

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
ESCOLA POLITÉCNICA DA USP  
PECE – PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA

DESAFIOS DO HIDROGÊNIO NO CONTEXTO BRASILEIRO

JOÃO VICTOR DO AMARAL LIMA

São Paulo  
2023

## RESUMO

LIMA, João Victor do Amaral. **Desafios do hidrogênio verde no contexto brasileiro**. 2023. 45 f. Trabalho (Pós-Graduação) – Programa de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2023.

Tecnologias de geração de energia com baixas emissões de carbono estão sendo desenvolvidas com o impulsionamento de ações de agentes públicos e privados interessados na transição energética. Dentre essas tecnologias encontra-se a produção do hidrogênio, por ser um vetor energético com baixas emissões de carbono. O hidrogênio apresenta a maior densidade energética molecular dentre os combustíveis, mas requer complexas tecnologias de armazenamento e transporte devido à sua alta inflamabilidade e baixa densidade volumétrica. Sua produção pode advir de diversas rotas, sendo que seu custo varia principalmente de acordo com a eficiência do processo produtivo e com o preço da fonte energética primária utilizada. Neste contexto, o objetivo deste trabalho foi identificar os principais desafios que o Brasil deve enfrentar para usufruir dos benefícios da produção em larga escala de hidrogênio verde em seu território. Para isso foi feita uma revisão da literatura sobre as tecnologias de geração do hidrogênio de baixo carbono, seu armazenamento, transporte, comércio e utilização, bem como sobre os aspectos de mercado e regulação. Adicionalmente, foi analisada a viabilidade de três projetos de hidrogênio anunciados no Brasil – Energix e Transhydrogen, ambos em Pecém (Ceará), e Qair em Suape (Pernambuco). Os resultados dessa análise de viabilidade indicaram que apenas um desses projetos, o Transhydrogen, apresentou VPL positivo e tempo de retorno de investimento aceitável. Entretanto, com a consideração dos critérios indicados na literatura, constatou-se que o Brasil possui condições de ser um dos líderes mundiais na produção de hidrogênio verde, com o custo de produção de cerca de US\$ 1,00/Kg até 2030. Isso poderá ser possível considerando um cenário em que o país adote ações estratégicas para ganhos de escala, atraindo investimentos e gerando demanda interna. Para tornar este cenário em realidade, dentre os principais desafios identificados estão: (i) a aprovação do marco legal do H2 no país visando trazer segurança aos investidores; (ii) a criação de mecanismos de incentivos fiscais, como o Rehidro, visando aumentar o retorno dos projetos; e (iii) a criação de certificações que permitam ao Brasil ser um ofertante internacional, principalmente de hidrogênio liquefeito e de amônia verde. Adicionalmente, constatou-se que há também uma alternativa promissora para a inserção do hidrogênio proveniente da biomassa no mercado que será a implementação de um modelo de certificação adaptado ao mercado brasileiro. Por fim, considerou-se que os conflitos armados em curso, especialmente aqueles entre Ucrânia e Rússia, bem como entre Israel e Palestina, poderão afetar o mercado de energia mundial e seus efeitos sobre o mercado de hidrogênio verde poderão gerar impactos relevantes, sugerindo-se pesquisas específicas que venham a se aprofundar nessa temática.

Palavras-chave: Hidrogênio Verde, Hidrogênio de Baixo Carbono, Estratégia Energética, Descarbonização.

## ABSTRACT

LIMA, João Victor do Amaral. Challenges of green hydrogen in the Brazilian context. 2023. 45 f. Work (Postgraduate) – Specialization Program in Renewable Energy, Distributed Generation and Energy Efficiency at the Polytechnic School of the University of São Paulo, São Paulo, 2023.

Energy generation technologies with low carbon emissions are being developed by promoting actions by public and private agents interested in the energy transition. Among these technologies is the production of hydrogen, as it is an energy vector with low carbon emissions. Hydrogen has the highest molecular energy density among fuels, but requires complex storage and transport technologies due to its high flammability and low volumetric density. Its production can come from different routes, and its cost varies mainly according to the efficiency of the production process and the price of the primary energy source used. In this context, the objective of this work was to identify the main challenges that Brazil must face to enjoy the benefits of large-scale production of green hydrogen in its territory. To this end, a literature review was carried out on low-carbon hydrogen generation technologies, its storage, transport, trade and use, as well as market and regulatory aspects. Additionally, the viability of three hydrogen projects announced in Brazil was analyzed – Energix and Transhydrogen, both in Pecém (Ceará), and Qair in Suape (Pernambuco). The results of this feasibility analysis indicated that only one of these projects, Transhydrogen, presented a positive NPV and an acceptable return on investment time. However, considering the criteria indicated in the literature, it was found that Brazil is capable of being one of the world leaders in the production of green hydrogen, with a production cost of around US\$1.00/Kg by 2030. This It may be possible considering a scenario in which the country adopts strategic actions for economies of scale, attracting investments and generating domestic demand. To make this scenario a reality, among the main challenges identified are: (i) the approval of the H2 legal framework in the country, aiming to bring security to investors; (ii) the creation of tax incentive mechanisms, such as Rehidro, aiming to increase the return on projects; and (iii) the creation of certifications that allow Brazil to be an international supplier, mainly of liquefied hydrogen and green ammonia. Additionally, it was found that there is also a promising alternative for the insertion of hydrogen from biomass in the market, which will be the implementation of a certification model adapted to the Brazilian market. Finally, it was considered that the ongoing armed conflicts, especially those between Ukraine and Russia, as well as between Israel and Palestine, could affect the global energy market and their effects on the green hydrogen market could generate relevant impacts, suggesting specific research that will delve deeper into this topic.

Keywords: Green Hydrogen, Low Carbon Hydrogen, Energy Strategy, Decarbonization.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Matriz energética global

Figura 1.2 - Participação (%) das fontes primárias de energia, cenários IEA *net zero emissions*

Figura 1.3 – Participação das fontes renováveis na matriz energética

Figura 2.1 - Emissões globais de CO<sub>2</sub> no setor energético em 2020

Figura 2.2 – Densidade energética do hidrogênio e suas implicações

Figura 2.3 – Análise comparativa do uso do H<sub>2</sub> líquido e amônia no transporte de H<sub>2</sub>

Figura 3.1 – Produção global de hidrogênio (em milhões de toneladas) no cenário IEA *net zero emissions*

Figura 3.2 – Distribuição da capacidade instalada “merchant” para produção de hidrogênio

Figura 3.3 – Eficiência da conversão de energia na produção de hidrogênio

Figura 3.4 – Projeção de redução de custos de produção de hidrogênio a partir de eletrólise

Figura 4.1 – Projeções dos preços em diversos países para hidrogênio verde, azul e cinza em 2030

Figura 4.2 – Mapa dos potenciais países fornecedores de hidrogênio verde e de seus produtos para a Alemanha, em 2030

Figura 4.3 – Tendências de certificação do hidrogênio verde e discussão por governos europeus e agências certificadoras

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Classificação de hidrogênio em escada de cores

Tabela 2.2 – Potencial brasileiro de biogás e biometano por fonte em 2019

Tabela 3.1 – Preços do hidrogênio e combustíveis fósseis em diversos mercados

Tabela 3.2 – Créditos tributários por nível de emissão da produção de hidrogênio segundo o *Inflation Reduction Act* dos Estados Unidos

Tabela 3.3 – Principais projetos anunciados de produção de hidrogênio no Brasil

Tabela 4.1 – Principais produtores mundiais de petróleo, derivados e biocombustíveis

Tabela 4.2 – Parâmetros considerados para análise de viabilidade econômica de projetos de H2V no Brasil, em 2023.

