verde e análise da pegada de carbono, desenvolvido pela UNIFEI junto à UNESP, à Universidade Federal da Paraíba (UFPA) e às empresas Mahle e FTP.

- Desenvolvimento de motor *dual-fuel* movido a HVO e H<sub>2</sub> verde com aplicação em trator agrícola, desenvolvido pela BPowertrain.
- Centro multiusuário em tecnologias de manufatura e validação de células a combustível de óxido sólido suportadas em metal, desenvolvido pela UNICAMP e o Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial e Centro Integrado de Manufatura e Tecnologia (SENAI-CIMATEC).
- Desenvolvimento de sistemas de pós-queima e de evaporação e aquecimento da unidade de processamento de etanol (EPU) para aplicação integrada com SOFC, a ser desenvolvido pela UFSC e as empresas AVL South América, BMW e KRAH.

A nova fase do programa, MOVER, lançada em dezembro de 2023, deve se aprofundar ainda mais em estudos sobre eletrificação e células a hidrogênio para mobilidade, especialmente em veículos pesados e de longas distâncias.

O Governo do Ceará e a Neoenergia, empresa controlada pelo grupo espanhol Iberdrola, assinaram um memorando de entendimento para a implantação de um projeto de mobilidade urbana com a utilização de veículos para transporte público movidos a H<sub>2</sub> verde. O projeto-piloto será feito em Fortaleza, e a meta é chegar a 18 pontos de abastecimento de energia limpa. Depois o projeto será ampliado para 70 municípios, sendo seis capitais nordestinas, atendendo um total de 66% dos estados do Nordeste, para beneficiar até 37 milhões de pessoas (Complexo do Pecém, 2021d).

Em 2021, a empresa brasileira TUPY, líder mundial em fundição e usinagem de componentes estruturais de alta engenharia, Westport Fuel Systems Inc e AVL List GmbH, anunciaram em conjunto uma colaboração para desenvolver um motor de combustão interna de H<sub>2</sub> altamente eficiente para transporte de mercadorias pesadas, que poderá levar no futuro à aplicação na mineração. A colaboração direta visa combinar materiais avançados e tecnologias de fundição com tecnologia usando injeção direta de alta pressão (HPDI, na sigla em inglês para *high pressure direct injection*) (TUPY, 2021)

Em 2022, a Shell Brasil, Raízen, Hytron, Universidade de São Paulo (USP) e o SENAI CETIQT assinaram um acordo de cooperação para o desenvolvimento de plantas de produção de hidrogênio renovável a partir do etanol. A parceria consiste na construção de duas plantas dimensionadas para produzir 5 kg/h de hidrogênio e, posteriormente, a implementação de uma planta de 44,5 kg/h. O acordo inclui também uma estação de abastecimento veicular (no campus da USP, na cidade de São Paulo), e um dos ônibus utilizados pelos estudantes e visitantes da Cidade Universitária será equipado com células a combustível para utilizar o hidrogênio produzido a partir do etanol.

No caso da aviação, já existem iniciativas significativas no mundo envolvendo fabricantes de turbinas aeronáuticas, fabricantes de aeronaves ou *startups*. No Brasil, a Embraer anunciou em 2021 um projeto para o desenvolvimento de 4 aeronaves usando propulsão elétrica e formando uma família de aviões chamada de “Energia”. Assim, o modelo de avião executivo chamado “Energia H2 Fuel Cell Gas Turbine” (E19-H2FC) terá 19 assentos, com uma propulsão 100% elétrica oriunda do uso de hidrogênio em células a combustível, com previsão de lançamento até 2035 (Meier, 2021). Em 2022, foi também anunciado o modelo E30-H2FC, com 30 assentos (Amaral, 2022). Os jatos têm estrutura para voar a 30 mil pés de altitude e suportar temperaturas de até  $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Os motores serão montados na traseira, mas as asas serão mais longas para proteger as hélices e as células de combustível. Em 2023, a Embraer e a britânica GKN Aerospace, empresa especializada no setor aeroespacial, anunciaram durante o Paris Air Show um acordo de colaboração em programas de desenvolvimento tecnológico na área de hidrogênio (Basseto, 2023).

Quanto à mobilidade marítima, a transportadora japonesa Mitsui O.S.K. Lines (MOL) anunciou em janeiro 2023 que pretende iniciar em 2024 a construção do primeiro navio produtor de hidrogênio no Brasil. A embarcação é batizada de *Wind Hunter*, já que o navio será equipado com diversas velas eólicas rígidas e dobráveis, que permitirão a propulsão e a geração de hidrogênio em presença de vento. Assim, turbinas subaquáticas irão gerar eletricidade para a eletrólise da água. Em seguida, esse hidrogênio será armazenado em tanques, em forma de MCH líquido. Na ausência de vento, o hidrogênio alimenta células a combustíveis (Biodiesel Brasil, 2023).

## 5.8 EXPORTAÇÃO DE DERIVADOS DO HIDROGÊNIO

O Brasil tem uma das matrizes energéticas mais renováveis do mundo. Por outro lado, o custo de energia elétrica compõe cerca de 70% do custo de produção de  $\text{H}_2$  de fonte renovável, sendo o fator mais importante da viabilidade econômica desta solução. Por apresentar um dos custos nivelados de geração de energia renovável mais baixos no mundo, o país é um forte candidato à produção de deste tipo de  $\text{H}_2$  para exportação a preços competitivos (IRENA, 2021). Além disso, a estruturação ágil do mercado de energia brasileiro permite que preços baixos possam ser alcançados, comprando-se excedentes de energia. Porém, esta solução necessitaria da disponibilidade de armazenamento de  $\text{H}_2$  de grande porte, o que poderia ser feito em clusters ou *hubs* preparados para exportação.

Além da oportunidade de descarbonizar a indústria brasileira (Box 6), o hidrogênio de baixo carbono oferece a oportunidade de tornar o Brasil exportador deste vetor de energia para os mercados internacionais, principalmente para a Europa.

Entre os países-alvos, está a Alemanha, que tem feito parcerias com diversos países, incluindo o Brasil, para desenvolver atividades de cooperação, com o objetivo de comprar hidrogênio verde para uso final e, em contrapartida, vender ou transferir tecnologia de produção alemã.

#### **BOX 6 – Oportunidades nacionais para direcionar a produção de H<sub>2</sub>**

No curto a médio prazo (3 a 5 anos) a produção de hidrogênio de baixo carbono, no Brasil, oferece oportunidades de negócios e descarbonização para setores industriais como fertilizantes, siderurgia, química, petroquímica e na produção de metanol.

- **Produção de amônia e fertilizantes verdes** (curto prazo) – o preço de gás natural de origem brasileira é historicamente alto, o que faz com que a produção brasileira de fertilizantes perca competitividade em relação aos produtos importados. A produção de amônia, a partir de hidrogênio verde, em localidades perto do agronegócio, representa uma oportunidade de grande potencial. Já existe demanda para amônia verde no mercado internacional, considerada um dos combustíveis marítimos alternativos mais promissores para reduzir as emissões de GEE na indústria naval.
- **Siderurgia** (curto prazo) – hidrogênio de baixo carbono pode substituir o coque que é adicionado ao minério de ferro onde reage para produzir ferro-esponja, com emissão de 1,73 t de CO<sub>2</sub> por tonelada de aço produzido. No caso do uso de hidrogênio a partir de renováveis, a reação não libera dióxido de carbono – o único subproduto é a água – e já existe demanda internacional para aço verde.
- **Produção de Metanol para as Indústrias Química e Petroquímica** (médio prazo) – grande vantagem de converter hidrogênio de baixo carbono em metanol é que o processo de conversão não exige o desenvolvimento de uma infraestrutura nova e extremamente cara e não comprovada, nem sofre as grandes dificuldades de segurança como com o uso direto de hidrogênio.





H<sub>2</sub>

Hydrogen

H<sub>2</sub>

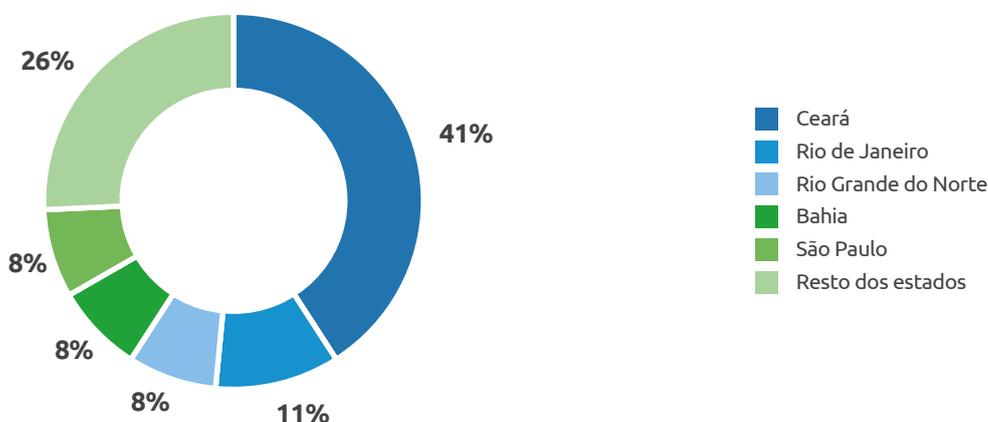
## 6 MAPEAMENTO DOS PRINCIPAIS PROJETOS DE HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO NO BRASIL

Foi realizado um levantamento dos principais projetos de produção de hidrogênio de baixo carbono comissionados, em planejamento, incluindo memorando de entendimento, ou em construção no Brasil até o final de 2023. O escopo deste levantamento inclui projetos cujo objetivo é: exportação; pesquisa e desenvolvimento; redução das emissões associadas à produção de hidrogênio para as aplicações existentes ou como matéria-prima industrial em novas aplicações, com potencial para ser uma tecnologia de baixo carbono; uso do H<sub>2</sub> como carreador de energia.

Além da localização, são apresentados os dados públicos sobre o investimento total e a potência elétrica das plantas ou de produção anual de hidrogênio. A seguir, é realizada uma análise detalhada de uma base de dados com um total de 66 projetos identificados.

Ao todo, o levantamento aponta uma lista de 13 estados brasileiros com pelo menos um projeto na temática do hidrogênio. Os 5 estados com maior número de projetos (3 na Região Nordeste e 2 na Região Sudeste) representam aproximadamente 3/4 do total de projetos, sendo eles, por ordem decrescente do total de projetos: Ceará (27), Rio de Janeiro (7), Rio Grande do Norte (5), Bahia (5) e São Paulo (5), como mostrado no Gráfico 15.

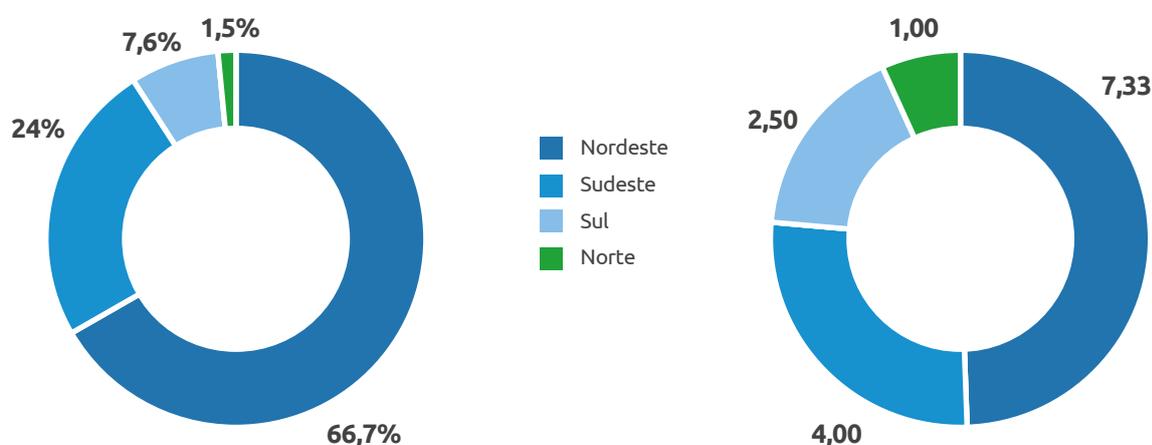
**GRÁFICO 15** – Distribuição dos projetos entre os 5 estados mais implicados na temática do hidrogênio



Fonte: elaboração própria a partir de dados públicos.

Também foram identificados projetos nas regiões Norte e Sul do Brasil, em que o líder da Região Sul é o Rio Grande do Sul (3 projetos) e o líder da Região Norte é o Amazonas (1 projeto), sendo o único estado da região com projeto de produção de H<sub>2</sub> identificado. Estes estados encontram-se na 9ª e 11ª posição, respectivamente, dentre os 13 estados identificados. A Região Nordeste (com 44 projetos em 6 estados) destaca-se como a origem de 2/3 dos projetos brasileiros, na frente da Região Sudeste (com 16 projetos em 4 estados) e da Região Sul (com 5 projetos em 2 estados), como mostrado no Gráfico 16 (esquerda).

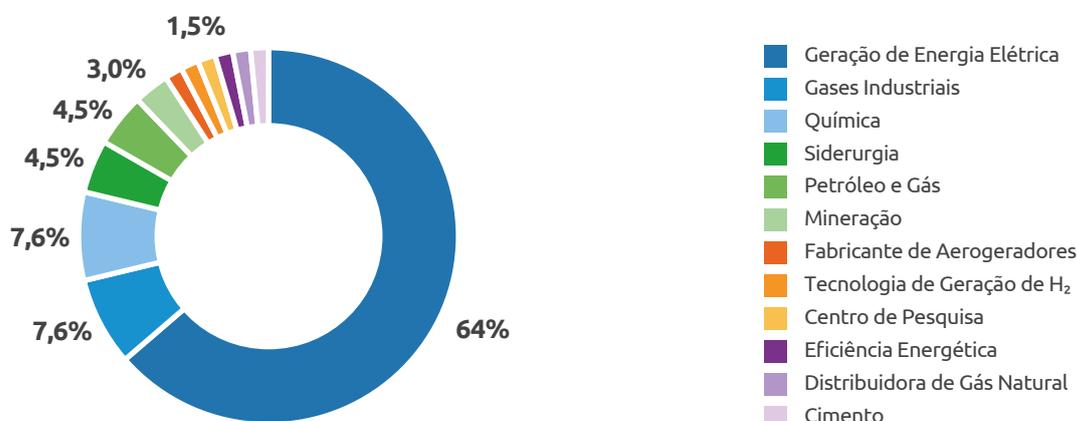
**GRÁFICO 16** – Distribuição dos projetos (esquerda) e densidade de projetos (direita) por estados



Fonte: elaboração própria a partir de dados públicos.

A Região Nordeste, liderada pelo Ceará, mostra a maior densidade de projetos (quantidade de projetos dividida pela quantidade de estados envolvidos), seguida da Região Sudeste e da Região Sul, como mostrado no Gráfico 16 (direita). Essas indicações estão em conformidade com o papel de destaque do Ceará na temática do hidrogênio de baixo carbono.

Entre os segmentos industriais que estão investindo no tema do hidrogênio no Brasil, o setor de geração elétrica lidera com 42 projetos. A maioria dos projetos liderados por empresas do setor elétrico é voltada à exportação. Outro setor de destaque é o setor químico e de gases industriais, com 5 projetos cada. Em seguida, estão empresas da área da siderurgia e petróleo e gás, com 3 projetos cada, seguidas pelo setor de mineração, com 2 projetos. Por fim, as empresas de distribuição de gás natural, cimento, eficiência energética, tecnologias de geração de hidrogênio, fabricação de aerogeradores, além de centro de pesquisa, finalizam a lista com 1 projeto cada, como pode ser visto no Gráfico 17.

**GRÁFICO 17** – Distribuição em termos de setor industrial

Fonte: elaboração própria a partir de dados públicos.

Dentre os investimentos identificados, o Porto de Pecém se destaca como o destino que pretende receber os maiores aportes financeiros até o momento, somando cerca de US\$ 21,4 bilhões, como pode ser visto na Tabela 12. Isso está em concordância com o planejamento do Governo do Estado do Ceará no sentido da atração de investimentos para a consolidação do Porto de Pecém como *hub* de hidrogênio verde. Destacam-se também os portos de Parnaíba com US\$ 4 bilhões; Suape, em Cabo de Santo Agostinho, Pernambuco, com US\$ 3,8 bilhões; e Açú, em São João da Barra, Rio de Janeiro, com US\$ 3,2 bilhões, devido aos esforços de políticas públicas na consolidação desses portos em *hubs* de hidrogênio verde, como destacado na Seção 6. Vale ressaltar que pode haver mais projetos sobre hidrogênio de baixo carbono com investimentos não identificados pela Tabela 12.

