



Avaliação do potencial da indústria brasileira para o desenvolvimento da cadeia de valor do Hidrogênio Verde com foco no Estado do Ceará

Relatório 1 - Cadeia de Valor do Hidrogênio Verde

Publicado por

H2Brasil - Expansão do Hidrogênio Verde

Cooperação Brasil-Alemanha para o Desenvolvimento Sustentável

**Ministério de Minas e Energia
(MME)**

Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário Executivo

Efrain Pereira da Cruz

Elaboração Técnica

Cognitio Consultoria

Ennio Peres da Silva

Edilaine Venâncio Camillo

Izana Nadir Ribeiro Vilela

Jorge Luís Ferreira Boeira

Matheus Henrique Baesso

Revisão Técnica

Aschkan Davoodi Memar

Bernardo Carneiro Doerr

Luciano da Silva

**Deutsche Gesellschaft für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ)**

Diretor Nacional

Michael Rosenauer

Diretor do H2Brasil

Markus Francke

Coordenação geral do H2Brasil

Andrej Frizler

Projeto Hub do Hidrogênio Verde- Ceará

Roseane Oliveira de Medeiros - SEDET

Célio Fernando Bezerra Melo - Casa Civil

Adão Linhares - SEINFRA

Constantino Frate Junior - SEDET

Fernando Nunes Melo - UFC

Guilherme Muchale - FIEC

Joaquim Rolim - FIEC

Jurandir Picanço Júnior - FIEC

Data

Brasília/DF - Maio de 2023

Contatos

Ministério de Minas e Energia (MME)

Esplanada dos Ministérios - Bloco U - 5º andar

70065-900, Brasília - DF, Brasil

+55 61 3319-5299

Deutsche Gesellschaft für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH SCN Quadra 1
Bloco C Sala 1401 - 14º andar - Ed. Brasília
Trade Center

70711-902, Brasília - DF, Brasil

+55 61 2101-2170

Este estudo foi elaborado no âmbito do H2Brasil, programa que integra a Cooperação Brasil-Alemanha para o Desenvolvimento Sustentável e é implementado pela Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH e pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e financiado pelo Ministério Federal da Cooperação Econômica e Desenvolvimento (BMZ) da Alemanha.

O Projeto H2BRASIL tem o objetivo apoiar o aprimoramento da expansão do mercado de hidrogênio verde (H2V) no país como peça fundamental na redução da emissão de gases de efeito estufa na atmosfera e para contribuir para a descarbonização da economia brasileira.

Sumário

Lista de Abreviaturas.....	i
Lista de Figuras.....	iii
Lista de Quadros	iv
Lista de Tabelas.....	iv
1 Introdução	1
1.1 Metodologia Utilizada	3
2 Sobre Hidrogênio Verde.....	4
2.1 Os processos de produção e a definição de Hidrogênio Verde	4
2.2 A Eletrólise da Água	8
2.2.1 Estado da Arte dos Eletrolisadores de Água	18
2.2.2 Principais Componentes dos Sistemas de Eletrólise da Água.....	26
3 Projetos de Produção de Hidrogênio Verde	30
3.1 Casos no Mundo	30
3.2 Casos no Brasil	34
3.2.1 Ônibus à Célula Combustível de Hidrogênio	35
3.2.2 Hidrogênio da Furnas Centrais Elétricas S/A.....	35
3.2.3 Armazenamento de Energia da Companhia Energética de São Paulo.....	35
3.2.4 Unidade Piloto de Hidrogênio na UHE Itaipu Binacional	36
3.2.5 Bio-Hidrogênio ERGOSTECH Renewable Energy Solutions	36
3.2.6 Projeto H2.....	36
3.2.7 Geração de Hidrogênio Verde em Angra dos Reis.....	37
3.2.8 Usina de Hidrogênio Verde no Porto de Pecém (Pecém H2V).....	37
3.2.9 Planta de Hidrogênio do Porto do Açu.....	39
3.2.10 Outros Projetos Conceituais e Pilotos.....	40
4 Cadeia de Valor do Hidrogênio Verde.....	42
4.1 Produção do Hidrogênio Verde	46
4.2 Transformação do Hidrogênio Verde	48
4.3 Transporte e Armazenamento do Hidrogênio Verde	49
4.4 Usos Finais do Hidrogênio Verde	52
5 Oportunidades de Negócios para o Ceará.....	56
5.1 Oportunidade para a Indústria do Ceará: Água Desmineralizada	56

5.2	Oportunidade para a Economia do Ceará: Usos do Oxigênio da Eletrólise	57
5.3	Oportunidade para a Indústria do Ceará: Equipamentos e Insumos	58
6	Conclusão e Recomendações	61
7	Anexos	64
8	Bibliografia.....	72

Lista de Abreviaturas

CAPEX - Capital Expenditure (Gasto de capital fixo)

CCUS - Carbon Capture Utilization and Storage (Uso, captura e armazenamento de carbono)

CESP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista

CIPP - Complexo Industrial e Portuário do Pecém

CNAE - Classificação Nacional de Atividades Econômicas

CNTP - Condições Normais de Temperatura e Pressão

CO₂ - Dióxido de Carbono

EDP - Energia de Portugal

EPI - Equipamento de Proteção Individual

FIEC - Federação das Indústrias do Estado do Ceará

FV - Fotovoltaica

GESEL - Grupo de Estudos do Setor Elétrico

GIZ - Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH

GW - Gigawatt

H₂ - Hidrogênio

H₂V - Hidrogênio Verde

IATI - Instituto Avançado de Tecnologia e Inovação

IEA - International Energy Agency (Agência Internacional de Energia)

IRENA - International Renewable Energy Agency (Agência Internacional de Energias Renováveis)

KOH - Hidróxido de Potássio

kW - Kilowatt

LCOE - Levelized Cost of Energy (Custo nivelado de energia)

MoU - Memorandum of Understanding (Memorando de Entendimentos)

MW - Megawatt

O&M - Operação e Manutenção

OEM - Original Equipment Manufacturer (Fabricante de equipamento original)

OpEx - Operational Expenditure (Gastos operacionais)

P&D - Pesquisa e Desenvolvimento

PD&I - Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

PEM - Proton Exchange Membrane ou Polymer Electrolyte Membrane (Membrana de troca de prótons ou Membrana Eletrolítica Polimérica)

PLC - Programmable Logic Controller (Controlador lógico programável)

PV - Photovoltaic (Fotovoltaico)

SOEC - Solid Oxide Electrolyser Cell (Célula Eletrolítica de Óxido Sólido)

SOFC - Solid Oxide Fuel Cell (Célula de combustível de óxido sólido)

TdR - Termo de Referência

UFC - Universidade Federal do Ceará

UHE - Usina Hidrelétrica

Unifei – Universidade Federal de Itajubá

US\$ - Dólar americano

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Classificação do hidrogênio em escala de cores.....	4
Figura 2.2 - Condutividades elétricas de diferentes soluções aquosas, em função de suas concentrações.....	9
Figura 2.3 - Diagrama de entalpia para a formação da água, conforme a Lei de Hess.....	12
Figura 2.4 - Dependência da temperatura das tensões termo-neutra e reversível.....	14
Figura 2.5 - Curvas tensão vs. corrente para o processo de eletrólise da água.....	15
Figura 2.6 - Efeitos do aumento da temperatura e da pressão sobre a eletrólise da água.....	16
Figura 2.7 - Variação dos rendimentos dos eletrolisadores de água em função das densidades de corrente de operação.....	17
Figura 2.8 - Eletrolisador de água com arranjo bipolar ou filtro-prensa.....	19
Figura 2.9 - Eletrolisador de água com arranjo unipolar ou tanque.....	19
Figura 2.10 - Estrutura de custos dos principais componentes dos eletrolisadores.....	20
Figura 2.11 - Capacidade instalada global de eletrolisadores, por tecnologia.....	21
Figura 2.12 - Mercado global de eletrolisadores, por produto, 2020 (US\$ milhões).....	21
Figura 2.13 - Combinação de reduções de custos para atingir o valor de US\$ 1/kg H ₂ , destacando-se em vermelho os itens que se referem aos eletrolisadores.....	23
Figura 2.14 - Curvas de aprendizado estimadas para a produção de eletrolisadores.....	24
Figura 2.15 - Projeções da IRENA para a evolução dos custos de produção do hidrogênio.....	24
Figura 2.16 - Projeção para a estrutura de custos relativos entre os componentes do stack PEM, considerando um aumento da escala de fabricação em um fator 1.000.....	25
Figura 2.17 - Arranjo técnico para a produção de Hidrogênio Verde.....	26
Figura 3.1 - Potencial técnico para produzir Hidrogênio Verde abaixo de US\$ 1,5/kg até 2050, em EJ.....	30
Figura 3.2 - Projetos e investimentos de hidrogênio no mundo.....	31
Figura 4.1 - Cadeia de valor, cadeia de suprimentos e o ambiente de apoio..	43
Figura 4.2 - Cadeia de valor do Hidrogênio Verde.....	45
Figura 4.3 - Produção do Hidrogênio Verde: eletrolisador e sistema periférico.....	47
Figura 4.4 - Transformação do hidrogênio.....	48
Figura 4.5 - Transporte, distribuição e armazenamento do hidrogênio (liquefeito ou comprimido).....	51

Figura 4.6 - Exemplos de aplicações para uso final do hidrogênio	52
--	----

Lista de Quadros

Quadro 2.1 - Definições de Hidrogênio Verde.....	6
--	---

Quadro 5.1 - Equipamentos e insumos (lista não exaustiva)	58
---	----

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Principais tecnologias utilizadas nos processos de eletrólise da água.....	11
---	----

Tabela 2.2 - Rendimento e consumo teórico de energia do processo de eletrólise, em função da tensão utilizada	14
---	----

Tabela 3.1 - Total de projetos de Hidrogênio Verde no mundo	33
---	----

Tabela 3.2 - Países com mais projetos de Hidrogênio Verde em operação no mundo	34
--	----

Tabela 7.1 - Principais características dos três modelos de eletrolisadores comerciais	64
--	----

Tabela 7.2 - Projetos de Hidrogênio Verde no mundo, de acordo com a base de dados do "The Hydrogen Map"	65
--	----

1 Introdução

A agência oficial de desenvolvimento alemã, a Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ), é a instituição responsável pela execução de projetos em diversos temas no escopo da iniciativa de cooperação técnica entre os governos do Brasil e da Alemanha.

Em 2021, em nome do Ministério Alemão de Cooperação Econômica e Desenvolvimento (BMZ), GIZ GmbH e o Ministério de Minas e Energia (MME) criaram o projeto H2Brasil – Expansão de Hidrogênio Verde no Brasil. Cabe ressaltar que o governo brasileiro também tem buscado fomentar a produção no Brasil por meio do Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2), o qual apresenta um conjunto de diretrizes a partir das dimensões de políticas públicas, tecnologia e mercado.

O objetivo do projeto H2Brasil é apoiar o aprimoramento da expansão do mercado de Hidrogênio Verde (H2V) no Brasil como peça fundamental na redução da emissão de gases de efeito estufa na atmosfera e para contribuir para a descarbonização da economia brasileira. Em parceria com o MME, o projeto H2Brasil realizará diversas ações, tais como:

- Elaboração de cenários de planejamento energético;
- Identificação de necessidades no marco regulatório atual;
- Análise sobre a implementação de um sistema de certificação de H2V no país;
- Divulgação de estudos, ações e campanhas sobre a importância da produção de H2V no Brasil;
- Promoção de intercâmbios de conhecimento e experiências com influenciadores, formadores de opinião e jornalistas;
- Desenvolvimento de conteúdos educacionais;
- Implantação de laboratórios com infraestrutura para aprendizagem e ações de formação profissional em tecnologias de H2V por meio do treinamento de multiplicadores – com a perspectiva de inclusão de gênero;
- Desenvolvimento de tecnologias, ideias e projetos inovadores para a produção de H2V e seus derivados PtX;
- Apoio a universidades brasileiras por meio da instalação de laboratórios e intercâmbio com instituições de pesquisa e universidades alemãs;

- Apoio ao aprimoramento da viabilidade econômica da aplicação industrial de hidrogênio verde (H2V) no Brasil por meio do desenvolvimento de instrumentos de financiamento para a alavancagem do mercado brasileiro de H2V e a implementação de um cluster de aplicações para projetos-piloto ao longo da cadeia de valor H2/PtX.

Além do MME, o H2Brasil conta ainda com os seguintes parceiros implementadores: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP), Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (SENAI), empresas, universidades brasileiras e alemãs, empresas privadas e a Câmara de Comércio e Indústria Brasil-Alemanha (AHK) (MME, 2022).

Nesse contexto, a Cognito Consultoria foi contratada pela agência da GIZ no Brasil para desenvolver um estudo, organizado em 3 relatórios parciais, cujo objetivo é avaliar o potencial da indústria brasileira, no que se refere ao desenvolvimento de uma cadeia de valor para o Hidrogênio Verde, com foco no estado do Ceará.

O principal objetivo desse estudo é “avaliar o potencial doméstico para fornecer os vários componentes da cadeia de abastecimento do hidrogênio verde no Brasil” e, especificamente, “identificar oportunidades para atividades da cadeia produtiva que podem ser desenvolvidas no Ceará por empresas de pequeno e médio porte”. Nesse contexto, o presente projeto tem por objetivos específicos:

- Identificar e mapear a cadeia produtiva do Hidrogênio Verde com foco no estado do Ceará;
- Apresentar as oportunidades de investimento e exercício de atividades, no âmbito dessa cadeia produtiva, para pequenas e médias empresas do Ceará;
- E, por fim, contribuir para avançar com o tema do Hidrogênio Verde no Brasil.

Para atender a esses objetivos, serão entregues três relatórios para o projeto e o presente documento corresponde ao Relatório 1, referente à cadeia de valor do Hidrogênio Verde.

1.1 Metodologia Utilizada

Nesse tópico, apresenta-se a metodologia de desenvolvimento do projeto. É relevante destacar que esse projeto se baseia em dois pilares: Levantamento Bibliográfico e Pesquisa de Campo. A partir desses dois trajetos, as atividades serão desenvolvidas visando à obtenção dos relatórios indicados no Termo de Referência (TDR).

Para o desenvolvimento do Relatório 1- Cadeia de Valor de Hidrogênio Verde, o trabalho foi estruturado em 2 etapas:

Etapa 1 - Levantamento Bibliográfico: foi feito um levantamento bibliográfico sobre o Hidrogênio Verde, a sua produção, os principais componentes envolvidos nessa produção, o status dos projetos no mundo e no Brasil tendo como ponto de partida o documento “Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro - Panorama atual e potenciais para o Hidrogênio Verde”, da GIZ, e descrição da cadeia de valor do Hidrogênio Verde.

Etapa 2 – Análise e Finalização: consolidação do documento final do Relatório 1 – Cadeia de Valor de Hidrogênio Verde com a revisão analítica da literatura indicada na Etapa 1 e indicação inicial de oportunidades de atuação na cadeia produtiva para as indústrias e empresas do estado do Ceará.

Os resultados das pesquisas realizadas até então são apresentadas neste relatório que está organizado em seis seções, incluindo esta introdução e as conclusões. A segunda seção tem como foco o hidrogênio verde, abordando suas possíveis definições, processos de produção e estado da arte. A terceira seção traz um mapeamento dos projetos de H2V no mundo, destacando os investimentos mais recentes e a distribuição deles pelo mundo. Os projetos brasileiros também apresentados na terceira seção, incluindo o projeto Pecém H2V que deve ser instalado no Ceará. A quarta seção introduz a cadeia de valor do Hidrogênio Verde, especificando suas principais etapas. A quinta seção apresenta, de forma preliminar, as oportunidades já identificadas para a inserção do Estado do Ceará na cadeia de H2V.

2 Sobre Hidrogênio Verde

Neste capítulo, apresenta-se a revisão bibliográfica acerca do Hidrogênio Verde e a sua produção por meio do processo de eletrólise da água. As definições apresentadas são fundamentais para o melhor entendimento da cadeia de valor do Hidrogênio Verde no Brasil.

2.1 Os processos de produção e a definição de Hidrogênio Verde

O hidrogênio pode ser produzido de várias formas, e algumas são mais limpas que outras. Para maximizar os ganhos ambientais, o hidrogênio deve ser produzido sem emitir gases de efeito estufa e essa característica está justamente associada aos diversos processos de produção do hidrogênio, como resume a Figura 2.1.

Figura 2.1 - Classificação do hidrogênio em escala de cores

Cor	Resumo do processo de produção do hidrogênio
Preto	Gaseificação do carvão mineral (antracito ¹) sem CCUS ²
Marrom	Gaseificação do carvão mineral (hulha ³) sem CCUS
Cinza	Reforma a vapor do gás natural sem CCUS
Azul	Reforma a vapor do gás natural com CCUS
Turquesa	Pirólise do metano ⁴ sem gerar CO ₂
Verde	Eletrólise da água com energia de fontes renováveis (eólica/solar)
Musgo	Reformas catalíticas, gaseificação de plásticos residuais ou biodigestão anaeróbica de biomassa ou biocombustíveis com ou sem CCUS
Rosa	Fonte de energia nuclear
Amarelo	Energia da rede elétrica, composta de diversas fontes
Branco	Extração de hidrogênio natural ou geológico

Fonte: adaptado pela Cognition Consultoria a partir de EPE (2022)

Atualmente, o processo de produção mais comum para obter hidrogênio é o cinza, que envolve o uso de combustível fóssil (gás natural) para aquecer a água, produzir vapor, misturar o vapor com metano e capturar o hidrogênio liberado. Ao adicionar um filtro para a captura dos gases de efeito estufa emitidos, tem-se o Hidrogênio Azul. Espera-se que o Hidrogênio Azul permaneça economicamente viável em locais com abundância de

metano, principalmente ao considerar o avanço e evolução dos sistemas de captura de carbono, os chamados CCUS (*Carbon Capture, Utilization and Storage*) (BCG ANALYSIS, 2021).

O hidrogênio que atende alguns critérios de sustentabilidade tem sido denominado como Hidrogênio Verde, mas não há ainda uma definição aceita universalmente para este tipo de hidrogênio. Em um artigo publicado na *Energy Policy*, Abad *et al.* (2020) fazem uma busca em retrospectiva pelo termo Hidrogênio Verde ou hidrogênio renovável e observam que a primeira referência para o termo é um relatório de 1995 do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL, 1995), que usa o termo hidrogênio renovável (hidrogênio produzido de energias renováveis) como sinônimo de Hidrogênio Verde.

Mais de uma década depois, o Estado da Califórnia (CALIFORNIA LEGISLATIVE INFORMATION, 2006) definiu Hidrogênio Verde como aquele produzido de forma limpa e sustentável, a partir de fontes renováveis como energia solar e energia eólica. No caso da União Europeia, a primeira menção ao Hidrogênio Verde apareceu na declaração para o estabelecimento de uma economia do Hidrogênio Verde na Europa (European Parliament, 2007).

Busca em literatura especializada e em documentos de agências internacionais relevantes demonstra que há várias categorias em torno da definição de Hidrogênio Verde, como ilustrado no Quadro 2.1.

Quase que concomitante com a pandemia de Covid-19, o termo hidrogênio verde se popularizou e passou a ser usado com diferentes significados, porém todos vinculados a baixas emissões de gases de efeito estufa, mas ainda inda sem uma definição oficial ou normativa,

Por ora, observa-se, a partir da análise dos documentos mais recentes publicados pelas agências internacionais, que o termo “hidrogênio de baixo carbono” ou “hidrogênio renovável” pode designar desde o hidrogênio produzido por fontes fósseis com captura de carbono, também designados com outras “cores”, como azul, turquesa etc., como na condição mais restritiva, por meio do processo de eletrólise da água e uso de eletricidade proveniente da energia eólica e/ou da solar fotovoltaica ou outra fonte

renovável. Dependendo do critério considerado, também o uso da energia nuclear pode ser considerado, o que não ocorria na situação anterior.

Quadro 2.1 - Definições de Hidrogênio Verde

Definições	Fonte(s)
Qualquer fonte de energia renovável com uma menção explícita à poluição atmosférica, segurança energética e problemas climáticos globais	NREL (1995)
Quaisquer fontes renováveis e nucleares	Naterer et al. (2008)
Qualquer fonte renovável	California Legislative Information (2006); Poullikkas (2007); Clark (2007); Kramer <i>et al.</i> (2007); Clark II (2008); Ota <i>et al.</i> (2010); Kameyama <i>et al.</i> (2011); Tada <i>et al.</i> (2012); Weidong e Zhuoyong (2012); IRENA (2021); IRENA (2022a).
Qualquer fonte de energia renovável com uma menção explícita à baixa emissão e fatores de intensidade de emissões de gases de efeito estufa GEE	Bleischwitz <i>et al.</i> (2008); Galich e Marz (2012); Gazey <i>et al.</i> (2012); Barth <i>et al.</i> (2016); Viesi <i>et al.</i> (2017); Aarnes <i>et al.</i> (2018).
Quaisquer fontes (renováveis ou não) com baixa intensidade de emissão não especificada	Dincer (2012)
Quaisquer fontes renováveis ou qualquer outra energia líquida de carbono zero através da captura e armazenamento de carbono e/ou compensações de emissões.	Government of Australia <i>et al.</i> (2017)
Quaisquer fontes de energia de baixo carbono com baixo impacto ambiental	Çelik e Yildiz (2017)

Fonte: adaptado pela Cognitio Consultoria a partir de Abad et al. (2020)

Há uma série de abordagens e critérios que vêm sendo desenvolvidos para se chegar a uma definição de hidrogênio verde, mas ainda não há uma harmonização, especialmente em relação às fontes de energia utilizadas no processo e às trajetórias tecnológicas. Além disso, as agências internacionais de certificação e padronização ainda estão trabalhando para estabelecer um padrão internacional para a qualidade do hidrogênio, considerando o cálculo das emissões de carbono, entre outros aspectos fundamentais. Segundo Liu *et al.* (2021), alguns aspectos fundamentais foram investigados por essas agências, tendo como base algumas iniciativas relevantes de política energética e climática; são eles:

- a definição de hidrogênio verde: diz respeito ao fato se a definição deve estar limitada ao uso de fontes renováveis ou se deve envolver também a quantidade das emissões de GEE ao longo do ciclo de vida ou se a qualificação deve se basear na tecnologia de produção de hidrogênio;
- a definição das fronteiras do sistema: se for tomada como base a definição das fronteiras para a contabilização de emissões do ciclo de vida das emissões de GEE;
- a definição das linhas de base para as emissões de GEE: alguns países tomam a emissão de carbono dos processos tradicionais de hidrogênio (como pela reforma a vapor do metano, SMR), por exemplo, como um *benchmark* para a definição das linhas de bases e as condições nacionais.

Com vistas a se alcançar um consenso e aprimorar a aplicabilidade do conceito, a definição de hidrogênio verde baseada na intensidade de emissão de GEE está ganhando terreno no contexto internacional. A União Europeia está desenvolvendo um amplo *framework* voltado para a padronização da definição de hidrogênio verde no contexto do projeto CertifHy (CERTIFHY, 2022). Neste projeto, propõe-se que o limite de emissões seja de 36.4 gCO₂eq/MJH₂ no ponto da produção para que o hidrogênio produzido de fontes renováveis seja definido como verde (Liu et al, 2021).

Entretanto, independentemente do processo de uniformização e consolidação do conceito, há grande expectativa com relação ao Hidrogênio Verde de que esse elemento químico venha a ter, nos próximos anos, um papel fundamental na descarbonização das economias da maioria dos países, reduzindo as emissões de gases de efeito estufa e, conseqüentemente, o ritmo das mudanças climáticas ora em curso. Para que isso aconteça, antevê-se o Hidrogênio Verde como uma *commodity* internacional, negociada entre produtores e consumidores globais (IRENA, 2019; IEA 2021).

Essa possibilidade começou a ganhar força no cenário internacional muito em função do forte incremento no uso de fontes renováveis de energia, em especial a energia eólica e a solar fotovoltaica. Os ganhos de escala e os avanços tecnológicos no uso dessas duas fontes levaram a uma significativa redução dos custos da energia elétrica produzida. Com isso, projeta-se a possibilidade de se obter hidrogênio a partir processo de eletrólise da água a custos muito baixos, o que tornará viável o uso dessa substância em larga escala, sem a emissão de gases de efeito estufa. A análise da Cognition Consultoria

indica que os demais processos de produção de hidrogênio não terão reduções de custo tão significativas como o hidrogênio produzido a partir do processo de eletrólise.

Como o foco deste estudo é o hidrogênio produzido a partir desse processo, não vamos analisar os outros processos de produção de hidrogênio. Sendo assim, considera-se neste trabalho que Hidrogênio Verde é aquele obtido por meio da energia elétrica oriunda de fontes renováveis de energia, especialmente das fontes eólicas e/ou solar fotovoltaica, utilizando-se o processo de eletrólise da água. Deve-se ter em mente que se trata de uma trajetória tecnológica em seus estágios iniciais e que as especificidades dos países em termos de matriz energética, vantagens comparativas e capacidades locais, devem moldar as rotas para o desenvolvimento do hidrogênio renovável ou de baixo carbono em cada país, incluindo o Hidrogênio Verde.

2.2 A Eletrólise da Água

Embora a palavra eletrólise (do grego: *elektron*, eletricidade; e *lysis*, decomposição), a rigor, signifique a separação de compostos em partes mais elementares com o uso da eletricidade, esse conceito é um tanto mais genérico e refere-se a reações químicas de oxirredução, com o uso de correntes elétricas. As trocas eletrônicas nesse processo exigem a presença de íons das substâncias envolvidas, de maneira que existem duas formas de eletrólise: em solução, geralmente aquosas, e a ígnea, onde os materiais se encontram em seu estado líquido. Quanto à energia elétrica, normalmente é introduzida no processo a partir de dois eletrodos inertes, um positivo e outro negativo.