Tabela 4.3 – Cálculo do valor presente líquido de investimentos de H2V no Brasil.

Tabela 4.4 – Dados dos projetos anunciados adotados para a análise, e resultado do *payback* descontado.

Tabela 4.5 – Cálculo completo do valor presente líquido de investimentos de H2V no Brasil, projeção para 50 anos.

## SIGLAS

AEM – *Anion Exchange Membrane*

BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento

CAPEX – *Capital Expenditure*

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCUS - *Carbon Capture, Use and Storage*

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

H2 – Hidrogênio

H2V – Hidrogênio Verde

IEA – *International Energy Agency*

LOHC - *Liquid Organic Hydrogen Carriers*

MHC – Metilciclohexano

PEM – *Proton Exchange Membrane*

PPA – *Power Purchase Agreement*

SEP – Sistema Elétrico de Potência

SIN – Sistema Interligado Nacional

SOEC – *Solid Oxide Electrolysis Cell*

VPL – Valor Presente Líquido

## SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	7
1.1.	Motivação, justificativa e relevância do tema.....	7
1.2.	Questão central e objetivos .....	10
1.3.	Metodologia .....	11
1.4.	Estrutura de capítulos da monografia .....	12
2.	REVISÃO DA LITERATURA SOBRE H <sub>2</sub> .....	13
2.1.	Consumo de hidrogênio.....	13
2.2.	Transporte e armazenamento de hidrogênio .....	17
2.3.	Tecnologias para produção de hidrogênio .....	20
3.	MERCADO DE HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO .....	24
3.1.	Oferta e custos de produção.....	24
3.2.	Investimentos no mercado de hidrogênio .....	27
4.	ANÁLISE CRÍTICA DOS DESAFIOS DO HIDROGÊNIO NO CONTEXTO BRASILEIRO .....	29
4.1.	Competitividade do hidrogênio verde brasileiro .....	29
4.2.	Crédito bancário para projetos de hidrogênio .....	33
4.3.	Certificação de origem.....	33
4.4.	Marco regulatório.....	36
4.5.	Impactos geopolíticos .....	37
4.6.	Análise de viabilidade econômica de projetos de H <sub>2</sub> V no Brasil .....	39
5.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	43
	REFERÊNCIAS .....	48
	ANEXO.....	51

## 1. INTRODUÇÃO

A evolução da ciência e a ampliação das tecnologias tornou necessário expandir a oferta de energia. Tal perspectiva exige, também, o desenvolvimento de uma maior variedade de fontes energéticas, que passaram a se incorporar nas matrizes energéticas de distintos países. Tais fontes e mesmo novos vetores energéticos, como o hidrogênio de baixo carbono e as baterias carecem de ser analisadas do ponto de vista da sustentabilidade e danos ambientais, cuja classificação tradicional os categorizam como fósseis ou renováveis (IEA, 2022).

Este capítulo inicial desta monografia voltada ao hidrogênio de baixo carbono procura mergulhar no tema proposto passando por 4 etapas. Inicialmente, explora-se a motivação e relevância do tema. Na sequência, são explicitadas a questão central, objetivo principal e secundários desta pesquisa. Na terceira etapa é apontada a metodologia utilizada, e por fim, é apresentada a estrutura de capítulos do presente trabalho.

### 1.1. Motivação, justificativa e relevância do tema

A evolução da matriz energética mundial, entre 1990 e 2020, teve predominância de fontes fósseis como principais energias primárias, constituindo maioria os derivados de petróleo, carvão e gás natural. Como fontes renováveis, destacam-se a hidroeletricidade, energia eólica e solar. Essas duas últimas, apesar da baixa representatividade na matriz global, seguem em forte expansão. A Figura 1.1 indica como ao longo dos últimos 30 anos, as mudanças não foram tão significativas, predominando as mesmas fontes fósseis como principais, desde 1990 até 2020 (IEA, 2022).