**TABELA 12** – Investimentos direcionados à temática do hidrogênio de baixo carbono no Brasil

Referência do projeto	Investimento [milhões de US\$]	Município/Cidade	Estado
Qair – Porto de Pecém	6.950	Pecém	Ceará
Port of Pecém – Base One	5.400	Pecém	Ceará
Fortescue Future Industries – Port of Pecém	5.000	Pecém	Ceará
Casa dos ventos e Comerc	4.000	Parnaíba	Piauí
Marítimo Dragão – Qair	3.800	Cabo de Santo Agostinho	Pernambuco
Porto do Açú Fortescue Ammonia Project	3.200	São João da Barra	Rio de Janeiro
Complexo Industrial para produção de Hidrogênio e Amônia verde – Alto dos Ventos	2.519	Macau	Rio Grande do Norte
Transhydrogen Alliance	2.000	Pecém	Ceará
Ingenostrum – Total Eren	1.500	Pecém	Ceará

Referência do projeto	Investimento [milhões de US\$]	Município/Cidade	Estado
Unigel, phase III	960	Camaçari	Bahia
GoVerde	581,4	Pecém	Ceará
Unigel, phase II	420	Camaçari	Bahia
Unigel, phase I	120	Camaçari	Bahia
Centro do Hidrogênio Verde – CH2V	39	Itajubá	Minas Gerais
Plano de Expansão Unipar	19,4	São Paulo	São Paulo
CEI Energética e Porto Central	19,4	Vila Velha	Espírito Santo
Hidrogen from bioethanol, phase 1	9,7	São Paulo	São Paulo
Furnas	9,7	Itumbiara	Minas Gerais
Companhia Siderúrgica Nacional	8,72	Arcos	Minas Gerais
EDP Pecém pilot	8	Pecém	Ceará
Missão Estratégica Balbina Green Connection	2,33	Presidente Figueiredo	Amazonas

Fonte: elaboração própria.

Obs.: para conversão de moedas, US\$ 1,00 = R\$ 5,16.

O projeto com a maior capacidade de eletrólise do Brasil estará localizado no Porto de Parnaíba, no estado do Piauí, com 10 GW de potência para realizar a eletrólise. Contudo, o Ceará é o estado que tem a maior capacidade instalada, cerca de 15,9 GW, enquanto o Piauí detém uma capacidade de 15,6 GW. Com ainda relevante diferença, o terceiro estado brasileiro com a maior capacidade de eletrólise é o Rio de Janeiro, com 2,1 GW (Tabela 13).

**TABELA 13 – Capacidade de eletrólise dos projetos de hidrogênio**

Nome do projeto	Capacidade de eletrólise [MWel]	Município/Cidade	Estado
Green Energy Park Piauí	10.000	Parnaíba	Piauí
Solatio – Ammonia project state of Piaui	5.600	Parnaíba	Piauí
Cactus Energia Verde Port of Pecem	3.600	Pecém	Ceará
Transhydrogen Alliance	2.400	Pecém	Ceará
Casa dos Ventos	2.400	Pecém	Ceará
Qair – Porto de Pecém	2.240	Pecém	Ceará
Fortescue Future Industries – Port of Pecém	2.100	Pecém	Ceará
AES Brasil e Porto de Pecém	2.000	Pecém	Ceará
Casa dos Ventos e Comerc Eficiência	2.000	São João da Barra	Rio de Janeiro
Complexo Industrial para produção de Hidrogênio e Amônia verde – Alto dos Ventos	1.000	Macau	Rio Grande do Norte
H2 Green Power	690	Pecém	Ceará
Unigel, phase III	600	Camaçari	Bahia
Green Hydrogen Fortaleza	400	Fortaleza	Ceará
Porto do Acu Fortescue Ammonia Project	300	São João da Barra	Rio Grande do Sul

Nome do projeto	Capacidade de eletrólise [MWe]	Município/Cidade	Estado
Rio Grande do Sul e Em.It	300	São José do Norte	Rio Grande do Sul
Unigel, phase II	240	Camaçari	Bahia
Unigel, phase I	160	Camaçari	Bahia
MoU Shell – Açú Port, phase 2	100	São João da Barra	Rio de Janeiro
Engie	100	Pecém	Ceará
MoU Shell – Açú Port, phase 1	10	São João da Barra	Rio de Janeiro
EDP Pecém pilot	1,25	Pecém	Ceará
Furnas	1	Itumbiara	Minas Gerais
Centro do Hidrogênio Verde – CH2V	0,3	Itajubá	Minas Gerais

Fonte: elaboração própria.



$H_2$

en



$H_2$

# 7 INICIATIVAS DE HUBS DE H<sub>2</sub>

As iniciativas de *hubs* de hidrogênio promovem a otimização dos custos relacionados à cadeia de valor do H<sub>2</sub> através da centralização geográfica da cadeia de produção, transporte, entrega e uso final de hidrogênio, seja para o mercado nacional ou para o mercado internacional, de modo que facilita a integração entre produtores e consumidores deste produto emergente. Nesta linha, mesmo com a demanda de hidrogênio ainda não muito bem definida, o setor de energia e logística brasileiro vem se preparando para aproveitar novas oportunidades de negócios envolvendo a oferta de hidrogênio ao mercado nacional e internacional. Alguns governos locais e empresas vêm materializando planos para a criação dos chamados “*Hubs de H<sub>2</sub>*”. O *driver* principal para essas iniciativas é a previsão de forte demanda do mercado internacional.

Entre as empresas que pretendem integrar os *hubs* de H<sub>2</sub> estão naturalmente empresas de energia, empresas fornecedoras de gases industriais, empresas fornecedoras de equipamentos, além do próprio governo. As empresas que buscam antecipar um posicionamento no mercado de H<sub>2</sub> enxergam potencial para se tornar as *supermajors* da era do hidrogênio (The Economist, 2021d).

Dois *hubs* de hidrogênio lideram a corrida aqui no Brasil: o do Porto do Pecém e o do Porto do Açu, seguidos pela iniciativa do Porto do Suape. Examinaremos esses centros com mais detalhes nas próximas seções.

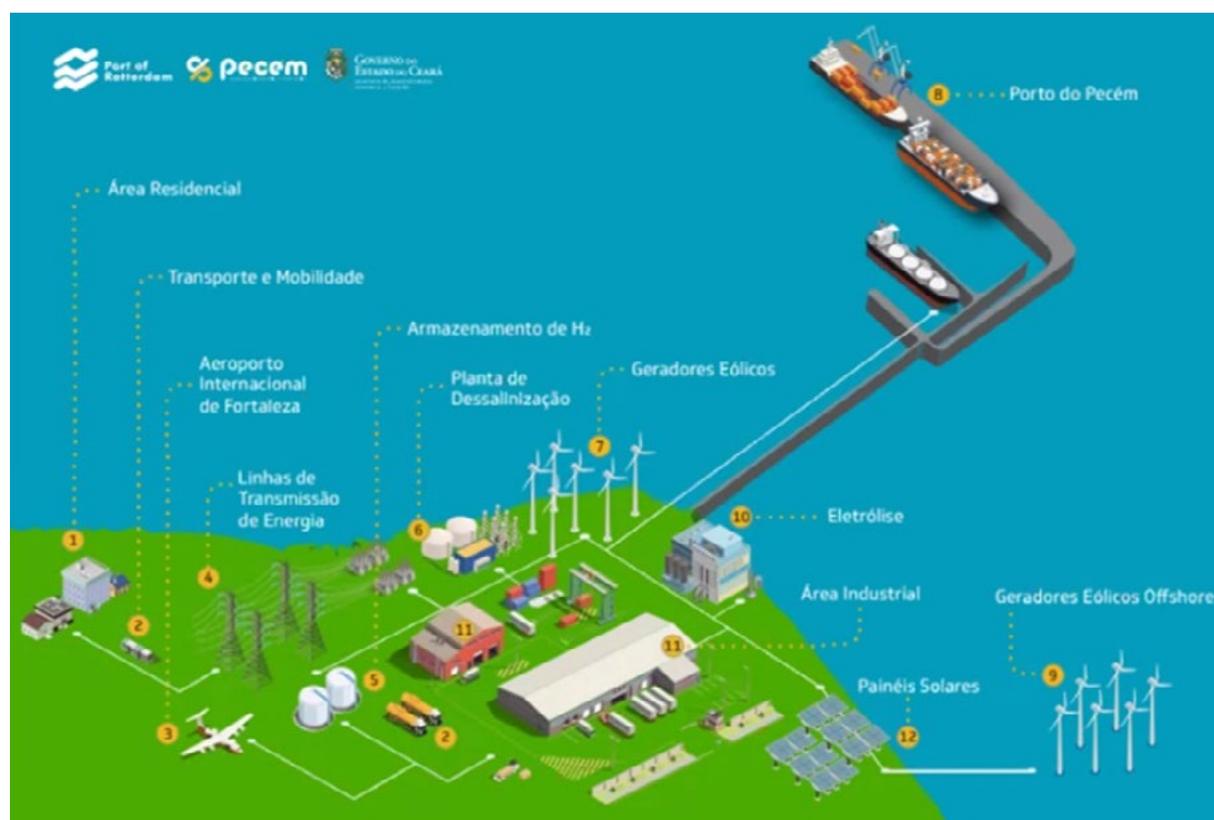
## 7.1 COMPLEXO DO PECÉM

O Complexo Industrial Portuário do Pecém (CIPP) é um *joint venture* formado pelo governo do estado do Ceará e pelo porto de Rotterdam, na Holanda. Foi planejado desde o início para ser um complexo industrial e portuário, e não apenas um porto. Dentro do parque industrial do porto se encontram indústrias como de siderurgia (CPS, Aço Cearense, Phoenix Services, Gerdau), de energia (Aeris, EDP, ENEL, Eneva, TermoCeará), de cimento (Apodi, Votorantim) e, também, a White Martins, grande *player* do mercado de gases industriais e potencial fornecedor de H<sub>2</sub> de baixo carbono.

O CIPP possui a Zona de Processamento de Exportação (ZPE) Ceará, com incentivos administrativos, fiscais e cambiais, para indústrias exportadoras. Segundo o *website* da empresa, o complexo é estrategicamente localizado e proporciona redução do tempo de viagem para navios que seguem em direção aos principais portos dos EUA, da Europa e do Oriente Médio.

O *Hub* de Hidrogênio Verde (Figura 20) foi lançado em fevereiro de 2021 pelo Governo do Ceará, em parceria com Federação das Indústrias do Ceará (FIEC), Universidade Federal do Ceará (UFC) e CIPP. Segundo o CIPP, além da localização favorável, os incentivos tributários e o grande potencial de geração de energia renovável constituem vantagens competitivas importantes para o desenvolvimento de um *hub* de H<sub>2</sub> no estado (Complexo do Pecém, 2021).

**FIGURA 20** – Projeto do *Hub* de Hidrogênio Verde no Complexo do Pecém



Fonte: Complexo do Pecém.

Até o momento, foram assinados 34 memorandos de entendimento que já evoluíram para 4 pré-contratos com empresas nacionais e internacionais, para a implantação de projetos no *Hub* de Hidrogênio de fonte renovável. As seguintes parcerias de destaque entre Porto de Pecém e empresas do setor de energia foram divulgadas:

### *Energias de Portugal (EDP)*

O projeto pioneiro foi iniciado em 2021, com a primeira molécula de H<sub>2</sub> produzida no final de 2022. Com um escopo amplo, o projeto-piloto tem a finalidade de utilizar o H<sub>2</sub> em processos pertinentes à indústria do aço e cimenteira na região, além de avaliar tecnologias de armazenamento e transporte. Atualmente, a planta tem 1,25 MW de eletrólise de tecnologia PEM, associada geração solar fotovoltaica de 3 MW (EDP, 2021). O uso atual do H<sub>2</sub> envolve sua coqueima com carvão mineral, insumo fóssil principal utilizado para a geração termelétrica.

### *Fortescue Future Industries*

A Fortescue Future Industries, gigante da mineração mundial, assinou pré-contrato com o Governo do Ceará para a produção de hidrogênio de fonte renovável em larga escala no CIPP. Com isso, a empresa se tornou a primeira no Brasil a apresentar o estudo de impacto ambiental de grande escala e já conta com licença prévia para a construção de sua planta de hidrogênio, que ficará alocada no setor 2 da ZPE Ceará.

A iniciativa da Fortescue no Brasil compreende um aporte de US\$ 5 bilhões destinado à construção da nova instalação. O projeto espera produzir cerca de 837 toneladas de hidrogênio, por dia, utilizando 2,1 GW de energia renovável. Durante a fase de construção, está prevista a geração de 5 mil empregos. Na visão da empresa, o CIPP dispõe de localização geográfica capaz de permitir exportações para os mercados dos Estados Unidos e Europa a custos mais competitivos, em comparação com outros terminais no país.

### *AES Brasil*

A AES Brasil, empresa de geração de energia renovável, assinou pré-contrato com o Complexo do Pecém para a instalação da planta de produção e comercialização de hidrogênio de fonte renovável e derivados na ZPE Ceará. O documento assinado indica a realização de estudos de viabilidade técnica e comercial para o desenvolvimento de uma planta de até 2 GW de eletrólise, capaz de produzir até 800 mil t de amônia verde por ano. Os investimentos esperados para o desenvolvimento do novo empreendimento da AES Brasil devem variar de US\$ 2 bilhões a US\$ 4 bilhões. Além da produção, também é planejado o uso de tanques na retroárea do porto para o armazenamento de amônia, capaz de viabilizar um melhor escoamento da produção para países da Europa.

### *Comerc Eficiência e Casa dos Ventos*

O Grupo Comerc Eficiência e Casa dos Ventos, ambas companhias brasileiras do setor de energias renováveis, assinaram pré-contrato com o Complexo do Pecém para a instalação de uma planta de produção de hidrogênio e amônia verde no CIPP, que ocupará uma área de 60 ha na ZPE Ceará. O próximo passo é o licenciamento ambiental e o desenvolvimento do projeto básico da planta, que, em plena capacidade, terá até 2,4 GW de eletrólise gerando em torno de mil toneladas de hidrogênio por dia, viabilizando a produção de até 2,2 milhões de toneladas de amônia verde por ano. O objetivo principal é a exportação de amônia verde aos mercados europeu e norte-americano. Espera-se que o novo empreendimento comece a operar em 2026.

### *Cactus Energia Verde*

A Cactus Energia Verde, consórcio de empreendedores brasileiros em energias renováveis, assinou pré-contrato para a instalação de uma planta de produção de hidrogênio e amônia verde de 1,12 GW de eletrólise no setor 2 da ZPE Ceará. Segundo a expectativa da empresa, o investimento será em torno de US\$ 2 bilhões, de modo que sejam gerados 5 mil empregos de alta qualificação para a construção da planta, além de 600 empregos operacionais após o fim da construção. O objetivo da Cactus Energia Verde é fornecer hidrogênio e amônia verdes para os mercados nacionais e internacionais, uma vez que, em operação, a nova planta irá produzir 190 quilotoneladas de hidrogênio verde por ano, viabilizando a produção de mais de um milhão de toneladas de amônia verde.

### *Transhydrogen Alliance*

A *Transhydrogen Alliance* é um consórcio formado pela Proton Ventures, empresa holandesa de tecnologia e EPCista; Trammo DMCC, *trader* dos Emirados Árabes Unidos; Varo Energy, refinadora e distribuidora de combustíveis, subsidiária da empresa holandesa de energia e *commodities* Vitol; e GES empresa espanhola de energia renovável e EPCista. O consórcio assinou um memorando de entendimento (MoU, na sigla em inglês para *Memorandum of Understanding*) com o CIPP para a execução de um estudo de viabilidade para um projeto de US \$ 2 bilhões, que produzirá 2,5 milhões de toneladas de amônia verde por ano, com 500 mil t de hidrogênio verde por ano como matéria-prima, no CIPPComplexo do Pecém (Ammonia Energy Association, 2021).

O objetivo do projeto é exportar amônia verde para a Europa via Porto de Rotterdam, mas também atender o mercado local de fertilizantes. Este projeto também aposta na projeção de longo prazo de baixo custo na geração de energia renovável no Brasil, de US\$ 20/MWh, que permitirá uma produção competitiva de amônia verde. Com os dados e premissas utilizadas pelo CIPP, seria possível fechar contratos de longo prazo para o fornecimento de amônia verde

na faixa de preço entre US\$ 600 e US\$ 800 por tonelada, para países e mercados altamente interessados neste produto.

A Trammo já assinou em 2021 um MoU com a LFC, da Coreia, para o fornecimento de amônia verde para a gigante coreana de produtos químicos (ICIS, 2021).