Assim sendo, a eletrólise da água significa a decomposição dessa substância em seus constituintes, hidrogênio e oxigênio, como o uso de correntes elétricas. Uma vez que a água já se encontra, nas condições ambientais, no estado líquido, em princípio bastaria o fornecimento de elétrons por meio de eletrodos. Entretanto, o pH da água pura, na condição de 1 atm e 25 °C, é igual a 7 (pH neutro). Portanto, pela definição de pH, tem-se para a água a Equação 1:

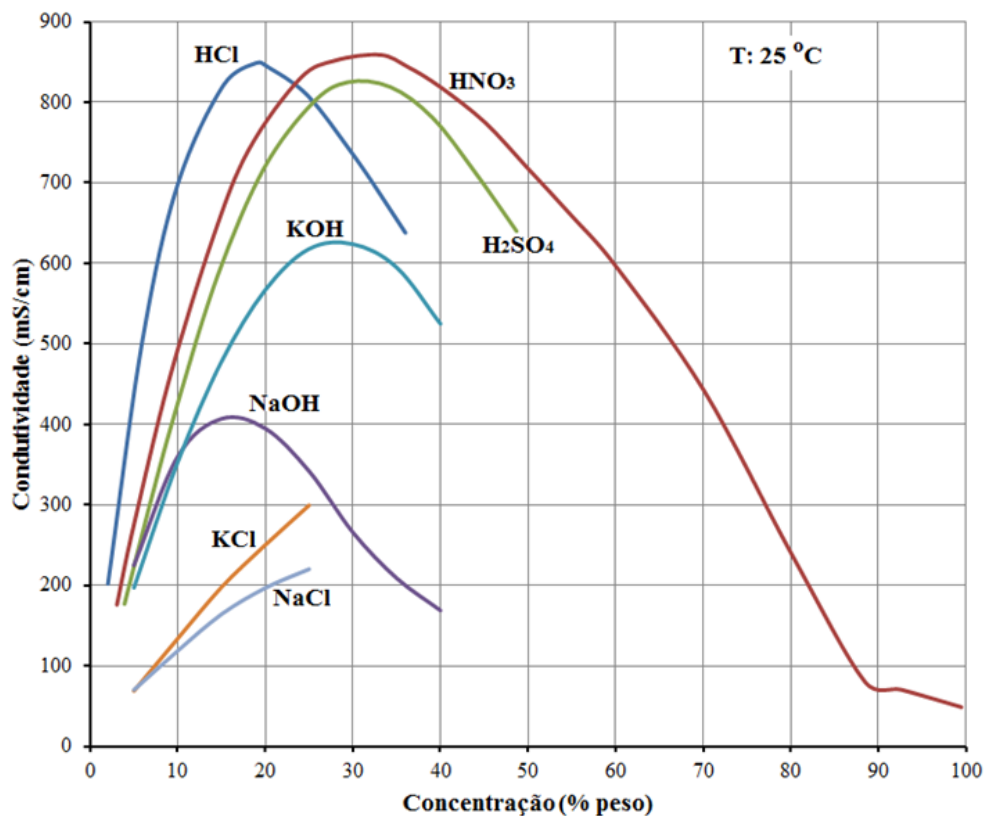
$$\text{pH} = -\log[\text{H}^+] = 7 \rightarrow [\text{H}^+] = 10^{-7} \quad (1)$$

Ou seja, que a concentração de íons H^+ na água pura é muito baixa, havendo apenas uma ionização para cada meio bilhão de moléculas. Este fato justifica a baixa

condutividade elétrica da água pura, de apenas 55×10^{-6} mS/cm, o que equivale a uma alta resistividade elétrica, de 18,16 MΩcm. Uma vez que a ionização de uma molécula de água produz a mesma quantidade de íons H^+ e OH^- , a concentração do íon hidroxila é igualmente baixa.

Em vista desses valores, percebe-se que a decomposição da água pura por meio do fornecimento (no caso dos íons H^+) ou retirada (no caso dos íons OH^-) de cargas, que caracteriza seu processo de eletrólise, é extremamente lenta e com elevado gasto de energia, devido à resistividade do meio. Esse problema pode ser contornado com a adição de um sal, um ácido ou uma base à água pura, o que altera significativamente esses valores, como mostrado na Figura 2.2. Observa-se, por exemplo, que a adição de hidróxido de potássio (KOH) aumentou a condutividade da solução em mais de 10^7 vezes (concentração de KOH entre 20 e 40 % em peso).

Figura 2.2 - Condutividades elétricas de diferentes soluções aquosas, em função de suas concentrações

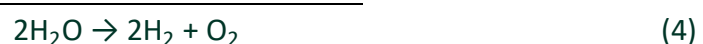
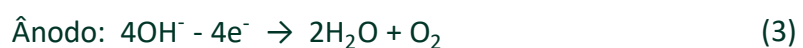


Fonte: adaptado pela Cognitio Consultoria a partir de Bruttel (2004)

Dessa forma, o processo prático da eletrólise da água é realizado em uma solução aquosa, sendo as cargas fornecidas através de eletrodos inertes em contato com essa solução. Também por questões práticas, tanto os eletrodos (condutores elétricos) como os demais materiais que manterão contato com a solução aquosa (eletrólito), deverão ser baratos e resistentes à corrosão. Assim sendo, tradicionalmente tem-se utilizado componentes em aço-carbono e uma solução alcalina, dando-se preferência ao uso do KOH, em vista de sua melhor condutividade, como também pode ser visto na Figura 2.2.

Mais recentemente, com a produção comercial de membranas de polímeros condutores iônicos (ionômeros), notadamente aquelas condutoras de prótons (H^+), como o Nafion, tornou-se igualmente convencional o uso de eletrólitos ácidos.

Outro processo que vem sendo desenvolvido, apesar de não se encontrar ainda em sua fase comercial, é a eletrólise em altas temperaturas (até 1.000 °C), onde os íons condutores de cargas não são os H^+ , como nos meios ácidos, ou OH^- , como nos meios básicos, mas íons de oxigênio (O^{2-}), transportados em meios cerâmicos. Em qualquer dos casos, contudo, o hidrogênio é sempre formado junto ao eletrodo negativo (cátodo) e o oxigênio no eletrodo positivo (ânodo). Por exemplo, no caso alcalino:



A Tabela 2.1 resume as principais características desses processos. Deve-se observar que as substâncias ou os meios utilizados para aumentar a disponibilidade de íons da água não são, em princípio, consumidos no processo, cujo resultado é apenas a decomposição da água. Na prática ocorre algumas perdas ou degradações dessas substâncias, o que exige uma certa reposição ou reparação delas.

Considerando-se apenas a decomposição da água, para cada molécula de hidrogênio formada são utilizados dois elétrons. Dessa forma, teoricamente, para cada mol de hidrogênio produzido são fornecidos 2 moles de elétrons. Como a carga total de um mol de elétrons é denominada Constante de Faraday, cujo valor é 96.485,333

Coulombs/mol, tem-se que para cada mol de hidrogênio (2g) 192.970,7 Coulombs, ou seja, $96,5 \times 10^6$ C/kg.

Tabela 2.1 - Principais tecnologias utilizadas nos processos de eletrólise da água

Tecnologias de Eletrólise	Eletrólise Alcalina	Eletrólise de Membrana	Eletrólise de alta temperatura
(Reação no Ânodo) Reação de Evolução de Oxigênio (OER)	$2OH^- \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + H_2O + 2e^-$	$H_2O \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^-$	$O^{2-} \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2e^-$
(Reação no Cátodo) Reação de Evolução de Hidrogênio (HER)	$H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2OH^-$	$2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2$	$H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + O^{2-}$
Condutor de cargas	OH^-	H^+	O^{2-}
Faixa de temperatura operacional	40 – 90°C	20 – 100°C	700 – 1000°C

Fonte: adaptado pela Cognitio Consultoria a partir de Rashid *et al.* (2015)

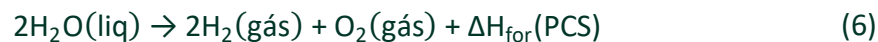
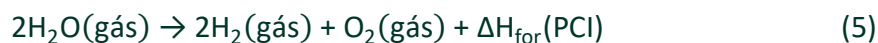
Ocorrendo o processo de eletrólise em uma única célula, por unidade de tempo tem-se $96,5 \times 10^6 / 3.600$ A/(kg/h) = 26.800 A para cada quilo de hidrogênio por hora produzido. Em termos de volume de gás, adotando-se o hidrogênio como um gás ideal (1 mol equivale a 22,4 L nas CNTP), tem-se essa corrente elétrica para cada 11,2 metros cúbicos de gás por hora, ou seja, aproximadamente 2.400 A/(Nm³H₂/h) (normais metros cúbicos, nas CNTP¹).

Na prática não se utiliza uma única célula, o que resultaria em uma enorme área para produções elevadas de hidrogênio, mas várias células, dispostas em série e/ou em paralelo, de forma que essa corrente é distribuída pelo conjunto, reduzindo seu valor por célula.

Além da corrente, a outra grandeza elétrica envolvida no processo de eletrólise é a tensão (voltagem), aplicada entre os eletrodos. Para cada substância existe uma tensão mínima, abaixo da qual o processo não ocorre. Isso se deve à energia mínima requerida, que é determinada pelas Leis da Termodinâmica. No caso da eletrólise da água,

¹ 273,15 K (0 °C) e 101.325 Pa (1 atm)

enquanto uma reação química, o processo pode ser escrito de duas maneiras, conforme considera-se a água na forma líquida ou de vapor:



Sendo as entalpias de formação dadas por:

$$\Delta H = \Delta G + T\Delta S \quad (7)$$

Onde ΔG a variação da energia de Gibbs, ΔS a variação da entropia e T a temperatura das reações que, nos estados padrão² possuem os seguintes valores:

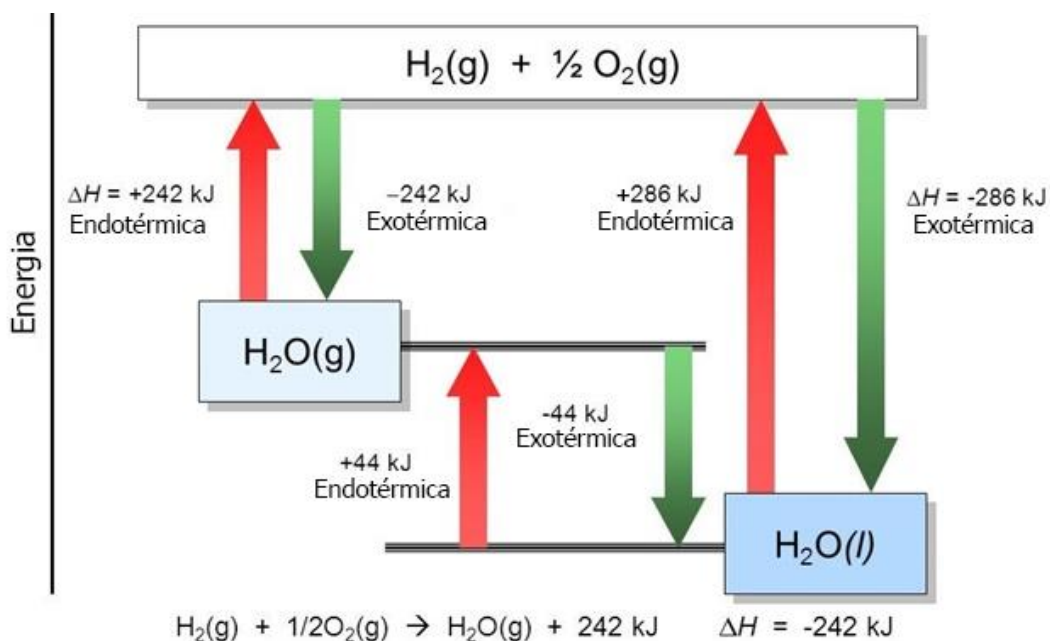
$$\Delta H = 286 \text{ kJ/mol} \quad (8)$$

$$\Delta G = 237 \text{ kJ/mol} \quad (9)$$

$$T\Delta S = 49 \text{ kJ/mol} \quad (10)$$

A Figura 2.3 mostra o diagrama das entalpias (Lei de Hess) dessas reações.

Figura 2.3 - Diagrama de entalpia para a formação da água, conforme a Lei de Hess



Fonte: adaptado pela Cognitio Consultoria a partir de Kotz e Purcell (1991)

² Condições padrão: 25 °C e 1 atm

A energia elétrica fornecida ao sistema depende da carga (Q) e da tensão (V) aplicada ao sistema:

$$E_{el} = V \cdot Q \quad (11)$$

Assim sendo, à energia mínima necessária para o processo de eletrólise (ΔH_{for}), corresponde uma tensão mínima, denominada termo-neutra (V_{tn}), de forma que:

$$V_{tn} \cdot Q = \Delta H_{for} \quad (12)$$

Como já mencionado, para a obtenção de um mol de H_2 é necessário o fornecimento de uma carga de 2×96.485 C, de modo que, para o caso da água líquida

$$V_{tn} = \frac{286.000}{(2 \times 96.485)} = 1,48V \quad (13)$$

Considerando-se a reação como um processo reversível, sem variação de entropia ($\Delta S = 0$), então tem-se a tensão reversível (V_{rev}):

$$V_{rev} \cdot Q = \Delta G_{for} \quad (14)$$

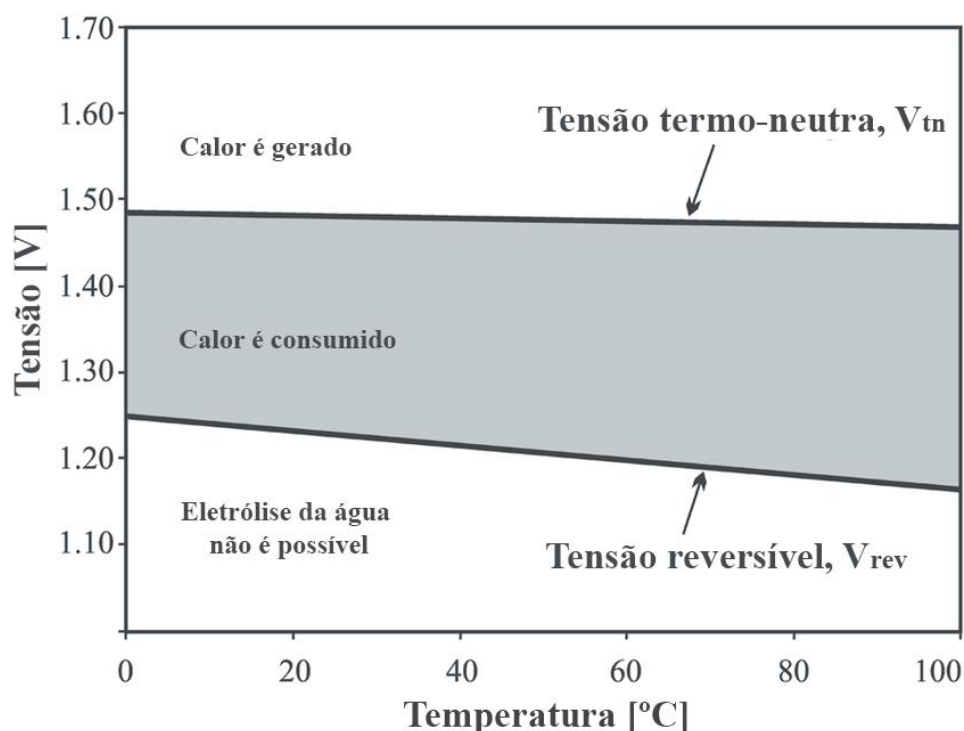
$$V_{rev} = \frac{237.000}{(2 \times 96.485)} = 1,23 V \quad (15)$$

$$V_{rev} = 1,23 V$$

Ambas as tensões de eletrólise são dependentes da temperatura do processo, conforme pode ser observado na Figura 2.4, que mostra também o intervalo entre as tensões, onde a eletrólise da água só é possível com o fornecimento de calor à reação. Esses fatos são particularmente relevantes, principalmente quando as fontes de suprimento de energia elétrica são intermitentes, como a energia solar ou a eólica.

Nesses casos, é importante que as tensões fornecidas sejam estabilizadas, deixando que as correntes flutuem conforme haja maior ou menor disponibilidade de eletricidade, ou seja, a produção de hidrogênio irá acompanhar essa disponibilidade, mas o processo não será interrompido (tensões abaixo da termo-neutra), nem haverá desperdício de energia na forma de calor (tensões muito acima da termo-neutra).

Figura 2.4 - Dependência da temperatura das tensões termo-neutra e reversível



Fonte: adaptado pela Cognitio Consultoria a partir de Mori *et al.* (2013)

Na prática, os eletrolisadores operam um pouco acima da tensão termo-neutra, havendo uma produção de calor, que é retirada do sistema através de trocadores e sistemas de refrigeração. A maior ou menor quantidade desse calor determina a eficiência elétrica do eletrolisador. A Tabela 2.2 mostra as eficiências para cada tensão empregada no processo.

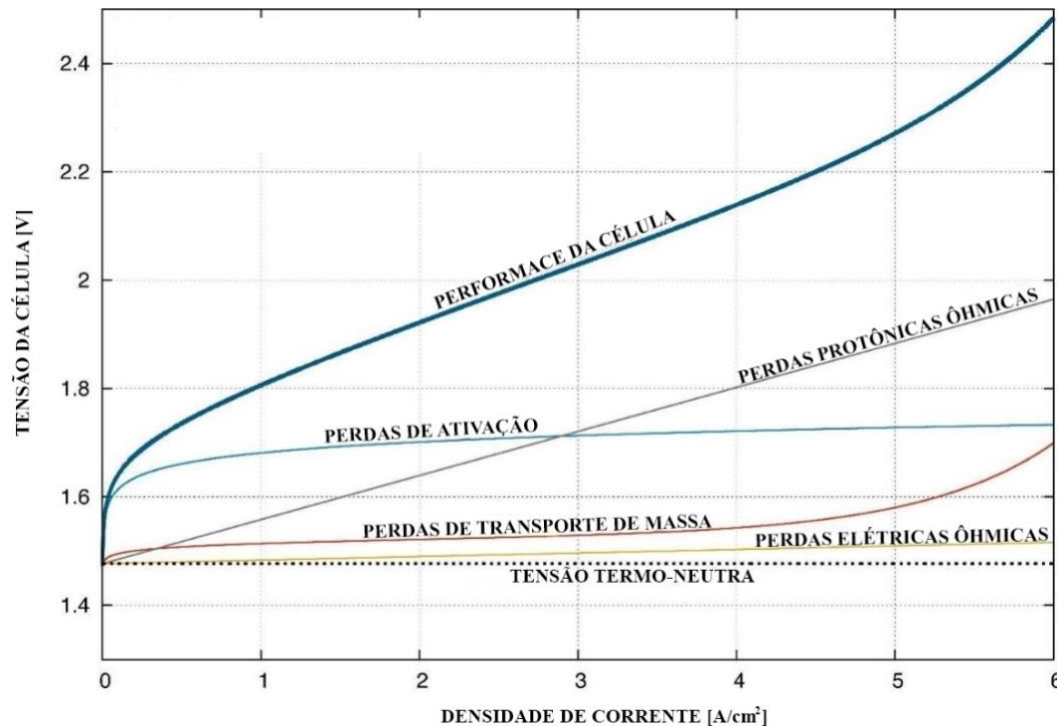
Tabela 2.2 - Rendimento e consumo teórico de energia do processo de eletrólise, em função da tensão utilizada

Rendimento do eletrolisador (%)	Consumo de energia (kWh.m ³ H ₂)	Tensão de operação (V)
100	3,57	1,48 (mínimo termodin.)
95	3,76	1,56
90	3,97	1,64
85	4,20	1,74
80	4,46	1,85
75	4,76	1,97
70	5,10	2,11

Fonte: adaptado pela Cognitio Consultoria a partir de Da Silva (2014)

Essa tensão necessariamente acima da termo-neutra é produto de várias irreversibilidades do processo prático, principalmente devido às trocas eletrônicas entre íons e eletrodos e às perdas pela resistividade dos eletrólitos. Assim sendo, ao aumento corrente aplicada (maior produção de hidrogênio) aumenta-se as perdas, sendo necessárias tensões mais elevadas nas células, como está mostrado na Figura 2.5.

Figura 2.5 - Curvas tensão vs. corrente para o processo de eletrólise da água



Fonte: adaptado pela Cognito Consultoria a partir de Neto (2015)

A sobreposição desses efeitos pode ser escrita da seguinte forma:

$$V_{op} = V_{tn} + V_{ohm} + V_{pol} + V_{con} \quad (16)$$

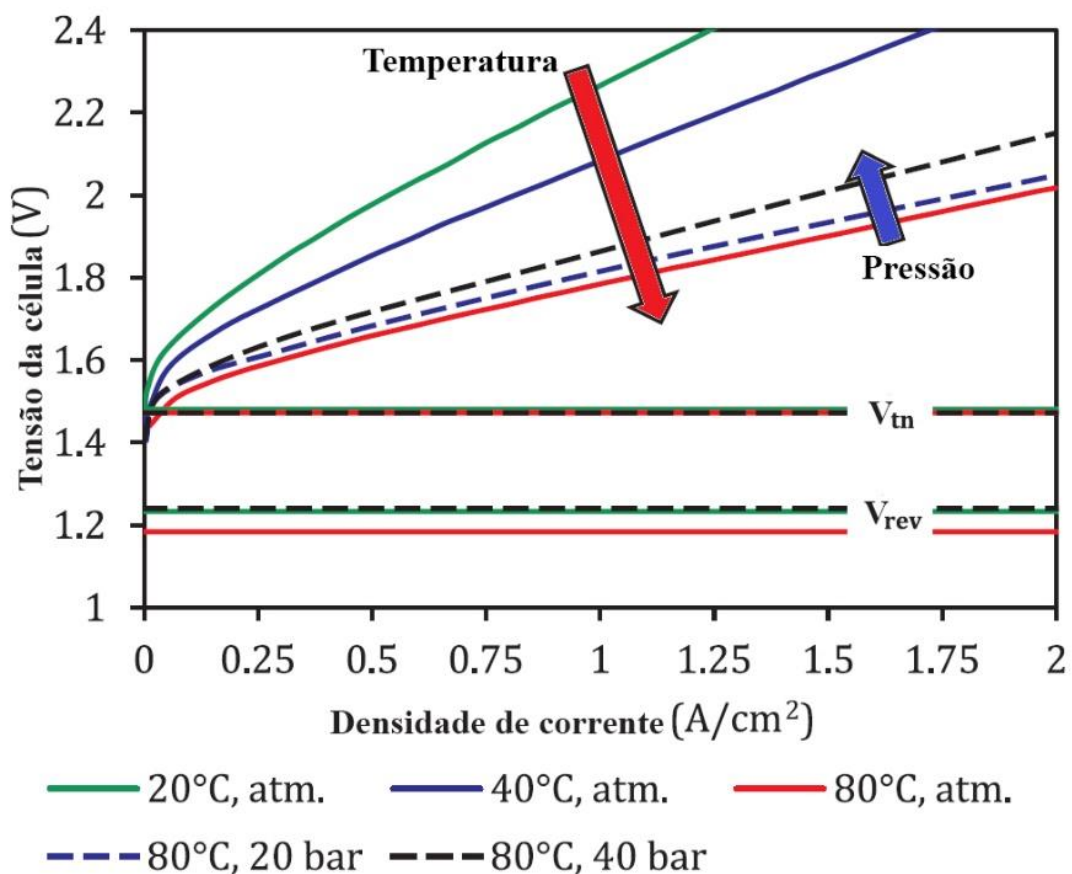
Sendo:

- V_{op} : tensão de operação (prática) da célula ou do *stack* (conjunto de células);
- V_{tn} : tensão mínima termodinâmica da eletrólise da água (termo-neutra);
- V_{ohm} : tensão devido às resistências ôhmicas e de condução de íons (prótons);
- V_{pol} : tensão devido à polarização dos eletrodos;
- V_{con} : tensão devido aos fenômenos de transporte de massa nas células.

Uma vez que as tensões termo-neutra e reversível são influenciadas pela temperatura, os efeitos verificados nas tensões práticas são ainda maiores, havendo também a

influência da pressão sob a qual o processo ocorre, porém com menor magnitude, conforme pode ser observado na Figura 2.6. De fato, era de se esperar que o aumento da pressão acarretasse um aumento do consumo de energia, uma vez que maior energia mecânica está sendo fornecida ao hidrogênio. Já o aumento da temperatura reduz esse consumo. Deve-se atentar, entretanto, que a elevação da temperatura da água faz aumentar sua pressão de vapor, conforme se aproxime de 100 °C, sendo necessária a operação pressurizada da reação, para manter a água no estado líquido.