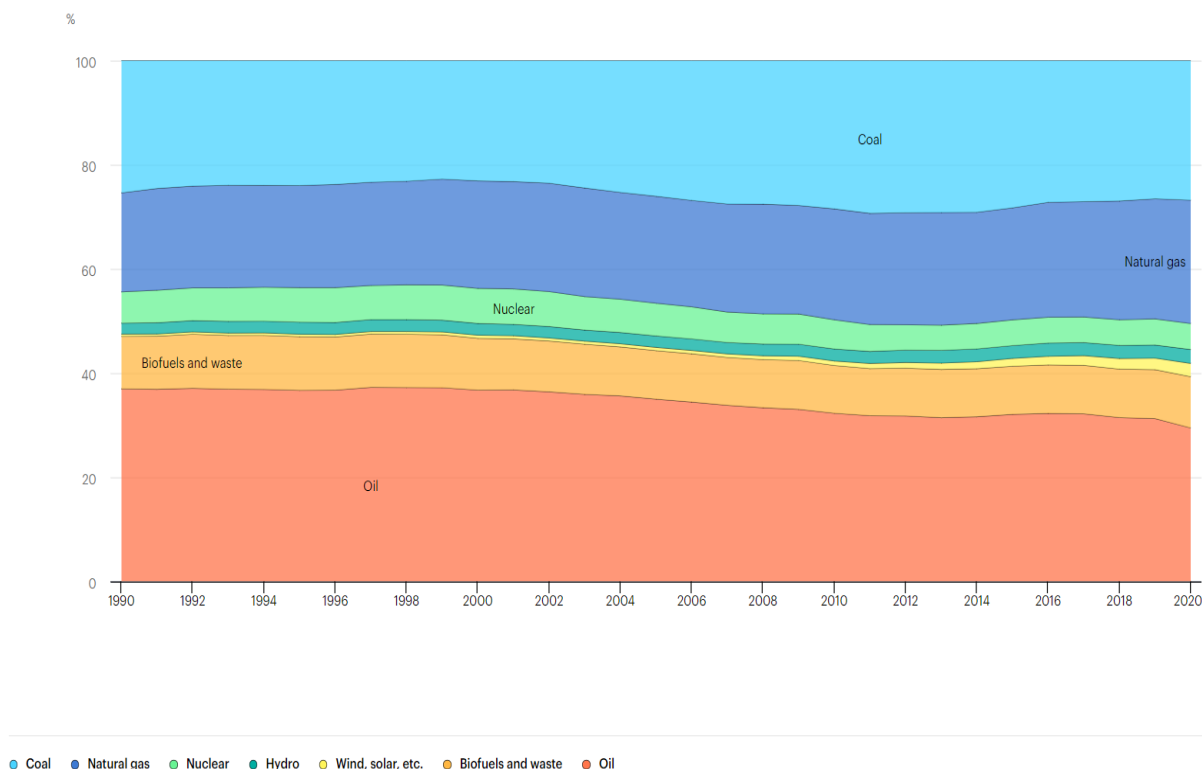


Figura 1.1 - Matriz energética global (1990 - 2020).  
Fonte: IEA, 2022.

No entanto, de praticamente nula para uma participação incipiente, as energias renováveis surgiram na matriz energética global, e ao longo deste trabalho serão abordados aspectos que mostram como os investimentos nas fontes solar e eólica serão crescentes, conforme indicado na Figura 1.2 (BNDES, 2022).

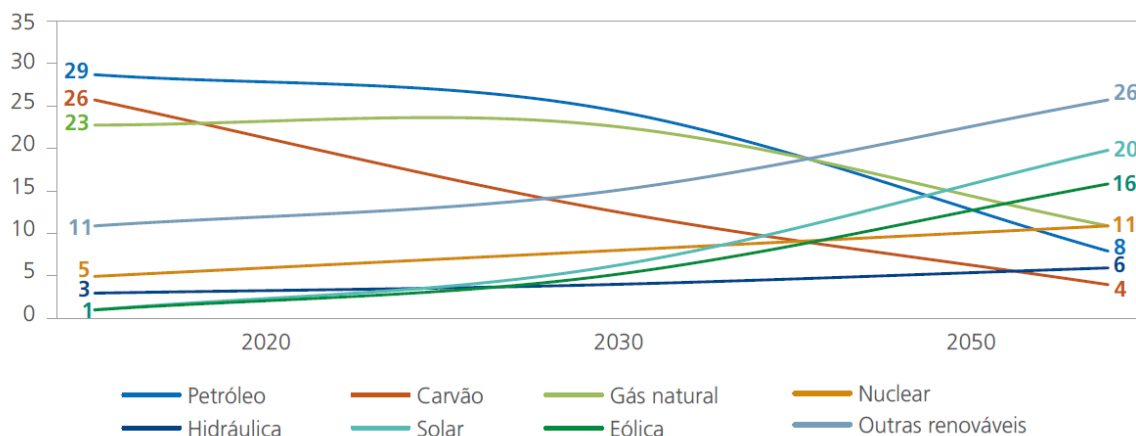


Figura 1.2 – Participação (%) das fontes primárias de energia, cenários IEA *net zero emissions*  
Fonte: BNDES, a partir de IEA, 2022.

As agendas internacionais refletem especialmente os problemas energéticos e vinculados à emissão de carbono do norte global, especialmente China, EUA e EU, que possuem no setor de energia a principal fonte de emissões relativas de carbono (83,5%, 87,5% e 81,4% do total de emissões, respectivamente) (BNDES, 2022). A Figura 1.3 indica a diferença entre a representatividade das fontes renováveis na matriz energética brasileira e União Europeia, China, EUA, Índia e demais países do mundo (BNDES, 2022).

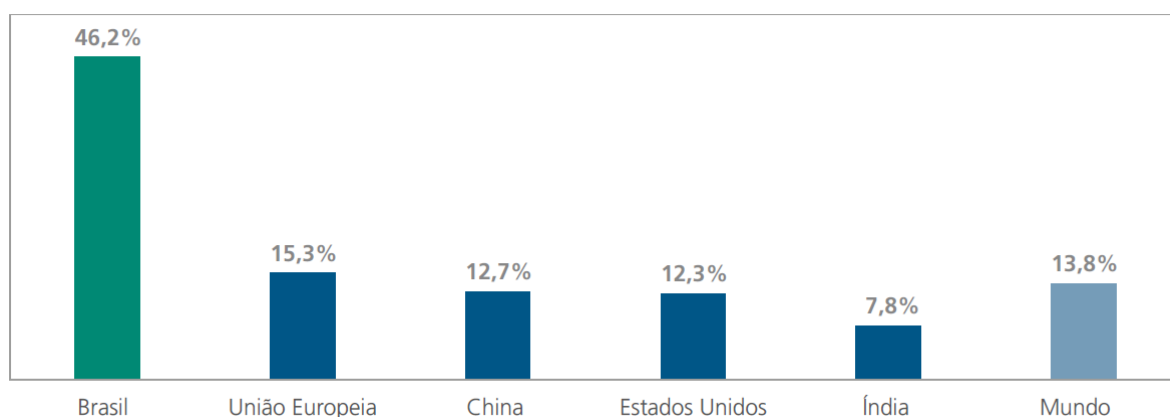


Figura 1.3 – Participação das fontes renováveis na matriz energética.  
Fonte: BNDES, 2022.

Os problemas enfrentados pelo Brasil são diferentes, devido à característica renovável da nossa matriz energética, sendo o desmatamento o principal responsável pelas emissões relativas de carbono (44%), seguido pela agropecuária (28%), e somente em terceiro lugar o setor energético (19%) (BNDES, 2022).

O mundo terá um prejuízo de US\$ 178 trilhões caso os padrões de emissões sejam mantidos até 2070. Porém, caso o a junção de esforços entre países e organizações consigam cumprir os compromissos de zerar as emissões até 2050, esse prejuízo pôde-se converter em lucro US\$ 43 trilhões (Deloitte, 2023).

Serão necessários US\$ 3,5 trilhões investidos em tecnologias que aceleram a descarbonização até 2050, para frear os impactos do aquecimento global. Nesse contexto, o hidrogênio surge como potencial vetor de descarbonização da matriz energética global (BCG, 2023).

## 1.2. Questão central e objetivos

Conforme visto na seção anterior, frente à crescente importância de descarbonização da matriz energética mundial e frente à necessidade de prover segurança energética, o hidrogênio vem sendo considerado um possível substituto às fontes fósseis. Dada a relevância econômica e de desenvolvimento que vem emergindo juntamente com a economia do hidrogênio verde no Brasil (EPE, 2022), esta pesquisa visa responder a seguinte *questão central*:

- Quais são os principais desafios a serem enfrentados para o desenvolvimento do mercado de hidrogênio verde no Brasil?