### *White Martins*

A White Martins também assinou um MoU com o CIPP visando estabelecer e desenvolver as potencialidades da produção local de H<sub>2</sub>, voltada prioritariamente à exportação para a Europa. Com a assinatura do MoU, o Complexo do Pecém prestará o suporte com o fim de mapear novas oportunidades de negócios para a produção e o fornecimento de hidrogênio verde pela White Martins (Complexo do Pecém, 2021b).

A White Martins é uma empresa que detém tecnologia e *expertise* em várias áreas-chave da cadeia de produção, distribuição e aplicação do H<sub>2</sub>V, incluindo eletrolisadores, produção de amônia, liquefação de H<sub>2</sub>, tecnologia para uso de H<sub>2</sub> em mobilidade e experiência com injeção de H<sub>2</sub> em redes de gás natural (Complexo do Pecém, 2021b) Segundo a empresa, este projeto está alinhado com a estratégia de crescimento no mercado de hidrogênio verde.

### *Qair Brasil*

A Qair Brasil, empresa multinacional produtora de eletricidade renovável, também assinou um MoU com o Governo do Ceará visando ao desenvolvimento de planta de produção de hidrogênio verde com energia elétrica gerada pelo Complexo Eólico *Off-shore* Dragão do Mar (Complexo do Pecém, 2021c). O investimento total previsto é de US\$ 6,95 bilhões.

O parque eólico *offshore*, de capacidade instalada de 1.216 GW, alimentará com energia elétrica uma planta de eletrólise, para a produção de hidrogênio verde de aproximadamente 296 mil t/ano que a Qair armazenará, transportará e comercializará a partir de 2023.

## **7.2 PORTO DO AÇU**

O Porto do Açu, localizado no norte do estado do Rio de Janeiro, estruturou seu modelo de negócios de forma que diferentes atividades ocorram em *hubs*. Dentro dessa estrutura, o porto pretende desenvolver um *hub* de hidrogênio de baixo carbono e já conta com 4 GW de eletrólise em fase de licenciamento ambiental, apostando no potencial de baixo custo para a produção do H<sub>2</sub> de baixo carbono no Brasil, que pode impulsionar o nascimento desta indústria.

O porto tem o potencial e o objetivo de atrair empresas que queiram produzir e distribuir H<sub>2</sub>, indústrias químicas, de amônia e fertilizantes, além das indústrias de aço de baixo carbono,

que podem utilizar H<sub>2</sub> seja como vetor de energia, seja como matéria-prima do seu processo produtivo, bem como fabricantes de equipamentos que atuam na indústria de hidrogênio de baixo carbono.

O porto é localizado próximo aos principais campos de O&G do Brasil e relativamente próximo da cidade do Rio de Janeiro, de modo que tem localização estratégica para integrar as rotas internacionais de energia. Também, como mostra a Figura 21, o porto aproveita de infraestrutura industrial já instalada, como gasodutos para o futuro transporte de H<sub>2</sub> e de linhas de transmissão de energia elétrica (linha 345 KV Campos/Viana, por exemplo).

Para aproveitar o potencial energético da região, em destaque os fortes ventos, a geração de energia renovável também está nos planos do Porto do Açu em forma de projetos de usinas fotovoltaicas e plantas *offshore* de energia eólica (Figura 21).

**FIGURA 21** – Projeto do Hub de Hidrogênio no Porto do Açu



Fonte: Porto do Açu.

O porto já firmou MoU com as seguintes empresas: Toyo Setal, para o desenvolvimento de uma planta de fertilizantes nitrogenados; Vale, para a fabricação de HBI, com potencial de reduzir a emissão de carbono na produção de aço. O objetivo é que as empresas se concentrem no complexo portuário para usar hidrogênio de baixo carbono em seus processos produtivos. Para ofertar esse insumo, o Porto do Açu vem atraindo companhias do setor de energia, entre as quais se destacam as relações a seguir.

### *Fortescue Future Industries*

O Porto do Açu assinou memorando de entendimento com a Fortescue Future Industries (FFI), líder global na indústria de minério de ferro, com o objetivo de desenvolver projetos industriais verdes baseados em hidrogênio. Segundo informações do Porto do Açu (2021), o MoU permitirá que as empresas conduzam estudos de viabilidade para a instalação de uma planta de hidrogênio verde com capacidade de 300 MW, com potencial para produzir 250 mil t de amônia verde por ano. No acordo, as partes também abordam o desenvolvimento de projetos de geração de energia solar no local, além de energia eólica *offshore*.

### *Shell Brasil*

O Porto do Açu firmou MoU com a Shell Brasil para colaborar no desenvolvimento de uma planta-piloto de geração de hidrogênio verde. A planta-piloto, prevista para 2025, terá uma capacidade inicial de 10 MW, podendo alcançar 100 MW conforme o plano de expansão. Inicialmente, a eletricidade da rede nacional alimentará a planta de eletrólise, produzindo hidrogênio renovável, parte do qual será armazenado e enviado a consumidores, enquanto o restante será utilizado na geração de amônia renovável.

### *Neoenergia*

A Neoenergia e o Porto do Açu assinaram um MoU para estudar a produção de hidrogênio verde. O acordo também abrange estudos para a geração eólica *offshore* na região, considerando aspectos socioeconômicos e ambientais, cadeia de suprimentos e logística do complexo industrial e portuário. Isso pode contribuir para o avanço da energia eólica *offshore*, gerando impactos positivos socioeconômicos e ambientais, além de fortalecer as cadeias de valor e suprimento na Região Sudeste. O acordo destaca a sinergia potencial com a infraestrutura portuária, tanto na instalação quanto na operação dos projetos, incluindo o suporte à fabricação e estocagem de materiais.

### *White Martins*

A White Martins, empresa de gases industriais, firmou um MoU com o Porto do Açu com o objetivo de avaliar a viabilidade da produção de hidrogênio e amônia verde, marcando a primeira etapa de um projeto que busca combinar as especialidades das empresas e o potencial energético do estado. Além disso, a formalização do acordo visa impulsionar o desenvolvimento industrial na região norte do estado do Rio de Janeiro e contribuir para a descarbonização, promovendo o aumento de fontes renováveis na matriz energética do estado e da Região Sudeste.

### *Casa dos Ventos e Comerc Eficiência*

O Porto do Açu, a Casa dos Ventos e a Comerc Eficiência assinaram um MoU para desenvolver projetos industriais verdes de hidrogênio no complexo portuário do norte fluminense. O projeto contempla a construção de uma usina de hidrogênio verde de 2 GW em uma área de 50 ha, sujeita à conclusão de estudos e licenças. A parceria visa posicionar o Porto do Açu como uma plataforma líder na transição para a siderurgia de baixo carbono, destacando sua vocação para renováveis e sua posição estratégica.

## **7.3 PORTO DE SUAPE**

O Complexo Industrial Portuário de Suape (CIPS) conta com um conglomerado de 150 empresas de capital nacional e internacional, em operação ou implantação. O complexo atende várias indústrias com potencial para envolvimento em projetos de H<sub>2</sub>, como a indústria petroquímica (Refinaria Abreu e Lima, PQS, Companhia Petroquímica de Pernambuco, entre outras), de gases industriais, geração de energia elétrica (2 centrais geradoras termelétricas – UTEs), além de alimentos e bebidas, material de construção, metalmeccânico e o recente polo farmacêutico (Complexo Industrial Portuário de Suape, 2021a).

O CIPS abriga o inovador TechHub Hidrogênio Verde, dedicado à pesquisa, desenvolvimento e inovação. Focado no polígono do Porto Suape, o projeto aborda a produção, transporte, armazenamento e gestão de hidrogênio verde, com investimentos privados de aproximadamente R\$ 61 milhões. Originado da chamada pública “Missão Estratégica Hidrogênio Verde” do Departamento Nacional do Senai e da CTG Brasil a partir de janeiro de 2022, o TechHub Hidrogênio Verde se tornará um laboratório aberto dedicado a tecnologias, melhorias na eletrólise, eficiência total da planta, redução de custos, capacitação e novos modelos de negócios. É, também, planejado o desenvolvimento de uma plataforma digital de comercialização de H<sub>2</sub> verde que viabilize o rastreamento e facilite a certificação da origem da energia utilizada na produção de hidrogênio.

De maneira geral, o CIPS possui localização estratégica, com a possibilidade de aproveitamento de rotas energéticas, como linhas de transmissão e o gasoduto da Transportadora Associada de Gás (TAG), além de amplo espaço para a implantação de indústria pesada, por exemplo.

A Qair Energia assinou MoU com a administração do Porto de Suape para executarem juntos um estudo de viabilidade técnica e econômica com o fim de implantar uma planta de H<sub>2</sub> verde. A iniciativa, intitulada Projeto Planta de Hidrogênio Verde Pernambuco, planeja implementar 4 conjuntos de eletrolisadores em fases sucessivas na Zona Industrial Portuária (ZIP) de Suape. O investimento projetado é de cerca de R\$ 22,5 bilhões, visando a uma capacidade de eletrólise de 1 GW, ocupando uma área de 72,6 ha e gerando aproximadamente 2.900

empregos durante a construção. A futura Planta de Produção em Suape tem o propósito de produzir hidrogênio verde e azul, gradualmente expandindo sua capacidade de produção e possibilitando a inserção em uma economia de escala (Plano de Negócios Suape, 2023).

Também, a Neoenergia e o Governo de Pernambuco assinaram um MoU para desenvolver um projeto-piloto de produção de hidrogênio verde no Porto de Suape. Essa parceria é significativa para o Brasil, considerando a posição estratégica desse porto Suape como polo petroquímico, especialmente para os mercados Europeus e Americanos.



**H<sub>2</sub>**  
Hydrogen

# 8 DESAFIOS PARA O H<sub>2</sub> SUSTENTÁVEL NO BRASIL

Os desafios técnicos e econômicos no caminho da adoção em escala real do H<sub>2</sub> como vetor de energia. Existem desafios genéricos que independem da origem (água e energia renovável para hidrogênio verde, metano para hidrogênio azul), bem como desafios específicos da origem.

Na primeira categoria, provavelmente, o maior desafio é a falta de um ecossistema maduro de fornecedores de equipamentos, parceiros tecnológicos, investidores e *off-takers*, que possam suportar a tomada de decisão de novos investimentos. Relacionada a isso, há uma falta de recursos humanos capacitados, tanto no nível de operação quanto no nível de engenharia e tecnologia, o que significa que o país dependerá, pelo menos por um bom tempo, de fornecedores internacionais. Por outro lado, isso também significa uma grande oportunidade de captura de valor por parte dessas partes interessadas.

A baixa competitividade atual de H<sub>2</sub> de baixo carbono é evidente. O rápido crescimento da demanda de eletrolisadores criou gargalos na oferta deste tipo de equipamento, com efeitos negativos para o custo de capital das plantas de hidrogênio verde. Diante do atual cenário de custos para a produção do hidrogênio, os governos da Europa e dos Estados Unidos estão implementando subsídios massivos para a produção de hidrogênio sustentável. No caso americano, estes subsídios podem atingir US\$ 3/kg de H<sub>2</sub>.

No Brasil, ainda não existem incentivos fiscais governamentais para apoiar o nascimento do mercado, como aconteceu com os mercados de energia eólica e solar. Por esta razão, projetos de hidrogênio verde no Brasil voltados à exportação para a Europa vão concorrer com projetos subsidiados naquele continente. Mesmo que o governo brasileiro venha a criar incentivos fiscais, dificilmente poderá disputar com os Estados Unidos e a Europa neste quesito. Assim, a exportação de produtos derivados do hidrogênio sustentável pelo Brasil vai depender de modelos de negócios capazes de aproveitar todas as vantagens comparativas de custo que o país oferece.

Outros desafios a serem vencidos podem ser: falta de normalização técnica; tecnologia industrial básica e infraestrutura de qualidade, que pode dificultar a implantação de novas instalações; falta de padrões de certificação de hidrogênio de baixo carbono reconhecida e capaz de atrair o interesse de *Green Funds*; e gargalos no sistema de transmissão de energia na Região Norte, onde o potencial de energia renovável é o maior do país.

No caso da exportação de H<sub>2</sub> de baixo carbono, ainda falta definição pelos países potencialmente importadores do tipo de H<sub>2</sub> que será aceitável. Por exemplo, a União Europeia ainda não definiu claramente qual o nível de intensidade carbônica do H<sub>2</sub> azul será aceitável no longo prazo. Por enquanto, a decisão fica com os países-membros do bloco.

No caso de H<sub>2</sub> verde, a concorrência de várias aplicações industriais para o uso de energia elétrica limpa pode ser um desafio. A eletrificação direta nos setores de transporte e indústria representa um dos principais vetores para a transição energética. Assim, o uso de energia renovável para a produção de H<sub>2</sub> verde vai concorrer com outros usos de energia renovável, potencialmente mais lucrativos, para a venda no mercado livre de energia, por exemplo.

Além de energia renovável, a produção de H<sub>2</sub> verde exige grandes quantidades de água como matéria-prima e para esfriamento dos eletrolisadores (Recharge, 2021). O processo requer cerca de 9 m<sup>3</sup> de água purificada para cada tonelada de H<sub>2</sub>. Por outro lado, o preço da energia renovável é o maior componente do custo do hidrogênio verde, por isso muitos desenvolvedores procuram construir projetos em regiões ensolaradas, áridas e com escassez de água pura, onde a produção de energia solar seria barata. Isso pode exigir a dessalinização da água do mar ou água subterrânea/salobra, um processo que consome muita energia e que exigiria energia renovável adicional para garantir que o hidrogênio fosse verde, assim aumentando os custos. A dessalinização requer cerca de 1 kWh de eletricidade por metro quadrado de água purificada.





# 9 PROPOSTAS E RECOMENDAÇÕES

Este relatório deixou claro que o desenvolvimento do mercado de hidrogênio sustentável no país entrou em uma fase de crescimento acelerado, a partir do interesse de empresas privadas estrangeiras, interessadas na exportação do produto. Atualmente, existem no país mais de 50 projetos de hidrogênio em diversas fases de análise ou implementação. Ao mesmo tempo, o Governo Federal lançou Programa Nacional do Hidrogênio (PNH<sub>2</sub>) e vem implementando as diretrizes e principais estratégias para a política pública setorial.

Diante da aceleração do processo de desenvolvimento da indústria de hidrogênio sustentável, são grandes as oportunidades para a indústria brasileira promover a descarbonização de seus processos. A CNI tem tido um papel catalisador no engajamento da indústria na descarbonização via hidrogênio, através do **Comitê da Indústria para o Hidrogênio Sustentável**, que vem atuando em parceria com empresas industriais e *stakeholders* do setor, para difundir conhecimento, monitorar e debater as políticas públicas para o segmento. Uma das principais iniciativas foi a criação do **Observatório do Hidrogênio Sustentável para a Indústria**, uma plataforma digital que permite acompanhar as iniciativas empresariais e de política pública na área do hidrogênio sustentável.

Apesar dos rápidos avanços do Governo Federal na implementação do PNH<sub>2</sub> apresentado na Seção 4, a velocidade da elaboração das políticas para o hidrogênio não tem sido compatível com a rápida multiplicação de projetos e iniciativas lideradas pelo setor privado, nem com o tamanho do desafio que representa a criação de uma nova indústria energética no país, a indústria do hidrogênio sustentável. **Neste sentido, uma das principais recomendações para as políticas públicas na área do hidrogênio é o estabelecimento de uma agenda prioritária, visando incentivar a materialização de projetos de hidrogênio no país.**

Além de perseguir os objetivos já estabelecidos no PNH<sub>2</sub> – aprovar um marco regulatório para o hidrogênio de baixa emissão no país e criar o Sistema Nacional de Certificação –, é fundamental criar condições para que os primeiros projetos de hidrogênio se materializem no país. **Para isto, é fundamental identificar e focalizar esforços para viabilizar os tipos de projetos que são mais competitivos no contexto atual do mercado.**

A oportunidade de exportação de hidrogênio e produtos descarbonizados deve ser avaliada por atores públicos e privados. Não restam dúvidas de que representa uma oportunidade para o país. Entretanto, o entusiasmo com a exportação de hidrogênio e derivados não pode ofuscar aquela que é a oportunidade mais viável no curto prazo para a cadeia de hidrogênio no Brasil: a descarbonização de setores e empresas industriais brasileiras. **A produção de hidrogênio de baixo carbono de forma descentralizada no Brasil, ou seja, nas próprias fábricas, utilizando energia da rede ou a geração distribuída, é o caminho mais viável para iniciar o desenvolvimento da indústria do hidrogênio no Brasil**, pelas seguintes razões:

- A produção no local de consumo evita custos com o transporte do hidrogênio;
- A energia elétrica da rede no Brasil já é basicamente descarbonizada, tendo atingido o nível de 92% de fontes renováveis em 2022;
- As economias de escala na produção de hidrogênio verde ainda são modestas, uma vez que os eletrolisadores disponíveis comercialmente estão limitados a 20 Mw de potência;
- Ao produzir H<sub>2</sub> localmente, as empresas podem aproveitar não apenas o hidrogênio para substituir combustíveis fósseis, mas também o oxigênio produzido para melhorar a qualidade da combustão do gás e o próprio hidrogênio em fornos, aquecedores e secadores;
- A autoprodução do hidrogênio evita a sua comercialização e os impostos associados à venda;
- Estes projetos podem se materializar mais rapidamente em função da menor escala de produção e menor complexidade comercial.