Figura 2.6 - Efeitos do aumento da temperatura e da pressão sobre a eletrólise da água



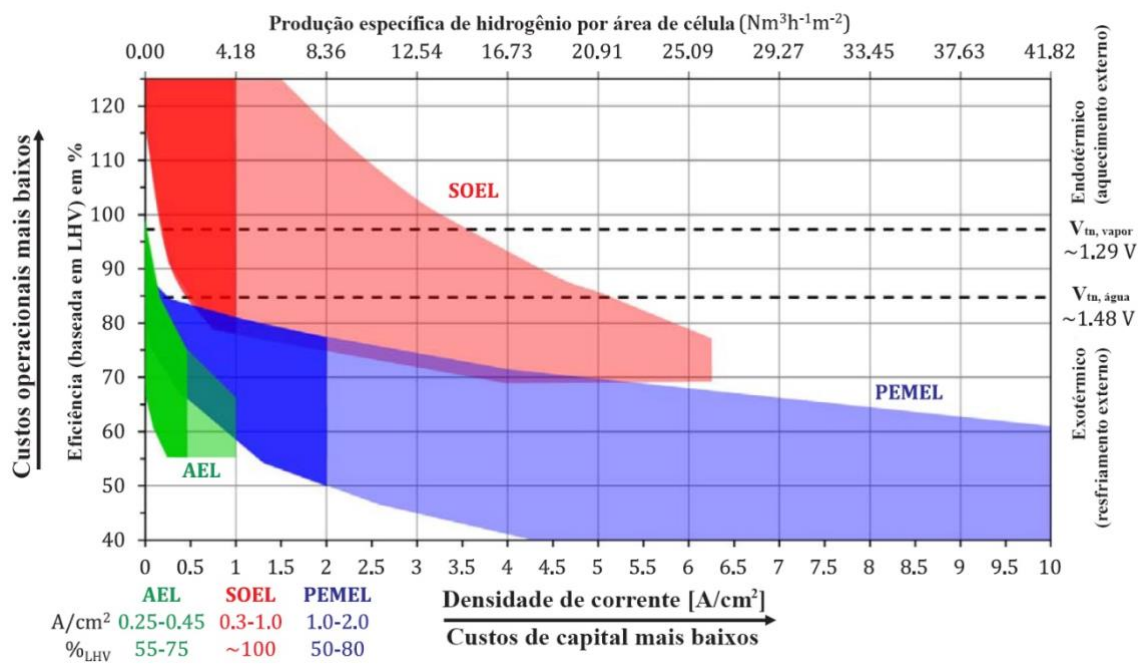
Fonte: adaptado pela Cognitio Consultoria a partir de Buttler e Spliethoff (2018)

Outro problema com a elevação da temperatura do processo é a resistência dos materiais envolvidos, principalmente das membranas condutoras de prótons nos eletrolisadores PEM (*Proton Exchange Membrane* ou *Polymer Electrolyte Membrane*), que necessitam operar abaixo de 150 °C, ou das membranas separadoras dos eletrolisadores alcalinos e dos isoladores elétricos, que trabalham sob pH muito elevado. Nessas condições, a durabilidade dos materiais se reduz significativamente, encarecendo a manutenção dos equipamentos, com perdas de horas de operação e

redução do tempo de vida. Portanto, deve haver um equilíbrio entre a elevação da temperatura, que reduz o consumo de eletricidade, e os custos de O&M etc. que essa elevação acarreta.

Quanto às correntes de operação, o aumento das densidades (A/cm^2) conduz a maiores ineficiências, mas reduz o tamanho das células e, conseqüentemente, o uso de materiais e facilita os processos de fabricação. Também nesse caso deve-se buscar um equilíbrio, de forma a se obter a melhor relação de custo-benefício do eletrolisador. A Figura 2.7 apresenta as faixas de operação de eletrolisadores comerciais, mostrando as performances de cada tipo das 3 categorias consideradas.

Figura 2.7 - Variação dos rendimentos dos eletrolisadores de água em função das densidades de corrente de operação



Fonte: adaptado pela Cognitio Consultoria a partir de Buttler e Spliethoff (2018)

2.2.1 *Estado da Arte dos Eletrolisadores de Água*

Denominam-se eletrolisadores de água equipamentos capazes de, por meio do processo de eletrólise da água, produzirem hidrogênio e oxigênio, a partir do suprimento contínuo de água e energia elétrica. Esse último fator permite uma classificação dos eletrolisadores quanto às suas potências elétricas, sendo que, atualmente, é usual definir-se 3 faixas de capacidade:

- Baixa, menores que 500 kW;
- Média, entre 500 kW e 2 MW e;
- Alta, acima de 2 MW.

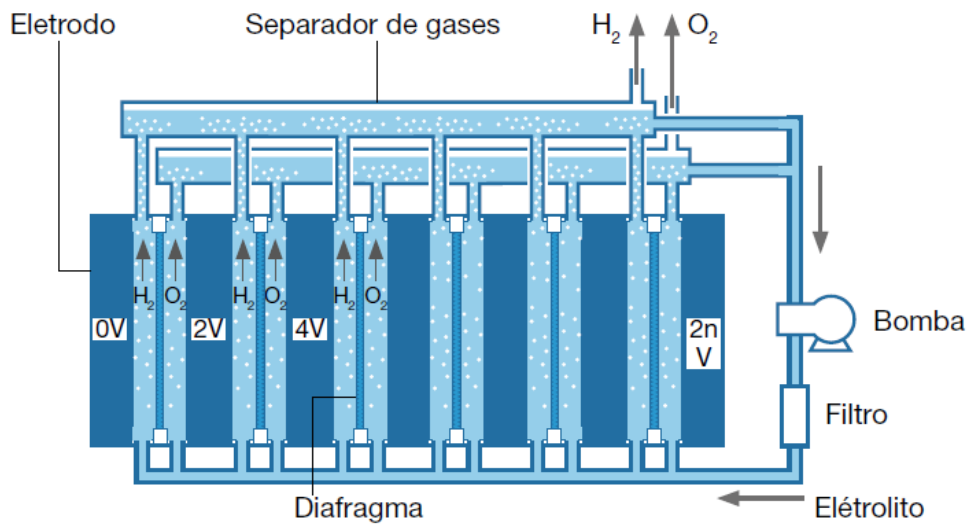
Ainda de forma genérica, também é possível se classificar os eletrolisadores por sua pressão de operação, que define a máxima pressão em que o hidrogênio pode ser disponibilizado para suas aplicações:

- Baixa pressão, menores que 10 bar;
- Média pressão, entre 10 e 40 bar e;
- Alta pressão, acima de 40 bar.

Essas classificações gerais podem variar entre diferentes autores ou entidades que tratam desse tema, não havendo uma definição padrão aceita internacionalmente. O principal componente dos eletrolisadores é o conjunto de células eletroquímicas, nas quais a água é decomposta, convencionalmente denominado *stack*.

A forma como a energia elétrica é distribuída entre as células do *stack*, em paralelo ou em série, define os dois modelos tradicionais de eletrolisadores, respectivamente: monopolares, ou tipo tanque e bipolares, ou tipo filtro-prensa, esquematizados nas Figuras 2.8 e 2.9.

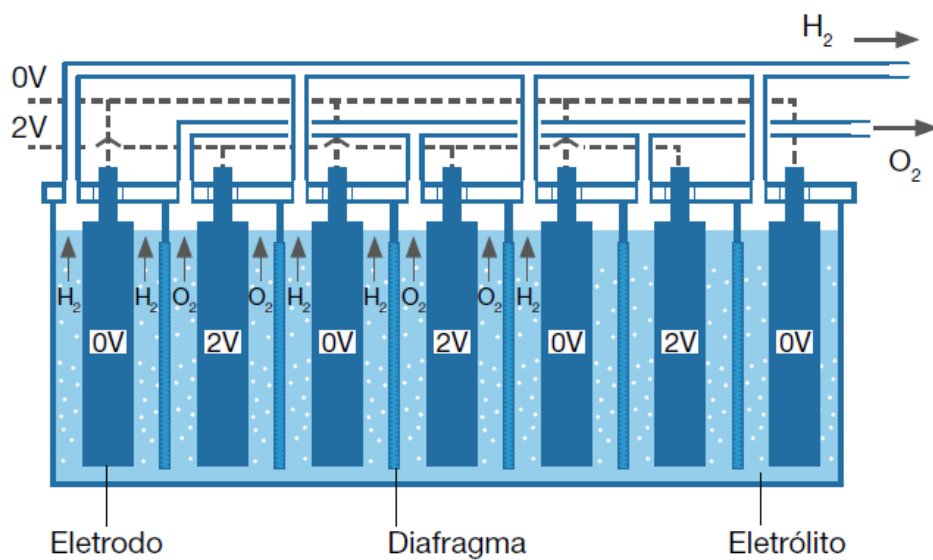
Figura 2.8 - Eletrolisador de água com arranjo bipolar ou filtro-prensa



Arranjo bipolar ou filtro-prensa (n = número de células).

Fonte: Da Silva (2014)

Figura 2.9 - Eletrolisador de água com arranjo unipolar ou tanque

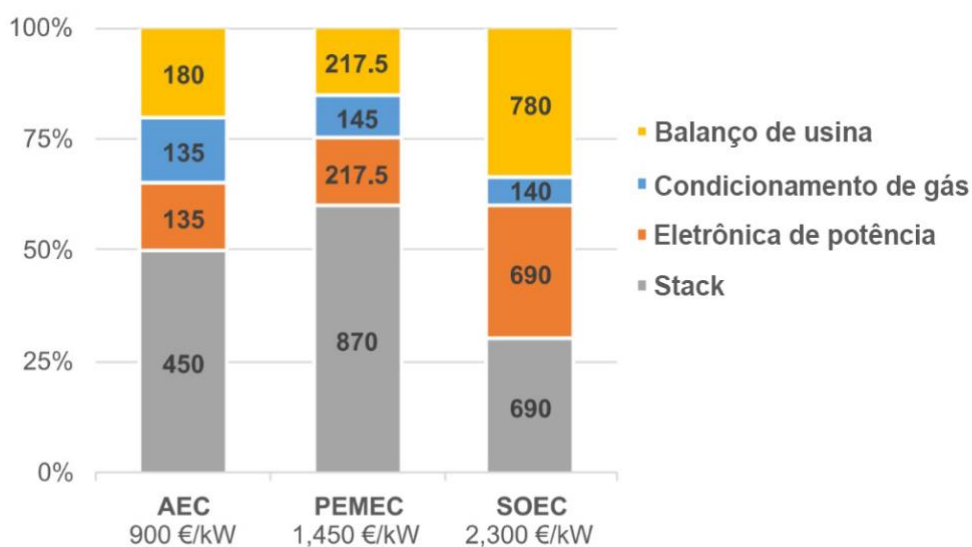


Arranjo unipolar ou tanque.

Fonte: Da Silva (2014)

A relevância dos *stacks* para os eletrolisadores também se deve ao fato de ser este o componente de maior custo para as tecnologias já consolidadas, como pode ser visto na Figura 2.10.

Figura 2.10 - Estrutura de custos dos principais componentes dos eletrolisadores

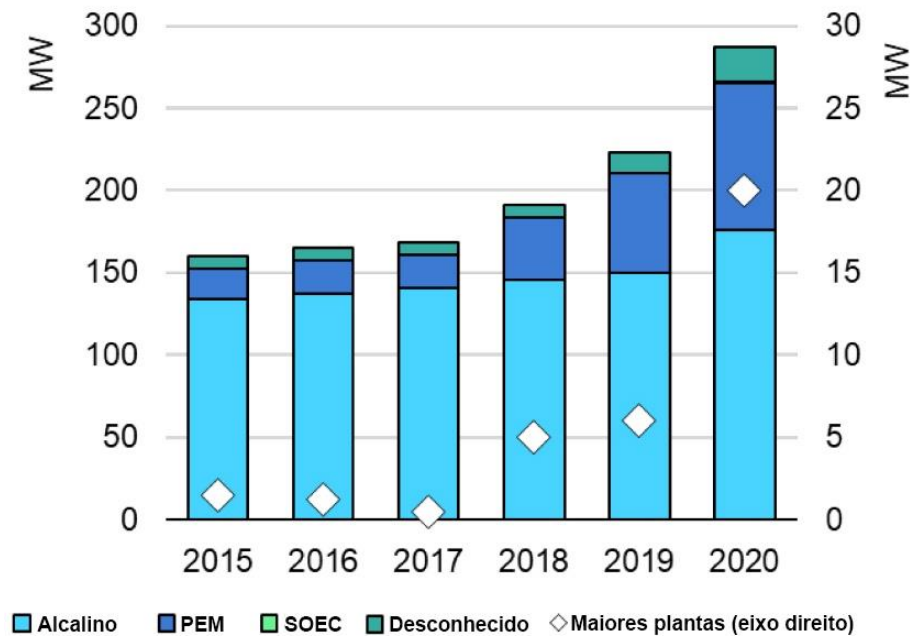


Fonte: adaptado pela Cognito Consultoria a partir de Böhm, Sebastian e Zauner (2019)

Além dessa classificação em termos da disposição elétrica dos eletrodos das células, os eletrolisadores também são classificados de acordo com o eletrólito utilizado, existindo atualmente 3 tipos principais: alcalinos, que utilizam eletrólitos líquidos de uma solução de hidróxido de potássio (KOH); PEM (*Proton Exchange Membrane* ou *Polymer Electrolyte Membrane*), que empregam eletrólitos poliméricos sólidos; de altas temperaturas, que utilizam eletrólitos cerâmicos (SOEC - *Solid Oxide Electrolyser Cell*). Comercialmente, apenas os dois primeiros estão consolidados no mercado, na forma de modelos bipolares.

O mercado global de eletrolisadores divide-se, então, entre essas três (3) tecnologias, como pode ser visto na Figura 2.11. Mais antigos, mais bem conhecidos e com tecnologia já estabelecida, os eletrolisadores alcalinos predominam em capacidade instalada, mas estão perdendo participação para os eletrolisadores PEM. De fato, esses últimos correspondiam a 19,8 % (38 MW) da potência instalada em 2018, passando a 31,1 % (89 MW) em 2020. Proporcionalmente, os eletrolisadores alcalinos tiveram, no mesmo período, sua participação reduzida de 76 % (146 MW) para 61,5 % (176 MW).

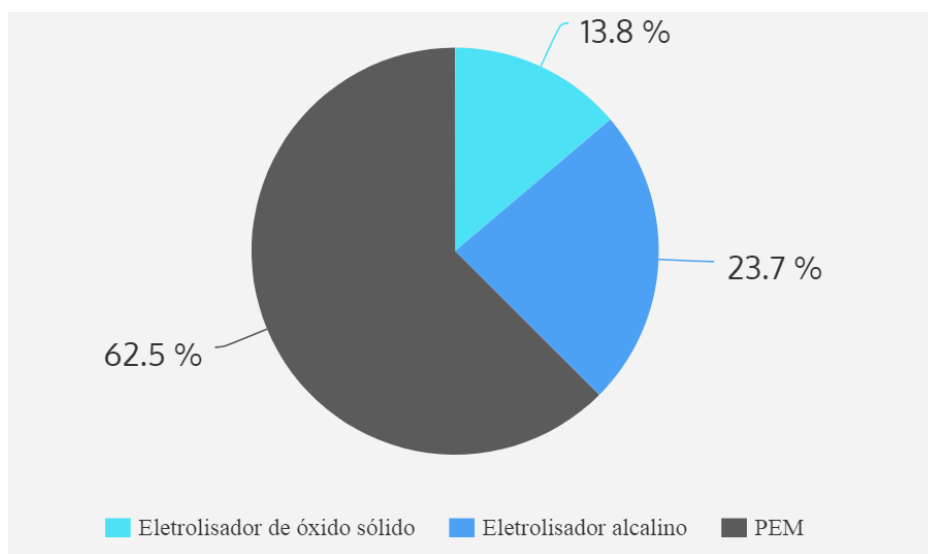
Figura 2.11 - Capacidade instalada global de eletrolisadores, por tecnologia



Fonte: adaptado pela Cognito Consultoria a partir de IEA (2021)

Existem vários outros processos eletrolíticos e diferentes arranjos de eletrolisadores, cujos dados não são conhecidos com precisão e/ou não se enquadram nas categorias mencionadas (ver Figura 2.11). Os eletrolisadores SOEC aparecem apenas em 2020, com 1 MW instalado. Esse crescimento da participação dos eletrolisadores PEM reflete-se, então, no seu valor de mercado, frente às demais tecnologias, como indicado na Figura 12.

Figura 2.12 - Mercado global de eletrolisadores, por produto, 2020 (US\$ milhões)



Fonte: adaptado pela Cognito Consultoria a partir de GMI (2020)

Vê-se, portanto, no momento, uma indicação de que os eletrolisadores PEM deverão assumir uma maior participação nos projetos de produção de hidrogênio, pelo menos nos próximos anos. Esses eletrolisadores possuem algumas vantagens importantes sobre os alcalinos, por operarem com pressões mais elevadas e maiores densidades de corrente, o que reduz o tamanho das plantas. Algumas de suas desvantagens atuais, como tempo de vida dos *stacks* e custos (CAPEX), deverão se aproximar dos valores verificados para os eletrolisadores alcalinos.

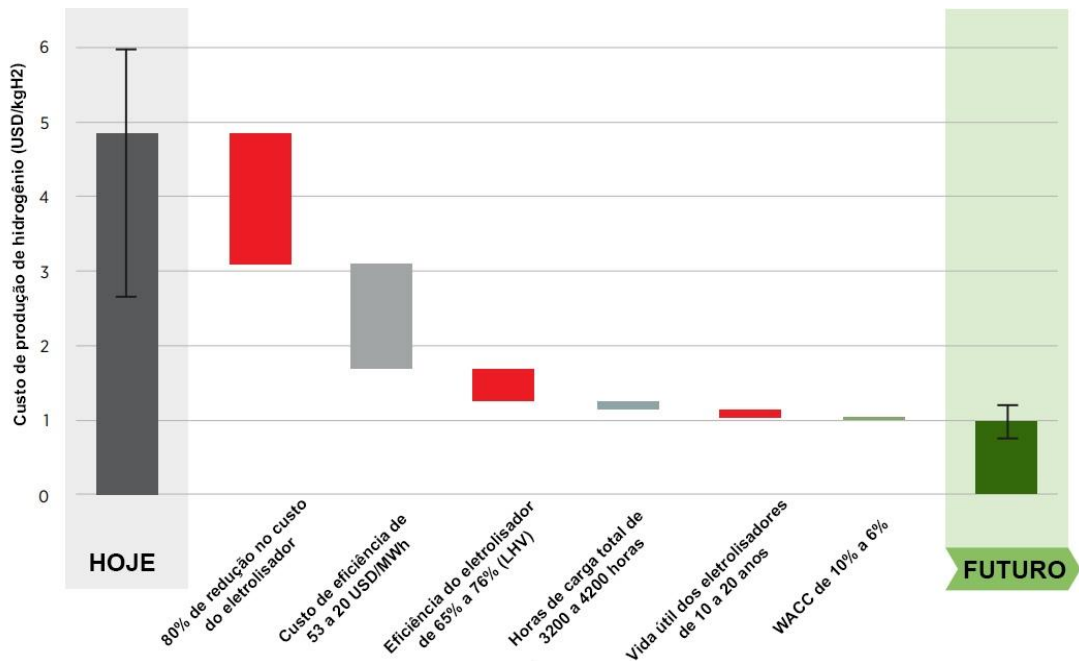
Entretanto, o aumento da capacidade dos eletrolisadores, hoje na casa de alguns MW, bem como a quantidade de equipamentos, poderão favorecer os eletrolisadores alcalinos, considerando suas vantagens construtivas e a ausência de metais nobres, como platina e irídio, presentes nos eletrolisadores PEM.

Deve-se considerar, ainda, a evolução da tecnologia dos eletrolisadores SOEC, que deverá seguir os avanços na tecnologia semelhante das células a combustível de óxido sólido (SOFC - *Solid Oxide Fuel Cell*), notadamente quanto ao aumento do tempo de vida das células e à redução dos custos de fabricação. A Tabela 7.1, na seção [Anexos](#), apresenta detalhes das principais características da tecnologia de cada tipo de eletrolisador.

Em qualquer dos casos, o principal objetivo buscado atualmente pelas pesquisas e desenvolvimento dos eletrolisadores é a redução dos custos do hidrogênio produzido (ENERGY.GOV, s.d.). Dificilmente o hidrogênio irá assumir um papel importante na transição energética, tornando-se uma *commodity* internacional, se seus custos de produção não se reduzirem. A Figura 2.13 mostra as reduções esperadas nos sistemas de eletrólise da água, de forma a se atingir o valor de produção de US\$ 1/kg H₂.

Espera-se uma importante contribuição na redução dos custos e de avanços tecnológicos dos eletrolisadores para os próximos anos. Aumentos na demanda, em plantas comerciais e projetos de demonstração, aumento na escala de fabricação, bem como incentivos governamentais, com certeza reduzirão os custos dos eletrolisadores.

Figura 2.13 - Combinação de reduções de custos para atingir o valor de US\$ 1/kg H₂, destacando-se em vermelho os itens que se referem aos eletrolisadores



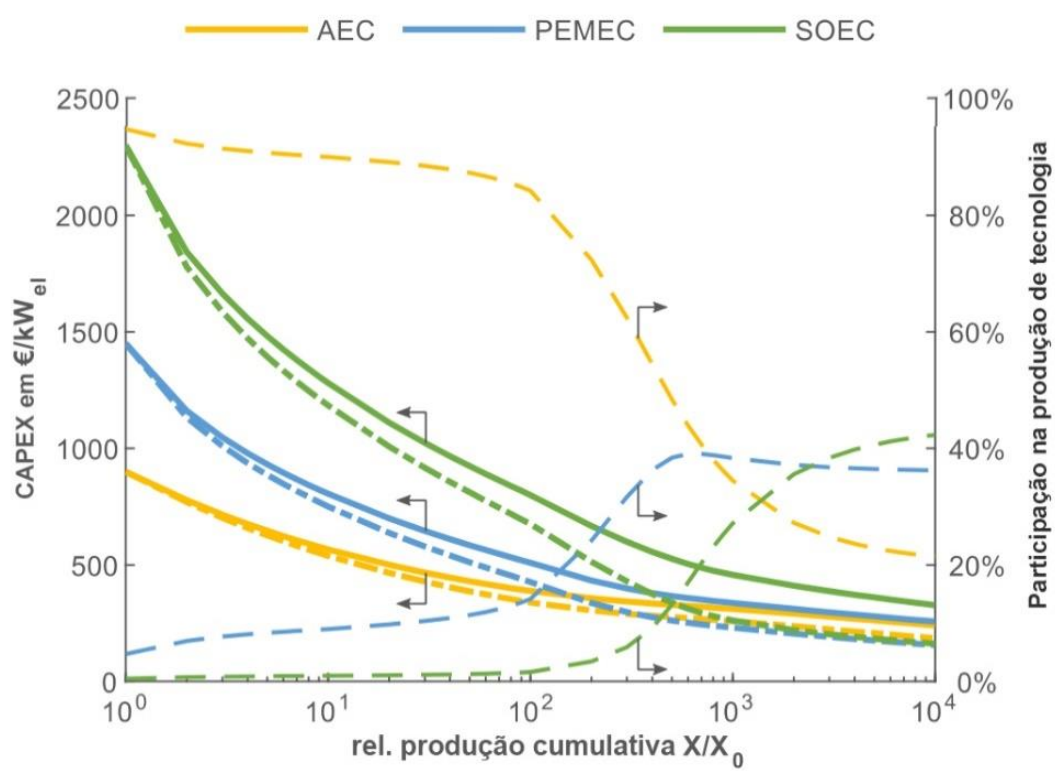
Nota: "Hoje" captura as melhores e médias condições. A condição 'média' significa investimento de USD 770/quilowatt (kW), eficiência de 65% (valor de aquecimento inferior - LHV), um preço de eletricidade de USD 53/MWh, 3.200 horas de carga completa (eólica onshore) e um custo médio ponderado de capital (WACC) de 10% (risco relativamente alto). A 'melhor' condição significa investimento de USD 130/kW, eficiência de 76 % (LHV), preço da eletricidade de USD 20/MWh, horas de carga completa (eólica onshore) e um WACC de 6 % (semelhante à eletricidade renovável hoje). Com base na análise da IRENA.

Fonte: adaptado pela Cognitio Consultoria a partir de IRENA (2020)

As curvas de aprendizado para o hidrogênio (Figura 2.14) indicam ser possível reduzir o CAPEX das 3 tecnologias de eletrolisadores em um fator da ordem de 10 vezes, a partir de um aumento da produção acumulada de 10^4 vezes, o que requer uma escala global de produção de hidrogênio. Com isso, será possível, em um horizonte de pouco mais de 25 anos, aproximar-se do valor projetado de US\$ 1/kg H₂, a partir de um aumento de escala da ordem de 20 vezes na capacidade instalada dos eletrolisadores, passando dos atuais 286 MW para 5 TW até 2050 (Figura 2.15).

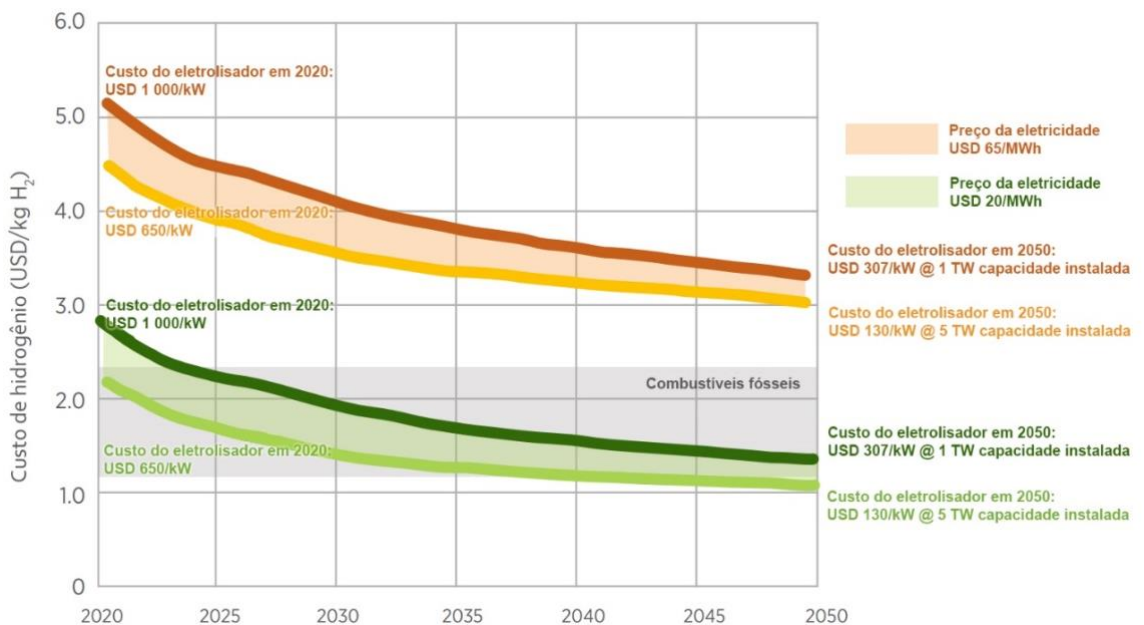
Com relação ao incremento na eficiência dos eletrolisadores, deve-se considerar não apenas os *stacks*, cujas pesquisas estão centradas nas superfícies dos eletrodos (aumento da área específica, processos de produção mais eficientes e baratos etc.), em melhorias no uso de catalisadores (processos mais simples e baratos de deposição, redução do uso de metais nobres, redução da degradação eletroquímica etc.).