A hipótese a ser investigada ao longo deste trabalho é a de que possivelmente entre estes desafios estão a estruturação de um arcabouço regulatório que traga segurança jurídica aos investimentos que serão necessários para o desenvolvimento desta tecnologia no país. Ademais, considerações sobre os impactos sobre o setor elétrico não deverão ser desprezíveis e merecem ser estimados previamente.

Já como *objetivo principal* deste trabalho, busca-se:

- Identificar quais são os principais desafios a serem enfrentados para o desenvolvimento do mercado de hidrogênio verde no contexto brasileiro.

Quanto aos objetivos secundários, o trabalho também mira:

- (i) Descrever a estrutura do mercado de hidrogênio de baixo carbono e os principais critérios de *certificação de origem* que estão sendo considerados na regulação brasileira nascente;
- (ii) Verificar a possível competitividade relativa ao custo de produção do hidrogênio verde e as formas de fornecimento mais promissoras;
- (iii) Levantar estudos que discutem os impactos da produção de hidrogênio verde sobre o setor elétrico, com vistas a fomentar uma reflexão sobre o setor elétrico brasileiro;
- (iv) Realizar uma análise financeira, com base no valor presente líquido e no *payback* descontado, de três projetos que estão

sendo considerados para implementação no Brasil (Energix, Transhydrogen e Qair).

### 1.3. Metodologia

Esta pesquisa utiliza-se de algumas abordagens metodológicas. Inicialmente é realizada uma revisão da literatura sobre o consumo do hidrogênio, valendo-se de fontes acadêmicas, governamentais e privadas, apresentando os principais setores consumidores que dele podem se utilizar para a descarbonização. Em seguida é revisada a literatura sobre as principais formas de transporte, armazenamento do hidrogênio e suas rotas de produção. São apresentados dados da EPE, BNDES e Hydrogen Council sobre o mercado de hidrogênio de baixo carbono, bem como sua oferta, custos de produção e investimentos anunciados.

Uma vez realizada a revisão dos conceitos fundamentais, são analisados os desafios do hidrogênio verde no contexto brasileiro, considerando aspectos da competitividade de custo de produção, com dados da McKinsey e Fraunhofer ISE, que discutem o potencial de competitividade de sua produção no Brasil. Verificam-se também a disponibilidade de linha de financiamento anunciada pelo BNDES, bem como aspectos regulatórios ligados à aprovação do marco legal e aos critérios de certificação em elaboração pela CCEE. São realizadas considerações acerca das relações entre geopolítica e energia, com base em fontes governamentais. Por fim, realizou-se a análise de viabilidade econômica de três projetos anunciados de produção de hidrogênio no Brasil, aplicando para isso os métodos de cálculo do valor presente líquido e *payback* descontado.

A associação dos conceitos, análises e considerações realizadas por terceiros visa a respaldar a identificação dos desafios a serem enfrentados para o estabelecimento da produção e comércio de H<sub>2</sub>V em larga escala no Brasil. Além disso, indica-se ao menos dois potenciais temas a serem estudados: (i) critérios de certificação que permitam explorar o potencial de produção de H<sub>2</sub> a partir da biomassa; e (ii) possíveis consequências na geopolítica energética e mercado de H<sub>2</sub>V com as guerras entre Rússia e Ucrânia, bem como o conflito deflagrado entre Israel e Palestina, os quais envolvem outros importantes produtores de combustíveis.

#### 1.4. Estrutura de capítulos da monografia

Este trabalho está dividido em 5 capítulos, sendo a introdução esta primeira etapa. Conforme visto, ela traz o contexto da pesquisa, suas motivações, justificativas e relevância, contextualizado no tema no cenário de mudanças climáticas e transição energética. Nesse cenário, projeta-se no hidrogênio de baixo carbono uma possível alternativa às fontes fósseis. A questão central está focada nos desafios que o Brasil terá de enfrentar para se beneficiar da produção em larga escala de hidrogênio verde e a hipótese a ser verificada é de que o arcabouço regulatório será decisivo para a boa estruturação do mercado de hidrogênio verde no país.

O segundo capítulo apresenta conceitos fundamentais sobre o hidrogênio de baixo carbono, com enfoque inicial nas principais formas de consumo. Nele são explorados os seus possíveis meios de transporte, armazenamento e como é feita a classificação do hidrogênio de baixo carbono considerando os meios produtivos, servindo como uma base de conhecimentos para entendimento das questões seguintes.

No terceiro capítulo são apresentadas informações do mercado de hidrogênio. Nele são levantados seus respectivos custos de produção, projeções de demanda, investimentos e parcerias anunciadas.

No quarto capítulo é realizada uma análise crítica sobre os desafios para que o Brasil se mantenha em posição de protagonismo no mercado de hidrogênio verde. A ideia é que o país possa aproveitar seu potencial competitivo de geração. Analisam-se também os fatores que despontam como determinantes para isso como o arcabouço regulatório, o financiamento de projetos, os mecanismos de certificação de origem e a aprovação de marco legal, além das estratégias frente a possíveis cenários geopolíticos. Além disso, realiza-se a análise de viabilidade econômica através dos métodos de cálculo do valor presente líquido e *payback* descontado, aplicados em três projetos de produção de hidrogênio verde anunciados no Brasil.

Por fim, considerações finais acerca dos elementos trazidos, e principais conclusões. Além disso, sugere-se outras possíveis pesquisas, de temas diretamente

relacionados ao mercado de hidrogênio verde no Brasil, mas que não foram aprofundados devido à complexidade.

## 2. REVISÃO DA LITERATURA SOBRE H<sub>2</sub>

No universo, estima-se que o hidrogênio representa cerca de 90% da matéria visível, sendo um elemento abundante no sol, fundindo-se ao hélio, dando origem à energia solar. É o elemento mais leve que existe, apresentando a maior densidade energética molecular entre os combustíveis. Apesar dessa vantagem, tem uma das menores densidades energéticas em relação ao volume, tornando desafiador seu transporte e armazenamento, que se dá por diferentes formas, assim como sua utilização e conversão (BNDES, 2022).

O hidrogênio possui diversas formas de ligação com outros elementos, sendo, portanto, classificado como um excelente vetor energético, e não como fonte energética (SILVA, 1991). Apesar desta classificação, neste trabalho o hidrogênio foi abordado de forma associada à sua fonte primária de energia, como o gás natural ou energias renováveis.