O Brasil não vai ter condições econômicas e fiscais de oferecer o mesmo nível de subsídios oferecidos pela Europa e pelos Estados Unidos para viabilizar projetos de hidrogênio de baixo carbono no país. Por esta razão, as políticas públicas devem priorizar aqueles projetos que têm maior potencial de viabilidade.

Estudos realizados pelo Instituto de Energia da PUC-Rio demonstraram que o hidrogênio verde pode ser competitivo com o gás natural, em projetos voltados para a substituição parcial do gás via mistura entre 5 a 15% no gás consumido pela fábrica. Esta viabilidade seria possível com o preço final atual do gás natural (cerca de US\$ 16,00 por MMBtu), o preço da energia elétrica de US\$ 45,00 por MWh, e o CAPEX do eletrolisador a US\$ 1.600,00 por Kw. O hidrogênio sairia ao mesmo preço do gás natural, considerando-se os benefícios do aproveitamento do oxigênio (ou seja, redução adicional do consumo de gás em função do uso do oxigênio produzido na queima) e um crédito de carbono de US\$ 50,00 por tonelada.

Ou seja, as condições para a materialização de investimentos em projetos de produção do hidrogênio sustentável na indústria são mais favoráveis que os projetos voltados para a exportação. Desta forma, é fundamental que as políticas públicas priorizem projetos de produção de H<sub>2</sub> na indústria, que têm maior viabilidade econômica. Esta priorização poderia se dar através de uma política para:

- Mobilização da indústria para a realização de estudos pormenorizados, visando a uma estimativa do potencial de descarbonização de segmentos energointensivos pela adoção do H<sub>2</sub> sustentável (siderurgia, cimento, cerâmica, vidro e setor químico);
- Criação de um robusto programa de financiamento de projetos de plantas-piloto na indústria por meio de editais da FINEP e do BNDES, com incentivos calibrados para o nível de competitividade do hidrogênio *vis a vis* as fontes fósseis substituídas e o nível de conteúdo local;
- Classificação dos projetos-piloto de hidrogênio na indústria como projetos de inovação, com a possibilidade do uso de verba de P&D das cláusulas da ANP e Aneel, para a realização de estudos associados às plantas-piloto;
- Desoneração da importação de bens e serviços para projetos-piloto na indústria.

Ademais, é fundamental a implementação de políticas que teriam efeito para todos os tipos de projetos de hidrogênio de baixo carbono, tais como:

- Elaboração de uma política industrial para a estruturação de uma cadeia de fornecedores de hidrogênio no país, com a seleção de setores e segmentos potencialmente competitivos, a produção de equipamentos e a prestação de serviços de engenharia e projetos. O BNDES poderia ser um catalisador desta iniciativa por meio do financiamento de estudos sobre os gargalos para a produção de bens e serviços da cadeia do H<sub>2</sub> e a identificação de uma estratégia para o desenvolvimento do setor no país.
- Implementação do mercado de carbono como pilar para incentivar a descarbonização dos segmentos *hard-to-abate* na indústria.
- Elaboração de uma política nacional para a produção de fertilizantes descarbonizados a partir do H<sub>2</sub> sustentável, como estratégia para reduzir a vulnerabilidade nacional no abastecimento de fertilizantes.
- Criação de incentivos para a substituição de H<sub>2</sub> cinza atualmente consumido nos segmentos de refino, amônia e fertilizantes por H<sub>2</sub> sustentável.



# REFERÊNCIAS

A&O SHEARMAN. **Japan's NEDO to unlock the Green Innovation Fund for hydrogen investors**. 2021. Disponível em: <https://www.allenoverly.com/en-gb/global/news-and-insights/publications/japans-nedo-to-unlock-the-green-innovation-fund-for-hydrogen-investors>. Acesso em: 6 nov. 2023.

ABCERAM – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE CERÂMICA. **Informações técnicas: processos de fabricação**. 2021. Disponível em: <https://abceram.org.br/processo-de-fabricacao/>. Acesso em: 6 nov. 2023.

ABDALLA, A. M. *et al.* Hydrogen production, storage, transportation, and key challenges with applications: a review. **Energy Conversion and Management**, v. 165, p. 602-627, 2018.

ABIVIDRO. **É puro é vidro**. 2023. Disponível em: <https://abividro.org.br/e-puro-e-vidro/>. Acesso em: 6 nov. 2023.

AETOSWIRE. **DEWA Innovation Centre and 800MW 3rd phase of the Mohammed bin Rashid Al Maktoum Solar Park inaugurated**. 2020. Disponível em: <https://www.aetoswire.com/news/12398/en>. Acesso em: 6 nov. 2023.

AFRICAN BUSINESS. **Green light for a green hydrogen economy in Africa**. 2021. Disponível em: <https://cms.law/en/media/expert-guides/files-for-expert-guides/the-promise-of-hydrogen-an-international-guide>. Acesso em: 6 nov. 2023.

AIRBUS. **ZEROe: towards the world's first zero-emission commercial aircraft**. 2021. Disponível em: <https://www.airbus.com/en/innovation/zero-emission/hydrogen/zeroe>. Acesso em: 6 nov. 2023.

AIR LIQUIDE. **Cryocap: reducing the CO2 emissions of the Port-Jérôme industrial site at source**. 10 nov. 2020. Disponível em: <https://www.airliquide.com/stories/industry/cryocaptm-inside-look-port-jerome-site>. Acesso em: 9 ago. 2024.

ALEMANHA. **Annual report energy partnerships and energy dialogues**. 2019. Disponível em: [https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/annualreport-energy-partnerships-2019.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/annualreport-energy-partnerships-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=3). Acesso em: 2 out. 2023.

ALEMANHA. **Funding Instruments for International Hydrogen Projects**. Apresentação no 2º Congresso Brasil-Alemanha de Hidrogênio Verde. 2021b. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=xN42Qh1Btto>. Acesso em: 2 out. 2023.

ALEMANHA. **National hydrogen strategy update**. 2023. Disponível em: [https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/national-hydrogen-strategy-update.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/national-hydrogen-strategy-update.pdf?__blob=publicationFile&v=2). Acesso em: 6 nov. 2023.

ALEMANHA. **National reform programme**. 2021a. Disponível em: <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/national-reform-programme-2021.html>. Acesso em: 2 out. 2023.

ALEMANHA. **The national hydrogen strategy**. 2020. Disponível em: <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.html>. Acesso em: 2 out. 2023.

ALVES, H. J. *et al.* Overview of hydrogen production technologies from biogas and the applications in fuel cells. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 38, n. 13, p. 5215-5225, 2013.

AMARAL, P. **Embraer apresenta “jatos do futuro” movidos a células de hidrogênio**. 2022. Disponível em: <https://canaltech.com.br/avioes/embraer-apresenta-jatos-do-futuro-movidos-a-celulas-de-hidrogenio-232421/>. Acesso em: 6 nov. 2023.

AMMONIA ENERGY ASSOCIATION. **Saudi Arabia ships low-carbon ammonia to Japan**. 2020. Disponível em: <https://www.ammoniaenergy.org/articles/saudi-arabia-ships-low-carbon-ammonia-to-japan/>. Acesso em: 6 nov. 2023.

AMMONIA ENERGY ASSOCIATION. **Transhydrogen Alliance to invest \$2 billion in Brazil**. 2021. Disponível em: <https://www.ammoniaenergy.org/articles/transhydrogen-alliance-to-invest-2-billion-in-brazil/>. Acesso em: 6 nov. 2023.

ARCELORMITTAL. **ArcelorMittal assina acordo de aquisição da CSP no Brasil**. 2022. Disponível em: <https://brasil.arcelormittal.com/sala-imprensa/noticias/brasil/arcelormittal-assina-acordo-de-aquisicao-da-csp-no-brasil>. Acesso em: 6 nov. 2023.

ARCELORMITTAL. **Hydrogen based steelmaking to begin in Hamburg**. 2024. Disponível em: <https://corporate.arcelormittal.com/media/case-studies/hydrogen-based-steelmaking-to-begin-in-hamburg>. Acesso em: 9 ago. 2024.

ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE CERÂMICA PARA REVESTIMENTOS, LOUÇAS SANITÁRIAS E CONGÊNERES – ANFACER. **Setor cerâmico do Brasil pesquisa novas fontes energéticas na Espanha e Dinamarca**. 2022. Disponível em: <https://www.anfacer.org.br/noticias/empresarios-do-setor-ceramico-pesquisam-novas-fontes-energeticas-na-espanha-e-dinamarca>. Acesso em: 13 ago. 2024.

AUSTRÁLIA. **AusH2: Australia’s Hydrogen Opportunities Tool**. 2021. Disponível em: <https://portal.ga.gov.au/persona/hydrogen>. Acesso em: 2 out. 2023.

AUSTRÁLIA. **Australian Energy Update Report 2021**. 2021. Disponível em: <https://www.energy.gov.au/sites/default/files/Australian%20Energy%20Statistics%202021%20Energy%20Update%20Report.pdf>. Acesso em: 2 out. 2023.

AUSTRÁLIA. **State of Hydrogen 2022**. 2022. Disponível em: <https://www.dcceew.gov.au/sites/default/files/documents/state-of-hydrogen-2022.pdf>. Acesso em: 6 nov. 2023.

AUSTRALIAN CAPITAL TERRITORY GOVERNMENT – ACT. **Cleaner Energy**. 2021. Disponível em: <https://www.environment.act.gov.au/energy/cleaner-energy>. Acesso em: 6 nov. 2023.

AUSTRALIAN RENEWABLE ENERGY AGENCY – ARENA. **Australia's National Hydrogen Strategy**. 2021. Disponível em: <https://arena.gov.au/projects/?project=-value-start0=&project-value-end-200000000&technology=hydrogen&page=4>. Acesso em: 6 nov. 2023.

BAILEY, M. Austrian consortium unveils major decarbonization project focused on CO<sub>2</sub> capture, green hydrogen. **Chemical Engineering**, 24 jun. 2020. Disponível em: <https://www.chemengonline.com/austrian-consortium-unveils-major-decarbonization-project-focused-on-co2-capture-green-hydrogen/>. Acesso em: 9 ago. 2024.

BALL, M.; WEEDA, M. The hydrogen economy: vision or reality? **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 40, p. 7903–7919, 2015.

BARTELS, J. R. **A feasibility study of implementing an Ammonia Economy**. Graduate Theses and Dissertations. Iowa State University. 11132. 2008. Disponível em: <https://lib.dr.iastate.edu/etd/11132>. Acesso em: 6 nov. 2023.

BARTLETT, J.; KRUPNICK, A. **The potential of hydrogen decarbonization on reducing emissions in iron and steel production**. 2021.

BASSETO, M. **Potencial demonstrador de voo a hidrogênio da Embraer terá colaboração da GKN Aerospace**. 2023. Disponível em: <https://aeroin.net/potencial-demonstrador-de-voe-a-hidrogenio-da-embraer-tera-colaboracao-da-gkn-aerospace/>. Acesso em: 6 nov. 2023.

BERGENSON, A. Green hydrogen project to decarbonize ceramic production. **Hydrogen Fuel News**, 29 abr. 2021. Disponível em: <https://www.hydrogenfuelnews.com/green-hydrogen-project/8544656/>. Acesso em: 13 ago. 2024.

BIODIESEL BRASIL. **Navio produtor de hidrogênio será construído no Brasil**. 2023a. Disponível em: <https://biodieselbrasil.com.br/navio-produtor-de-hidrogenio-sera-construido-no-brasil/>. Acesso em: 6 nov. 2023.

BIODIESEL BRASIL. **Petrobras vai concluir Abreu e Lima e investir em coprocessamento**. 2023b. Disponível em: <https://www.biodieselbr.com/noticias/biocombustivel/negocio/petrobras-vai-concluir-abreu-e-lima-e-investir-em-coprocessamento-170423>. Acesso em: 6 nov. 2023.

BLOOMBERGNEF. **Hydrogen Economy Outlook: key messages**. 30 mar. 2020. Disponível em: <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>. Acesso em: 6 nov. 2023.

BMWK. **Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action launches first auction procedure for H2Global: €900 million for the purchase of green hydrogen derivatives**. 2022. Disponível em: <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/>

Pressemitteilungen/2022/12/20221208-federal-ministry-for-economic-affairs-and-climate-action-launches-first-auction-procedure-for-h2global.html. Acesso em: 6 nov. 2023.

BNDES. **Gás para o desenvolvimento**. 2020. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/conhecimento/publicacoes/relatorios/relatorio-gas-2020>. Acesso em: 6 nov. 2023.

BOSEL, U.; ELIASSON, B. **Energy and the hydrogen economy**. 2003. Disponível em: [https://afdc.energy.gov/files/pdfs/hyd\\_economy\\_bosel\\_eliasson.pdf](https://afdc.energy.gov/files/pdfs/hyd_economy_bosel_eliasson.pdf). Acesso em: 6 nov. 2023.

BRASIL. **Plano nacional de fertilizantes nitrogenados 2050**. 2021. Disponível em: <https://static.poder360.com.br/2022/03/plano-nacional-de-fertilizantes-brasil-2050.pdf>. Acesso em: 06 nov. 2023.

BULLETIN H2. **Fortescue to build \$6B mega green hydrogen plant in Ceará, Brazil**. 2021. Disponível em: <https://www.h2bulletin.com/fortescue-to-build-6b-mega-green-hydrogen-plant-in-ceara-brazil/>. Acesso em: 6 nov. 2023.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. **CCEE certificará possíveis vencedores do primeiro leilão global de Hidrogênio Renovável**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/ccee-esta-pronta-para-certificar-possiveis-vencedores-brasileiros-do-primeiro-leilao-global-de-hidrogenio-renovavel>. Acesso em: 25 jun. 2023.

CANAL ENERGIA. **Shell, Raízen, Hytron, USP e Senai miram conversão de etanol em H2 verde**. 2022. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53223656/shell-raizen-hytron-usp-e-senai-miram-conversao-de-etanol-em-h2-verde>. Acesso em: 6 nov. 2023.

CANAL SOLAR. **Furnas inaugura planta de testes de produção de hidrogênio verde**. 2021. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/furnas-inaugura-planta-de-testes-de-producao-de-hidrogenio-verde/>. Acesso em: 6 nov. 2023.

CARBONES. **HBI & DRI**. 2023. Disponível em: <https://www.carbones.at/dri-hbi>. 2023. Acesso em: 25 jun. 2023.

CASSOTIS. **Os impactos ambientais da injeção de hidrogênio nos altos-fornos**. 2021. Disponível em: <https://pt.cassotis.com/insights/os-impactos-ambientais-da-injecao-de-hidrogenio-nos-altos-fornos>. Acesso em: 25 jun. 2023.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS – CGEE. **CGEE lança primeiro Informe iSES**. 2022. Disponível em: <https://www.cgee.org.br/-/cgee-lanca-primeiro-informe-ises>. Acesso em: 25 jun. 2023.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS – CGEE. **Hidrogênio energético no Brasil Subsídios para políticas de competitividade: 2010-2025**. 2010. Disponível em: [https://www.cgee.org.br/documents/10195/734063/Hidrogenio\\_energetico\\_completo\\_22102010\\_9561.pdf/367532ec-43ca-4b4f-8162-acf8e5ad25dc?version=1.5](https://www.cgee.org.br/documents/10195/734063/Hidrogenio_energetico_completo_22102010_9561.pdf/367532ec-43ca-4b4f-8162-acf8e5ad25dc?version=1.5). Acesso em: 25 jun. 2023.

CHEMICALS PARKS IN EUROPE. **Air Liquide receives support from French State to its 200 MW electrolyzer project in in Port-Jérôme and accelerates the development of the hydrogen sector in Europe.** 9 mar. 2022. Disponível em: <https://chemicalparks.eu/news/air-liquide-support-french-state-200-mw-electrolyzer-port-jerome-hydrogen-europe>. Acesso em: 9 ago. 2024.

CHILE. MINISTRY OF ENERGY. **Chile's Green Hydrogen Strategy and investment opportunities.** 2021. Disponível em: [https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/green\\_h2\\_strategy\\_chile.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/green_h2_strategy_chile.pdf). Acesso em: 2 out. 2023.