Figura 2.14 - Curvas de aprendizado estimadas para a produção de eletrolisadores



Fonte: adaptado pela Cognito Consultoria a partir de Böhm, Sebastian e Zauner (2019)

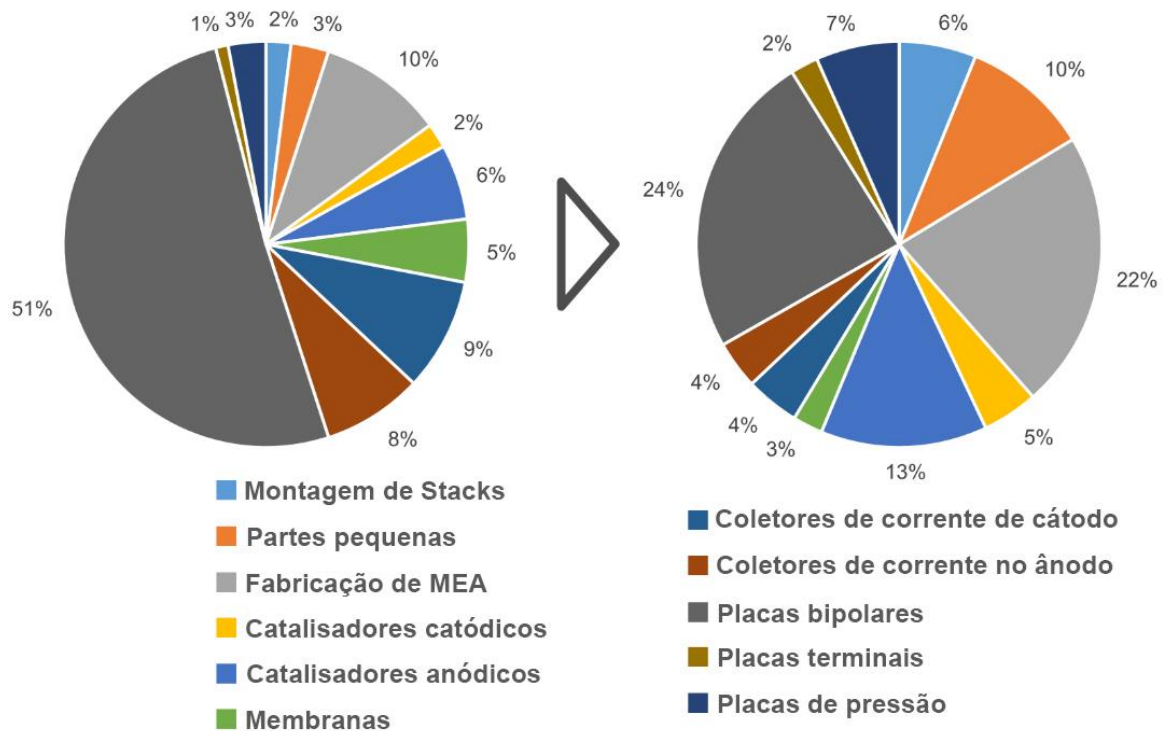
Figura 2.15 - Projeções da IRENA para a evolução dos custos de produção do hidrogênio



Fonte: adaptado pela Cognito Consultoria a partir de IRENA (2020)

A Figura 2.16 mostra as projeções para os ganhos esperados para os *stacks* dos eletrolisadores PEM, tendo como principal resultado a redução relativa dos custos das placas bipolares.

Figura 2.16 - Projeção para a estrutura de custos relativos entre os componentes do stack PEM, considerando um aumento da escala de fabricação em um fator 1.000



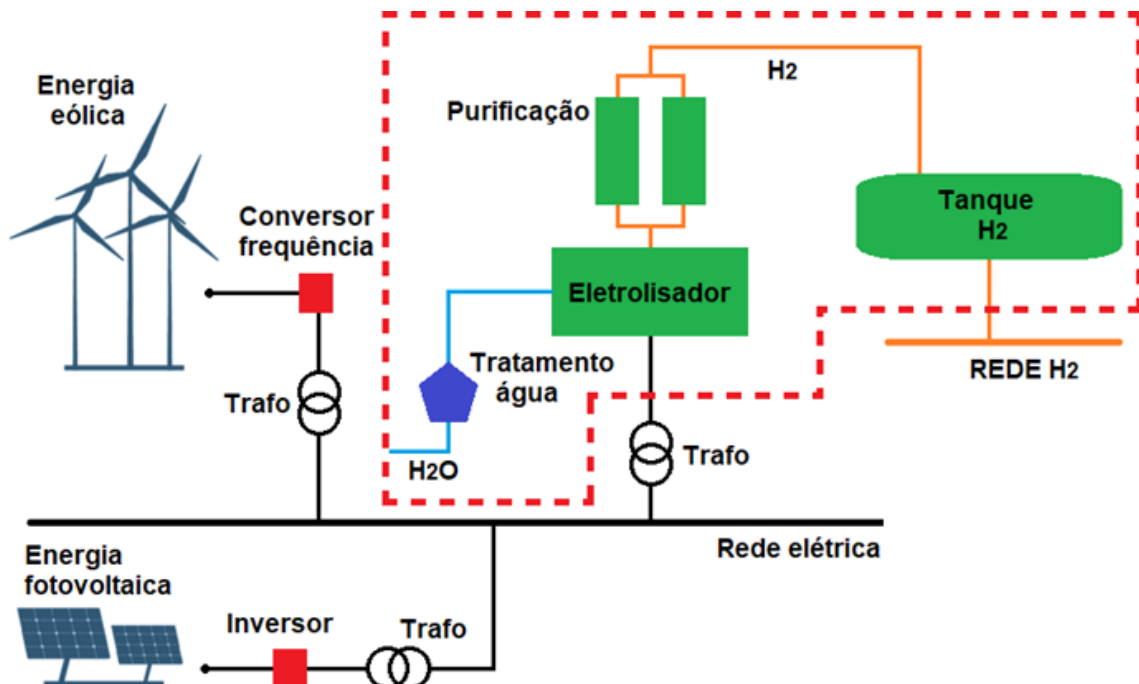
Fonte: adaptado pela Cognitio Consultoria a partir Böhm, Sebastian e Zauner (2019)

Com relação às membranas separadoras (alcalinos) e condutoras de prótons (PEM), busca-se maiores durabilidades, menores custos de fabricação, maiores condutividades etc. São também importantes estudos que melhorem os balanços de planta, o controle do processo, bem como reduzam os custos e o consumo de energia dos componentes periféricos, como bombas, purificadores de água, trocadores de calor, sistemas de controle de potência etc.

2.2.2 Principais Componentes dos Sistemas de Eletrólise da Água

Nesta seção, é apresentada uma seleção e detalhamento dos principais componentes de uma planta completa de produção de Hidrogênio Verde, conforme delimitada na Figura 2.17.

Figura 2.17 - Arranjo técnico para a produção de Hidrogênio Verde



Fonte: elaborado pela Cognitio Consultoria

Os sistemas de produção de hidrogênio por meio da eletrólise da água possuem quatro componentes básicos: o eletrolisador, o subsistema de fornecimento de água desmineralizada, o subsistema de tratamento dos gases e o tanque de armazenamento (conforme visto na Figura 2.17). Caso a pressão de saída do hidrogênio do eletrolisador não seja suficiente para a aplicação desejada, deve-se incluir um compressor no conjunto de componentes.

O subsistema de água desmineralizada está tratado em item específico a seguir, como exemplo de oportunidades de negócios para o Estado do Ceará. Quanto aos eletrolisadores, possuem um componente principal, o *stack*, ou conjunto de células, que hoje não é fabricado comercialmente no Brasil. Quanto aos demais componentes, destaca-se o retificador de corrente, que muito se assemelha aos equipamentos

utilizados em indústrias galvânicas ou outras que possuem em seus processos essa etapa de tratamento de superfícies.

No Brasil existem muitos fabricantes e revendedores de retificadores de corrente, com diversas potências, de forma que, se hoje não os fabricam para essa finalidade, é porque não há demanda. Essas empresas poderão se tornar fornecedoras de fabricantes ou montadoras de eletrolisadores no Brasil, tanto de retificadores como de componentes e prestar assistência técnica, quando houver essa demanda.

Caso os eletrolisadores sejam fabricados ou montados no Brasil, um grande número de componentes deverá ser requerido ao mercado, como tubos de aço inox, mangueiras, válvulas de vários tipos e vazões (agulha, meia-cana, solenoides, pneumáticas etc.), medidores, transdutores e indicadores de pressão, temperatura e vazão (líquidos e gases), válvulas de segurança (alívio), conexões para tubos de todos os tipos (uniões, "tee", cruzetas, curvas etc.), bem como material elétrico, como cabos, chaves, conectores etc. Deve-se observar que as tubulações para líquidos deverão conduzir água desmineralizada ou com solução de hidróxido de potássio 30 % em peso, como ou sem a presença de hidrogênio e oxigênio, normalmente aquecida. Ou seja, devem ser de materiais resistentes a essas condições, o que vale também para a tubulação metálica, tradicionalmente feita de aços inoxidáveis AISI 304 e/ou 316.

Com relação às partes elétricas e eletrônicas, o controle dos eletrolisadores normalmente é feito por PLC (*Programmable Logic Controller*), que são fornecidos já integrados aos equipamentos, uma vez que necessitam de programas de propriedade das empresas fabricantes, permitindo apenas ajustes para a operação. Mesmo assim, alguns componentes eletrônicos poderão ser demandados, como placas de comunicação, circuitos de alarmes, controladores diversos etc.

Os subsistemas de tratamento dos gases dedicam-se, prioritariamente, ao hidrogênio, tendo como arranjo básico um reator com catalisador de paládio (ou liga contendo esse metal), de forma a eliminar os traços de oxigênio presentes no hidrogênio (reator deoxo). Após esse reator é comum ter-se um componente para a secagem do gás, retirando-se a umidade presente. Na sequência, vasos de pressão com peneiras

moleculares capturam os traços restantes de água de outros gases contaminantes, como nitrogênio, CO₂ etc.

O Relatório 2 tem como objetivo detalhar os componentes da planta de produção de hidrogênio verde que podem ser fabricados ou distribuídos no país. Por ora, vale mencionar que há empresas que já boa parte desses componentes localmente fornecem para diversas finalidades, sendo a de produção de oxigênio hospitalar uma das mais comuns. Entretanto, deve-se ressaltar que, nesse caso, a presença do hidrogênio exige o uso de aços resistentes a esse gás, o que vale também para os tipos de soldagens, válvulas, conexões, medidores etc. Entende-se que hoje esses equipamentos não são produzidos para essa finalidade por falta de demanda, sendo necessário entender se os fabricantes podem adaptar seus processos produtivos e atender a esse mercado.

No caso do oxigênio, também tratado em documento à parte, o subsistema de purificação poderá exigir a mesma qualidade do correspondente ao hidrogênio, em função da aplicação a ser dada ao gás. Mas, se for destinado a aplicações mais simples, como oxidante em processos de combustão, o tratamento pode ser simplificado, demandando menos componentes. Entretanto, não irá dispensar o reator de oxidação, dada a presença de traços de hidrogênio no oxigênio, que necessita ser retirado por questões de qualidade do gás e segurança.

Estando o hidrogênio na qualidade necessária à aplicação que se destina, ele normalmente é conduzido para um tanque de armazenagem, mesmo que esse destino seja imediato. Este tanque opera como um buffer, ou “pulmão”, de forma a acomodar as pequenas variações de vazão e pressão comuns ao processo de produção e tratamento. Também se destina a eliminar pequenas ondas de choque que transitam pelo gás, resultantes de aberturas e fechamentos de válvulas. Normalmente esse tanque tem a menor capacidade necessária ao cumprimento de sua função, reduzindo custos e riscos. Igualmente ao demais vasos de pressão para hidrogênio, sua fabricação deve seguir as normas específicas, como o ASME Boiler Code, por exemplo. Junto a esses tanques são utilizados medidores e transdutores de pressão e temperatura, válvulas comuns e solenoides para gases, válvulas de segurança.

Eletrolisadores de pequeno porte, até aproximadamente 500 kW, utilizam um contêiner de até 40 pés para abrigar todos os componentes, sendo que a partir desse valor podem ser utilizados mais de um contêiner, separando os subcomponentes, sendo que sistemas com muitos MW já demanda instalações prediais para essa finalidade. Nesse caso, empresas especializadas deverão ser contratadas, de forma a atender os requisitos que esse tipo de instalação exige. Há normas internacionais que deverão ser seguidas para que haja a necessária segurança na operação dos sistemas.

No quesito segurança, os eletrolisadores já possuem equipamentos de detecção de vazamentos de hidrogênio que, integrados ao sistema de operação e controle, emitem alarmes e realizam procedimentos de segurança pré-determinados, como corte de suprimento elétrico, fechamento de válvulas, liberação dos gases e inundação das tubulações com nitrogênio. Dessa forma esse gás passa a ser requerido para a operação dos sistemas de eletrólise, uma vez que, além de ser indispensável nos casos emergenciais, diversas manobras de operação e manutenção exigem sua utilização.

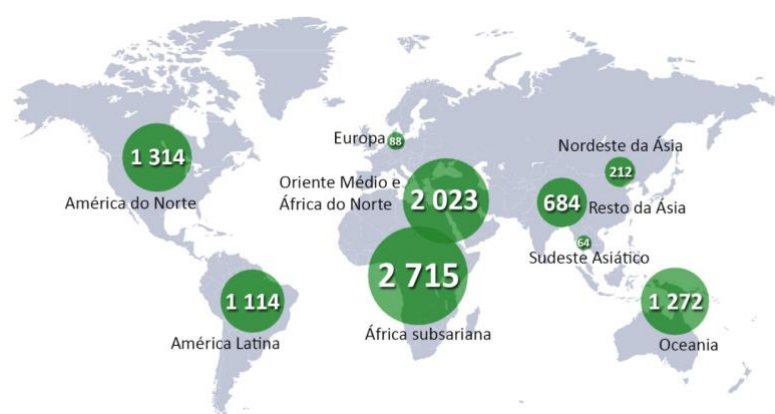
3 Projetos de Produção de Hidrogênio Verde

Nesse capítulo, apresenta-se uma atualização dos projetos que contemplam a produção de hidrogênio, sobretudo de Hidrogênio Verde, no mundo e no Brasil. O objetivo principal é realizar uma atualização e complementação do estudo “Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro – Panorama Atual e Potenciais para o Hidrogênio Verde”. Os capítulos específicos com essa tratativa são: *Capítulo 2: Hidrogênio Verde no mundo – Estudos de caso* e *Capítulo 3: Hidrogênio no Brasil, item 3.4 – Projetos nacionais em Hidrogênio Verde*.

3.1 Casos no Mundo

Países e regiões com alto potencial renovável e baixo custo nivelado de eletricidade (LCOE - *Levelized Cost of Energy*) podem usar seus recursos para se tornarem grandes produtores de Hidrogênio Verde. A capacidade de produzir grandes quantidades de Hidrogênio Verde, de baixo custo, varia muito entre as regiões. África, Américas, Oriente Médio e Oceania são as regiões com maior potencial tecnológico, conforme pode ser visualizado na Figura 3.1.

Figura 3.1 - Potencial técnico para produzir Hidrogênio Verde abaixo de US\$ 1,5/kg até 2050, em EJ



Nota: As premissas para despesas de capital (CAPEX) 2050 são as seguintes: PV: US\$ 225-455/kW; eólica onshore: US\$ 700-1 070/kW; eólica offshore: US\$ 1 275-1 745/kW. Custo médio ponderado de capital: por valores de 2020 sem riscos tecnológicos em todas as regiões. O potencial técnico foi calculado com base na disponibilidade de terra considerando várias zonas de exclusão (áreas protegidas, florestas, pântanos permanentes, terras de cultivo, áreas urbanas, declividade de 5% (PV) e 20% (eólica terrestre), densidade populacional). A disponibilidade de água não foi considerada na análise. EJ = exajoule; kW = quilowatt. Isenção de responsabilidade: Este mapa é fornecido apenas para fins ilustrativos. Limites e nomes mostrados neste mapa não implicam qualquer endosso ou aceitação pela IRENA.

Fonte: adaptado pela Cognitio Consultoria a partir de IRENA (2022)

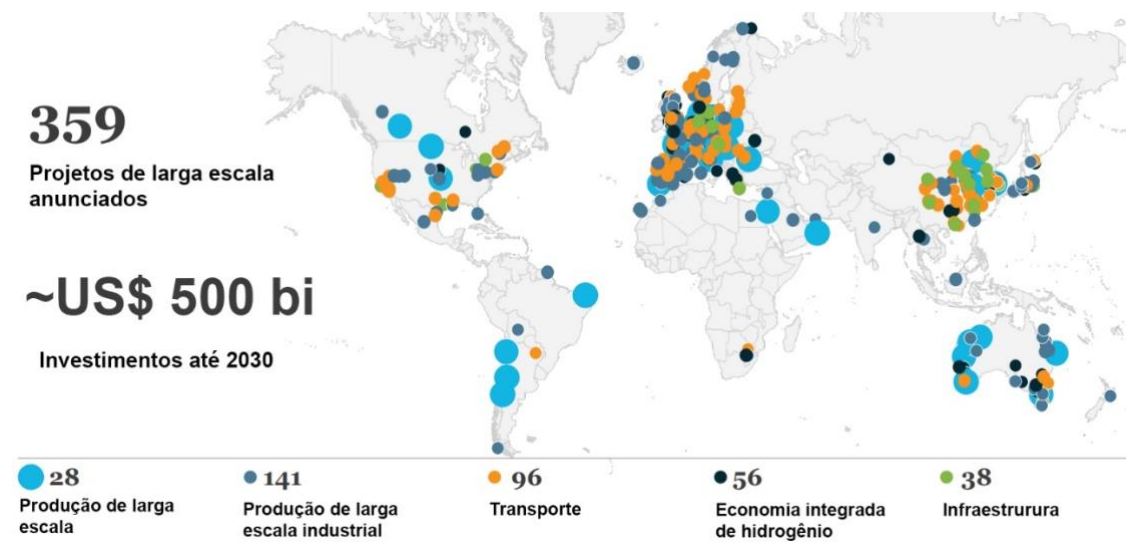
Entretanto, o potencial tecnológico renovável dos países não é o único fator que determina sua probabilidade de se tornarem grandes produtores de Hidrogênio Verde. Outros aspectos também devem ser considerados, incluindo infraestrutura existente, apoio do governo, relações comerciais, planos de energia renovável e demanda potencial de hidrogênio (IRENA, 2022).

O estudo “Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro – Panorama atual e Potenciais para o Hidrogênio Verde” utilizou, como referência principal o relatório *Hydrogen Insights*, publicado em fevereiro de 2021, do *Hydrogen Council*, no qual constava um total de 228 projetos anunciados em toda a cadeia de valor do hidrogênio, totalizando valores em investimentos superiores a US\$ 80 bilhões.

3Entretanto, desde a publicação do citado relatório *Hydrogen Insights* (Hydrogen Council, 2021a), mais países se comprometeram com metas de descarbonização e novos projetos de hidrogênio limpo, em larga escala, foram anunciados: os projetos anunciados passaram de 228 para 359.

Enquanto a Europa e a Ásia continuam a liderar em número de projetos, regiões que se destacam em renováveis e armazenamento de carbono estão se direcionando para a produção de hidrogênio limpo. Outro destaque emergente é a China, que seguindo suas metas de redução de emissões para 2060, anunciou mais de 50 projetos de hidrogênio recentemente (HYDROGEN COUNCIL, 2021b). A Figura 3.2 atualiza essas informações.

Figura 3.2 - Projetos e investimentos de hidrogênio no mundo



Fonte: adaptado pela Cognito Consultoria a partir de Hydrogen Council (2021b)

Como se pode observar, houve um incremento de 131 projetos de grande escala, totalizando 359 projetos anunciados globalmente. Estima-se que o investimento total, até 2030, alcançará US\$ 500 bilhões. Esse valor é baseado em três condições:

- 1- US\$ 130 bilhões de investimento estão diretamente associados com os novos projetos anunciados;
- 2- US\$ 120 bilhões de investimento adicional direto necessário para alcançar as metas de governo que excedem, atualmente, os projetos já anunciados; e,
- 3- US\$ 250 bilhões de investimento em fabricantes de equipamentos (OEMs – *Original Equipment Manufacturer*) e fornecedores para dar suporte ao investimento direto necessário de projetos já anunciados e às metas de governo.

Do montante de 359 projetos:

- 7,8% são de produção em larga escala de projetos de H2 renovável com capacidade instalada acima de 1 GW;
- 39,3% são de produção em larga escala industrial: refinarias, amônia, energia, metanol, siderurgia e insumo industrial;
- 26,8% envolvem o setor de transporte: trens, navios, caminhões, carros e outras aplicações de H2 nesse setor;
- 15,6% estão relacionados à economia integrada do H2 por meio do acoplamento de setores, projetos de diferentes tipos e usos finais;
- 10,6% são projetos de infraestrutura: distribuição, transporte, conversão e armazenamento de H2.

Há algumas considerações relevantes sobre a expansão global desses projetos. De forma geral, o compromisso com a descarbonização vem se fortalecendo em todo mundo. Os Estados Unidos entraram novamente no Acordo de Paris e pretendem, a longo prazo, zerar suas emissões, reduzindo-as em 50% até 2030. A União Europeia colocou metas mais rigorosas no que se diz respeito à emissão de CO₂, e o governo do Reino Unido se comprometeu com metas ambiciosas: reduzir os níveis de emissão de 1990 em 78%, até 2035 (HYDROGEN COUNCIL, 2021b). Esses movimentos deram destaque ao hidrogênio como peça importante na problemática do clima.

Outro ponto de destaque é a redução dos custos das fontes solar fotovoltaica e eólica, que continuarão a cair com o tempo. Esse aspecto reduz a diferença de preço entre o

hidrogênio produzido por meio da eletrólise e o hidrogênio produzido de fontes fósseis. Além disso, o armazenamento de hidrogênio pode contribuir para a mitigação da intermitência e variabilidade dessas fontes. Há também um avanço tecnológico significativo nos equipamentos utilizados na produção de hidrogênio e nas células a combustível, tanto na eficiência, como durabilidade e confiabilidade. Por fim, cita-se a transição global para soluções de mobilidade elétrica, cuja utilização do hidrogênio e das células a combustível são fundamentais (ESMAP, 2020).

Especificamente para a produção do Hidrogênio Verde, o site *The Hydrogen Map* cataloga e atualiza, de forma regular, grande parte dos projetos de baixo carbono no mundo, com os seus respectivos status de operação (PILLSBURYLAW, 2022). Nele é possível filtrar projetos de hidrogênio azul ou verde, e após a aplicação do filtro para a seleção apenas de projetos de H2V, tem-se os seguintes resultados por região, conforme Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Total de projetos de Hidrogênio Verde no mundo

Região	Em operação?		Total	%	% cumulativo
	Sim	Não			
Europa	40	97	137	57%	57%
Ásia	17	19	36	15%	71%
Oceania	2	23	25	10%	82%
América do Norte	8	16	24	10%	92%
América Latina	2	8	10	4%	96%
CEI*		4	4	2%	98%
África		3	3	1%	99%
Oriente Médio		3	3	1%	100%
Total	69	173	242	100%	

* A CEI, Comunidade dos Estados Independentes, foi formada após a dissolução da União Soviética, em 1991

Fonte: elaborado pela Cognitio Consultoria a partir de Hydrogen Council (2021b)

Dos 242 projetos, 173 projetos estão fora de operação, há 12 em processo de desenvolvimento e 69 projetos em operação no mundo. Os países com mais projetos de Hidrogênio Verde em operação podem ser vistos na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Países com mais projetos de Hidrogênio Verde em operação no mundo

País	Total de Projetos	%	% cumulativo
Alemanha	19	28%	28%
Japão	7	10%	38%
Reino Unido	7	10%	48%
Canadá	5	7%	55%
China	4	6%	61%
Estados Unidos	3	4%	65%
França	3	4%	70%
Holanda	3	4%	74%
Austrália	2	3%	77%
Demais países	16	23%	100%
Total	69	100%	

Fonte: elaborado pela Cognito Consultoria a partir de Hydrogen Council (2021b)

O maior número de projetos de Hidrogênio Verde se localiza na Alemanha (19), seguida do Japão (7), Reino Unido (7), Canadá (5) e China (4). Estados Unidos, França e Holanda possuem 3 projetos cada, e a Austrália 2.

Os demais países (Áustria, Brasil, Brunei, Colômbia, Dinamarca, Grécia, Hungria, Índia, Itália, Malásia, Noruega, Singapura, Espanha, Suécia, Tailândia e Turquia possuem apenas 1 projeto em operação cada. A planilha completa com todos os projetos pode ser visualizada na Tabela 6 na seção "Anexos".

3.2 Casos no Brasil

Após apresentar a situação dos projetos de produção de Hidrogênio Verde no mundo, apresenta-se a atualização e complementação do estudo “Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro - Panorama atual e potenciais para o Hidrogênio Verde” (Capítulo 3, item 3.4. Projetos nacionais em Hidrogênio Verde).