Este capítulo dedica-se a realizar uma revisão da literatura sobre o hidrogênio. Inicialmente são identificadas suas principais formas de utilização do hidrogênio e suas aplicações mais frequentes. Na sequência são apresentadas alternativas de transporte e armazenamento de hidrogênio, seja em seu estado puro (H<sub>2</sub>) de forma direta, ou de forma indireta, através de outras formulações químicas que contenham hidrogênio em sua composição. Por fim são descritas as formas mais usuais de obtenção de H<sub>2</sub>.

### 2.1. Consumo de hidrogênio

As rotas de consumo de hidrogênio são diversas: refinarias, indústria química, especialmente na produção de amônia e metanol, em indústria pesada, através da queima direta do gás hidrogênio em siderúrgicas e fábricas de cimento, geração de eletricidade, armazenamento de energia e no setor de transportes. A Figura 2.1 mostra que entre as emissões de carbono por ação antropogênica, cerca de 40% são

proporcionadas pela geração de eletricidade, 21% pelo setor de transportes e 25% pelas indústrias de ferro e aço, cimento, química e outras (BNDES, 2022).

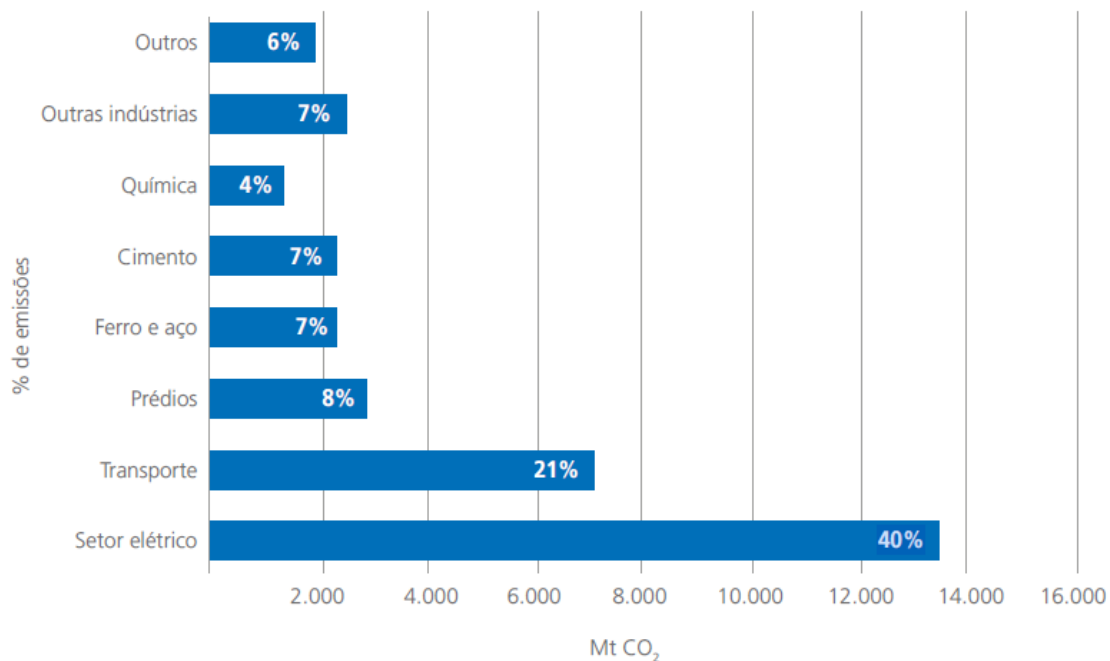


Figura 2.1 - Emissões globais de CO<sub>2</sub> no setor energético em 2020.  
Fonte: BNDES, a partir de IEA, 2022.

As principais técnicas e materiais com potencial de redução de emissões a nível global estão relacionadas com *Carbon Capture, Use and Storage* (CCUS), técnica que evita que a emissão de gases poluentes provenientes da queima de combustíveis fósseis seja lançada na atmosfera, através de sua captura ainda no processo industrial, e posterior utilização ou armazenamento, principalmente em depósitos geológicos (BNDES, 2022).

Outro vetor de descarbonização é a substituição de combustíveis fósseis por H<sub>2</sub> limpo, ou de baixo carbono. Essas técnicas, aliadas à ampliação da eficiência energética, uso de bioenergia e eletrificação, serão os vetores responsáveis pela drástica redução nas emissões do setor industrial até 2050 (BNDES, 2022).

As tecnologias verdes já existentes são suficientes para a redução das emissões propostas para 2030 (cerca de 15% ainda não foram desenvolvidas), mas

para 2050 é necessário impulsionar o desenvolvimento de novas tecnologias (50% ainda não foram desenvolvidas) (BNDES, 2022).

No setor elétrico, uma das maiores empregabilidades do H<sub>2</sub> é como armazenador de energia proveniente de fontes intermitentes (eólica e solar). Após a obtenção do gás hidrogênio, ele é queimado em turbinas para geração de energia elétrica (BNDES, 2022).

Para essa aplicação do H<sub>2</sub>, é necessário aprimorar e desenvolver tecnologias que neutralizem os gases nocivos provenientes da queima do H<sub>2</sub> em turbinas geradoras de eletricidade, bem como ampliar a capacidade de fabricação em larga escala de células a combustível, que dependem também do processamento de materiais complexos, como cerâmicas avançadas e platina. A vantagem dos eletrolisadores é que não emitem gases nocivos ao meio ambiente durante sua operação (BNDES, 2022).

Alguns setores industriais são considerados de difícil descarbonização pois dependem de combustíveis fósseis como agentes redutores, e são chamados de *hard-to-abate sectors*. Neles, a energia consumida é proveniente de uma molécula (queima), devido aos custos serem mais competitivos se comparados ao aquecimento via energia elétrica. Os principais setores com essa característica são: aviação, navegação, produção de aço e ferro, indústria química e de fertilizantes, transportes ferroviários de longa distância e processos que exigem alta temperatura (IEA, 2019).

A indústria mundial de fertilizantes é responsável pelo consumo de 81% da produção total de amônia (BNEF, 2021). O Brasil, por sua vez, tem sido responsável por cerca de 4% do consumo mundial de amônia na forma de fertilizantes, sendo 80% decorrentes de importações. Isso ocorre devido aos altos preços do gás natural brasileiro e falta de indústrias nacionais de fertilizantes (BNDES, 2022).

A amônia utilizada pela indústria de fertilizantes pode ser utilizada como meio de transporte do H<sub>2</sub>, pois possui custos para armazenagem e transporte mais baratos do que o hidrogênio em estado líquido. O metanol é outro composto químico produzido a partir do hidrogênio e utilizado tanto no setor industrial na produção de plásticos e solventes quanto no setor de transportes, seja misturado na gasolina, ou como ingrediente para formulação de biodiesel no Brasil (BNDES, 2022).