CHILE. **National green hydrogen strategy.** 2020. Disponível em: [https://energia.gob.cl/sites/default/files/national\\_green\\_hydrogen\\_strategy\\_-\\_chile.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf). Acesso em: 2 out. 2023.

CLEAN ENERGY WIRE – CLEW. **Germany's climate action law.** 2021. Disponível em: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-climate-action-law-begins-take-shape>. Acesso em: 25 jun. 2023.

CLIMATE INSTITUTE. **Hydrogen tax credits in the U.S. Inflation Reduction Act.** 2023. Disponível em: <https://climateinstitute.ca/publications/hydrogen-tax-credits-in-the-u-s-inflation-reduction-act/>. Acesso em: 25 jun. 2023.

COMISSÃO EUROPEIA. Carbon Border Adjustment Mechanism starts this weekend in its transitional phase. 2023. Disponível em: [https://taxation-customs.ec.europa.eu/news/carbon-border-adjustment-mechanism-starts-weekend-its-transitional-phase-2023-09-29\\_en](https://taxation-customs.ec.europa.eu/news/carbon-border-adjustment-mechanism-starts-weekend-its-transitional-phase-2023-09-29_en). Acesso em: 25 jun. 2023.

COMPANHIA SIDERÚRGICA NACIONAL – CSN. **Relatório de Ação Climática.** 2022. Disponível em: <https://www.csn.com.br/wp-content/uploads/sites/452/2023/08/Climate-Action-Report.pdf>. Acesso em: 02 out. 2023.

COMPLEXO DO PECÉM. **Complexo do Pecém detalha HUB de Hidrogênio Verde para potenciais investidores da Alemanha.** 2021a. Disponível em: <https://www.complexodopecem.com.br/complexo-do-pecem-detalha-hub-de-hidrogenio-verde-para-governo-e-potenciais-investidores-da-alemanha/>. Acesso em: 25 jun. 2023.

COMPLEXO DO PECÉM. **Complexo do Pecém e White Martins assinam Memorando de Entendimento para implantação do HUB de Hidrogênio Verde.** 2021b. Disponível em: <https://www.complexodopecem.com.br/complexo-do-pecem-e-white-martins-assinam-memorando-de-entendimento-para-implantacao-do-hub-de-hidrogenio-verde-no-ceara/>. Acesso em: 25 jun. 2023.

COMPLEXO DO PECÉM. **Governo do Ceará e Neoenergia assinam memorando para projeto movido a hidrogênio verde.** 2021d. Disponível em: <https://www.complexodopecem.com.br/governo-do-ceara-e-neoenergia-assinam-memorando-para-projeto-movido-a-hidrogenio-verde/>. Acesso em: 6 nov. 2023.

COMPLEXO DO PECÉM. **Governo do Ceará e Qair Brasil assinam acordo de US\$ 6,9 bilhões para projetos de energias renováveis.** 2021c. Disponível em: <https://www.complexodopecem.com.br/governo-do-ceara-e-qair-brasil-assinam-acordo-de-us-69-bilhoes-para-projetos-de-energias-renovaveis/>. Acesso em: 25 jun. 2023.

COMPLEXO INDUSTRIAL PORTUÁRIO DE SUAPE. **Multinacional francesa faz investimento bilionário em Suape.** 2021b. Disponível em: <http://www.suape.pe.gov.br/pt/noticias/1496-multinacional-francesa-faz-investimento-bilionario-em-suape?highlight=WyJxYWlyll0=%3E>. Acesso em: 6 nov. 2023.

COMPLEXO INDUSTRIAL PORTUÁRIO DE SUAPE. **Polos de Desenvolvimento do Complexo.** 2021a. Disponível em: <http://www.suape.pe.gov.br/pt/negocios/polos-negocios>. Acesso em: 6 nov. 2023.

COREIA DO SUL. **Hydrogen economy roadmap of Korea.** 2019. Disponível em: [https://docs.wixstatic.com/ugd/45185a\\_fc2f37727595437590891a3c7ca0d025.pdf](https://docs.wixstatic.com/ugd/45185a_fc2f37727595437590891a3c7ca0d025.pdf). Acesso em: 2 out. 2023.

COSERN. **Potencial Eólico do Estado do Rio Grande do Norte.** 2003. Disponível em: [http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas\\_eolico/atlas\\_eolico\\_RN.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlas_eolico_RN.pdf). Acesso em: 6 nov. 2023.

COUNCIL OF AUSTRALIAN GOVERNMENTS – COAG. **Australia’s national hydrogen strategy.** 2019. Disponível em: <https://www.industry.gov.au/data-and-publications/australias-national-hydrogen-strategy>. Acesso em: 25 jun. 2023.

COURSE50. **Technology.** 2023. Disponível em: <https://www.course50.com/en/technology/>. Acesso em: 2 out. 2023.

CUMMINS. **HyLYZER Water Electrolyzers data sheet.** 2021. Disponível em: <https://www.cummins.com/sites/default/files/2021-08/cummins-hylyzer-1000-specsheet.pdf>. Acesso em: 2 out. 2023.

CWW. **The green hydrogen revolution at Iris Ceramica.** 2021. Disponível em: <https://ceramicworldweb.com/en/news/green-hydrogen-revolution-iris-ceramica>. Acesso em: 9 ago. 2024.

DEUSTCHE GESELLSCHAFT FÜR INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT – GIZ. **German-Moroccan Energy Partnership.** 2021. Disponível em: <https://www.giz.de/en/worldwide/57157.html>. Acesso em: 2 out. 2023.

DEUSTCHE GESELLSCHAFT FÜR INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT – GIZ. **Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro.** 2021. Disponível em: [https://www.energypartnership.com.br/fileadmin/user\\_upload/brazil/media\\_elements/Mapeamento\\_H2\\_-\\_Diagramado\\_-\\_V2h.pdf](https://www.energypartnership.com.br/fileadmin/user_upload/brazil/media_elements/Mapeamento_H2_-_Diagramado_-_V2h.pdf). Acesso em: 02 out. 2023.

DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT – GIZ. **Mapeamento do setor de hidrogênio Brasileiro: panorama atual e potenciais para o hidrogênio verde.**

2021. Acesso em: [https://www.energypartnership.com.br/fileadmin/user\\_upload/brazil/media\\_elements/Mapeamento\\_H2\\_-\\_Diagramado\\_-\\_V2h.pdf](https://www.energypartnership.com.br/fileadmin/user_upload/brazil/media_elements/Mapeamento_H2_-_Diagramado_-_V2h.pdf). Acesso em: 02 out. 2023.

DII DESERT ENERGY. **Institutional website**. 2021. Disponível em: <https://dii-desertenergy.org/>. Acesso em: 2 out. 2023.

DIVINAL VIDROS. **Como é feito o vidro?** Conheça o processo de fabricação. 2021. Disponível em: <https://www.divinalvidros.com.br/blog/como-e-feito-o-vidro-fabricacao>. Acesso em: 2 out. 2023.

DRÜNERT, S.; NEULING, U.; KALTSCHMITT, M. Power-to-Liquid fuels for aviation: processes, resources and supply potential under German conditions. **Applied Energy**, v. 277, p. 115578, 2020.

EDP. **P&D: Pecém H2V**. 2021. Disponível em: <https://brasil.edp.com/pt-br/pd-pecem-h2v>. Acesso em: 2 out. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Análise da eficiência energética em segmentos industriais selecionados**. 2018. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-314/topico-407/PRODUTO%20\\_Vpublicacao.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-314/topico-407/PRODUTO%20_Vpublicacao.pdf). Acesso em: 2 out. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Bases para a consolidação da estratégia brasileira do hidrogênio: revisão 1**. 2021. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/NT\\_Hidroge%C%82nio\\_rev01%20\(1\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/NT_Hidroge%C%82nio_rev01%20(1).pdf). Acesso em: 14 fev. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Hidrogênio Azul: produção a partir da reforma do gás natural com CCUS**. 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/notas-tecnicas-dedicadas-ao-hidrogenio-cinza-e-ao-hidrogenio-azul>. Acesso em: 2 out. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Produção e Consumo de Hidrogênio em Refinarias no Brasil**. 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-667/NT-EPE-DPG-SDB-2022-01%20-%20Hidrog%C3%AAnio%20em%20Refinarias.pdf>. Acesso em: 2 out. 2023.

ENEGIX. **Enegix Energy partners with Black & Veatch for Base One, Brazil**. 2021. Disponível em: <https://pressroom.enegix.energy/131367-enegix-energy-partners-with-black-veatch-for-base-one-brazil>. Acesso em: 2 out. 2023.

ENEL GREEN POWER. **ORANGE.BAT, green hydrogen for sustainable ceramics**. 2021. Disponível em: <https://www.enelgreenpower.com/media/news/2021/04/green-hydrogen-sustainable-ceramics>. Acesso em: 2 out. 2023.

ENERGY & UTILITIES. **Morocco aims to tender green hydrogen project in 2022**. 2021. Disponível em: <https://energy-utilities.com/morocco-aims-to-tender-green-hydrogen-project-in-news115057.html>. Acesso em: 2 out. 2023.

ENERGY ICEBERG. **China Hydrogen policy**: a summary of provincial plans. 2020. Disponível em: <https://energyiceberg.com/china-hydrogen-policy-provincial-summary/>. Acesso em: 2 out. 2023.

EPBR. **ArcelorMittal e Fiemg vão instalar centro de descarbonização industrial em Minas Gerais**. 2023a. Disponível em: <https://epbr.com.br/arcelormittal-e-fiemg-vao-instalar-centro-de-descarbonizacao-industrial-em-minas-gerais/>. Acesso em: 2 out. 2023.

EPBR. **Fábrica de vidros da Cebrace substitui parte do gás por biometano da ZEG**. 2023b. Disponível em: <https://epbr.com.br/fabricante-de-vidros-substitui-parte-do-gas-natural-por-biometano-da-zeg/>. Acesso em: 2 out. 2023.

EPBR. **Grande desafio da Petrobras será tornar os seus produtos mais verdes, diz Maurício Tolmasquim**. 2023c. Disponível em: <https://epbr.com.br/grande-desafio-da-petrobras-sera-tornar-os-seus-produtos-mais-verdes-diz-mauricio-tolmasquim/>. Acesso em: 2 out. 2023.

EPBR. **Petrobras se prepara para oferecer serviço de captura de carbono a indústrias**. 2023d. Disponível em: <https://epbr.com.br/petrobras-se-prepara-para-oferecer-servico-de-captura-de-carbono-a-industrias/>. Acesso em: 2 out. 2023.

EPBR. **Porto do Açú mira biomassa de cana para produção de metanol verde**. 2023e. Disponível em: <https://epbr.com.br/porto-do-acu-mira-biomassa-de-cana-para-producao-de-metanol-verde/>. Acesso em: 2 out. 2023.

EQUINOR. **Equinor e Porto do Açú assinam Memorando de Entendimentos para avaliação de projetos de energia solar**. 2021. Disponível em: <https://www.equinor.com.br/pt/noticias/porto-do-acu-e-equinor-assinam-memorando-de-entendimentos-para-a.html>. Acesso em: 2 out. 2023.

ESPAÑA. **Hoja de ruta del hidrógeno**: una apuesta por hidrógeno renovable. 2020. Disponível em: <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/hoja-de-ruta-del-hidrogeno-renovable.aspx>. Acesso em: 2 out. 2023.

EUR-LEX. **Comunicação da comissão ao parlamento Europeu, ao conselho Europeu, ao conselho, ao comité económico e social europeu e ao comité das regiões pacto ecológico Europeu**. 2023. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN>. Acesso em: 2 out. 2023.

EUROPEAN COMMISSION – EC. **COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe**. 2020a. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020D-C0301#footnote30>. Acesso em: 9 ago. 2024.

EUROPEAN COMMISSION – EC. **A European Green Deal**. 2021a. Disponível em: [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_en](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en). Acesso em: 2 out. 2023.

EUROPEAN COMMISSION – EC. **A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe**. 2020b. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>. Acesso em: 2 out. 2023.

EUROPEAN COMMISSION – EC. **Carbon border adjustment mechanism**. 2024. Disponível em: [https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism\\_en#cbam-transitional-phase-2023--2026](https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_en#cbam-transitional-phase-2023--2026). Acesso em: 2 out. 2023.

EUROPEAN COMMISSION – EC. Commission outlines European Hydrogen Bank to boost renewable hydrogen. 2023a. Disponível em: [https://energy.ec.europa.eu/news/commission-outlines-european-hydrogen-bank-boost-renewable-hydrogen-2023-03-16\\_en](https://energy.ec.europa.eu/news/commission-outlines-european-hydrogen-bank-boost-renewable-hydrogen-2023-03-16_en). Acesso em: 9 ago. 2024.

EUROPEAN COMMISSION – EC. **EU Emissions Trading System (EU ETS)**. 2021b. [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets\\_pt](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_pt). Acesso em: 2 out. 2023.

EUROPEAN COMMISSION – EC. **Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality**. 2021d. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52021DC0550>. Acesso em: 2 out. 2023.

EUROPEAN COMMISSION – EC. **REGULATION (EU) 2021/1119 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 30 June 2021 establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulations (EC) No 401/2009 and (EU) 2018/1999 ('European Climate Law')**. 2021c. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32021R1119>. Acesso em: 2 out. 2023.

EUROPEAN COMMISSION – EC. **Renewable hydrogen production: new rules formally adopted**. 2023b. Disponível em: [https://energy.ec.europa.eu/news/renewable-hydrogen-production-new-rules-formally-adopted-2023-06-20\\_en](https://energy.ec.europa.eu/news/renewable-hydrogen-production-new-rules-formally-adopted-2023-06-20_en). Acesso em: 2 out. 2023.

EUROPEAN COMMISSION – EC. **The EU's 2021-2027 long-term budget & NextGenerationEU**. 2021e. Disponível em: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/d3e77637-a963-11eb-9585-01aa75ed71a1/language-en>. Acesso em: 2 out. 2023.

EXFICON. **Tender registration and status updates**. 2023. Disponível em: <https://exficon.de/tad/current-tenders/>. Acesso em: 13 out. 2023.

FABUS. **Mapa de Produção de Carroçarias**: associadas. 2024. Disponível em: <https://www.fabus.com.br/wp-content/uploads/2024/01/2023-03A.pdf>. Acesso em: 2 out. 2023.

FARIA D. **Captura, Armazenamento e Utilização do Dióxido de Carbono na Indústria do Cimento**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal de Minas Gerais, Minas Gerais, Belo Horizonte, 2018.

FAST COMPANY STAFF. Construction on NEOM's green hydrogen project with \$900 EPC contract has begun. **Fast Company Middle East**, 4 jun. 2022. Disponível em: <https://fastcompany.com/news/construction-on-neoms-green-hydrogen-project-with-900-epc-contract-has-began/>. Acesso em: 9 ago. 2024.

FELDER R.; ROUSSEAU R. **Elementary principles of chemical processes**. 5. ed. [S.l.]: Wiley, 2005.

FENNEL, P. *et al.* Decarbonizing cement production. **Joule**, v. 5, n. 6, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2021.04.011>. Acesso em: 2 out. 2023.

FLIS, G. **12 Insights on Hydrogen**. 2021. Disponível em: [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021\\_11\\_H2\\_Insights/2021-11-18\\_Slides\\_Agora\\_12\\_insights\\_on\\_hydrogen.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_11_H2_Insights/2021-11-18_Slides_Agora_12_insights_on_hydrogen.pdf). Acesso em: 2 out. 2023.

FORTESCUE FUTURE INDUSTRIES – FFI. **Fortescue Future Industries joins forces with the State of Ceará to develop green hydrogen projects in Brazil**. 2021. Disponível em: <https://ffi.com.au/news/fortescue-future-industries-joins-forces-with-the-state-of-ceara-to-develop-green-hydrogen-projects-in-brazil/>. Acesso em: 2 out. 2023.

FRAUNHOFER. **Site-specific, comparative analysis for suitable power-to-x pathways and products in developing and emerging countries**. 2023. Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/power-to-x-country-analyses.html>. Acesso em: 2 out. 2023.

FUEL CELL & HYDROGEN ENERGY ASSOCIATION – FCHEA. **Road map to a US Hydrogen Economy Executive Summary**. 2020. Disponível em: <https://www.fchea.org/us-hydrogen-study>. Acesso em: 2 out. 2023.

FUEL CELLS AND HYDROGEN JOINT UNDERTAKING – FCH. **Annual Work Plans**. 2020. Disponível em: <https://www.fch.europa.eu/node/843>. Acesso em: 2 out. 2023.

FUEL CELLS AND HYDROGEN JOINT UNDERTAKING – FCH. **Hydrogen Roadmap Europe: a sustainable pathway for the european energy transition**. 2019. Disponível em: [https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe\\_Report.pdf](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf). Acesso em: 2 out. 2023.