É importante mencionar que o estudo supracitado apresentou exemplos relevantes de diferentes níveis de desenvolvimento e aplicações. Os tópicos a seguir apresentam o resumo desses projetos (GIZ, 2021).

3.2.1 Ônibus à Célula Combustível de Hidrogênio

Em 2015, o Brasil se tornou o primeiro país da América Latina a possuir três ônibus híbridos (operando no transporte urbano de passageiros) movidos a pilha a combustível e uma estação de produção, armazenamento e abastecimento de hidrogênio. O projeto foi financiado pelo *Global Environment Facilities (GEF)* e apenas o Brasil e a China, dos países participantes, atingiram a fase de implementação de seus projetos. Após o desenvolvimento do projeto, ele não teve continuidade devido à finalização do contrato global de financiamento.

3.2.2 Hidrogênio da Furnas Centrais Elétricas S/A

Esse projeto busca o desenvolvimento de sinergia entre as fontes hidrelétrica e solar com armazenamento de energias sazonais e intermitentes em sistemas de hidrogênio eletroquímico (SHSBH₂) e contempla uma Plataforma de Desenvolvimento e Demonstração de Tecnologias de Hidrogênio (PD-H₂), está em andamento na usina hidrelétrica de Itumbiara, localizada entre os estados de Goiás e Minas Gerais. O principal objetivo dessa plataforma, a PD-H₂, é desenvolver um sistema composto por diversas tecnologias de geração e cogeração de energia, de armazenamento de energia via hidrogênio e de interações com a área de mobilidade elétrica. A plataforma também considera outras aplicações do hidrogênio a partir do processo de eletrólise.

3.2.3 Armazenamento de Energia da Companhia Energética de São Paulo

A Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CESP), em seu portfólio de projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I), está contemplado um projeto de energias renováveis alternativas (energia solar, eólica e sistemas de armazenamento de energia) na usina hidrelétrica Engenheiro Sergio Mota/Porto Primavera (UHE). Intitulado “Análise da Eficiência do Armazenamento Complementar de Energia Junto a Usinas Hidrelétricas, Utilizando Tecnologias de Armazenamento Eletroquímico e em Hidrogênio”, e localizado às margens do Rio Paraná (fronteira entre os estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul), o projeto visa utilizar o excedente de energia gerada das fontes hidrelétricas e solar e convertê-la em Hidrogênio Verde, por

meio do processo de eletrólise. O Hidrogênio Verde produzido é, posteriormente, armazenado em tanques para utilização em horários de pico e nos chamados períodos secos.

3.2.4 Unidade Piloto de Hidrogênio na UHE Itaipu Binacional

Em caráter experimental, o complexo da Usina Hidrelétrica de Itaipu deu início, em 2014, à operação de uma planta de hidrogênio. O projeto visa o aproveitamento da energia que deixa de ser gerada pela água excedente do reservatório para abastecer uma grande central de produção de hidrogênio. O projeto também conta com o armazenamento do hidrogênio em cilindros e o uso em pilhas a combustível, para utilização na frota de veículos elétricos da própria Itaipu.

3.2.5 Bio-Hidrogênio ERGOSTECH Renewable Energy Solutions

A Ergostech é uma startup que recebeu, em 2010, um incentivo da Petrobras para o desenvolvimento de um projeto que contemplasse soluções para a produção de bio-hidrogênio, a partir de resíduos orgânicos (principalmente, agroindustriais). A partir de então, surgiu a única planta do mundo que conta com a produção de bio-hidrogênio via processo fermentativo anaeróbico. No momento, a startup também desenvolve projetos em outros países, com uma planta de produção de hidrogênio a partir de biomassa, com resíduos agrícolas e alimentícios locais em Fresno, na Califórnia.

3.2.6 Projeto H2

O H2 é um projeto de P&D intitulado “Desenvolvimento de plataforma de análise técnica, econômica e ambiental da viabilidade da produção, armazenamento, transporte e uso final de H2”, e é fruto de uma parceria entre o Grupo de Estudos do Setor Elétrico – GESEL, a PUC-Rio e a proponente GUASCOR. O principal objetivo do H2 é desenvolver uma ferramenta que possibilite a análise da viabilidade técnica, econômica e ambiental da produção, armazenamento, transporte e uso final de hidrogênio azul e verde. Não se trata de uma planta, mas de uma ferramenta analítica que seja capaz de oferecer suporte ao desenvolvimento de uma economia de hidrogênio

no Brasil (GESEL, 2022a). Na sequência, são apresentados os projetos que ainda não constavam no estudo ou que foram citados de forma breve no estudo de referência.

3.2.7 Geração de Hidrogênio Verde em Angra dos Reis

O projeto ainda não está em operação, mas vem ganhando destaque nos últimos anos. A Eletronuclear estuda a possibilidade de implantar uma planta de beneficiamento de hidrogênio em Angra dos Reis, o que tornaria possível o aproveitamento do gás. Esse projeto foi o vencedor da I Olimpíada Nacional de Inovação Eletrobras, em 2020. Segundo o autor do projeto, em entrevista para o site Petronotícias, a Eletronuclear dispõe, desde 1997, de um sistema totalmente brasileiro que produz hipoclorito de sódio e hidrogênio. Para aproveitar o hidrogênio, seria necessário montar uma planta de beneficiamento. Apesar da produção de um hidrogênio eletrolítico de qualidade, a concentração do gás está em torno de 96%. Para utilização em carros, em células combustíveis e outras finalidades, é necessário elevar a concentração para 99,99%.

A planta de aproveitamento demanda estudos de viabilidade e desenvolvimento do projeto de engenharia. Também são necessários a definição dessas aplicações, o estudo do modelo de negócios, o estudo técnico-econômico e a aquisição de equipamentos para a planta de beneficiamento. Ainda de acordo com o autor do projeto, algumas aplicações diretas já são previstas, tais como: o uso do hidrogênio nos geradores elétricos e na produção de energia para iluminar os prédios da própria central nuclear (PETRONOTÍCIAS, 2022).

3.2.8 Usina de Hidrogênio Verde no Porto de Pecém (Pecém H2V)

O caso do Ceará e do Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP), serão discutidos com mais detalhes no Relatório 3 que tem como principal objetivo apresentar as oportunidades para as PMEs do estado. Por ora, vale apresentar uma contextualização do projeto piloto planejado para o Porto do Pecém.

O Governo do Ceará, em conjunto com a EDP do Brasil, anunciou a instalação do projeto piloto para a implantação de uma usina de Hidrogênio Verde no porto de Pecém, cuja operação deve se iniciar em dezembro de 2022. A capacidade produtiva esperada é de

250 Nm³/h de gás hidrogênio, totalizando, aproximadamente, de R\$ 42 milhões em investimento (CEARÁ.GOV, 2021).

A usina será instalada no CIPP, que contempla uma usina solar fotovoltaica com capacidade instalada de 3MW e um módulo eletrolisador de última geração, de 1,25MW, para a produção do combustível, com garantia de origem renovável. Além de ser um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento, os produtos vão além da produção do hidrogênio, tais como o desenvolvimento de um *roadmap* com análises de escalabilidade, análise da cadeia produtiva do hidrogênio, modelos de negócio, parcerias estratégicas com indústrias e outras empresas, análise de geração e armazenamento do combustível, adaptação em mobilidade e outros usos finais do hidrogênio (EDP BRASIL, 2022).

O executores responsáveis pelo projeto são a EDP (proponente e coordenadora geral do projeto), o GESEL (coordenador proposto para elaboração de alternativas para todos os elos da cadeia valor do hidrogênio, desde a produção ao uso final), Hytron – Energia e Gases Especiais (fornecedor responsável pelo projeto, construção e comissionamento do eletrolisador de 1,25MW) e o Instituto Avançado de Tecnologia e Inovação - IATI (co-executora do projeto que pesquisará a viabilidade técnica de tecnologias de armazenamento de H₂, de queima híbrida e outros estudos) (GESEL, 2022b).

É relevante destacar que o Complexo do Pecém será a sede do HUB do Hidrogênio Verde, que foi lançado em fevereiro de 2021 pelo Governo do Ceará, Complexo do Pecém, Federação das Indústrias do Ceará (FIEC) e Universidade Federal do Ceará (UFC). Além do grande potencial produtor de energias renováveis do Ceará, há também a localização geográfica e estratégica, assim como a capacidade logística e consumidora de Hidrogênio Verde do Complexo do Pecém. A infraestrutura e as parcerias internacionais facilitarão também a exportação, contribuindo para que o Ceará desponte como o primeiro HUB de Hidrogênio Verde do Brasil e da América Latina. A exportação do Hidrogênio Verde por meio do Porto do Pecém será a mais curta entre a América do Sul e a Europa e, conseqüentemente, a de menor custo (SEDET.CE., 2022).

O HUB do Hidrogênio Verde vem despertando o interesse de diversas empresas nacionais e estrangeiras. Recentemente, foram divulgados Memorandos de

Entendimento (MoU) assinados por empresas com o Governo do Estado do Ceará para grandes projetos de hidrogênio no Brasil e, apenas para o Porto de Pecém. Até o dia 29 de abril de 2022, as empresas com MOU eram as seguintes:

1. ENEGIX Energy
2. White Martins
3. Qair
4. Fortescue
5. Eneva
6. Diferencial
7. Hytron
8. H2helium
9. Neoenergia
10. Engie
11. Transhydrogen Alliance
12. Linde
13. Total Eren
14. AES Brasil
15. Cactus Energia Verde
16. Casa dos Ventos
17. H2 Green Power
18. Nexway
19. Energy Vault AS

3.2.9 Planta de Hidrogênio do Porto do Açú

O Porto do Açú Operações S.A (Porto do Açú), localizado no Rio de Janeiro, em parceria com a Fortescue Future Industries, assinaram um MoU (Memorando de Entendimento) para estudar a viabilidade de construção de uma usina de produção de Hidrogênio Verde com capacidade instalada de 300 MW, com potencial para produzir 250 mil toneladas de amônia verde por ano (Porto do Açú, 2021).

O MoU também estabelece as bases para o desenvolvimento de projetos de geração de energia solar, bem como de energia eólica *offshore* na costa dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo.

Recentemente, a White Martins também assinou um Memorando de Entendimento (MoU) com o complexo portuário Porto do Açu, no Rio de Janeiro, com o objetivo de avaliar a viabilidade da produção de Hidrogênio Verde. O MoU com o Porto do Açu prevê um estudo para levantar dados sobre a viabilidade do uso do Hidrogênio Verde na região. Os resultados serão utilizados pela empresa para determinar a possibilidade da implantação de uma planta de Hidrogênio Verde e de amônia verde no complexo portuário (Prumo Logística, 2022).

Além da White Martins, a Shell também anunciou, sob termos de um MoU, a parceria com o Porto do Açu. O principal objetivo é construir uma planta de hidrogênio verde com capacidade instalada de 10 MW, até 2025. Após essa primeira etapa, pretende-se expandir a potência para 100 MW até 2029. Estima-se um investimento aproximado de US\$ 20 a US\$ 40 milhões, para a construção da usina em sua primeira etapa (FuelCellsWorks, 2022).

3.2.10 Outros Projetos Conceituais e Pilotos

A Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency* ou IEA) mantém uma base de dados com projetos de produção de hidrogênio que foram comissionados desde 2000. Essa base de dados contempla projetos em operação ou não, projetos demonstrativos ou conceituais, e aqueles que estão em fase de análise.

Ao pesquisar pelos projetos no Brasil, constam dois projetos conceituais que se destacam: o Marítimo Dragão, da Qair, que produzirá hidrogênio por meio da eletrólise da água e com uso de eletricidade oriunda de usina eólica *offshore*; e o da Fortescue Future Industries, no Porto de Pecém, que também pretende produzir hidrogênio por meio da eletrólise e utilizando eletricidade de fonte renovável, no caso, de usina eólica *offshore*.

Nesse caso, temos o hidrogênio impulsionando outros segmentos da cadeia de energia elétrica, e outras tecnologias que estão se desenvolvendo no país (eólica *offshore*) (IEA, 2022).

Também vale a pena destacar os projetos desenvolvidos no âmbito do projeto H2Brasil, criado em 2021 pela *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* (GIZ) GmbH em parceria com o Ministério de Minas e Energia (MME). Em outubro do ano passado, por exemplo, a GIZ anunciou o investimento de 34 milhões de euros para projetos no âmbito dessa iniciativa, com aporte para dois anos visando a construção de laboratórios e uma planta piloto de eletrólise. Um desses projetos pilotos será desenvolvido na Universidade Federal de Itajubá (Unifei), onde será instalado uma planta de eletrólise com potência instalada de cerca de 1 MW, o que produz 200 Nm³/hora de hidrogênio. Há também a criação do primeiro Centro de Excelência em Hidrogênio Verde no Brasil, que será localizado em Natal, no Rio Grande do Norte, com o objetivo de oferecer educação e treinamento na área do hidrogênio verde no país. Outros hubs educacionais também estão em fase de desenvolvimento e serão instalados no Ceará, Paraná, Bahia, São Paulo e Santa Catarina (EPBR, 2022).

4 Cadeia de Valor do Hidrogênio Verde

Nesse capítulo, será feito o mapeamento da cadeia de valor do Hidrogênio Verde, de forma breve, geral e descritivo. Todavia, é necessário definir, primeiramente, o que se entende por cadeia de valor.

Tomando o conceito apresentado inicialmente por Michael Porter (Porter, 1985) uma cadeia de valor (*value chain*) é o conjunto de atividades que uma empresa desempenha para entregar um produto ou serviço no mercado. Em linhas gerais, estas atividades podem ser divididas em cinco principais etapas:

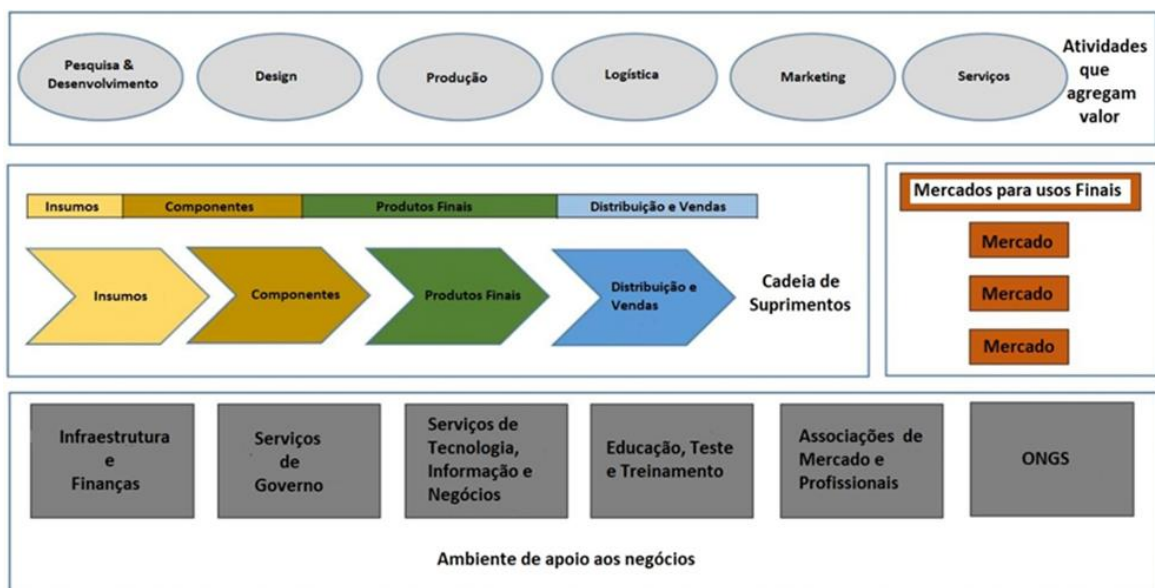
- Logística de entrada: compreende atividades como recebimento de matéria-prima, armazenagem e gerenciamento de inventário;
- Operações: todas as atividades envolvidas no processo de conversão das matérias-primas em um produto ou serviço final;
- Logística de saída: abarca as atividades de entrega do produto ou serviço ao consumidor final ou usuário do serviço;
- Marketing e vendas: inclui todas as estratégias e atividades voltadas para estimular a compra dos serviços ou produtos finais pelos consumidores, incluindo a seleção do canal de distribuição, precificação, propaganda etc.;
- Serviços pós-venda: compreende todas as atividades que visam aprimorar as experiências do consumidor, como reparos ou serviços de manutenção.

Uma cadeia de valor pode incluir também atividades secundárias ou atividades de suporte que podem aumentar a eficiência das atividades primárias, tais como pesquisa e desenvolvimento, gerenciamento de recursos humanos, desenvolvimento de produto, entre outros. As atividades de suporte criam e adicionam valor a cada etapa, levando ao aprimoramento dos produtos ou serviços finais.

Outro termo geralmente associado à cadeia de valor é a cadeia de suprimentos (ou *supply chain*) que pode ser definida como as ligações entre as companhias que intercambiam materiais e informações ao longo de todo o processo, desde a aquisição e matéria-prima até a entrega dos produtos ou serviços ao consumidor final. Em geral, essas ligações englobam três funções principais: o suprimento de materiais a um fabricante de produto; o processo de manufatura; a distribuição dos bens finais ao consumidor final por meio de uma rede de distribuidores e varejistas.

Assim, uma cadeia de suprimentos pode ser definida como as ligações insumo-produto relacionadas à produção e faz parte da cadeia de valor. Nesse sentido, vale observar que a cadeia de valor está inserida dentro de um contexto mais amplo e seu desenvolvimento depende de outros elementos tais como políticas de apoio, quadro regulatório, disponibilidade de mão-de-obra, infraestrutura, entre outros (FREDRICK, 2014). A cadeia de valor dentro de um ecossistema mais amplo pode ser observada na Figura 4.1, na qual constituído de quatro partes.

Figura 4.1 - Cadeia de valor, cadeia de suprimentos e o ambiente de apoio



Fonte: adaptado pela Cognitio Consultoria a partir de Fredrick (2014)

Conforme apresentado na Figura 4.1, as atividades que adicionam valor incluem seis etapas principais que são necessárias para levar o produto até o mercado. Já a cadeia de suprimentos descreve o processo insumo-produto dentro de quatro etapas principais – matéria-prima, componentes e partes, produtos, distribuição e vendas - delimitando as atividades produtivas dentro da cadeia de valor. Os mercados para uso finais incluem os mercados varejistas, os mercados industriais e os mercados de uso público. Cada mercado pode ser constituído por diferentes produtos, com diferentes tipos de aplicações finais e diferentes tipos de público consumidor.

Por fim, o ambiente de apoio aos negócios pode ser organizado em seis categorias amplas: infraestrutura e finanças; serviços governamentais; negócios, informação e serviços de tecnologia; educação, testes e treinamento; associações comerciais e

profissionais e organizações não governamentais e de padronização e certificação. As instituições/organizações de apoio podem facilitar ou criar barreiras ao movimento os insumos e produtos ao longo da cadeia de valor.

Tanto da perspectiva conceitual quanto gerencial, há interatividade e interconectividade entre a cadeia de suprimentos e a cadeia produtiva. Enquanto a primeira tem uma empresa que exerce o gerenciamento e a coordenação da cadeia de abastecimento, no segundo caso, cujo foco é processo produtivo de transformação, há envolvimento de organizações de diversos setores da economia, já que os arranjos englobam desde a extração da matéria-prima até o produto acabado. A coordenação das cadeias produtivas fica por conta das empresas que se sobressaem e cada uma delas tem uma estrutura específica de comando.

Sendo assim, a cadeia produtiva engloba a cadeia de suprimentos e seu respectivo ecossistema. Conceitualmente, cadeia produtiva pode ser entendida como o conjunto de atividades econômicas que vai desde a extração da matéria-prima até a elaboração final de um produto, progressivamente articuladas. O desenho de uma cadeia produtiva, por um lado, pode ter como ponto de partida uma matéria-prima básica, que depois de transformações sucessivas, chega-se ao produto final; e, por outro, pode partir de um produto final, considerando o encadeamento das diversas operações técnicas, comerciais e logísticas à jusante e à montante para que esse produto seja obtido.

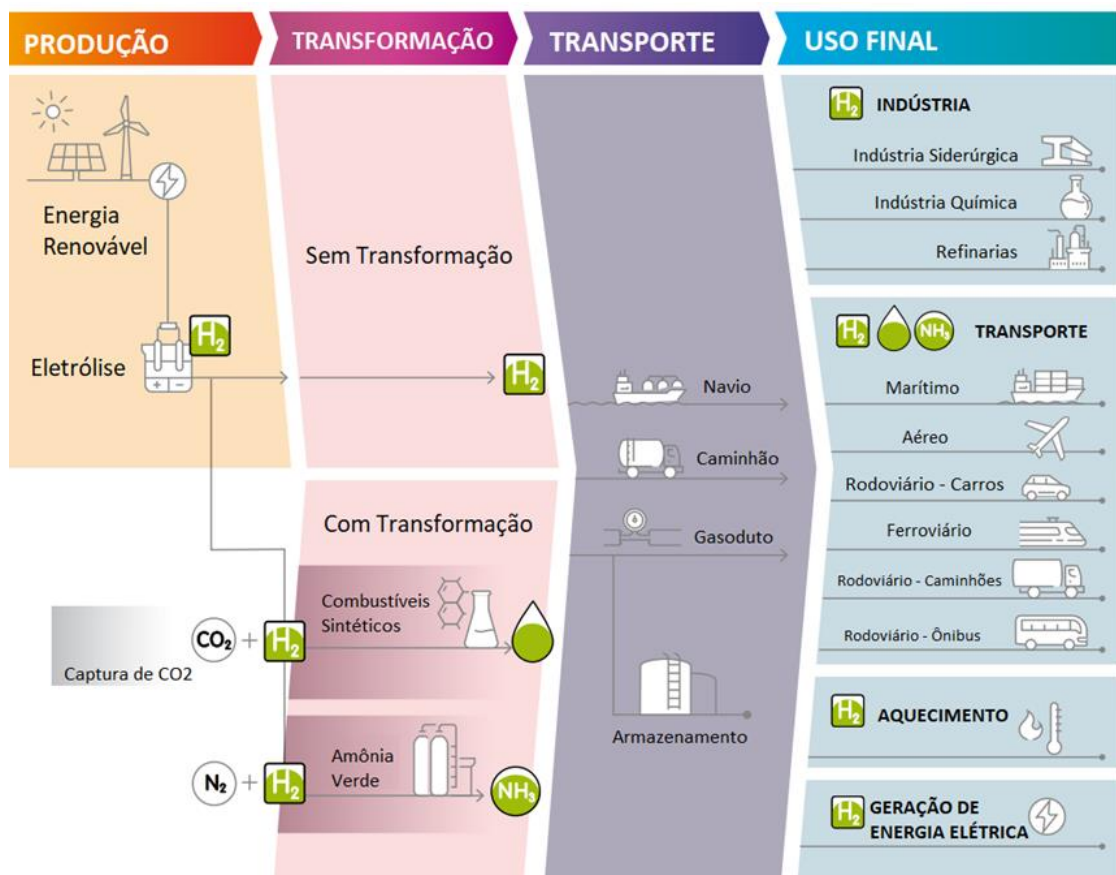
Em termos gerais, o processamento das matérias-primas passa pelo uso de máquinas e equipamentos, pela incorporação de produtos intermediários até se alcançar o produto final que é distribuído por uma rede de comercialização. Entre as principais aplicações para o conceito de cadeia produtiva estão:

- o uso como metodologia de divisão setorial do sistema produtivo, pois permite observar as relações diretas entre as empresas e o conjunto de articulações que formam a cadeia, possibilitando destacar as sinergias comerciais e tecnológicas entre as principais atividades;
- a formulação e análise de políticas públicas e privadas, pois permite a identificação dos elos fortes e fracos e a posterior intervenção por meio dos incentivos adequados para o desenvolvimento da competitividade das empresas envolvidas na produção de bens e serviços para uma determinada cadeia de suprimentos.

Do ponto de vista do desenvolvimento do estudo, o desenho da cadeia de valor de Hidrogênio Verde, permitirá a compreensão das relações entre cadeia de suprimentos e cadeia produtiva para a produção de Hidrogênio Verde. Em última análise, a cadeia produtiva, ao abranger todas as atividades econômicas, deverá envolver todo o conjunto de empresas locais que poderão ser beneficiadas ao buscar atender a demanda derivada de matérias-primas, materiais, máquinas, equipamentos, bens intermediários e serviços industriais necessários para a construção de usinas de Hidrogênio Verde, independentemente dos usos finais ou mercados alvo destas plantas industriais.

Nesse contexto, apresenta-se a cadeia de valor do Hidrogênio Verde e, de acordo com (IRENA, 2021), essa cadeia de valor (da produção ao consumo) é composta por vários elementos interligados com um setor energético mais amplo (o qual não é foco deste estudo). Em suma, a cadeia de valor do Hidrogênio Verde é estruturada como mostra a Figura 4.2 abaixo, em 3 segmentos principais: produção, transporte e uso final.

Figura 4.2 - Cadeia de valor do Hidrogênio Verde



Fonte: adaptado pela Cognito Consultoria a partir de IRENA (2021)

A seguir, apresentam-se cada um dos elos ou segmentos da cadeia de valor do Hidrogênio Verde e as suas respectivas descrições, destacando as oportunidades produtivas em pontos específicos em cada elo ou segmento produtivo.

4.1 Produção do Hidrogênio Verde

Como o nome já indica, a etapa inicial diz respeito à **Produção** do Hidrogênio Verde, que ocorre por meio da eletrólise da água. A energia elétrica utilizada na eletrólise deve ser proveniente de fontes renováveis de energia, particularmente solar fotovoltaica e eólica. Segundo Silva (2014), a energia solar fotovoltaica se refere ao aproveitamento da radiação solar para geração direta de eletricidade. O que permite essa conversão é o efeito fotovoltaico. Já a energia eólica, se trata da energia cinética contida nas massas de ar e que é convertida em energia cinética, através do uso de aerogeradores. Por fim, o equipamento responsável pela eletrólise é um eletrolisador, dispositivo que usa a eletricidade renovável para separar as moléculas de água em oxigênio e hidrogênio.