No setor de transportes, as oportunidades de descarbonização utilizando H<sub>2</sub> de baixo carbono concentram-se especialmente no transporte aéreo, marítimo e rodoviário, cuja eletrificação é inviável devido à necessidade de alta densidade energética para o trabalho realizado, bem como a necessidade de rápida reposição energética. As políticas atuais de descarbonização não são ambiciosas o bastante, pois são superadas pelo aumento na demanda projetado para o setor, exigindo políticas e incentivos maiores para alternativas, dentre elas o hidrogênio de baixo carbono (BNDES, 2022).

O uso de etanol no processo de descarbonização do setor de transportes é estrategicamente interessante ao Brasil, uma vez que pode resolver gargalos de infraestrutura e logística para o abastecimento de veículos. Já existem diversos projetos de parcerias entre instituições de ensino e pesquisa, produtores e distribuidores de combustíveis, e concessionárias, buscando soluções para a utilização de células de combustível que utilizem o etanol no processo de geração de hidrogênio, aproveitando a infraestrutura logística existente (BNDES, 2022).

Na siderurgia, o cenário de neutralização de carbono é extenso e complexo, pois requerem mudanças em indústrias já existentes, ao mesmo tempo em que a demanda siderúrgica aumentará. A produção do aço bruto tradicional é feita através de queimas em grandes fornos, através do coque de carvão mineral. O processo de redução direta do aço através do H<sub>2</sub> como agente redutor é a alternativa que traz maior redução de emissões, e já está em desenvolvimento. O outro processo com potencial de redução, nesse caso de apenas 20%, é o de utilização do H<sub>2</sub> em combinação com o coque de carvão mineral. Para entrar em vigor, depende-se somente de preços mais competitivos do H<sub>2</sub> de baixo carbono (BNDES, 2022).

Na indústria de cimento, existe a possibilidade de redução das emissões através de medidas de eficiência energética e substituição de combustíveis nos grandes fornos utilizados na produção de cimento. O H<sub>2</sub> de baixo carbono é um dos combustíveis que podem ser utilizados na mistura, mas para isso é preciso reduzir seu custo de produção outras indústrias que utilizam processos térmicos de alta temperatura podem utilizar H<sub>2</sub> de baixo carbono como combustível substituto, como é o caso da indústria cerâmica e de vidro (BNDES, 2022).

## 2.2. Transporte e armazenamento de hidrogênio

Devido à baixa densidade volumétrica do H<sub>2</sub>, ele requer grandes volumes para ser armazenado ou transportado, se comparado ao gás natural, conforme indicado na Figura 2.2, o que torna o transporte mais caro, especialmente por via marítima ou rodoviária. Esta última pode ser substituída por gasodutos, aos moldes do gás natural (EPE, 2021).

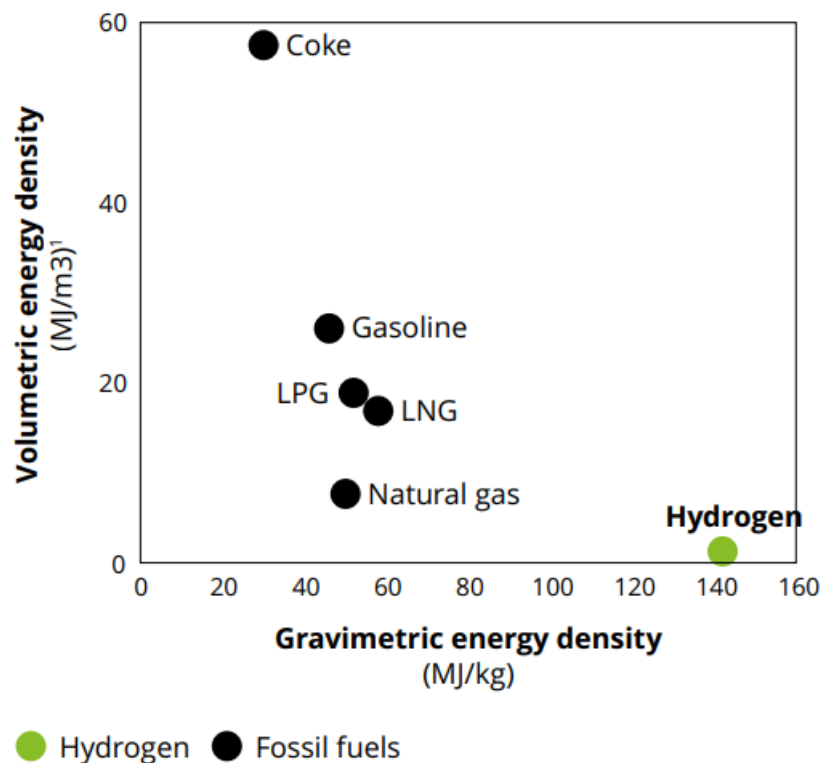


Figura 2.2 – Densidade energética do hidrogênio e suas implicações  
Fonte: Deloitte, 2021.

A criação de dutos dedicados exclusivamente ao H<sub>2</sub> teria custos de implantação elevados, sendo um inconveniente associado a esse tipo de gasoduto a interação entre moléculas de H<sub>2</sub> e o material que compõe os dutos convencionais. Geralmente ocorre sério processo corrosivo, que compromete a segurança do sistema e a pureza da molécula de H<sub>2</sub> entregue ao usuário (FGV, 2023). Logo, estrategicamente é interessante aproveitar a infraestrutura pré-existente de dutos de alta pressão que transportam gás natural, para simultaneamente levar hidrogênio, sendo ambos misturados, gerando um novo tipo de gás (EPE, 2021).

A mistura pode apresentar uma porcentagem de H<sub>2</sub> estabelecida de acordo com o limite máximo dos equipamentos projetados para consumo de gás natural, que geralmente são queimadores de turbinas ou fornos. Essa alternativa pode ser adotada rapidamente e é favorecida pelo impulso da larga produção de hidrogênio. A mistura de 3% de hidrogênio na demanda de gás natural levaria a uma demanda de 14% a demanda total de hidrogênio em 2020 (IEA, 2019).

Os inconvenientes para a adoção desse meio de transporte estão relacionados ao volume exigido pelo H<sub>2</sub>, fazendo com que os consumidores utilizem maior volume para obter a mesma energia, além de riscos relacionados à propagação de chama do H<sub>2</sub> ser facilitada com relação ao gás natural, tornando-o mais inflamável que o gás natural, em alguns casos exigindo necessidade de ajuste da faixa de operação dos queimadores para a nova mistura (EPE, 2021).