FUELCELLSWORKS. **World's largest hydrogen plants opens in Fukushima**. 2020. Disponível em: <https://fuelcellsworks.com/news/worlds-largest-hydrogen-plant-in-fukushima-opens/>. Acesso em: 2 out. 2023.

FUNDEP. **Portfólio de projetos de PD&ILinha: v – biocombustíveis, segurança veicular e propulsão alternativa à combustão**. 2023. Disponível em: <https://rota2030.fundep.ufmg.br/linha5/projetos/>. Acesso em: 6 nov. 2023.

FUTURETRANSPORT. **Nissan assina acordo para o desenvolver célula de combustível a partir do etanol**. 2019. Disponível em: <https://futuretransport.com.br/nissan-e-ipen-vaio-desenvolver-tecnologia-para-celula-de-combustivel/>. Acesso em: 6 nov. 2023.

G1. **Embraer revela 4 aviões movidos a energias alternativas, de células de combustível a hidrogênio**. 2021. Disponível em: <https://g1.globo.com/inovacao/noticia/2021/11/08/embraer-revela-4-avioes-movidos-a-energias-alternativas-de-celulas-de-combustivel-a-hidrogenio.ghtml>. Acesso em: 02 out. 2023.

GALP. **Ecoeficiência operacional nas refinarias**. 2021. Disponível em: <https://www.galp.com/corp/pt/sustentabilidade/casos-de-estudo/ecoeficiencia-operacional>. Acesso em: 2 out. 2023.

GALP. **Ecoeficiência operacional nas refinarias**. 2021. Disponível em: <https://www.galp.com/corp/pt/sustentabilidade/casos-de-estudo/ecoeficiencia-operacional>. Acesso em: 2 out. 2023.

GESEL. **Informativo eletrônico: geração de energia com hidrogênio** – IFE, n. 42, 23 jul. 2021. Disponível em: [http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/50\\_IFE%20H2%2042.html](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/50_IFE%20H2%2042.html). Acesso em: 2 out. 2023.

GLASS ALLIANCE EUROPE. **The European glass sector contribution to a climate neutral economy**. 2021. Disponível em: [https://glassallianceeurope.eu/wp-content/uploads/2021/05/2021-05-05-gae-position-paper-on-decarbonisation-v2\\_file.pdf](https://glassallianceeurope.eu/wp-content/uploads/2021/05/2021-05-05-gae-position-paper-on-decarbonisation-v2_file.pdf). Acesso em: 2 out. 2023.

GLOBAL CEMENT. **Green hydrogen for grey cement**. 2021. Disponível em: <https://www.globalcement.com/news/item/11061-green-hydrogen-for-grey-cement>. Acesso em: 2 out. 2023.

GLOBAL MARITIME FORUM. **Ammonia as a shipping fuel**. 2022. Disponível em: <https://www.globalmaritimeforum.org/news/ammonia-as-a-shipping-fuel>. Acesso em: 2 out. 2023.

GN. Construction Of New Electrolyser Manufacturing Facility In Gladstone Underway. **Gladstone News**, 10 mar. 2022. Disponível em: <https://gladstonenews.com.au/construction-of-new-electrolyser-manufacturing-facility-in-gladstone-underway/>. Acesso em: 12 ago. 2024.

GOVERNO DO DO ESTADO CEARÁ. **Governo do Ceará e instituições parceiras lançam HUB de hidrogênio verde**. 2021. Disponível em: <https://www.ceara.gov.br/2021/02/19/governo-do-ceara-e-instituicoes-parceiras-lancam-hub-de-hidrogenio-verde/>. Acesso em: 2 out. 2023.

H2 GREEN STEEL. **The future of steel is green**. 2024. Disponível em: <https://www.h2greensteel.com/green-steel>. Acesso em: 10 ago. 2024.

H2 VERDE BRASIL. **AHK Rio e GESEL promovem Webinar: análise da proposta do H2 Global sobre amônia**. 2023. Disponível em: <https://www.h2verdebrasil.com.br/noticia/ahk-rio-e-gesel-promovem-webinar-analise-da-proposta-do-h2-global-sobre-amonia/>. Acesso em: 25 set. 2023.

H2GLOBAL. **The Market Ramp-Up of Renewable Hydrogen and its Derivatives: the Role of H2Global**. Disponível em: <https://files.h2-global.de/Market-Ramp-Up-Renewable-Hydrogen-Derivatives-H2Global.pdf>. Acesso em: 9 ago. 2024.

H2GLOBAL STIFTUNG. **Shaping the global energy transition**. 2023. Disponível em: <https://www.h2-global.de/>. Acesso em: 25 set. 2023.

HARU ONI. Combustível à base de vento e de água. **Desbravador: software de gestão**, 23 jan. 2023. Disponível em: <https://www.desbravador.com.br/novidades/noticias/haru-oni-combustivel-a-base-de-vento-e-de-agua>. Acesso em: 9 ago. 2024.

HAKALA, J., *et al.* **Replacing coal used in steelmaking with biocarbon from forest industry side streams.** 2019. (VTT Technology, 351). Disponível em: <https://doi.org/10.32040/2242-122X.2019.T351>. Acesso em: 25 set. 2023.

HÄNGGI, S., ELBERT, P., BUTLER, T.; CABALZAR, U., TESKE, S., BACH, C., ONDER, C. A review of synthetic fuels for passenger vehicles. **Energy Reports**, v. 5, p. 555-569, 2019.

HEIDELBERG MATERIALS. **Leading the way in fuel-switching research project.** 2020. Disponível em: <https://www.heidelbergmaterials.co.uk/en/about-us/news-and-events/fuel-switching-research-project>. Acesso em: 9 ago. 2024.

HEINRICH BÖL STIFTUNG *et al.* **Desafios e oportunidades para o Brasil com o hidrogênio verde.** 2021. Disponível em: [https://br.boell.org/sites/default/files/2021-05/Relatorio\\_Hidrogenio\\_Verde\\_Boll\\_FINAL.pdf](https://br.boell.org/sites/default/files/2021-05/Relatorio_Hidrogenio_Verde_Boll_FINAL.pdf). Acesso em: 25 set. 2023.

HOWARTH, R.; JACOBSON, M. How green is blue hydrogen? **Energy Science & Engineering**, v. 9, n. 10, out. 2021.

<https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/ccee-esta-pronta-para-certificar-possiveis-vencedores-brasileiros-do-primeiro-leilao-global-de-hidrogenio-renovavel>. Acesso em: 25 jun. 2023.

HYBRIT. **Fossil-free steel: a joint opportunity!** 2024. Disponível em: <https://www.hybritdevelopment.se/en/>. Acesso em: 9 ago. 2024.

HYDROGEN COUNCIL. **Path to hydrogen competitiveness: a cost perspective.** 2020. Disponível em: [https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness\\_Full-Study-1.pdf](https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf). Acesso em: 25 set. 2023.

HYSTRA. **Hydrogen Energy Supply Chain Pilot Project between Australia and Japan.** 2021. Disponível em: <http://www.hystra.or.jp/en/project/>. Acesso em: 25 set. 2023.

ICIS. **Korean chems giant LFC and fertz trader Trammo ink green ammonia MoU.** 2021. Disponível em: <https://www.icis.com/explore/resources/news/2021/09/15/10685238/korean-chems-giant-lfc-and-fertz-trader-trammo-ink-green-ammonia-mou/>. Acesso em: 25 set. 2023.

IEA. **Iron and steel technology roadmap: towards more sustainable steelmaking.** 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/iron-and-steel-technology-roadmap>. Acesso em: 25 set. 2023.

INSTITUTO AÇO BRASIL. **Estatística da siderurgia.** 2022. Disponível em: [https://acobrasil.org.br/site/wp-content/uploads/2022/12/Estatistica-da-Siderurgia\\_3o\\_TRI\\_2022-1.pdf](https://acobrasil.org.br/site/wp-content/uploads/2022/12/Estatistica-da-Siderurgia_3o_TRI_2022-1.pdf). Acesso em: 25 set. 2023.

INSTITUTO AÇO BRASIL. **Relatório de Sustentabilidade.** 2020. Disponível em: <https://www.acobrasil.org.br/relatoriodesustentabilidade/assets/pdf/PDF-2020-Relatorio-Aco-Brasil-COM-PLETO.pdf>. Acesso em: 25 set. 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **Global Hydrogen Review 2021**. 2021a. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>. Acesso em: 25 set. 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **Global Hydrogen Review 2022**. 2022. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>. Acesso em: 25 set. 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **Global Hydrogen Review 2023**. 2023a. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>. Acesso em: 25 set. 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **Hydrogen projects database**. 2023b. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database#hydrogen-production-projects>. Acesso em: 25 set. 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **Hydrogen Projects Database**. 2021b. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database>. Acesso em: 25 set. 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **Industrial heat demand by temperature range 2018**. 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/industrial-heat-demand-by-temperature-range-2018>. Acesso em: 25 set. 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **World Energy Outlook**. 2021c. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>. Acesso em: 25 set. 2023.

INTERNATIONAL ENERGY RENEWABLE AGENCY – IRENA. **A renewable energy perspective**. 2019a. Disponível em: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA\\_Hydrogen\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf). Acesso em: 25 set. 2023.

INTERNATIONAL ENERGY RENEWABLE AGENCY – IRENA. **Green hydrogen cost reduction: scaling up electrolysers to meet the 1.5°C Climate Goal**. Abu Dhabi, 2020b. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>. Acesso em: 25 set. 2023.

INTERNATIONAL ENERGY RENEWABLE AGENCY – IRENA. **Hydrogen: a renewable energy perspective**. 2019b. Disponível em: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA\\_Hydrogen\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf). Acesso em: 25 set. 2023.

INTERNATIONAL ENERGY RENEWABLE AGENCY – IRENA. **The renewable energy transition in Africa**. 2020a. Disponível em: [https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/March/Renewable-Energy-Transition-Africa\\_Country\\_Studies\\_2021.pdf?la=en&hash=46D8A-DDF378CD917C90F85F899B3F2B33A787CB8](https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/March/Renewable-Energy-Transition-Africa_Country_Studies_2021.pdf?la=en&hash=46D8A-DDF378CD917C90F85F899B3F2B33A787CB8). Acesso em: 25 set. 2023.

INTERNATIONAL PARTNERSHIP FOR HYDROGEN AND FUEL CELLS IN THE ECONOMY – IPHE. **Hydrogen Roadmap Korea Presenting a vision, roadmap and recommendations for Korea's future hydrogen economy**. 2021. Disponível em: <https://www.iphe.net/republic-of-korea>. Acesso em: 25 set. 2023.

INTERNATIONAL PARTNERSHIP FOR HYDROGEN AND FUEL CELLS IN THE ECONOMY – IPHE. **Hydrogen Roadmap Korea Presenting a vision, roadmap and recommendations for Korea's future hydrogen economy.** 2021. Disponível em: <https://www.iphe.net/republic-of-korea>. Acesso em: 2 out. 2023.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY – IRENA. **Creating a global hydrogen market: certification to enable trade.** 2023. Disponível em: <https://www.irena.org/Publications/2023/Jan/Creating-a-global-hydrogen-market-Certification-to-enable-trade>. Acesso em: 2 out. 2023.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY – IRENA. **Green Hydrogen: a guide to Policy Making.** 2019c. Disponível em: <https://irena.org/publications/2020/Nov/Green-hydrogen>. Acesso em: 2 out. 2023.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY – IRENA. **Renewable Power Generation Costs in 2020.** 2021. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>. Acesso em: 2 out. 2023.

INTERNATIONAL TRADE ADMINISTRATION – TRADE. **Spanish companies are beginning to invest in renewable hydrogen projects.** 2020. Disponível em: <https://www.trade.gov/market-intelligence/spain-renewable-hydrogen-roadmap>. Acesso em: 2 out. 2023.

JAPAN LP GAS ASSOCIATION – JLPGA. **Home-use Fuel Cell (ENE-FARM).** 2021. Disponível em: <https://www.jlpgas.gr.jp/en/appliances/>. Acesso em: 2 out. 2023.

JAPÃO. **Basic hydrogen strategy.** 2017. Disponível em: <https://policy.asiapacificenergy.org/node/3698>. Acesso em: 2 out. 2023.

JAPÃO. **The fifth strategic energy plan.** 2018. Disponível em: [https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/others/basic\\_plan/5th/pdf/strategic\\_energy\\_plan.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/others/basic_plan/5th/pdf/strategic_energy_plan.pdf). Acesso em: 2 out. 2023.

JAPÃO. **The strategic road map for hydrogen and fuel cells.** 2019. Disponível em: [https://www.meti.go.jp/english/press/2019/pdf/0312\\_002b.pdf](https://www.meti.go.jp/english/press/2019/pdf/0312_002b.pdf). Acesso em: 2 out. 2023.

JING, L. *et al.* Carbon intensity of Global Crude Oil Refining and Mitigation Potential”. **Nature Climate Change**, v. 10, p. 526-532, 2020.

JORNAL CIDADE. **Biometano, a aposta verde da indústria cerâmica.** 2023. Disponível em: <https://www.jornalcidade.net/rc/biometano-a-aposta-verde-da-industria-ceramica/239478/>. Acesso em: 2 out. 2023.

JUST HAVE A THINK. **Green Steel.** 2021. Disponível em: <https://www.justhaveathink.com/green-steel/>. Acesso em: 2 out. 2023.

KOPERNIKUS PROJEKTE. **Guiding the way to a successful energy transition.** 2021. Disponível em: <https://www.kopernikus-projekte.de/en/projects/ariadne>. Acesso em: 23 nov. 2021.

LINDE. **The ionic compressor 50.** 2021. Disponível em: [https://www.linde-engineering.com/en/images/DS\\_IC%2050\\_tcm19-523715.pdf](https://www.linde-engineering.com/en/images/DS_IC%2050_tcm19-523715.pdf). Acesso em: 2 out. 2023.

MAERSK. **Maritime industry leaders to explore ammonia as marine fuel in Singapore**. 2021. Disponível em: <https://www.maersk.com/news/articles/2021/03/10/maritime-industry-leaders-to-explore-ammonia-as-marine-fuel-in-singapore>. Acesso em: 2 out. 2023.

McKINSEY & COMPANY. **Cementing your lead: the cement industry in the net-zero transition**. 2023. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/industries/engineering-construction-and-building-materials/our-insights/cementing-your-lead-the-cement-industry-in-the-net-zero-transition>. Acesso em: 2 out. 2023.

MEIER, R. Embraer revela a família 'Energia', de aeronaves sustentáveis. **Airway**, 8 nov. 2021. Disponível em: <https://www.airway.com.br/embraer-revela-a-familia-energia-de-aeronaves-sustentaveis/>. Acesso em: 13 ago. 2024.

MILLS, J. Schott begins large-scale hydrogen tests. **Glass International**, 1 dez. 2022. Disponível em: <https://www.glass-international.com/news/schott-begins-large-scale-hydrogen-tests>. Acesso em: 9 ago. 2024.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES – MCTIC. **Plano de Ciência, Tecnologia e Inovação para Energias Renováveis e Biocombustíveis 2018 – 2022**. 2018. Disponível em: <https://antigo.mctic.gov.br/mctic/export/sites/institucional/tecnologia/tecnologiasSetoriais/Plano-de-Ciencia-Tecnologia-e-Inovacao-Para-Energias-Renovaveis-e-Biocombustiveis.pdf>. Acesso em: 2 out. 2023.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME. **MME abre Consulta Pública sobre o Plano Trienal do Programa Nacional do Hidrogênio**. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-abre-consulta-publica-sobre-o-plano-trienal-do-programa-nacional-do-hidrogenio>. Acesso em: 12 ago. 2024.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME. **Plano Trienal 2023 – 2025**. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/PlanodeTrabalhoTrienalPNH2.pdf>. Acesso em: 2 out. 2023.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME. **Programa nacional de hidrogênio: proposta de diretrizes**. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-apresenta-ao-cnpe-proposta-de-diretrizes-para-o-programa-nacional-do-hidrogenio-pnh2/HidrogênioRelatriodiretrizes.pdf>. Acesso em: 2 out. 2023.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Estudo de caso na indústria de metanol**. 2019. 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: 2 out. 2023.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio**. 2021b. Disponível em:

[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/NT\\_Hidrogeno%CC%82nio\\_rev01%20\(1\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/NT_Hidrogeno%CC%82nio_rev01%20(1).pdf). Acesso em: 2 out. 2023.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Plano nacional de energia: 2050**. 2020. P. 187-189. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>. Acesso em: 2 out. 2023.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balço Energético Nacional: base 2020**. 2021a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-596/BEN2021.pdf>. Acesso em: 2 out. 2023.