A IEA estima que a capacidade instalada relacionada à eletrólise, para produzir o hidrogênio, cresça para 130 GW até 2030, com a União Europeia correspondendo a 80 GW do total. Suprir a demanda para todos os eletrolisadores necessários para a produção de Hidrogênio Verde exigirá a produção de, aproximadamente, 600 terawatts-hora de eletricidade renovável, sendo esse um mercado relevante para esse segmento. Todavia, para atender a demanda esperada, o custo da eletrólise deve diminuir e a sua eficiência deve aumentar (BCG ANALYSIS, 2021).

O segmento de produção, na literatura geral, também pode ser chamado de *upstream*. Li e Taghizadeh-Hesary (2022) descrevem a cadeia de valor do Hidrogênio Verde e destacam dois aspectos fundamentais para o avanço desse segmento *upstream*: o alto custo de produção dos equipamentos (sobretudo dos eletrolisadores) e o custo da energia elétrica a partir de fontes renováveis (que é mais cara que usar a eletricidade da rede).

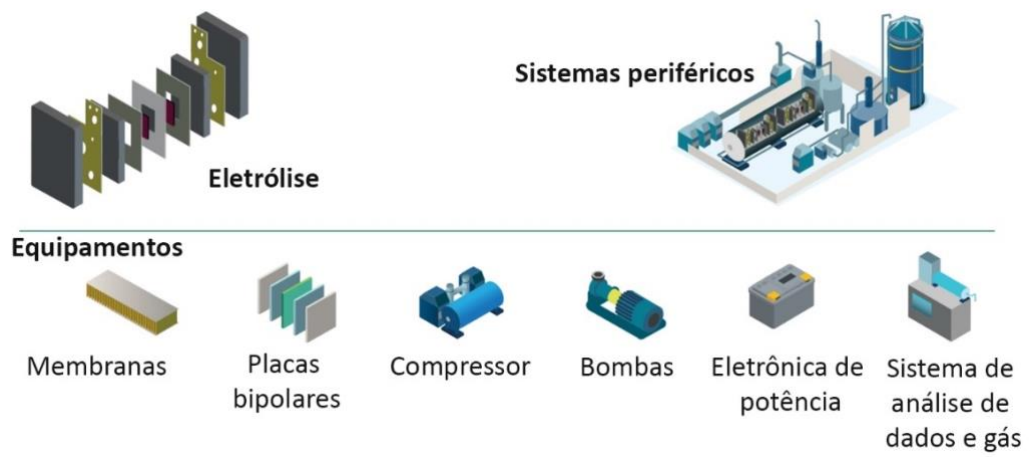
Concernente aos custos, Li e Taghizadeh-Hesary (2022) citam alguns exemplos em diferentes regiões do globo, de acordo com o processo de produção. O hidrogênio produzido usando eletricidade a partir de energia solar fotovoltaica (FV) custa USD

6,65/kg, 6,02/kg, 4,12/kg e 3,7/kg, na Coreia do Sul, no Japão, na China, e nos EUA, respectivamente. Já com eletricidade de energia eólica, custa USD 6,65/kg, 5,66/kg, 4,21/kg e 3,99/kg, na Coreia do Sul, no Japão, na China e nos EUA, respectivamente. Dentre as fontes renováveis, os custos mais baixos vêm de hidrelétricas na Nova Zelândia e no Canadá, a USD 2,69/kg e 2,66/kg, respectivamente.

Em relação aos eletrolisadores, atualmente, eles apresentam alto custo. Por exemplo, esses equipamentos exigem uma grande quantidade de materiais caros, como metais preciosos. Isso vale especialmente para pilhas de eletrolisadores do tipo PEM, que usam principalmente uma membrana com platina no cátodo e irídio ou rutênio no lado do ânodo. Além disso, apenas um pequeno número de eletrolisadores está sendo produzido, e os custos de fabricação são altos devido à falta de automação da produção.

Os eletrolisadores, geralmente, contêm até 150 células, em dez camadas muito finas; dada a precisão necessária para fazê-los, automatizar o processo é extremamente difícil e requer expertise. Também faltam padrões gerais de qualidade, sendo necessário garantir a qualidade de cada eletrolisador individualmente, aumentando ainda mais os custos. Em suma, o segmento de produção da cadeia de valor do Hidrogênio Verde oferece uma gama de oportunidades para fabricantes de máquinas e equipamentos, no valor total de US\$ 60 bilhões a US\$ 65 bilhões, anualmente, considerando até 2050. Aumentar a eficiência dos eletrolisadores é apenas parte dessa equação (BCG ANALYSIS, 2021). Para ilustrar os equipamentos, a Figura 4.3 apresenta um esquema básico dos principais dispositivos envolvidos na produção do Hidrogênio Verde.

Figura 4.3 - Produção do Hidrogênio Verde: eletrolisador e sistema periférico



Fonte: adaptado pela Cognitio Consultoria a partir de BCG Analysis (2021)

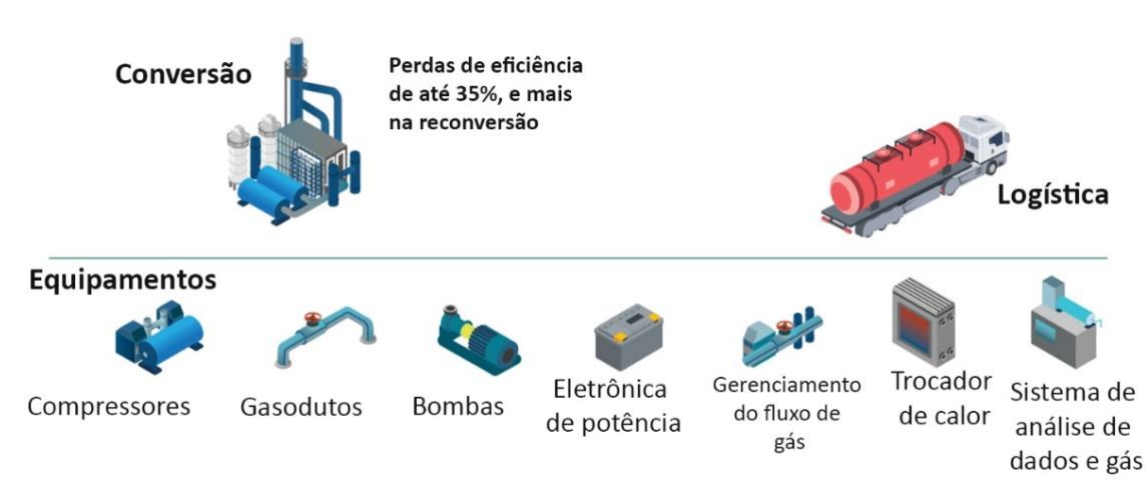
Retomando o objetivo central do presente projeto, que se baseia na análise e identificação de oportunidades para o estado do Ceará em toda a cadeia produtiva do hidrogênio, é necessário destacar que algumas empresas já estão atuando ou pretendem atuar no segmento de produção do Hidrogênio Verde. Dentre elas, aquelas que já assinaram o Memorando de Entendimento (MoU) com o governo do Ceará são: Eneq Energy, White Martins, Qair, Fortescue, Eneq, Diferencial, Hytron, H2helium, Neoenergia, Engie, Transhydrogen Alliance, Linde, Total Eren, AES Brasil, Cactus Energia Verde, Casa dos Ventos, H2 Green Power, Nexway e Energy Vault AS.

4.2 Transformação do Hidrogênio Verde

A **Transformação** não é considerada um segmento em si, mas é fundamental para o uso final do hidrogênio. Logo, destaca-se essa etapa como uma parte da cadeia. O hidrogênio pode ser utilizado puro (H_2) ou pode ser transformado em combustíveis sintéticos (combinado com carbono de origem sustentável) ou em amônia verde (combinado com nitrogênio - NH_3).

O desenvolvimento de tecnologias aprimoradas para conversão do hidrogênio se apresenta como oportunidade para os fabricantes de máquinas e equipamentos. A Figura 4.4 mostra a conversão do hidrogênio em outras formas (amônia, metanol, combustíveis sintéticos) e as partes e equipamentos principais para que esse processo ocorra.

Figura 4.4 - Transformação do hidrogênio



Fonte: adaptado pela Cognition Consultoria a partir de BCG Analysis (2021)

Segundo BCG Analysis (2021), a transformação do hidrogênio em outros combustíveis permite que ele seja armazenado e transportado por meio da infraestrutura existente, incluindo tanques de armazenamento, navios e oleodutos. O Japão, por exemplo, espera importar 300.000 toneladas de H₂, anualmente, até 2030. É importante mencionar que, atualmente, estão em desenvolvimento navios capazes de transportar 50 toneladas de H₂ liquefeito e isso exigiria de 5.000 a 6.000 carregamentos (para o caso do Japão). Mas o transporte de H₂ convertido em amônia, por exemplo, poderia reduzir o número de carregamentos necessários em um fator de 100. As perdas de eficiência energética variam de cerca de 12% ao converter H₂ em amônia, mais de 20% ao convertê-lo em metanol ou ligá-lo a um transportador, e até cerca de 35% ao convertê-lo em um hidrocarboneto sintético. Neste último caso, o carbono adicionado necessário deve ser derivado de outras fontes que não os combustíveis fósseis – por meio de um processo de captura direta do ar.

Dependendo de sua aplicação, o H₂ convertido não precisa ser reconvertido posteriormente. Por exemplo, a amônia pode ser usada diretamente como matéria-prima na indústria química e para fazer fertilizantes, e o metanol pode ser convertido em energia e calor para a indústria siderúrgica, por meio da combustão. A amônia, assim como os hidrocarbonetos sintéticos, poderia eventualmente ser usada para combustão direta em outras aplicações, mas isso depende da substituição de motores e turbinas de combustão tradicionais por outros adequados para amônia ou combustíveis sintéticos.

Outra possibilidade é associar o H₂ a um vetor líquido orgânico que seja menos tóxico que a amônia (como o tolueno), transportá-lo e devolvê-lo à forma gasosa assim que chegar ao destino final. Atualmente, o processo de conversão e reconversão (ou desidrogenação) resulta em uma perda de 50% de H₂, muito menos eficiente do que outros processos de conversão. Em termos energéticos, os avanços tecnológicos em conversão e transporte podem tornar esse método mais eficiente.

4.3 Transporte e Armazenamento do Hidrogênio Verde

Também conhecida como segmento *midstream*, a outra etapa é de **Transporte e Armazenamento**, que é essencial para quando as instalações do eletrolisador (a usina,

de modo geral) não estão alocadas próximas aos locais de consumo do hidrogênio. O hidrogênio pode ser transportado de várias formas: por caminhões, navios e por meio de gasodutos. Todavia, um transporte eficiente deve ser feito com o hidrogênio comprimido, liquefeito ou sintetizado em outros vetores energéticos, tais como a amônia, metano, metanol, moléculas orgânicas líquidas ou hidrocarbonetos líquidos. Esses vetores possuem uma maior densidade energética e podem ser transportados aproveitando a infraestrutura logística já existente.

Outra parte importante desse segmento da cadeia é a de armazenamento, que pode ocorrer em tanques (de aço, por exemplo) ou em formações geológicas subterrâneas. O armazenamento agrega valor à cadeia, pois com o hidrogênio armazenado é possível que ocorra suprimento para o sistema de energia, além de manter um fornecimento estável para instalações e equipamentos que operam de forma contínua (como a indústria siderúrgica, por exemplo).

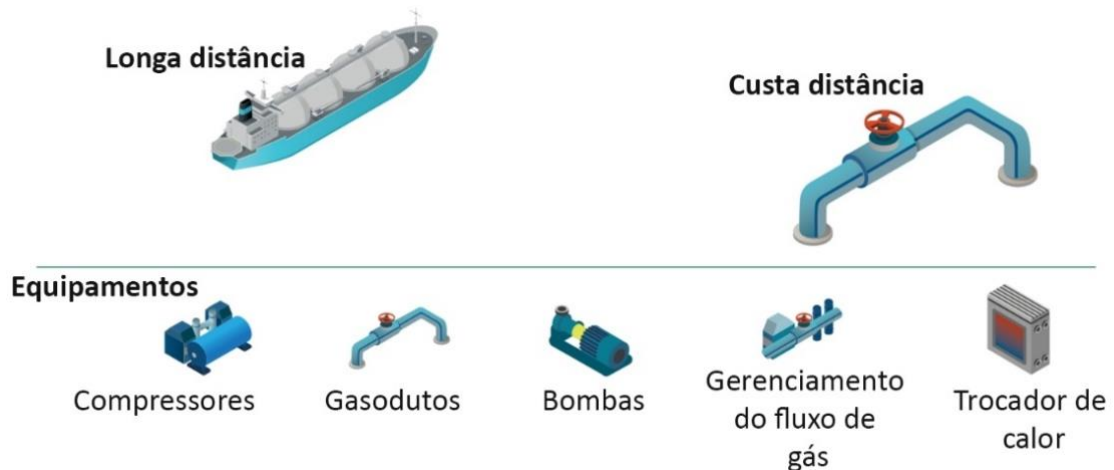
De forma geral, é necessário observar as condições geográficas, a distância de transporte e a escolha do modal de transporte para determinar os custos do transporte do hidrogênio, pois ele varia significativamente de acordo com a regiões e países, em seus diferentes cenários de aplicação (LI, TAGHIZADEH-HESARY, 2022).

Ao contrário da atual indústria de petróleo e gás, a economia do hidrogênio de baixo carbono exigirá uma mistura de produção, distribuição e armazenamento centralizados e descentralizados, dependendo da disponibilidade de energia renovável, da infraestrutura existente e dos locais para usar o H₂ com eficiência. Ademais, o hidrogênio é altamente volátil e mais leve que o ar, dificultando o seu transporte e armazenamento. Desse modo, no curto prazo, é viável localizar a produção de hidrogênio próximo ao local de uso.

À medida que a demanda por hidrogênio de baixo carbono aumenta, as vantagens econômicas para produzir grandes volumes, sobretudo no Hemisfério Sul, perto das principais fontes de energia renovável (especialmente energia solar), impulsionarão ainda mais o crescimento dos mercados internacionais. Redes de transporte de longas distâncias devem ser desenvolvidas, provavelmente usando navios. Para distâncias mais curtas, grandes quantidades podem ser enviadas por dutos, enquanto uma combinação

de trens e caminhões podem entregar menores quantidades (BCG ANALYSIS, 2021). A Figura 4.5 abaixo ilustra a distribuição do hidrogênio e os principais equipamentos necessários envolvidos nesse processo

Figura 4.5 - Transporte, distribuição e armazenamento do hidrogênio (liquefeito ou comprimido)



Fonte: adaptado pela Cognito Consultoria a partir de BCG Analysis (2021)

É relevante ressaltar que o H_2 é altamente inflamável e explosivo, escapa facilmente e tem uma densidade relativamente baixa. Logo, transportá-lo em uma de suas formas de maior densidade é preferível, mas requer compressão, liquefação ou conversão. O H_2 também reage com muitos metais, tornando-os quebradiços. Essas considerações abrem vários mercados potenciais para fabricantes de máquinas e equipamentos, especialmente aqueles especializados em materiais perigosos (BCG ANALYSIS, 2021).

Devido à sua baixa densidade, o H_2 deve ser altamente comprimido para armazená-lo com eficiência e transportá-lo ao seu destino final. Várias tecnologias estão sendo consideradas para essa finalidade. O H_2 torna-se líquido a uma temperatura de -252°C , mas o transporte de hidrogênio líquido em longas distâncias é apenas 70% eficiente. Nesse contexto, outros métodos de liquefação, bem como materiais de isolamento, precisam ser desenvolvidos para tornar o transporte de H_2 liquefeito em longas distâncias economicamente competitivas. Novas embarcações que conseguem manter o H_2 frio também devem ser projetadas e construídas; e os obstáculos regulatórios devem ser vencidos: o transporte de H_2 líquido, atualmente, não é permitido (BCG ANALYSIS, 2021).

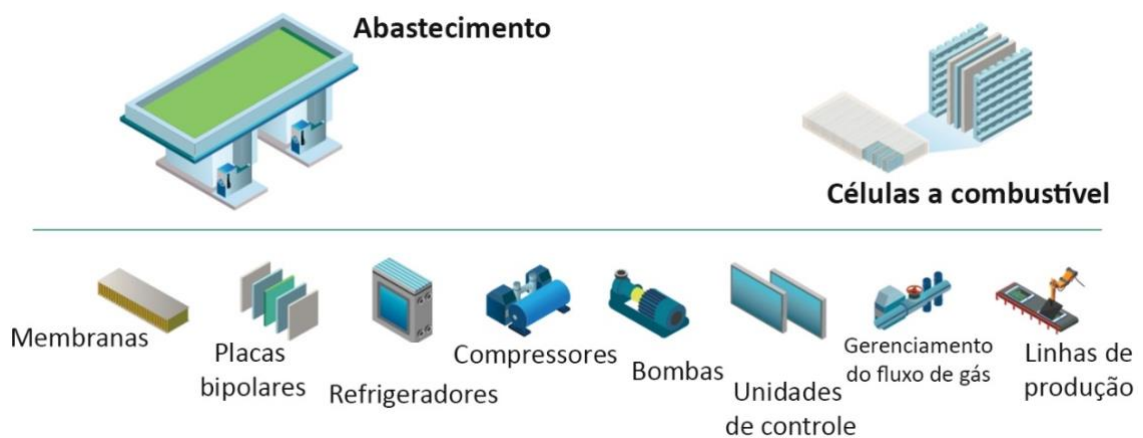
Outra opção para o transporte de longa distância é converter o hidrogênio em uma forma diferente, como mencionado na seção anterior. O hidrogênio convertido pode ser manuseado por meio da infraestrutura de transporte existente em uso pela indústria de gás. A maneira mais econômica de transportar H₂ em distâncias longas é por meio de dutos, abrindo mais uma oportunidade na construção e reaproveitamento de dutos. Logo, haverá alta demanda por materiais de dutos que possam suportar o H₂ por décadas, e por equipamentos necessários para manter o H₂ sob compressão (à medida que se move pelos dutos).

Por fim, destaca-se que as oportunidades e soluções de armazenamento de H₂ para transporte e uso final dependem da quantidade armazenada. As soluções variam de cilindros de gás para pequenas quantidades de hidrogênio comprimido, até cavernas de sal e cavidades rochosas para grandes quantidades. Quantidades médias, provavelmente, são armazenadas em vasos ou tanques maiores, em formas comprimidas, liquefeitas ou convertidas (BCG ANALYSIS, 2021).

4.4 Usos Finais do Hidrogênio Verde

A última etapa dessa cadeia se refere ao uso final do hidrogênio. Os usos de maior destaque são: na indústria, no transporte, no aquecimento e na geração de energia elétrica. A Figura 4.6 ilustra a aplicação do hidrogênio no transporte e na indústria, e os principais equipamentos necessários envolvidos nesses processos.

Figura 4.6 - Exemplos de aplicações para uso final do hidrogênio



Fonte: adaptado pela Cognitio Consultoria a partir de BCG Analysis (2021)

O estudo da IRENA (2021) aborda os usos finais para o Hidrogênio Verde e a sua participação na descarbonização desses setores. Desse modo, para a indústria, o Hidrogênio Verde poderá ser aplicado na siderurgia (ferro e aço, metais não ferrosos, como o alumínio), na indústria química (produtos químicos e petroquímicos), em refinarias (na produção de amônia) e na produção de minerais não metálicos (por exemplo, na indústria de cimento). Em alguns casos, o Hidrogênio Verde representa a única alternativa de baixo carbono.

BCG Analysis (2021) também destaca o uso do hidrogênio em vários processos e aplicações industriais. A indústria de ferro e aço, por exemplo, é uma das mais promissoras, onde o H₂ pode substituir o gás metano. Para tanto, alguns desafios devem ser superados, como: aumentar a qualidade do aço feito com H₂; gerenciar o fornecimento de H₂ de eletrolisadores no local; e otimizar o projeto do forno baseado em hidrogênio, e os processos de redução para melhorar a eficiência geral do sistema – considerando também a necessidade de substituir todos os altos-fornos tradicionais.

No transporte, o hidrogênio verde pode ser usado puro, sob a forma de combustível sintético ou amônia, em todos os modais de transporte. O seu uso direto pode ser feito em veículos que utilizam células a combustível ou motores de combustão interna. Uma vez combinado com nitrogênio ou carbono de origem sustentável (amônia, metanol e outros combustíveis sintéticos) pode ser utilizado no transporte terrestre, marítimo e na aviação.

Como combustível para caminhões, trens e navios, o hidrogênio tem muitas vantagens consideráveis, como em autonomia e tempo de reabastecimento, em comparação com a eletrificação direta por meio de sistemas elétricos a bateria.

Ainda para aplicações no setor de transporte, a tecnologia de células a combustível já está bem avançada, e tanto os formuladores de políticas quanto os fabricantes de veículos estão começando a promovê-la fortemente. Espera-se que o uso de hidrogênio no setor de transporte cresça rapidamente nos próximos dez anos. As oportunidades para esse setor podem ser divididas em três áreas, de acordo com o estudo da BCG Analysis (2021):

- Postos de Abastecimento: se a demanda por H₂ para veículos rodoviários pesados aumentar de 40 a 45 megatons por ano, mais de 50.000 postos de abastecimento de H₂ serão necessários em todo o mundo até 2050, contra apenas 450 em 2019, por exemplo. Em média, cada estação precisará fornecer de 800 a 900 toneladas de H₂ por ano.
- Tanques de combustível: a alimentação de veículos com H₂ pode ser feita de três maneiras – (i) por meio da combustão direta de H₂ em um motor, (ii) conversão de H₂ em uma célula a combustível (para gerar eletricidade e alimentar motores elétricos) e (iii) conversão em combustível sintético ou e-combustível para operar um motor de combustão. Os dois primeiros exigem a capacidade de armazenar H₂ a bordo do próprio veículo de forma compacta, segura e econômica. Os tanques devem ser capazes de suportar alta pressão e devem ser perfeitamente vedados. As oportunidades para as empresas de máquinas também incluirão a melhoria e redução do custo dos processos de produção tanto dos tanques quanto das fibras de carbono usadas para fabricá-los.
- Células Combustíveis: o maior desafio se encontra no desenvolvimento e produção de células a combustível de alta qualidade, eficientes e acessíveis usadas para fornecer energia para veículos elétricos. As células a combustível são feitas de centenas de membranas celulares individuais que geram eletricidade. Eles são combinados em pilhas e equipadas com sistemas de refrigeração, compressores, bombas, unidades de controle e sistemas de gerenciamento de fluxo de gás para formar um sistema de combustível completo. Ao todo, as células a combustível oferecem muitas oportunidades para os diversos fabricantes de máquinas e equipamentos. A eficiência, durabilidade, vida útil e custo das células devem ser melhorados, e a quantidade de metais preciosos, como a platina, que são usados para fabricá-las deve ser reduzida. Também será necessário desenvolver um método de reciclagem desses metais, para que possam ser reutilizados. Atualmente, as células a combustível são fabricadas manualmente, em um processo demorado. Esse processo deve se tornar automatizado, permitindo que as fábricas produzam maiores quantidades de células a combustível. Diferentes tipos de sistemas a células a combustível precisarão ser fabricados para aplicações específicas, aumentando a demanda por equipamentos de linha de montagem mais complexos e pelos equipamentos necessários para fabricar os diversos componentes que entram no sistema de combustível completo.

Em relação ao aquecimento, o Hidrogênio Verde pode substituir o uso de combustível fóssil em aquecimentos que demandam altas temperaturas em processos industriais,

por exemplo, como na produção de aço e cimento. Nas edificações, o Hidrogênio Verde também pode ser utilizado diretamente na produção de calor.

Por fim, o Hidrogênio Verde pode ser utilizado na geração de energia elétrica em tecnologias como turbinas a gás movidas a hidrogênio e células a combustível estacionárias, de grande escala, complementando outras fontes renováveis de eletricidade e substituindo a demanda atendida por combustíveis fósseis. O Hidrogênio Verde também pode ser armazenado para ser utilizado em sistemas de energia com geração renovável variável (intermitente), fornecendo confiabilidade e flexibilidade ao sistema, como uma forma adicional de despacho da eletricidade

.

5 Oportunidades de Negócios para o Ceará

Com a descrição da cadeia de valor, é possível identificar oportunidades de atuação para o Brasil, sobretudo para o estado do Ceará. Esse estudo se concentra na cadeia produtiva, ou seja, no segmento de Produção (como citado no capítulo anterior) composto pela produção propriamente dita do Hidrogênio Verde, feita por meio de eletrolisadores.

Nesse contexto, as oportunidades podem ser divididas em duas categorias principais: tecnologia e serviços. Na parte de tecnologia, destacam-se oportunidades para a indústria de suprimentos, equipamentos, componentes, maquinário etc. E na parte de serviços, os serviços gerais de engenharia, desenvolvimento de projetos, e manutenção. A seguir, indicam-se algumas oportunidades específicas para a cadeia produtiva do estado do Ceará.

5.1 Oportunidade para a Indústria do Ceará: Água Desmineralizada

Conforme indicado nesse trabalho, a produção de hidrogênio por meio da eletrólise da água consome da ordem de 1 litro de água desmineralizada para cada Nm^3 de gás produzido. Normalmente, os eletrolisadores já possuem um sistema de osmose reversa interno, que trata a água da rede antes de utilizá-la. Esse é um equipamento que pode ser produzido e fornecido no Ceará, pois a tecnologia da osmose é bastante conhecida no nordeste brasileiro, devido à escassez hídrica da região (SOARES, 2006).