Uma das alternativas para o transporte marítimo de H<sub>2</sub>, que requer aproveitamento do espaço dos navios, é liquefazer o gás natural, reduzindo seu volume. Para isso, utilizam-se câmaras criogênicas, para atingir temperaturas baixas, de -253°C à 1 bar, mas é um processo que pode inviabilizar financeiramente a operação, pois é custoso e consome de 30 a 40% da energia contida no volume transportado, além de perdas de até 16% durante o transporte e armazenamento (FGV, 2023).

Outra forma de viabilizar o transporte em embarcações é transformar a molécula isolada de H<sub>2</sub> em outros compostos químicos, denominados LOHC (*liquid organic hydrogen carriers*), destacando-se a amônia e metilciclohexano (MHC). Basicamente essa técnica transforma H<sub>2</sub> em um composto químico que tem custos de transporte inferiores aos do H<sub>2</sub> liquefeito (BNDES, 2022).

Caso a energia do próprio hidrogênio transportado seja utilizada em sua conversão no LOHC amônia e reconversão em H<sub>2</sub> após o transporte, seriam gastos energéticos entre 50 e 62% do volume transportado. Já se a forma de uso do H<sub>2</sub> se der através da própria amônia, obtém-se vantagens por não exigir reconversão, reduzindo perdas no balanço energético para 28 a 37%, conforme indicado na Figura 2.3 (FGV, 2023).

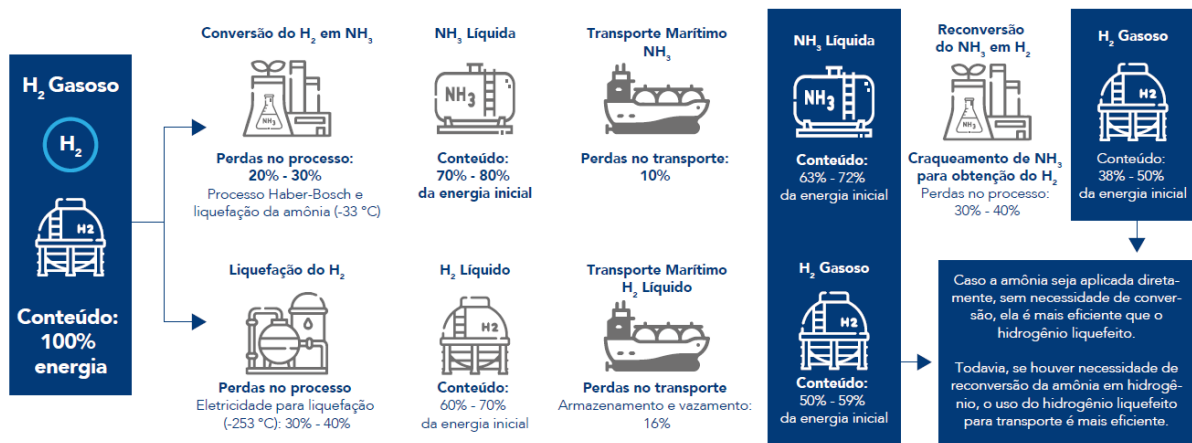


Figura 2.3 – Análise comparativa do uso de H<sub>2</sub> líquido e amônia no transporte de H<sub>2</sub>  
 Fonte: FGV, 2023.









O armazenamento de H<sub>2</sub> gasoso comprimido pode ser feito de três formas: (i) em tanques dedicados, (ii) misturado ao gás natural ou (iii) em deposição geológica no subsolo. O primeiro exige materiais especiais a depender da pressão utilizada e disponibilidade de grandes áreas para armazenamento em larga escala. A mistura de H<sub>2</sub> com gás natural pode ser realizada em concentrações de 5 a 20%, a depender do material utilizado. A deposição geológica é realizada em cavernas de sal subterrâneas, aquíferos ou campos de gás esgotados, sendo necessário o aprimoramento desta técnica para pleno funcionamento, mas demonstra ser interessante devido à grande quantidade de áreas para armazenamento de H<sub>2</sub> em larga escala (FGV, 2023).

Já o armazenamento de H<sub>2</sub> líquido requer gastos energéticos para a liquefação do hidrogênio. Ainda assim, para determinados setores é de extrema importância a redução do volume com o aumento da densidade energética em relação ao hidrogênio gasoso. Os setores de aviação e exploração aeroespacial são exemplos onde tal característica é fundamental (FGV, 2023).

### 2.3. Tecnologias para produção de hidrogênio

A simplicidade da molécula do hidrogênio faz com que não haja distinção quanto à qualidade da molécula produzida. A classificação literal do H<sub>2</sub> por cores é adotada para distinção do processo utilizado para sua obtenção, se utiliza técnicas de CCUS, e ao aspecto ambiental. Pode-se também distinguir o hidrogênio pela forma que é fornecido, como molécula pura ou transformada, líquido ou gasoso. Apesar de não haver até 2021 uma taxonomia definitiva, a EPE elaborou o painel resumo contido na Tabela 2.1, facilitando assim a menção à rota produtiva (EPE, 2021).

Tabela 2.1 - Classificação de hidrogênio em escada de cores.

<b>Cor</b>	<b>Classificação</b>	<b>Descrição</b>
	hidrogênio preto	produzido de carvão mineral (antracito) sem CCUS
	hidrogênio marrom	produzido de carvão mineral (hulha), sem CCUS
	hidrogênio cinza	produzido do gás natural sem CCUS
	hidrogênio azul	produzido a partir de gás natural (eventualmente, também a partir de outros combustíveis fósseis) com CCUS
	hidrogênio verde	produzido a partir de fontes renováveis (particularmente, energias eólica e solar) via eletrólise da água.
	hidrogênio branco	hidrogênio natural ou geológico
	hidrogênio turquesa	produzido por craqueamento térmico do metano, sem gerar CO <sub>2</sub>
	hidrogênio musgo	produzido de biomassa ou biocombustíveis, com ou sem CCUS, através de reformas catalíticas, gaseificação ou biodigestão anaeróbica

Fonte: EPE, a partir de IEA (2019a), H<sub>2</sub>-View (2020), BAKER MCKENZIE (2020) e ZGONNIK (2020).

O H<sub>2</sub> cinza e o azul são produzidos a partir da reforma a vapor do gás metano presente no gás natural, com a diferença de que no azul existe a aplicação de CCUS ao fim do processo produtivo, reduzindo em aproximadamente 90% as emissões de CO<sub>2</sub>, se comparado ao cinza (EPE, 2021).

Estudo de caso realizado em 2017, com projeções de diferentes cenários de tratamento do CO<sub>2</sub> emitido, para uma planta nova de produção de hidrogênio azul demonstram que se for considerado o preço do carbono evitado, a produção do H<sub>2</sub> azul com CCUS na faixa de 89% já era competitiva (IEA, 2017).