MORIS, G. **Will hydrogen be the new energy for glass making?** 2020. Disponível em: <https://www.glass-international.com/features/will-hydrogen-be-the-new-energy-carrier-for-glassmaking>. Acesso em: 2 out. 2023.

NABERTHERM. **Tilting Furnaces K DATA SHEET**. 2021. Disponível em: [https://nabertherm.com/sites/default/files/2021-07/foundry\\_english.pdf](https://nabertherm.com/sites/default/files/2021-07/foundry_english.pdf). Acesso em: 2 out. 2023.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY – NREL. **Hydrogen demand and resources analysis (HyDRA)**. 2021. Disponível em: <https://maps.nrel.gov/hydra/>. Acesso em: 2 out. 2023.

NIKKEI ASIA. **China's hydrogen roadmap: 4 things to know**. 2021. Disponível em: <https://asia.nikkei.com/Spotlight/Caixin/China-s-hydrogen-roadmap-4-things-to-know>. Acesso em: 2 out. 2023.

NIKOLAIDIS, P.; POULLIKKAS, A. A comparative overview of hydrogen production processes. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 67, p. 597-611, 2017.

NIPPON YUSEN KAISHA – NYK. **World's first global hydrogen supply chain demonstration project starts in earnest**. 2020. Disponível em: [https://www.nyk.com/english/news/2020/20200625\\_01.html](https://www.nyk.com/english/news/2020/20200625_01.html). Acesso em: 2 out. 2023.

NORTHERN LIGHTS. **About the longship project**. 2024. Disponível em: <https://norlights.com/about-the-longship-project/>. Acesso em: 9 ago. 2024.

NOUSSAN, M. *et al.* The role of green and blue hydrogen in the energy transition: a technological and geopolitical perspective. **Sustainability**, v. 13, n. 1, p. 1-26, 2021.

NOVACANA. **Yara vai usar biometano da Raízen para produzir amônia verde**. 2023. Disponível em: <https://www.novacana.com/noticias/yara-biometano-raizen-produzir-amonia-verde-171023>. Acesso em: 2 out. 2023.

NOWERGIAN PETROLEUM DIRECTORATE – NPD. **Exports of Oil and Gas**. 2021. Disponível em: <https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas/>. Acesso em: 2 out. 2023.

NOW-GMBH. **Factsheet: hydrogen and fuel cell technology in China.** 2021. Disponível em: <https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/Factsheet-China-FC-EN.pdf>. Acesso em: 02 out. 2023.

NSG. **Integrated Report 2022.** 2022. Disponível em: [https://www.nsg.com/-/media/nsg/site-content/ir/integrated-reports/integratedreport2022\\_e01.pdf](https://www.nsg.com/-/media/nsg/site-content/ir/integrated-reports/integratedreport2022_e01.pdf). Acesso em: 9 ago. 2024.

NUTEC BICKLEY. **Industrial kilns for ceramics.** 2021. Disponível em: <https://www.nutecbickley.com/what-we-do/ceramic-kilns/>. Acesso em: 2 out. 2023.

NUTRIEN. **Exciting project reduces emissions at Redwater.** 2020. Disponível em: <https://www.nutrien.com/what-we-do/stories/exciting-project-reduces-emissions-redwater>. Acesso em: 9 ago. 2024.

OFFSHORE ENERGY. **Fortescue's green energy project in Gladstone reaches new stage.** 2024. Disponível em: <https://www.offshore-energy.biz/fortescues-green-energy-project-in-gladstone-reaches-new-stage/>. Acesso em: 2 out. 2023.

OLAH G. **Beyond oil and gas: the methanol economy.** 2005. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/anie.200462121>. Acesso em: 2 out. 2023.

OUR WORLD IN DATA. **Brazil: what are the country's annual CO2 emissions?** 2021. Disponível em: <https://ourworldindata.org/co2/country/brazil?country=~BRA#what-are-the-country-s-annual-co2-emissions>. Acesso em: 2 out. 2023.

PANDEV, M.; LUCHESE, P.; MANSILLA, C.; LE DUIGOU, A.; ABRASHEV, B.; VLADIKOVA, D. Hydrogen Economy: the future for a sustainable and green society. **Bulgarian Chemical Communications**, v. 49, p. 84-92, 2017.

PANIK, M. S. *et al.* **Hydrogen Fuel Cell Buses for Urban Transportation in Brazil Results,** EVS30 SYMPOSIUM, Stuttgart, Germany, 9-11 out., 2017.

PARKES, R. **EU awards €720m to green H2 projects in first European Hydrogen Bank auction.** 2024. Disponível em: <https://www.hydrogeninsight.com/policy/eu-awards-720m-to-green-h2-projects-in-first-european-hydrogen-bank-auction/2-1-1635642>. Acesso em: 2 out. 2023.

PARKINSON, B.; BALCOMBE, P.; SPEIRS, J. F.; HAWKES, A. D.; HELLGARDA, K. Levelized Cost of CO2 Mitigation from Hydrogen Production Routes. **Energy & Environmental Science**, v. 12, p. 19-40, 2019.

PERILLI, D. Green hydrogen for grey cement. **Global Cement**, 8 jul. 2020. Disponível em: <https://www.globalcement.com/news/item/11061-green-hydrogen-for-grey-cement>. Acesso em: 9 ago. 2024.

PETROBRAS. **Refino.** 2023. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/refino/>. Acesso em: 3 jan. 2022.

PORTO DO AÇU. **Fortescue Future Industries e Porto do Açu unem forças para desenvolver planta de hidrogênio verde no Brasil.** 2021. Disponível em: <https://portodoacu.com.br/fortescue-future-industries-e-porto-do-acu-unem-forcas-para-desenvolver-planta-de-hidrogenio-verde-no-brasil/>. Acesso em: 2 out. 2023.

PORTO DO AÇU. **Fortescue Future Industries e Porto do Açu unem forças para desenvolver planta de hidrogênio verde no Brasil.** 2023. Disponível em: <https://portodoacu.com.br/fortescue-future-industries-e-porto-do-acu-unem-forcas-para-desenvolver-planta-de-hidrogenio-verde-no-brasil/>. Acesso em: 2 out. 2023.

PV MAGAZINE. **Fortescue delegation meets with Jordanian government to explore green hydrogen opportunities.** 2021. Disponível em: <https://www.pv-magazine-australia.com/2021/04/14/fortescue-delegation-meets-with-jordanian-government-to-explore-green-hydrogen-opportunities/>. Acesso em: 2 out. 2023.

RECHARGE. **New Clean Hydrogen production tax credit up to \$3/kg approved by US House, paving way for cheap green H2.** 2021b. Disponível em: <https://www.rechargenews.com/energy-transition/new-clean-hydrogen-production-tax-credit-of-up-to-3-kg-approved-by-us-house-paving-way-for-cheap-green-h2/2-1-1102245>. Acesso em: 2 out. 2023.

RECHARGE. **South Korea aims to burn millions of tonnes of clean hydrogen and ammonia for giga-scale power production.** 2021a. Disponível em: <https://www.rechargenews.com/energy-transition/south-korea-aims-to-burn-millions-of-tonnes-of-clean-hydrogen-and-ammonia-for-giga-scale-power-production/2-1-1099333>. Acesso em: 2 out. 2023.

RECHARGE. **Vast majority of green hydrogen projects may require water desalination.** 2021. Disponível em: <https://www.rechargenews.com/energy-transition/vast-majority-of-green-hydrogen-projects-may-require-water-desalination-potentially-driving-up-costs/2-1-1070183>. Acesso em: 2 out. 2023.

REN, J.; MUSYOKA, N. M.; LANGMI, H. W.; MATHE, M.; LIAO, S. Current research trends and perspectives on materials-based hydrogen storage solutions: a critical review. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 42, n. 1, 289-311, 2017.

RENEWABLE ENERGY INSTITUTE – REI. **Revised basic hydrogen strategy offers no clear path to carbon neutrality.** 2023. Disponível em: <https://www.renewable-ei.org/en/activities/reports/20230720.php>. Acesso em: 2 out. 2023.

REPHYNE. **Progress & news.** 2023. Disponível em: <https://www.refhyne.eu/project-progress/>. Acesso em: 9 ago. 2023.

REUTERS. **China to add at least 90 GW wind and solar capacity to the grid in 2021.** 2021. Disponível em: <https://www.reuters.com/business/sustainable-business/china-add-least-90-gw-wind-solar-capacity-grid-2021-2021-05-20/>. Acesso em: 2 out. 2023.

REUTERS. **China's wind, solar capacity forecast to overtake coal in 2024**. 2024. Disponível em: <https://www.reuters.com/business/energy/chinas-wind-solar-capacity-overtake-coal-2024-industry-body-2024-01-30/>. Acesso em: 2 out. 2023.

RITCHIE, H. **Sector by sector: where do global greenhouse gas emissions come from?** 2020. Disponível em: <https://ourworldindata.org/ghg-emissions-by-sector>. Acesso em: 2 out. 2023.

S&P GLOBAL. **UAE investing in green and blue hydrogen projects as part of clean energy move: official**. 2020. Disponível em: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/101920-uae-investing-in-green-and-blue-hydrogen-projects-as-part-of-clean-energy-move-official>. Acesso em: 2 out. 2023.

SALCOS. **Hydrogen direct reduction**. 2024. Disponível em: <https://salcos.salzgitter-ag.com/en/mydral.html>. Acesso em: 9 ago. 2024.

SANTOS, A. L.; CEBOLA, M. J.; SANTOS, D. M. F. Towards the hydrogen economy—a review of the parameters that influence the efficiency of alkaline water electrolyzers. **Energies**, v. 14, p. 3193, 2021a.

SANTOS, D. M. F.; SEQUEIRA, C. A. C.; FIGUEIREDO, J. L. Hydrogen production by alkaline water electrolysis. **Química Nova**, v. 36, n. 8, p. 1176-1193, 2013.

SANTOS, V.; OHARA, A. **Desafios e oportunidades para o Brasil com o hidrogênio verde**. 2021. Disponível em: <https://br.boell.org/pt-br/2021/05/21/desafios-e-oportunidades-para-o-brasil-com-o-hidrogenio-verde>. Acesso em: 2 out. 2023.

SCHOTT. **SCHOTT developing climate-friendly glass production using hydrogen**. 2022. Disponível em: <https://www.schott.com/en-gb/news-and-media/media-releases/2022/schott-developing-climate-friendly-glass-production-using-hydrogen>. Acesso em: 9 ago. 2024.

SMART ENERGY. **100MW Green Hydrogen project to decarbonize the full value chain of one of the major European ceramic clusters**. 2021. Disponível em: <https://www.smartenergy.net/100mw-green-hydrogen-project-to-decarbonize-the-full-value-chain-of-one-of-the-major-european-ceramic-clusters/>. Acesso em: 9 ago. 2024.

SMART ENERGY. **ORANGE.BAT expected to start operation in 2025**. 2024. Disponível em: <https://www.smartenergy.net/orange-bat-expected-to-start-operation-in-2025/>. Acesso em: 9 ago. 2024.

SIEMENS. **Siemens energy supports Egypt to develop green hydrogen industry**. 2021. Disponível em: <https://press.siemens-energy.com/mea/en/pressrelease/siemens-energy-supports-egypt-develop-green-hydrogen-industry>. Acesso em: 2 out. 2023.

SINDICATO NACIONAL DA INDÚSTRIA DO CIMENTO – SNIC. **Roadmap tecnológico do cimento**. 2019. Disponível em: [https://coprocessamento.org.br/wp-content/uploads/2019/11/Roadmap\\_Tecnologico\\_Cimento\\_Brasil\\_Book-1.pdf](https://coprocessamento.org.br/wp-content/uploads/2019/11/Roadmap_Tecnologico_Cimento_Brasil_Book-1.pdf). Acesso em: 2 out. 2023.

SSAB. **HYBRIT**: a new revolutionary steelmaking technology. 2021. Disponível em: <https://www.ssab.co.uk/fossil-free-steel/hybrit-a-new-revolutionary-steelmaking-technology>. Acesso em: 2 out. 2023.

STAFFELL, I.; CAMMAN, D.; ABAD, A. V.; BALCOMBE, P.; DODDS, P. E.; EKINS, P.; SHAH, N.; WARD, K. R. The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. **Energy & Environmental Science**, v. 12, 2019, p. 463-491, 2019.

TENHUMBERG, N.; BÜKER, K. Ecological and economic evaluation of hydrogen production by different water electrolysis technologies. **Chemie-Ingenieur-Technik**, v. 92, n. 10, p. 1586-1595, 2020.

THE ECONOMIST. **All manner of industries are piling into the hydrogen rush**. 2021d. Disponível em: <https://www.economist.com/business/2021/10/23/all-manner-of-industries-are-piling-into-the-hydrogen-rush>. Acesso em: 2 out. 2023.

THE ECONOMIST. **Creating the new hydrogen economy is a massive undertaking**. 2021a. Disponível em: <https://www.economist.com/briefing/2021/10/09/creating-the-new-hydrogen-economy-is-a-massive-undertaking?linkId=135137851>. Acesso em: 2 out. 2023.

THE ECONOMIST. **Creating the new hydrogen economy is a massive undertaking**. 2021c. Disponível em: <https://www.economist.com/briefing/2021/10/09/creating-the-new-hydrogen-economy-is-a-massive-undertaking>. Acesso em: 2 out. 2023.

THE ECONOMIST. **How cement may yet help slow global warming**. 2021b. Disponível em: <https://www.economist.com/science-and-technology/how-cement-may-yet-help-slow-global-warming/21806083>. Acesso em: 2 out. 2023.

THE OBSERVATORY OF ECONOMIC COMPLEXITY – OEC. **Hydrogen**. 2020. Disponível em: <https://oec.world/en/profile/hs92/2804/>. Acesso em: 2 out. 2023.

THE OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES. **Egypt's low carbon hydrogen development prospects**. ET04, 2021. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2021/11/Egypt's-Low-Carbon-Hydrogen-Development-Prospect-ET04.pdf>. Acesso em: 2 out. 2023.

THE OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES. **The geopolitics of energy: out with the old and in with the new?** n. 126, 2021.

THE ROYAL SOCIETY – RSC. **Sustainable synthetic carbon based fuels for transport**: Policy briefing. 2019. Disponível em: <https://royalsociety.org/-/media/policy/projects/synthetic-fuels/synthetic-fuels-briefing.pdf>. Acesso em: 2 out. 2023.

THE UNIVERSITY OF EDINBURGH. **Al Reyadah**: project details. 2024. Disponível em: <https://www.geos.ed.ac.uk/scs/project-info/622>. Acesso em: 9 ago. 2024.

THE WASHINGTON POST. **E.U. labels natural gas and nuclear energy 'green,' prompting charges of 'greenwashing'**. 2022. Disponível em: <https://www.washingtonpost.com/world/2022/02/02/green-energy-gas-nuclear-taxonomy/>. Acesso em: 2 out. 2023.

THYSSENKRUPP. **Creating facts for the transformation: Air Liquide completes hydrogen pipeline to thyssenkrupp Steel in Duisburg**. 2024a. Disponível em: <https://www.thyssenkrupp-steel.com/en/newsroom/press-releases/air-liquide-completes-hydrogen-pipeline-to-thyssenkrupp-steel-in-duisburg.html>. Acesso em: 9 ago. 2024.

THYSSENKRUPP. **Innovative solutions for the key challenges of the future**. 2024b. Disponível em: <https://www.thyssenkrupp.com/en/newsroom/content-page-162.html>. Acesso em: 9 ago. 2024.

THYSSENKRUPP. **TkH<sub>2</sub>Steel: with hydrogen to carbon-neutral steel production**. 2024c. Disponível em: <https://www.thyssenkrupp-steel.com/en/company/sustainability/climate-strategy/>. Acesso em: 9 ago. 2024.

TOTAL. **Petroleum products: energy efficiency and biofuels**. 2021. Disponível em: <https://totalenergies.com/group/commitment/climate-change/petroleum-products-energy-efficiency-biofuels>. Acesso em: 2 out. 2023.

TUPY. **Westport Fuel Systems and AVL work in partnership to develop world's most efficient hydrogen internal combustion engine pilot**. 2021. Disponível em: <https://tupy.com/en/tupy-westport-fuel-systems-e-avl-atuam-em-parceria-para-desenvolver-piloto-de-motor-de-combustao-interna-a-hidrogenio-mais-eficiente-do-mundo/>. Acesso em: 6 nov. 2023.

TÜV RHEINLAND. **TÜV SÜD Standard CMS 70 Production of green hydrogen (GreenHydrogen)**. 2023. Disponível em: <https://www.tuvsud.com/en/-/media/global/pdf-files/brochures-and-infosheets/tuvsud-cms70-standard-greenhydrogen-certification.pdf>. Acesso em: 22 nov. 2023.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY – DOE. **Hydrogen Program**. 2021. Disponível em: <https://www.hydrogen.energy.gov/budget.html>. Acesso em: 6 nov. 2023.