Tomando como exemplo a previsão de produção de hidrogênio anunciado pela empresa Engie, que deverá atingir 100 MW e 150 MW até 2026 e com a meta de chegar a 4 GW em 2030 (ENGIE, 2021), a produção projetada para 2026 será a seguinte:

- Consumo específico dos eletrolisadores: $6 \text{ kW}/(\text{Nm}^3/\text{h})$;
- Produção de H_2 : $150.000/6 = 25.000 \text{ Nm}^3/\text{h H}_2$;
- Operação da planta: 8.000 h/ano;
- Produção anual: $8.000 \times 25.000 = 200 \text{ MNm}^3/\text{ano H}_2$;

- Consumo de água desmineralizada: 200 ML/ano \cong 550 m³ água/dia.

Esse é o valor estimado até 2026 para a Engie. Para 2030 a necessidade de água desmineralizada deverá ser quase 30 vezes maior, da ordem de 15.000 m³/dia. Havendo outras empresas produtoras de hidrogênio, os valores poderão aumentar significativamente.

Assim sendo, surge a oportunidade para as indústrias do Ceará em disponibilizar essa água desmineralizada para as empresas fabricantes de hidrogênio no hub. Para isso, seria criada uma rede de distribuição, conectadas às desmineralizadoras locais. Os eletrolisadores poderiam ser mais baratos, pois não teriam esse componente interno. Imagina-se que a produção centralizada desse insumo seja significativamente mais barata do que a produção junto a cada eletrolisador, devido ao fator de escala. Também as manutenções teriam custos menores e a continuidade do fornecimento seria mais garantida. Esse empreendimento geraria empregos, demandas de componentes e impostos locais.

5.2 Oportunidade para a Economia do Ceará: Usos do Oxigênio da Eletrólise

O oxigênio proveniente da eletrólise da água corresponde, em termos volumétricos, a aproximadamente metade do volume ou do número de moles do hidrogênio associado, sendo que, em termos de massa, é 4 vezes superior. Assim, para uma planta de hidrogênio de 1 GW, cuja produção de hidrogênio será de aproximadamente 4x10⁶ Nm³ H₂ por dia (6 kW/(Nm³/h)), a produção diária de oxigênio corresponderá a 2x10⁶ Nm³, o que equivale, em termos de massas, a cerca de 360 tonH₂/dia e 1.400 tonO₂/dia.

O oxigênio tem várias aplicações, desde hospitais (oxigênio medicinal) até termoelétricas, podendo enriquecer o ar ou ser utilizado puro em queimadores, caldeiras e outros processos de combustão. Normalmente esse enriquecimento aumenta a eficiência dos processos e reduz o consumo de combustíveis. Também é utilizado nos processos de solda e de corte (maçaricos). Outros usos incluem processos de fermentação, ajuste do teor de carbono em aços etc. Empresas comercializadoras de gases industriais e medicinais, que já possuem suas relações de clientes e cadeias de distribuidores, são potenciais interessadas nesse produto. Nesses casos, podem receber

o oxigênio de eletrólise já pronto para uso, ou aplicar um tratamento adicional, de forma a obter a qualidade necessária para aplicações específicas.

Entretanto, deve ser observado que muitas empresas fornecedoras de gases industriais já obtêm esse elemento por meio da destilação fracionada do ar, de onde resulta também o nitrogênio, o argônio e CO₂. Assim, há um custo já estabelecido para esse produto e o oxigênio da eletrólise não terá mercado se for disponibilizado a um valor superior.

5.3 Oportunidade para a Indústria do Ceará: Equipamentos e Insumos

O Quadro 5.1 apresenta os principais componentes, materiais e equipamentos requeridos em cada subsistema, indicando o CNAE dos possíveis fabricantes de cada um.

Quadro 5.1 - Equipamentos e insumos (lista não exaustiva)

Subsistema	Equipamentos/Insumos	Atributos técnicos	CNAE
Água desmineralizada	Válvulas hidráulicas	Não contaminem a água	22.29-3
	Tubulação hidráulica	Não contaminem a água (PVC ou semelhante)	22.23-4
	Membranas para osmose reversa	Para água com elevada pureza	-
	Medidor de condutividade da água	Para a qualidade da água desmineralizada	26.51-5
	Filtros partículas	Não contaminem a água	22.21-8
	Bombas hidráulicas	Não contaminem a água	28.12-7
Eletrólito (eletrolisadores alcalinos)	Hidróxido potássio (KOH)	Alta pureza	20.11-8
	Medidor alcalinidade	Para controle do KOH	26.51-5

Quadro 2 - Equipamentos e insumos (lista não exaustiva) - continuação

Subsistema	Equipamentos/Insumos	Atributos técnicos	CNAE
Eletrolisador	Vasos de pressão para H ₂ e O ₂	Aço inox	25.21-7
	Tubulação para gás	Aço inox	24.23-7
	Válvulas para gases	Aço-inox ou latão	28.13-5
	Conexões para tubos	Aço inox com vedação para até 50 bar	24.39-3
	Mangueiras	Resistentes ao KOH e que não contaminem a água	22.21-8
	Indicadores pressão	Resistentes ao H ₂ e ao O ₂	26.51-5
	Indicadores temperatura	Resistentes ao H ₂ e ao O ₂	26.51-5
	Nitrogênio	Alta pureza	20.14-2
	Catalisador de oxo	Eliminação de H ₂ no O ₂ e de O ₂ no H ₂	20.94-1
	Peneiras moleculares	Para absorção de gases (aluminas)	24.41-5
	Contêiner	Isolado termicamente	25.99-3
Componentes elétricos/ eletrônicos	Retificador de corrente	Para elevadas correntes	27.10-4
	Cabos elétricos	De baixas até altas correntes	27.33-3
	Conexões elétricas	Para todos tipos de cabos	27.32-5
	Chaves diversas	De baixas até altas correntes	27.32-5
	Disjuntores	De baixas até altas correntes	27.32-5
	Medidores de corrente	De baixas até altas correntes	26.10-8
	Medidores de tensão	De baixas até altas tensões	26.10-8
	Placas eletrônicas	De comunicação, controle etc.	26.31-1
	Transformadores	Altas tensões e correntes	27.10-4
Tanque de H ₂	Vaso de pressão para H ₂	Aço carbono especial	25.21-7
	Tubulação	Aço inox	24.23-7
	Acessórios e periféricos	Válvulas, conexões, medidores de pressão e temperatura	28.13-5 / 26.51-5
Segurança	EPI	Sapatos, óculos, capacetes etc.	15.39-4 / 32.50-7
	Roupas para trabalho com KOH	Tecidos tipo PVC	13.54-5
	Chuveiro com lava olhos	Para eletrolisadores alcalinos	28.69-1
	Extintores de incêndio	Para todos os tipos de chamas	20.99-1
	Detectores de hidrogênio	Para pontos chaves	26.51-5
	Alarmes	Avisos de eventos	26.51-5
	Nitrogênio	Alta pureza	20.14-2

Fonte: elaborado pela Cognitio Consultoria

Para os serviços de instalação dos sistemas de hidrogênio, há a demanda de trabalhos de engenharia civil tradicional, para preparação de locais para esses tipos de sistema, como terraplenagem, sistema de escoamento de água pluviais, água e esgoto, bases para sustentação de equipamentos pesados, cercamento, arruamento, construção de casas de controle (alvenaria), sistemas de segurança patrimonial, sistemas de combate a incêndios, proteções atmosféricas etc.

Especificamente para os sistemas de produção de Hidrogênio Verde, supondo os eletrolisadores em contêineres, os serviços são de conexões elétricas e hidráulicas, instalação de tubulação para gases, incluindo válvulas e medidores (principalmente aço inox), instalação de tanques de combustíveis em superfícies abertas, implantação de equipamentos de medidas e controle (sala de controle), instalação de sistema de aterramento elétrico, instalação de sistemas de refrigeração (a água), sinalização de segurança etc.

As manutenções são pertinentes a esses equipamentos, como reparos em tubulações (aço inox), válvulas e medidores, pinturas de tanques, substituição de extintores e mangueiras de incêndio, corte de vegetação próxima às instalações, manutenção de cercas, de aterramentos e de sinalizações, dos sistemas de refrigeração e reposição de produtos consumidos no processo de eletrólise, como solução de KOH, se forem alcalinos, filtros de partículas e membranas de osmose reversa, nitrogênio gasoso e miudezas, como cabos e conectores elétricos etc.

6 Conclusão e Recomendações

O Hidrogênio Verde tem sido considerado fundamental na transição energética e figura como peça de destaque na agenda dos países comprometidos com a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) e no combate às mudanças climáticas. O aumento de projetos em operação e já anunciados e o lançamento de estratégias para hidrogênio em diversos países e regiões são evidências que confirmam o interesse no desenvolvimento da economia do hidrogênio em todo o mundo. A produção no Brasil, por sua vez, tem sido incentivada em âmbito federal por meio do Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2), que apresenta um conjunto de diretrizes a partir das dimensões políticas públicas, tecnologia e mercado. Em âmbito subnacional (estadual e municipal), há várias iniciativas sendo desenvolvidas no Brasil.

O caso do Hub do Hidrogênio Verde no Estado do Ceará destaca-se pela sua estrutura de coordenação público-privada, proposição de ações de mercado e de políticas públicas, além da uma profunda compreensão das vantagens competitivas locais em termos de potencial de geração de energia elétrica de fontes renováveis como energia eólica (*onshore* e *offshore*) e solar fotovoltaica, essenciais para a produção do Hidrogênio Verde, além da capacidade de infraestrutura industrial e portuária (ZPE do Pecém) e da posição geográfica privilegiada em relação aos mercados europeu e norte-americano.

No contexto deste projeto, que tem como principal objetivo avaliar o potencial da indústria brasileira na cadeia de valor para a produção do Hidrogênio Verde, com foco especial no estado do Ceará, as primeiras atividades referentes ao Relatório 1 foram realizadas a partir da revisão da literatura técnica, análise de relatórios especializados de agências internacionais e de publicações nacionais, além da *expertise* dos especialistas envolvidos.

Estas atividades foram realizadas com vistas a observar a evolução do conceito de Hidrogênio Verde, o estado da arte dos eletrolisadores e custos de produção do hidrogênio no mundo. Nesse esforço também foram mapeados os projetos de Hidrogênio Verde no mundo e no Brasil (considerando que se trata de algo aberto e em constante atualização). Ademais, foram descritas as principais etapas da cadeia de valor

do hidrogênio: produção, transporte e uso final. O estudo também buscou apresentar uma base técnica-científica para melhor entendimento e compreensão do tema, aprimorando a difusão de conhecimento para subsidiar o desenvolvimento de projetos, iniciativas e políticas públicas.

Ademais, sob a perspectiva técnica, o trabalho destacou o segmento e o processo de produção do hidrogênio verde, com foco na eletrólise, nos equipamentos e serviços necessários, informações essenciais para o melhor entendimento deste processo produtivo. Na literatura em geral, nota-se uma lacuna concernente à questão técnica, descrita de forma detalhada e de fácil compreensão, sendo esse um ponto de destaque deste trabalho.

Em termos dos objetivos específicos relacionados com a cadeia produtiva do Hidrogênio Verde e a identificação de oportunidades de investimento para as pequenas e médias empresas cearenses, foram identificadas, a priori, as seguintes oportunidades de negócios para a indústria e a economia do Estado do Ceará:

- fornecimento de água desmineralizada para o hub do Hidrogênio Verde do CIPP;
- usos comerciais do Oxigênio gerado no processo de eletrólise;
- fornecimento de equipamentos e insumos para CAPEX e OPEX das plantas industriais de Hidrogênio Verde.

Importante ressaltar que as oportunidades em termos de equipamentos e insumos não se restringem somente às empresas do Ceará, embora as oportunidades de instalações industriais para o fornecimento de água desmineralizada e de criação de mercado para o Oxigênio a ser produzido estão diretamente relacionadas com a produção de Hidrogênio Verde na área industrial e portuária do Pecém.

Considerando os pontos supracitados, em termos dos avanços para o desenvolvimento de uma economia de Hidrogênio Verde no país, recomenda-se especial ênfase nos esforços de articulação e cooperação entre os entes federados a partir dos objetivos, princípios, eixos e diretrizes do Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2) para o desenvolvimento integrado da economia do hidrogênio no Brasil. Do ponto de vista técnico, recomenda-se que seja adotada uma abordagem para todos os segmentos da cadeia de valor, a exemplo do esforço do presente estudo que busca uma melhor

compreensão da capacidade e das oportunidades no elo de produção do Hidrogênio Verde, em linha a diretriz do PNH2 que recomenda "*avaliar e propor instrumentos para fortalecimento da cadeia do hidrogênio, incluindo a possibilidade de induzir o desenvolvimento de micro e pequenas empresas de serviços e produtos em tecnologias de energia do hidrogênio*".

Para os próximos relatórios, pretende-se apresentar dados e informações mais detalhadas da cadeia produtiva do hidrogênio, identificar eventuais lacunas, desafios e oportunidades para a produção desse vetor energético. É válido reiterar que o hidrogênio, ao contrário de outras fontes, é versátil no que se diz respeito à sua forma de obtenção. Há várias maneiras de produzi-lo e o estado do Ceará deve buscar a melhor opção de produção em termos de custo e competitividades, considerando suas particularidades energéticas, infraestrutura logística, localização geográfica e oportunidades de negócios, seja para atendimento da demanda local e, em especial, para a exportação, tendo em vista a elevada demanda prevista para a descarbonização dos setores de difícil abatimento de emissões de GEE na Europa e nos Estados Unidos.

7 Anexos

Tabela 7.1 - Principais características dos três modelos de eletrolisadores comerciais

Atributo	Eletrolisador Alcalino			Eletrolisador PEM			Eletrolisador SOEC		
	Hoje	2030	Longo Prazo	Hoje	2030	Longo Prazo	Hoje	2030	Longo Prazo
Eficiência elétrica (% LHV)	63 – 70	65 - 71	70 - 80	56 - 60	63 - 68	67 - 74	74 - 81	77 - 84	77 - 90
Pressão de operação (bar)	1 – 30			30 – 80			1		
Temperatura de operação (°C)	60 - 80			50 - 80			650 - 1000		
Vida útil <i>stack</i> (horas de operação)	60 000 -	90 000 -	100 000 -	30 000 -	60 000 -	100 000 -	10 000 -	40 000 -	75 000 -
	90 000	100 000	150 000	90 000	90 000	150 000	30 000	60 000	100 000
Faixa de carga (% , em relação à carga nominal)	10 – 110			0 - 160			20 - 100		
Pegada da planta (m ² /KW _e)	0.095			0.048					
CAPEX (USD/KW _e)	500 -	400 -	200 -	1 100 -	650 -	200 -	2 800 -	800 -	500 -
	1400	850	700	1 800	1 500	900	5 600	2 800	1 000

Notas: LHV = poder calorífico inferior; m²/kW, = metro quadrado por quilowatt elétrico. Nenhuma projeção feita para as características futuras de pressão e temperatura de operação ou faixa de carga. Para SOEC, a eficiência elétrica não inclui a energia para geração de vapor. O CAPEX representa os custos de instalação do sistema, incluindo eletrônica de potência, condicionamento de gás e equilíbrio da planta; as faixas de CAPEX refletem diferentes tamanhos de sistema e incertezas em estimativas futuras.

Fonte: adaptado pela Cognito Consultoria a partir de IEA (2019)

Tabela 7.2 - Projetos de Hidrogênio Verde no mundo, de acordo com a base de dados do "The Hydrogen Map"

Nome	Localização	Início do Projeto	Em operação?
Anglo American mining truck	África do Sul, Mogalakwena	2020	Não
BioPower2Gas	Alemanha, Allendorf	2013	Não
The Alzey Project	Alemanha, Alzey	2017	Sim
Bad Lauchstädt energy park	Alemanha, Bad Lauchstädt	2022	Não
H2Move, Fraunhofer ISE	Alemanha, Baden-Württemberg, Freiburg	2013	Sim
LOHC research platform, Fraunhofer IISB	Alemanha, Baviera, Erlangen	2015	Sim
eFarm electrolysis site	Alemanha, Bosbüll	2020	Sim
Wind to gas Brunsbüttel	Alemanha, Brunsbüttel	2018	Sim
REFHYNE	Alemanha, Colônia	2020	Não
100MW electrolyser project	Alemanha, Colônia (Colônia)	A definir	Não
Carbon2Chem	Alemanha, Duisburg	2018	Sim
HPEM2GAS (R&D)	Alemanha, Emden	2016	Sim
Amprion-OGE	Alemanha, Emsland	2023	Não
Energy in the Container, Leistungszentren Elektroniksysteme (LZE)	Alemanha, Erlangen	2017	Sim
Leuchtturmprojekt Power-to-Gas Baden-Württemberg	Alemanha, Grenzach-Wyhlen	2020	Não
H&R Ölwerke Hamburg-Neuhof	Alemanha, Hamburgo	2017	Sim
Hamburg	Alemanha, Hamburgo	2027	Não
Windgas Haurup, 1st phase	Alemanha, Handewitt	2013	Sim
Windgas Haurup, 2nd phase	Alemanha, Handewitt	2016	Sim
H2ORIZON	Alemanha, Hardthausen am Kocher	2015	Sim
Hassfurt	Alemanha, Hassfurt	2016	Sim
Construction of large-scale electrolyser facilities	Alemanha, Leuna	2024	Não
Hybridge	Alemanha, Lingen	2023	Não
Lingen BP Refinery, Phase I	Alemanha, Lingen	2024	Não
RWE	Alemanha, Lingen	2025	Não
Energiepark Mainz	Alemanha, Mainz	2015	Sim
Maximator	Alemanha, nordhausen	2020	Não
Zero-carbon hydrogen production platform	Alemanha, Rostock-Laage	2021	Sim
GrInHy2.0 / WindH2 project	Alemanha, Salzgitter	2020	Sim
Salzgitter Clean Hydrogen project (See also "GrInHy2.0")	Alemanha, Salzgitter	2020	Não
Westkuste 100	Alemanha, Schleswig-Holstein	2025	Não
H2BER (Berlin airport)	Alemanha, Schönefeld	2014	Sim
Hydrogen-powered buses	Alemanha, Spremberg	2012	Sim
Referenzkraftwerk Lausitz	Alemanha, Spremberg	2022	Não
EnBW H2 station	Alemanha, Stuttgart	2011	Sim
PtG-Fehndorf	Alemanha, Twist	2020	Não
APD-Neom	Arábia Saudita, Tabuk	2025	Não

Tabela 7.2 - Projetos de Hidrogênio Verde no mundo - continuação

Nome	Localização	Início do Projeto	Em operação?
Hydrogen Superhub	Austrália, Austrália do Sul, Crystal Brook	2026	Não
Kidman Park in Adelaide depot	Austrália, Austrália do Sul, Kidman Park	2018	Não
Unisa, Mawson Lakes campus	Austrália, Austrália do Sul, Mawson Lakes	2020	Não
Hydrogen Park South Australia (HyP SA)	Austrália, Austrália do Sul, Tonsley	2020	Sim
Crystal Brook Energy Park	Austrália, Austrália do Sul, Warnertown	2023	Não
BP hydrogen production facility	Austrália, Austrália Ocidental, Geraldton	2026	Não
Murchison Renewable Hydrogen Project	Austrália, Austrália Ocidental, Kalbarri	2027	Não
Asian Renewable Energy	Austrália, Austrália Ocidental, Pilbara	2027	Não
Neo	Austrália, Nova Gales do Sul, Girilambone	2026	Não
Jemena Gas Network - H2GO project	Austrália, Nova Gales do Sul, Horsley Park	2020	Não
Hunter Hydrogen Network (H2N)	Austrália, Nova Gales do Sul, Hunter Valley, Muswellbrook	2022	Não
Hazer commercial demonstration project	Austrália, Oeste da Austrália, Coogee	2021	Não
Arrowsmith (primary plant)	Austrália, Oeste da Austrália, Dongara	2022	Não
ATCO clean energy inn0vation hub	Austrália, Oeste da Austrália, Jandakot	2019	Sim
Western Green Energy Hub	Austrália, Oeste da Austrália, Kalgoorlie-Boulder	A definir	Não
Eyre Peninsula Gateway Project	Austrália, Península Eyre, Austrália do Sul	2021	Não
HyNQ clean energy project	Austrália, Queensland, Bowen	2022	Não
H2-Hub	Austrália, Queensland, Gladstone	2025	Não
Pacific Solar Hydrogen	Austrália, Queensland, Gladstone	2026	Não
Hydrogen Park Gladstone	Austrália, Queensland, South Gladstone	2021	Não
Fen0sa Canberra hydrogen demo project	Austrália, Território da Capital Australiana, Camberra	2016	Não
Hydrogen Energy Supply Chain	Austrália, Victoria, Latrobe	2021	Não
Australian Hydrogen Centre (AHC)	Austrália, Victoria, Melbourne	2019	Não
Wind2Hydrogen, HyCentA	Áustria, Auersthal	2014	Não
Demo4Grid demonstration site	Áustria, Innsbruck	2020	Não
H2FUTURE	Áustria, Linz	2019	Sim
UpHy	Áustria, Schwechat	2022	Não
Hyoffwind Zeebrugge, 1st phase	Bélgica, Bruges	2020	Não
Hyoffwind Zeebrugge, 2nd phase	Bélgica, Bruges	2023	Não
Hyoffwind Zeebrugge, 3rd phase	Bélgica, Bruges	2030	Não

Tabela 7.2 - Projetos de Hidrogênio Verde no mundo - continuação

Nome	Localização	Início do Projeto	Em operação?
CCU Hub Ghent	Bélgica, Gent	2018	Não
Hypport Oostende	Bélgica, Ostende	2025	Não
Hidrogênio Verde Generation (Angra Nuclear Power Plant)	Brasil, Angra dos Reis	2020	Não
Hydrogen production plant	Brasil, Paraná	2014	Sim
Energix Energy Port of Pecém project	Brasil, Pecém	2021	Não
Port of Açú hydrogen plant	Brasil, Rio de Janeiro, São João da Barra	A definir	Não
AHEAD (demonstration plant)	Brunei Darussalam, Sungai Liang	2019	Sim
Sundance Hydrogen	Canadá, British Columbia, Chetwynd	2024	Não
Markham Energy Storage	Canadá, Ontário, Markham	2018	Sim
Hydrogen production (Bruce nuclear power plant)	Canadá, Ontário, Tiverdon	2020	Sim
Toronto Beachhead	Canadá, Ontário, Toronto	2018	Sim
Air Liquide Canada	Canadá, Quebec, Becancour	2020	Sim
H2V Energies	Canadá, Quebec, Becancour	2022	Não
Raglan Nickel mine	Canadá, Quebec, Rivière-Koksoak	2015	Sim
HyEx (green ammonia project)	Chile, Antofagasta, Mejillones	2022	Não
Highly Innovative Fuels (HIF) project	Chile, Magallanes e Antártica Chilena, Primavera	A definir	Não
Puerto Natales project	Chile, Puerto Natales	A definir	Não
Lanzhou New Area PV Plant	China	2020	Sim
Hebei Government	China, Hebei	2023	Não
Zhangjiakou Guyuan	China, Hebei	2022	Não
Hebei Construction	China, Mongólia Interior	2024	Não
Jingneng Power	China, Mongólia Interior	2022	Não
Integrated solar, wind and hydrogen project (Baotou)	China, Mongólia Interior, Bautou	2023	Não
Integrated solar, wind and hydrogen project (Ordos)	China, Mongólia Interior, Ordos	2023	Não
Baofang Energy	China, Ningxia	2021	Sim
Daxing hydrogen station	China, Pequim, Daxing	2021	Sim
Huadian-Kohodo	China, Shandong	2023	Não
Hefei Sunshine	China, Shanxi	2023	Não
Shanxi Datong	China, Shanxi	2023	Não
Sungrow	China, Shanxi	2023	Não
Tongji solar hybrid hydrogen refueling station	China, Xangai	2018	Sim
Panda Green Energy	China, Xinjiang	2025	Não
Hidrogênio Verde Pilot Project	China, Xinjiang, Kuqa	2023	Não
Zheneng Group	China, Zhejiang, Jiaying	2023	Não
Semakau island microgrid Engie (SPORE)	Cingapura, Ilha Semakau	2018	Sim
Cartagena Refinery 50kW Electrolyzer	Colômbia, Cartagena	2022	Sim
Hydrogen ecosystem project	Costa Rica, Província de Guanacaste, La Flor	2012	Não

Tabela 7.2 - Projetos de Hidrogênio Verde no mundo - continuação

Nome	Localização	Início do Projeto	Em operação?
Project HySynergy	Dinamarca, Fredericia	2022	Não
HyBALANCE	Dinamarca, Hobro	2016	Sim
Orsted offshore wind Orsted	Dinamarca, Ørsted	2020	Não
Hidrogênio Verde project (Mohammed Bin Rashid Solar Park)	Emirados Árabes Unidos, Dubai	2020	Não
Endesa project (Almería)	Espanha, Almería	2024	Não
Project Catalina	Espanha, Aragão	2023	Não
HyFLEET:CUTE	Espanha, Barcelona	2006	Não
Basque Hydrogen Corridor (Bilbao)	Espanha, Bilbao	2024	Não
Basque Hydrogen Corridor (Abanto Technology Park)	Espanha, Biscaia	2022	Não
ArcelorMittal DRI Gijón	Espanha, Gijón	2025	Não
Endesa project (As Pontes)	Espanha, La Coruña, As Pontes de Garcí	2025	Não
Power to Green H2 Mallorca - Phase 1	Espanha, Lloseta	2021	Não
Endesa project (Alcúdia)	Espanha, Maiorca, Alcúdia	2024	Não
Power to Green H2 Mallorca - Phase 2	Espanha, Palma de Mallorca	2022	Não
Power to Green H2 Mallorca - Phase 1	Espanha, Petra	2021	Não
Iberdrola	Espanha, Puertallano	2021	Não
ACTA EL500 electrolyser ("El tubo")	Espanha, Sevilha	2013	Sim
GRASSHOPPER (GRid ASSiSting modular HydrOgen Pem Power plant)	Espanha, Sevilha	2020	Não
Pilot hydrogen production (Palo Verde nuclear power plant)	Estados Unidos, Arizona, Tonopah	2020	Não
Hidrogênio Verde production facility	Estados Unidos, Califórnia, Condado de Fresno, Mendota	2023	Não
SGH2	Estados Unidos, Califórnia, Lancaster	2022	Não
Solar-powered hydrogen project	Estados Unidos, Califórnia, Lancaster	2021	Sim
Long Beach Fuel Cell plant	Estados Unidos, Califórnia, Long Beach	2020	Não
Boeing (RSOC demonstrator)	Estados Unidos, Califórnia, Port Hueneme	2015	Não
Waste-to-hydrogen project	Estados Unidos, Califórnia, Richmond	2022	Não
SunLine Transit Agency	Estados Unidos, Califórnia, Thousand Palms	2018	Sim
Okeechobee	Estados Unidos, Flórida, Okeechobee	2022	Não
NEL-Champaign-Urbana Mass Transit District	Estados Unidos, Illinois, Urbana	2020	Não
Clean hydrogen production project	Estados Unidos, Indiana, Terre Haute	2022	Não
Pilot hydrogen production (Xcel Energy nuclear power plant)	Estados Unidos, Minnesota, Welch (site potencial)	2020	Não
DRI CO2 recycling	Estados Unidos, Nevada, Reno	2009	Sim
Pilot hydrogen production (Exelon nuclear power plant)	Estados Unidos, Nova Iorque, Scriba	2020	Não