UNIGEL. **Unigel fecha contrato com a thyssenkrupp nucera e investe US\$ 120 milhões na primeira fábrica de hidrogênio verde do Brasil**. 2023. Disponível em: <https://www.unigel.com.br/unigel-fecha-contrato-com-a-thyssenkrupp-nucera-e-investe-us-120-milhoes-na-primeira-fabrica-de-hidrogenio-verde-do-brasil/>. Acesso em: 6 nov. 2023.

UNITED NATIONS. **Net-Zero Banking Alliance reaches milestone with over 90 banks committed**. 2021. Disponível em: <https://www.unepfi.org/news/industries/banking/net-zero-banking-alliance-reaches-milestone-with-90-banks-committed/>. Acesso em: 6 nov. 2023.

UNIVERSITÄT BAYREUTH. **Groundbreaking ceremony for the electrolysis plant in Wunsiedel**. 2021. Disponível em: <https://www.wasserstoff.uni-bayreuth.de/en/news/2021/2021-07-12-groundbreaking-electrolysis-wunsiedel/index.html>. Acesso em: 6 nov. 2023.

UNIVERSITÄT BAYREUTH. **Groundbreaking ceremony for the electrolysis plant in Wunsiedel.** 2021. Disponível em: <https://www.wasserstoff.uni-bayreuth.de/en/news/2021/2021-07-12-groundbreaking-electrolysis-wunsiedel/index.html>. Acesso em: 6 nov. 2023.

VALE. **Vale e Petrobras assinam protocolo de intenções para acelerar desenvolvimento de soluções de baixo carbono.** 2023. Disponível em: <https://www.vale.com/pt/w/vale-e-petrobras-assinam-protocolo-de-intencoes-para-acelerar-desenvolvimento-de-solucoes-de-baixo-carbono>. Acesso em: 6 nov. 2023.

VALOR. **Exclusivo:** com projeto de hidrogênio verde da Unigel parado, Thyssen busca comprador para equipamentos. 2024. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2024/04/15/com-projeto-de-hidrogenio-verde-da-unigel-parado-thyssen-busca-comprador-para-equipamentos.ghtml>. Acesso em: 6 nov. 2023.

VAN WIJK, A.; WOUTERS, F.; RACHIDI, S.; IKKEN, B. A. **North Africa:** Europe hydrogen manifesto. 2019. Disponível em: <https://dii-desertenergy.org/wp-content/uploads/2019/12/Dii-hydrogen-study-November-2019.pdf>. Acesso em: 6 nov. 2023.

VEOLIA. **Wind turbine blades are now recyclable.** 2023. Disponível em: <https://www.up-to-us.veolia.com/en/recycling/recycling-used-wind-turbine-blades>. Acesso em: 13 out. 2023.

VICAT. **Low-carbon trajectory:** Vicat and Hynamics unveil Hynovi Project. 2021. Disponível em: <https://www.vicat.com/news/low-carbon-trajectory-vicat-and-hynamics-unveil-hynovi-project>. Acesso em: 9 ago. 2024.

VISEDO, G.; PECCHIO, M. **Roadmap tecnológico do cimento.** 2019. Disponível em: [https://coprocessamento.org.br/wp-content/uploads/2019/11/Roadmap\\_Tecnologico\\_Cimento\\_Brasil\\_Book-1.pdf](https://coprocessamento.org.br/wp-content/uploads/2019/11/Roadmap_Tecnologico_Cimento_Brasil_Book-1.pdf). Acesso em: 13 out. 2023.

WEHINGER, F.; RAAD, S. **The MENA region's 'green hydrogen rush.** 2020. Disponível em: <https://www.ips-journal.eu/regions/middle-east/the-mena-regions-green-hydrogen-rush-4540>. Acesso em: 13 out. 2023.

WEITKAMP, Jens. Catalytic Hydrocracking-Mechanisms and Versatility of the Process. **ChemCat-Chem**, v. 4, n. 3, p. 292-306, 2012.

WHITE&CASE. **Japan Hydrogen Basic Strategy.** 2023. Disponível em: <https://www.whitecase.com/insight-alert/japan-hydrogen-basic-strategy>. Acesso em: 13 out. 2023.

WOLF MIDSTREAM. **Carbon.** 2024. Disponível em: <https://wolfmidstream.com/carbon/>. Acesso em: 9 ago. 2024.

WORLD ENERGY COUNCIL – WEC. **International Hydrogen Strategies: A study commissioned by and in cooperation with the World Energy Council Germany.** 2020. Disponível em: <https://www.wec-austria.at/en/international-hydrogen-strategies/>. Acesso em: 13 out. 2023.

WORLD STEEL ASSOCIATION. **CO2 Data Collection.** 2022a. Disponível em: [https://worldsteel.org/wp-content/uploads/CO2\\_User\\_Guide\\_V11.pdf](https://worldsteel.org/wp-content/uploads/CO2_User_Guide_V11.pdf). Acesso em: 13 out. 2023.

WORLD STEEL ASSOCIATION. **Factsheet Steel and raw materials**. 2023. <https://worldsteel.org/wp-content/uploads/Fact-sheet-raw-materials-2023.pdf>. Acesso em: 13 out. 2023.

WORLD STEEL ASSOCIATION. **Steel Facts**. 2022b. Disponível em: <<https://worldsteel.org/wp-content/uploads/worldsteel-book-final-2022-1.pdf>>. Acesso em: 13 out. 2023.

WORLD STEEL ASSOCIATION. **Sustainability Indicators 2023 report**. 2024. Disponível em: <https://worldsteel.org/steel-topics/sustainability/sustainability-indicators-2023-report/>. Acesso em: 13 out. 2023.

YAN, Y., THANGANADAR, D., CLOUGH, P. T., MUKHERJEE, S., PATCHIGOLLA, K., MANOVIC, V., ANTHONY, E. J. Process simulations of blue hydrogen production by upgraded sorption enhanced steam methane reforming (SE-SMR) processes. **Energy Conversion and Management**, v. 222, 113144, 2020.

YANG, C.; OGDEN, J. Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. **International Journal of Hydrogen Energy**, v, 32, p. 268-286, 2006.

YARA. **Major milestone for decarbonizing Europe**. 2022. Disponível em: <https://www.yara.com/news-and-media/news/archive/news-2022/major-milestone-for-decarbonising-europe/>. Acesso em: 9 ago. 2024.

ZEROAVIA. **Website institucional**. 2021. Disponível em: <https://www.zeroavia.com/>. Acesso em: 13 out. 2023.

ZOHURI, B. **Hydrogen energy: challenges and solutions for a cleaner future**. Springer, Cham, 283, 2019.



H<sub>2</sub>

# ANEXO A – ESTUDO DE CASO DE USO DE H<sub>2</sub> VERDE EM SUBSTITUIÇÃO AO GÁS NATURAL NA DELTA PORCELANATO

A empresa de revestimentos cerâmicos Delta Porcelanato tem relevância no mercado cerâmico brasileiro devido à sua abrangência e modernidade. Suas instalações ficam localizadas no município de Santa Gertrudes, interior do estado de São Paulo, e contribuem para que o município seja considerado o maior centro de produção de revestimentos cerâmicos das Américas e um dos maiores do mundo. Para suprir a demanda energética dos diversos processos produtivos e logísticos de sua planta industrial, a empresa usa energia elétrica e gás natural, o qual é responsável pelo fornecimento de energia térmica para os fornos e secadores utilizados para transformar matéria-prima em produto.

Um estudo de caso foi realizado pela parceria entre a PUC-Rio e a Delta para avaliar o uso de H<sub>2</sub> verde em suas operações, em substituição parcial ao gás natural, como forma de descarbonizar suas operações, por meio da ferramenta de avaliação técnica-econômica H2V-IEPUC. Um resumo do estudo de caso, conduzido a partir da troca de informações e da parceria entre academia e indústria, é apresentado a seguir.

A empresa tem em sua fábrica um ramal de gás natural, que atende de maneira dedicada 6 secadores, com capacidade de consumo total de 6,9 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural por ano. Assim, avaliou-se a substituição de 15% do gás por H<sub>2</sub>, considerando a equivalência energética entre os combustíveis. Ou seja, o estudo de caso abrange a instalação de um eletrolisador para a produção de H<sub>2</sub> verde, o qual seria injetado neste ramal de gás para compor a mistura de combustível. A capacidade de eletrólise adotada para atender à meta seria de 2,5 MW, considerando um eletrolisador tipo PEM com uma degradação de membrana de 1% a.a., isto é, considera-se uma perda de eficiência da produção de hidrogênio que decorre no longo prazo de operação da tecnologia. A viabilidade econômica do projeto foi avaliada, levando em conta que as variáveis CAPEX, custo do gás natural, custo da energia elétrica e créditos de carbono promovem efeitos significativos na competitividade do H<sub>2</sub> verde produzido. Considerando ainda que a produção de H<sub>2</sub> tem o O<sub>2</sub> como coproduto, estimou-se um potencial de redução no consumo de gás em torno de 0,47 m<sup>3</sup> de gás/m<sup>3</sup> de O<sub>2</sub> produzido, se fosse almejada uma prática de queima aprimorada com oxigênio (em inglês, *enhanced oxygen combustion* ou EOC) executada sobre a mistura de combustível. Por fim, por se tratar de um projeto sujeito a linhas de crédito especiais, dedicadas à promoção da transição energética, o fluxo de caixa

foi descontado sob uma taxa de 5% a.a. Os parâmetros técnicos e econômicos do estudo de caso são sumarizados a seguir.

**TABELA 14 – Parâmetros técnicos e econômicos no estudo de caso da Delta**

Parâmetros técnicos		
Potência nominal do eletrolisador	2,5	MW
Produção de H <sub>2</sub>	317	t/ano
Produção de O <sub>2</sub>	2.536	t/ano
Consumo de água para a eletrólise	5.600	m <sup>3</sup> /ano
Consumo de energia elétrica	20.400	MWh/ano
Redução prevista do consumo de gás (15% substituído por H <sub>2</sub> )	1,03	milhões m <sup>3</sup> /ano
Redução adicional do consumo de gás pelo uso de O <sub>2</sub>	0,89	milhões m <sup>3</sup> /ano
Emissões de CO <sub>2</sub> evitadas	3.986	t/ano
Parâmetros econômico-financeiros		
Preço do gás natural	4,30	R\$/m <sup>3</sup>
Preço do crédito de carbono	250	R\$/t CO <sub>2</sub> evitado
Custo da energia elétrica	296,5	R\$/MWh
Custo do eletrolisador	7263	R\$/kW
O&M	5%	do CAPEX
Trocada da membrana (75 mil h)	20%	do custo do eletrolisador
Importação, EPC, contingência, dentre outros	50%	do custo do eletrolisador
Taxa de desconto	5%	a.a.
Horizonte temporal	20	anos

O projeto de eletrólise é viável no contexto apresentado, no qual se considera a maximização da capacidade de uso do eletrolisador, ou seja, sua utilização contínua e concomitante com a operação dos secadores analisados. O preço de energia elétrica que viabiliza o cenário deve ser igual ou menor que R\$ 296,50/MWh. A aquisição de energia elétrica renovável deve ser realizada através de PPAs que consigam conciliar esses dois aspectos: lastro de energia renovável certificável para fins de se configurar o H<sub>2</sub> como de baixo carbono e um custo adequado para a sustentabilidade econômico-financeiro desta classe de projeto para a transição energética. Uma alternativa estudada junto à Delta para dar maior previsibilidade a estes dois aspectos seria conduzir uma autoprodução de energia solar fotovoltaica, em um cenário em que a energia utilizada pelo eletrolisador em seu ciclo de vida fosse igual à produção total do sistema solar. Considerando dados de disponibilidade de área da fábrica e a irradiação solar em sítios acessíveis pela Delta, a implementação de um sistema solar de 14 MW poderia atender a esta demanda.

Por fim, a composição de custos do H<sub>2</sub> de baixo carbono tem os resultados apresentados em seguida, conforme a modelagem conduzida pelo H2V-IEPUC.

**TABELA 15** – Composição de custos do H<sub>2</sub> de baixo de carbono para o estudo de caso da Delta

Composição de valores no LCOH	R\$/kg de H <sub>2</sub>
Investimento em eletrolisador	7,37
O&M e troca de membrana	3,43
Água para eletrólise	0,01
Eletricidade	19,02
<b>Custo nivelado do H<sub>2</sub></b>	<b>29,83</b>
Receita potencial do uso do O <sub>2</sub>	12,14
Receita de créditos de carbono (CO <sub>2</sub> evitado)	3,14
Receita de valor residual eletrolisador	0,55
<b>Custo nivelado final do H<sub>2</sub></b>	<b>13,99</b>

Conforme esperado por outras análises, a energia elétrica tem um custo representativo para o H<sub>2</sub>, seguido do investimento necessário ao eletrolisador e de seus custos operacionais, como a troca de membrana necessária pela tecnologia. A água para a eletrólise não representa um obstáculo econômico ou ambiental, conforme os seguintes fatores avaliados junto à empresa: disponibilidade de água, tipo de fonte hídrica e seu tratamento físico-químico para a demanda do eletrolisador. Assim, o H<sub>2</sub> tem um custo nivelado de R\$ 29,83/kg, ou US\$ 5,97/kg. Sua viabilidade depende da valoração dos atributos ambientais do projeto (créditos de carbono), da utilização do O<sub>2</sub> como coproduto e, em menor grau, do valor residual do sistema de eletrólise. A consideração destas receitas no fluxo de caixa que tange ao processo de eletrólise permite produzir H<sub>2</sub> a um custo nivelado final de R\$ 13,99/kg, ou US\$ 2,79/kg, que é efetivamente competitivo com um gás natural a R\$ 4,30/m<sup>3</sup>.

Ressalta-se que o cenário foi gerado considerando a combinação das diversas variáveis e a ordem de grandeza esperada para o estudo de caso formulado junto à Delta. Naturalmente, o custo do eletrolisador, da energia elétrica e a competitividade do gás natural, além da exploração de créditos de carbono e utilização potencial do O<sub>2</sub>, são variáveis importantes às quais se atentar, em prol da viabilidade do projeto de H<sub>2</sub> de baixo carbono.

**CNI**

*Antonio Ricardo Alvarez Alban*  
Presidente

**Gabinete da Presidência**

*Danusa Costa Lima e Silva de Amorim*  
Chefe do Gabinete

**DIRETORIA DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS**

*Roberto de Oliveira Muniz*  
Diretor de Relações Institucionais

**Superintendente de Meio Ambiente e Sustentabilidade**

*Davi Bomtempo*  
Superintendente de Meio Ambiente e Sustentabilidade

**Gerência de Clima e Energia**

*Juliana Falcão*  
Gerente de Clima e Energia

*Priscila Maria Wanderley Pereira*

*William Bach*

*Marina Gutierrez Brandão Scalon*

*Erica Villarinho*

Equipe Técnica

**DIRETORIA DE COMUNICAÇÃO**

*Ana Maria Curado Matta*  
Diretora de Comunicação

**Superintendência de Publicidade e Mídias Sociais**

*Mariana Caetano Flores Pinto*  
Superintendente de Publicidade e Mídias Sociais

*Carolina Helena Rattacaso Hagen*

*Irineu Afonso de Oliveira*

*Mishelly Coelho Fernandes*

*Sarah de Oliveira Santana*

Produção Editorial

**DIRETORIA CORPORATIVA**

*Cid Carvalho Vianna*  
Diretor Corporativo

**Superintendência de Desenvolvimento Humano**

*Renato Paiva*  
Superintendente de Desenvolvimento Humano

**Gerência de Educação Corporativa**

*Priscila Lopes Cavichioli*  
Gerente de Educação Corporativa

*Alberto Nemoto Yamaguti*

Normalização

---

*Equipe Instituto de Energia da PUC-Rio (IEPUC)*

*Edmar de Almeida - Coordenador*

*Eloi Fernández y Fernández*

*Florian Pradelle*

*Guilherme Fortunato*

*Luis Mendonça*

*Sergio Castiñeiras Filho*

*Sidnei Cardoso*

Consultores

*Mariana Moura*

Revisão Gramatical

*Editorar Multimídia*

Projeto Gráfico e Diagramação



[www.cni.com.br](http://www.cni.com.br)

[/cnibrasil](https://www.facebook.com/cnibrasil)

[@CNI\\_br](https://twitter.com/CNI_br)

[@cnibr](https://www.instagram.com/cnibr)

[/cniweb](https://www.youtube.com/c/cniweb)

[/company/cni-brasil](https://www.linkedin.com/company/cni-brasil)