Tabela 7.2 - Projetos de Hidrogênio Verde no mundo - continuação

Nome	Localização	Início do Projeto	Em operação?
Pilot hydrogen production (Davis-Besse nuclear power plant)	Estados Unidos, Ohio, Oak Harbor	2019	Não
Hydrogen City project	Estados Unidos, Texas	2026	Não
Intermountain	Estados Unidos, Utah, Delta	2025	Não
Hydrogen test facility	Federação Russa, Murmansk Oblast, Polyarnye Zori	2023	Não
Low-carbon hydrogen production complex	Federação Russa, Sakhalin	A definir	Não
Hidrogênio Verde production plant	Finlândia, Harjavalta	2022	Não
Balance project (Horizon 2020 research and innovation Programme, Project n0 731224)	Finlândia, Oulu	2019	Não
SMT-AG Artois-Gohelle	França, Béthune	2019	Sim
NEL-Lhyfe Agreement - 1st Facility for H2 buses in Bouin	França, Bouin	2021	Não
METHYCENTRE	França, Céré-la-Ronde	2021	Não
H2V Dunkirk	França, Dunquerque	2026	Não
Centrale Électrique de l'Ouest Guyanais (CEOG) project	França, Guiana Francesa, Mana	2024	Não
Vendée hydrogène	França, La Roche-sur-Yon	2021	Não
Hygreen	França, Provença	2025	Não
H2V nOrmandy	França, Saint-Jean-de-Folleville	2022	Não
Energy Observer vessel	França, Saint-Malo	2017	Sim
FaHyence hydrogen refueling station	França, Sarreguemines	2017	Sim
Agios Efstratios	Grécia, Efstratios	2012	Sim
Bio Energy Netherlands	Holanda, Amsterdã	2019	Não
n0uryon-Gasunie	Holanda, Delfzijl	2027	Não
HyNetherlands 2nd phase (2025 - 2030)	Holanda, Eemshaven	2028	Não
HyNetherlands, 1st phase	Holanda, Eemshaven	2023	Não
n0rtH2	Holanda, Eemshaven	2027	Não
RWE Eemshaven	Holanda, Eemshaven	2021	Não
GZI Next	Holanda, Emmen	2021	Não
Djewels green fuels electrolyser	Holanda, Farmsum	2022	Não
Hydrogenpilot Oosterwolde	Holanda, Friesland, Oosterwolde	2021	Não
Hemweg hub Amsterdam	Holanda, Hemwegsite	2020	Não
H2-based residential area in Van der Veen	Holanda, Hoozevee, Países Baixos	2020	Não
PosHYdon	Holanda, Mar north holandês	2021	Não
Hysolar Green on Road - Nieuwegein	Holanda, Nieuwegein	2021	Sim
Gasification of biomass	Holanda, Nieuwveen	A definir	Não
BP-n0uryon water electrolysis facility	Holanda, Roterdã	2025	Não
Crosswind hub	Holanda, Roterdã	2026	Não
E-Thor	Holanda, Roterdã	2020	Não
Hydrogen Holland I	Holanda, Roterdã	2024	Não
n0uryon-Tata Steel	Holanda, Roterdã	2025	Não
Shell - Port of Rotterdam	Holanda, Roterdã	2023	Não

Tabela 7.2 - Projetos de Hidrogênio Verde no mundo - continuação

Nome	Localização	Início do Projeto	Em operação?
DNV Kema/DNV GL power to gas project	Holanda, Rozenburg	2011	Sim
Hidrogênio Verde electrolyser project	Holanda, Veendam	2019	Sim
Duwaal Hidrogênio Verde econOmy project	Holanda, Wieringerwerf	2020	Não
Aquamarine project	Hungria, Kardoskút	2023	Sim
Microgrid solar energy Hidrogênio Verde storage project	Índia, Andhra Pradesh, Simhadri Puram	2021	Não
Gwalpahari solar-hydrogen demonstration	Índia, Uttarakhand, Misraspatti	2015	Sim
Hidrogênio Verde production facility	Irlanda, Condado de Cork, Aghada	2023	Não
REFLEX	Itália, Turim	2018	Sim
FH2R hydrogen production unit	Japão, Fukushima	2020	Sim
Fukushima Hydrogen Energy Research Field (FH2R)	Japão, Fukushima, Namie	2020	Sim
Tomamae Town, Hokkaido	Japão, Hokkaido, Tomamae	2017	Não
Thermochemical hydrogen production (from advanced nuclear reactor)	Japão, Ibaraki, Tokai	2014	Não
Higashi-Ogishima-Naka Park	Japão, Kanagawa, Kawasaki	2015	Sim
Musashi-MizonOkuchi Station	Japão, Kanagawa, Kawasaki	2017	Sim
Tokyu Construction Institute of TechnOlogy	Japão, Kanagawa, Sagamihara	2018	Não
Yokohama City Wind Power Plant (Hama Wing)	Japão, Kanagawa, Yokohama	2015	Não
Rakuten Seimei Park Miyagi	Japão, Miyagi, Sendai	2018	Sim
Sendai City	Japão, Miyagi, Sendai	2017	Sim
Yamanashi Fuel Cell Valley	Japão, Yamanashi, Kofu	2019	Sim
Sarawak Energy	Malásia, Sarawak	2018	Sim
MASEN	Marrocos	2029	Não
Delicias Solar solar H2 project	México, Guanajuato, San Luis de la Paz	2021	Não
Cleanenergy Namibia Hidrogênio Verde production plant and demonstration project	Namíbia, Erongo, Swakopmund	2022	Não
Glomfjord hydrogen plant	Noruega, Glomfjord	2018	Não
HynOr Lillestrøm, Akershus Energy Park	Noruega, Kjeller	2013	Não
Statkraft	Noruega, Mo i Rana	2026	Não
HAEOLUS	Noruega, Município de Berlevåg	2019	Não
Nikola	Noruega, Oslo	2021	Não
Green ammonia plant	Noruega, Porsgrunn	2023	Não
20MW electrolyser project	Noruega, Porto de Rafnes	A definir	Não
ASKO Midt-nOrge	Noruega, Trondheim	2017	Sim
Halcyon Power	Nova Zelândia, Mokai	2019	Não
Renewable Hydrogen Hub	Nova Zelândia, Taranaki, Kapuni	A definir	Não
Hypor Duqm	Omã, Duqm	2028	Não
P2P IPKW	Países Baixos, Industriepark Kleefse Waard	2023	Não
PGNiG - INGRID	Polônia, Odolanów	2022	Não

Tabela 7.2 - Projetos de Hidrogênio Verde no mundo - continuação

Nome	Localização	Início do Projeto	Em operação?
Green Flamingo	Portugal, Sines	2020	Não
Sines	Portugal, Sines	2030	Não
Solar PV Plant port of Sines	Portugal, Sines	2023	Não
JIVE project (Aberdeen)	Reino Unido, Aberdeen	2015	Sim
The Event Complex Aberdeen (TECA)	Reino Unido, Aberdeen	2017	Sim
H100 Fife	Reino Unido, Escócia, Fife	2022	Não
Whitelee Windfarm hydrogen production and storage facility	Reino Unido, Escócia, Glasgow	2023	Sim
Hydrogen-powered train project	Reino Unido, Escócia, West Lothian, Bo'ness	2021	Não
Levenmouth community energy project	Reino Unido, Fife	2016	Sim
OYSTER project	Reino Unido, Grimsby	A definir	Não
H2H Saltend	Reino Unido, Hull	2026	Não
Hydrogen production (Sizewell C new-build nuclear power plant)	Reino Unido, Leiston	2020	Não
HyDeploy	Reino Unido, Newcastle	2019	Sim
BIG HIT (phase one)	Reino Unido, Orkney, Sanday	2017	Sim
BIG HIT (phase two)	Reino Unido, Orkney, Sanday	2020	Não
Baglan Energy Park Wales	Reino Unido, País de Gales	2008	Sim
HyGreen Teesside	Reino Unido, Teesside, Hartlepool	2025	Não
Trafford Hidrogênio Verde Project	Reino Unido, Trafford, Carrington	2023	Não
Shoreham Port Green Energy Hub project	Reino Unido, West Sussex, Shoreham-by-Sea	A definir	Não
Hyosung-Linde	República da Coreia, Ulsan	2022	Não
CUTE	Suécia, Estocolmo	2003	Não
HYBRIT demo	Suécia, Luleå	2025	Não
Årjäng cluster (RKAB Hydrogen Initiative)	Suécia, Värmland, Årjäng	2022	Não
Högen (RKAB Hydrogen Initiative)	Suécia, Västra Götaland, Lilla Edet	2021	Sim
Femstenaberg (RKAB Hydrogen Initiative)	Suécia, Västra Götaland, Strömstad	2022	Não
Fägrems (RKAB Hydrogen Initiative)	Suécia, Västra Götaland, Töreboda	2023	Não
Hidrogênio Verde production facility	Suíça, Brugg	2021	Não
Hydrospider	Suíça, Niedergösgen	2020	Não
Lam Takhong Wind Hydrogen Hybrid Project-EGAT	Tailândia, Nakhon Ratchasima	2017	Sim
Clean Energy Center (CEC)	Turquia, Pamukkale, Denizli	2007	Sim
River Wind project	Ucrânia, Kakhovka	2019	Não
Hydrogen production to supply long-distance and heavy trucks	Uruguai, Montevidéu	A definir	Não

Fonte: adaptado pela Cognito Consultoria a partir de PillsburyLaw (2022)

8 Bibliografia

AARNES, J. *et al.* **Hydrogen as an Energy Carrier: An Evaluation of Emerging Hydrogen Value Chains: Group Technology & Research-Position Paper 2018.** 2018.

ABAD, A. V. *et al.* Green hydrogen characterisation initiatives: definitions, standards, guarantees of origin, and challenges. **Energy Policy**, (S.L.), v. 138, p. 111300, mar. 2020. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111300>.

BARTH, F. *et al.* CertifHy: Developing a European Framework for the generation of guarantees of origin for green hydrogen. In: WHEC 2016-21st World Hydrog. **Energy Conf. 2016, Proc.** 2016. p. 1022-1023.

BLEISCHWITZ, R. *et al.* The policy framework for the promotion of hydrogen and fuel cells in Europe: a critical assessment. **Bruges European Economic Policy Briefings**, n. 19, 2008.

BÖHM, H.; GOERS, S.; ZAUNER, A. Estimating future costs of power-to-gas—a component-based approach for technological learning. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 44, n. 59, p. 30789-30805, 2019.

BOSTON CONSULTING GROUP. **The Green Tech Opportunity in Hydrogen.** BCG Analysis, 2021. Disponível em: <https://www.bcg.com/pt-br/publications/2021/capturing-value-in-the-low-carbon-hydrogen-market>. Acesso em: 10 maio. 2022.

BRUTTEL, P. A. **Conductometry - Conductivity Measurement.** 1ed, Herisau: Metrohm Ltd. Switzerland, 2004.

BUTTLER, A.; SPLIETHOFF, H. Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, p. 2440-2454, 2018.

CALIFORNIA LEGISLATIVE INFORMATION. **Senate Bill Nº 1505 - Chapter 877.** State of California (Ed.), Legislative Counsel Digest, 2006.

ÇELIK, D.; YILDIZ, M. Investigation of hydrogen production methods in accordance with green chemistry principles. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 42, n. 36, p. 23395-23401, 2017.

CERTIFHY. **Projeto CertifHy hidrogênio verde.** Site, 2022. Disponível em: www.certifhy.eu/. Acesso em: 10 maio. 2022.

CLARK II, W. W. Partnerships in creating agile sustainable development communities. **Journal of Cleaner Production**, v. 15, n. 3, p. 294-302, 2007.

CLARK II, W. W. The green hydrogen paradigm shift: Energy generation for stations to vehicles. **Utilities Policy**, v. 16, n. 2, p. 117-129, 2008.

DA SILVA, E. P. **Fontes renováveis de energia: produção de energia para um desenvolvimento sustentável.** Editora Livraria da Física, 2014.

DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT. **Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro: Panorama Atual e Potenciais para o Hidrogênio Verde**. GIZ, 2021, Brasília, DF. Disponível em: https://www.energypartnership.com.br/fileadmin/user_upload/brazil/media_elements/Mapeamento_H2_-_Diagramado_-_V2h.pdf. Acesso em: 02 maio. 2022.

DINCER, I. Green methods for hydrogen production. **International journal of hydrogen energy**, v. 37, n. 2, p. 1954-1971, 2012.

EDP BRASIL. **P&D – Pecém H2V: desenvolvimento de roadmap e projeto piloto de H2**. EDP Brasil, 2021. Disponível em: <https://brasil.edp.com/pt-br/pd-pecem-h2v>. Acesso em: 10 maio. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Hidrogênio Turquesa: Produção a partir da pirólise do gás natural**. EPE, Nota técnica, 2022. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-663/Nota%20Tecnica%20Hidrogenio%20Turquesa_12.04.22.pdf. Acesso em: 10 maio. 2022.

ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY. **Hydrogen Production: Electrolysis**. ENERGY.GOV, (s.d.). Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis>. Acesso em: 30 abr. 2022.

ENGIE. **ENGIE poderá produzir hidrogênio verde no porto de Pecém**. 2021. Disponível em: <https://www.alemdaenergia.engie.com.br/engie-podera-produzir-hidrogenio-verde-no-porto-de-pecem/>. Acesso em: 01 maio. 2022.

EPBR. **Agência alemã aporta R\$ 12,5 mi para treinamento em hidrogênio verde no Brasil**. Disponível em: <https://epbr.com.br/agencia-alema-aporta-r-125-mi-para-treinamento-em-hidrogenio-verde-no-brasil/>. Acesso em: 01 jun. 2022.

ESMAP. 2020. **Green Hydrogen in Developing Countries**. 2020, Washington, DC: World Bank. Disponível em: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/953571597951239276/pdf/Green-Hydrogen-in-Developing-Countries.pdf>. Acesso em: 02 maio. 2022.

FREDRICK, S. **Combing the Global Value Chain and Global I-O Approaches**. 2014, Discussion paper presented at the International Conference on the Measurement of International Trade and Economic Globalization, Aguascalientes, Mexico. Disponível em: https://unstats.un.org/unsd/trade/events/2014/mexico/documents/session3/2014-09-29_Frederick,%20Stacey_Combining%20GVC%20and%20global%20I-O%20approaches.pdf. Acesso em: 02 maio. 2022.

FUELCELLSWORKS. **Shell to Partner with Brazil's Açu to build green hydrogen plant**. Site, 2022. Disponível em: [https://fuelcellsworks.com/news/shell-to-partner-with-brazils-acu-to-build-green-hydrogen-plant/Shell To Partner With Brazil's Açu To Build Green Hydrogen Plant \(fuelcellsworks.com\)](https://fuelcellsworks.com/news/shell-to-partner-with-brazils-acu-to-build-green-hydrogen-plant/Shell%20To%20Partner%20With%20Brazil's%20Açu%20To%20Build%20Green%20Hydrogen%20Plant%20(fuelcellsworks.com)). Acesso em 01 jun. 2022.

GALICH, A.; MARZ, L. Alternative energy technologies as a cultural endeavor: a case study of hydrogen and fuel cell development in Germany. **Energy, Sustainability and Society**, v. 2, n. 1, p. 1-10, 2012.

GAZEY, R. *et al.* Real world renewable hydrogen transport. **Journal of Technology Innovations in Renewable Energy**, v. 1, n. 1, p. 14-22, 2012

GLOBAL MARKET INSIGHTS INC. Global Market Insights Inc. **Electrolyzer Market**. GMI, 2020. Disponível em: <https://www.gminsights.com/industry-analysis/electrolyzer-market>. Acesso em: 30 abr. 2022.

GOVERNMENT OF AUSTRALIA. *et al.* **South Australian Green Hydrogen Study**. 2017, A report for the Government of South Australia., Melbourne.

GOVERNO DO ESTADO DO CEARÁ. **Ceará receberá a primeira usina de hidrogênio verde do Brasil com operação já em 2022**. Ceará.Gov, 2021. Disponível em: <https://www.ceara.gov.br/2021/09/01/ceara-recebera-a-primeira-usina-de-hidrogenio-verde-do-brasil-com-operacao-ja-em-2022/>. Acesso em: 10 maio. 2022.

GRUPO DE ESTUDOS DO SETOR ELÉTRICO. **Desenvolvimento de plataforma de análise técnica, econômica e ambiental da viabilidade da produção, armazenamento, transporte e uso final de H2**. GESEL, Projeto H2 - Um P&D ANEEL, 2022a. Disponível em: <https://projeto2.com.br/projeto/>. Acesso em: 02 maio. 2022.

GRUPO DE ESTUDOS DO SETOR ELÉTRICO. **Observatório de Hidrogênio**. GESEL, 2022b, nº5. Disponível em: https://brasil.edp.com/sites/edpbr/files/2022-04/Topico_Observat%C3%B3rio_2021_2022.pdf. Acesso em: 10 maio. 2022.

HYDROGEN COUNCIL. **Hydrogen Insights: A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness**. McKinsey & Company, 2021a. Disponível em: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/02/Hydrogen-Insights-2021-Report.pdf>. Acesso em: 30 maio. 2022.

HYDROGEN COUNCIL. **Hydrogen Insights: An updated perspective on hydrogen investment, market development and momentum in China**. McKinsey & Company, 2021b. Disponível em: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/07/Hydrogen-Insights-July-2021-Executive-summary.pdf>. Acesso em: 01 maio. 2022.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Hydrogen Projects Database**. IEA, 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database>. Acesso em: 19 maio. 2022.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **The Future of Hydrogen**. IEA, 2019, Paris. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>. Acesso em: 30 abr. 2022.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Global Hydrogen Review 2021**. IEA, 2021. Paris. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>. Acesso em: 30 abr. 2022.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor.** IRENA, 2022. Abu Dhabi. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2022/Jan/Geopolitics-of-the-Energy-Transformation-Hydrogen>. Acesso em: 30 abr. 2022.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal.** IRENA, 2020, Abu Dhabi. Disponível em: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf. Acesso em: 30 abr. 2022.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Green hydrogen for industry: A guide to policy making.** IRENA, 2022a, Abu Dhabi. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2022/Mar/Green-Hydrogen-for-Industry#:~:text=March%202022&text=The%20industrial%20sector%20is%20the,developing%20a%20green%20hydrogen%20sector>. Acesso em: 19 maio. 2022.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Green hydrogen supply: A guide to policy making.** IRENA, 2021, Abu Dhabi. Disponível em: <https://irena.org/publications/2021/May/Green-Hydrogen-Supply-A-Guide-To-Policy-Making>. Acesso em: 19 maio. 2022.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Hydrogen: A renewable energy perspective.** IRENA, 2019, Abu Dhabi. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Hydrogen-A-renewable-energy-perspective>. Acesso em: 19 maio. 2022.

KAMEYAMA, H. *et al.* Carbon capture and recycle by integration of CCS and green hydrogen. **Energy Procedia**, v. 4, p. 2669-2676, 2011.

KOTZ, J. C.; PURCELL, K. F. **Chemistry and Chemical Reactivity.** 1991, 753-775. 1991.

KRAMER, G. J. *et al.* Pathways to clean and green hydrogen. **Catalysis for Renewables: From Feedstock to Energy Production**, p. 337-350, 2007.

LI, Y.; TAGHIZADEH-HESARY, F. The economic feasibility of green hydrogen and fuel cell electric vehicles for road transport in China. **Energy Policy**, v. 160, p. 112703, 2022.

LIU, W. *et al.* Green hydrogen standard in China: Standard and evaluation of low-carbon hydrogen, clean hydrogen, and renewable hydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy**, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.10.193>.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **H2 Brasil - Expansão do Hidrogênio Verde.** Site. MME, 2022, Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/spe/h2-brasil>. Acesso em: 10 maio. 2022.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Programa Nacional de Hidrogênio (PNH2) - Proposta de Diretrizes.** Site. MME, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/spe/h2-brasil>.

br/assuntos/noticias/mme-apresenta-ao-cnpe-proposta-de-diretrizes-para-o-programa-nacional-do-hidrogenio-pnh2/HidrogenioRelatriodiretrizes.pdf. Acesso em: 15 maio. 2022.

MORI, M. *et al.* Integral characteristics of hydrogen production in alkaline electrolyzers. **Strojniški vestnik - Journal of Mechanical Engineering**, v. 59, n. 10, p. 585-594, 2013.

NATERER, G. F. *et al.* Thermochemical hydrogen production with a copper–chlorine cycle. I: oxygen release from copper oxychloride decomposition. **International journal of hydrogen energy**, v. 33, n. 20, p. 5439-5450, 2008.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **The Green Hydrogen Report**. NREL, 1995, Denver. Disponível em: <https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/greenhyd.pdf>. Acesso em: 10 de maio. 2022.

NETO, R. P. C. Solar Power Storage using Hydrogen: an e-lab experiment. **Master of Science Degree in Engineering Physics**. 2015.

OTA, K. *et al.* Hydrogen energy system and environmental impact factor. **Electrochemistry**, v. 78, n. 12, p. 970-975, 2010.

PETRONOTÍCIAS. **Projeto inovador da Eletronuclear pode colocar a empresa na vanguarda da produção de hidrogênio verde no país**. Portal PetroNotícias, 2021. Disponível em: <https://petronoticias.com.br/projeto-inovador-da-eletronuclear-pode-colocar-a-empresa-na-vanguarda-da-producao-de-hidrogenio-verde-no-pais/>. Acesso em: 02 maio. 2022.

PILLSBURYLAW. **The Hydrogen Map**. Pillsbury Winthrop Shaw Pittman, 2022, Nova York, EUA. Disponível em: <https://www.thehydrogenmap.com/>. Acesso em: 02 maio. 2022.

PORTER, M. **Competitive Advantage: Creating and Sustaining Superior Performance**. 1985, New York: Free Press.

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: 10 maio. 2022.

POULLIKKAS, A. Implementation of distributed generation technologies in isolated power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 11, n. 1, p. 30-56, 2007.

PRUMO LOGÍSTICA GLOBAL. **White Martins e Porto do Açu assinam Memorando de Entendimento para produção de Hidrogênio Verde**. Disponível em: <https://www.prumologistica.com.br/pt/white-martins-e-porto-do-acu-assinam-memorando-de-entendimento-para-producao-de-hidrogenio-verde/>. Acesso em: 10 maio. 2022.

RASHID, M. D. *et al.* Hydrogen production by water electrolysis: a review of alkaline water electrolysis, PEM water electrolysis and high temperature water electrolysis. **International Journal of Engineering and Advanced Technology**, 2015.

SEDET.CE. **Hub de Hidrogênio Verde: Governo do Ceará assina Memorandos de Entendimento com empresas a serem instaladas no Complexo do Pecém.** Secretaria do Desenvolvimento Econômico e Trabalho, Governo do Estado do Ceará. 2022 Disponível em: <https://www.sedet.ce.gov.br/2022/04/29/hub-de-hidrogenio-verde-governo-do-ceara-assina-memorandos-de-entendimento-com-empresas-a-serem-instaladas-no-complexo-do-pecem/>. Acesso em: 10 maio. 2022.

SOARES, Tales M. *et al.* Destinação de águas residuárias provenientes do processo de dessalinização por osmose reversa. **Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental**, v. 10, n. 3, p. 730-737, 2006.

TADA, S. *et al.* Ni/CeO₂ catalysts with high CO₂ methanation activity and high CH₄ selectivity at low temperatures. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 37, n. 7, p. 5527-5531, 2012.

VIESI, D. *et al.* The Italian hydrogen mobility scenario implementing the European directive on alternative fuels infrastructure (DAFI 2014/94/EU). **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 42, n. 44, p. 27354-27373, 2017.

WEIDONG, G.; ZHUOYONG, Y. Research on non-grid-connected wind power/water-electrolytic hydrogen production system. **International journal of hydrogen energy**, v. 37, n. 1, p. 737-740, 2012.



cognitio

CONSULTORIA

www.h2verdebrasil.com.br/

H2BRASIL

Expansão do Hidrogênio Verde



@h2_brasil



/showcase/h2brasil-hidrogenioverde/



cooperação
alemã

DEUTSCHE ZUSAMMENARBEIT

Por meio da

giz

Deutscher Dienstleistungszentrum
für internationale
Zusammenarbeit (DZ) GmbH

H2BRASIL Expansão do
Hidrogênio Verde

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



UNIÃO E RECONSTRUÇÃO