No caso do Brasil, devido à capacidade de absorção de carbono existente nas iniciativas de recuperação de áreas degradadas através de reflorestamento, aproximadamente 10% de CO<sub>2</sub> emitidos na geração do H<sub>2</sub> azul podem ser compensados no balanço de carbono brasileiro (BNDES, 2022).

O H<sub>2</sub> azul é considerado como uma alternativa para maturar o mercado de H<sub>2</sub> até criar a demanda necessária para as demais formas de H<sub>2</sub>, especialmente o verde. As tecnologias de CCUS já estão em processo avançado de desenvolvimento, e nos EUA, já se tem o menor preço possível do H<sub>2</sub> azul, a USD 2/kg, mas pretendem reduzir para USD 1/Kg, mesmo preço do H<sub>2</sub> cinza do oriente médio (mais barato do mundo) (BNDES, 2022).

Os baixos preços, tanto do H<sub>2</sub> cinza quanto azul, se dão principalmente pela competitividade local do gás natural. Apesar de ainda não ser tão competitivo nessa rota produtiva, o Brasil também possui grande potencial de produção do hidrogênio azul, impulsionado pelo incentivo ao uso do gás natural e reservas do pré-sal (BNDES, 2022).

O hidrogênio turquesa é feito a partir do processo de pirólise do gás natural (metano), onde em elevadas temperaturas provenientes de eletricidade, em processo isolado de oxigênio, o CH<sub>4</sub> é convertido em carbono amorfo sólido (black carbon, ou negro de fumo) e 2 moléculas de gás hidrogênio. Essa tecnologia não depende de CCUS, não restando 10% de emissões de carbono remanescentes, e a planta produtiva ocupa uma área menor, se comparada ao hidrogênio azul, mas em contrapartida sua viabilidade econômica está diretamente ligada ao valor de mercado do negro de fumo, que não possui demanda para uma eventual expansão produtiva, que é empregado principalmente como insumo para fabricação de pneus, borrachas não pneumáticas e outros polímeros e químicos.

Dentre os processos já utilizados e em desenvolvimento, o superaquecimento do gás hidrogênio utilizando reatores a plasma, possui viabilidade técnica já

consolidada, e além do elevado preço da tecnologia, o preço de origem da eletricidade utilizada no processo por enquanto é outra barreira a este processo, que para fazer sentido dependeria de fonte renovável e barata de energia elétrica (BNDES, 2022).

O *hidrogênio musgo* é obtido a partir, principalmente, pirólise ou gaseificação da biomassa, que segundo Brás et. al. (2007), é definida como “*a fração biodegradável de produtos e resíduos da agricultura (incluindo substâncias vegetais e animais), da floresta e das indústrias conexas, bem como a fração biodegradável dos resíduos industriais e urbanos*”.

Devido à origem da biomassa ser principalmente de resíduos, seus custos são baixos, e a eficiência do processo de conversão para hidrogênio pode chegar a 60%, através do uso de gaseificadores de leito fluidizado e catalisadores adequados (FUKUROZAKI, 2011).

O H<sub>2</sub> proveniente do biometano, que é extraído do biogás, é uma rota cujo potencial produtivo do Brasil é grande, equivalendo a 2 vezes o volume de gás que é transportado no Gasbol (gasoduto Brasil-Bolívia). Uma vez que o biogás é purificado em biometano, pode substituir o gás natural em todas as suas aplicações, inclusive nos mesmos processos produtivos de H<sub>2</sub> (BNDES, 2022).

A emissão desse processo é negativa, por sequestrar gás metano que seria emitido na atmosfera, além de outros danos ao meio ambiente que são evitados, como a liberação de vinhaça da cana-de-açúcar e contaminação do lençol freático através de despejos da indústria agropecuária. A Tabela 2.2 indica o potencial brasileiro para produção de biogás e biometano a partir de diferentes origens (BNDES, 2022).

Tabela 2.2 – Potencial brasileiro de biogás e biometano por fonte em 2019.

Origem	Volume biogás (bilhões de m <sup>3</sup> /ano)	Volume biometano (bilhões de m <sup>3</sup> /ano)
Sucroenergético	39,76	21,06
Agroindustrial	38,39	19,55
Saneamento	6,84	2,62

Fonte: BNDES, a partir de Milanez, Maia e Guimarães, 2021.

O Grupo de Pesquisa em Bioenergia (GBio) iniciou o mapeamento do potencial de contribuição do setor sucroalcooleiro no mercado de hidrogênio direcionado para a produção de combustíveis de aviação, analisando dados de todas as usinas de etanol do Brasil (EPBR, 2022).

O hidrogênio verde é produzido a partir da eletrólise da água utilizando energias renováveis, capaz de produzir hidrogênio sem emissões de carbono. Nesse processo, com entrada de água e eletricidade, o eletrolisador gera hidrogênio. O processo inverso também pode ser obtido (EPE, 2021).

Com relação à cadeia produtiva do hidrogênio verde, as principais tecnologias empregadas nas membranas de eletrólise são: alcalina, membrana de troca de prótons (PEM), células de eletrólise de óxido sólido (SOEC) e membranas de troca aniônica (AEM). Os eletrolisadores alcalinos são os mais utilizados devido ao baixo custo de fabricação e por não utilizar metais preciosos como insumo, mas tem pouca possibilidade de redução de custos para o futuro, enquanto outras tecnologias, especialmente PEM e SOEC, devem apresentar importantes reduções e ganho de escala (BNDES, 2022).

### 3. MERCADO DE HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO

Este capítulo dedica-se a explorar os aspectos do mercado de hidrogênio (H<sub>2</sub>). O principal foco está das chamadas rotas: “cinza”, (a partir do gás natural); “azul” (a partir do gás natural com CCUS); e “verde” (a partir das fontes eólica e solar). São identificadas também as projeções de oferta de H<sub>2</sub>, bem como os principais fornecedores desde vetor de energia no mundo. Por fim, são comparados de custos de produção do H<sub>2</sub> pelas diferentes rotas, além de serem apontadas iniciativas em curso para o aumento da produção de hidrogênio em alguns países selecionados, com destaque para os incentivos governamentais dos EUA e para os investimentos anunciados no Brasil.

#### 3.1. Oferta e custos de produção

Em 2020, maior parte do H<sub>2</sub> produzido foi a partir de combustíveis fósseis, principalmente gás natural (70%) e carvão. 10% da produção total teve redução nas emissões de CO<sub>2</sub> com CCUS. A projeção da Figura 3.1 indica que os esforços globais devem seguir o plano de transição de longo prazo, da predominância de hidrogênio de fontes fósseis, em 2020, para de fontes fósseis com CCUS ou isento de emissões de carbono, até 2050, viabilizando o cenário de zero emissões proposto (BNDES, 2022).

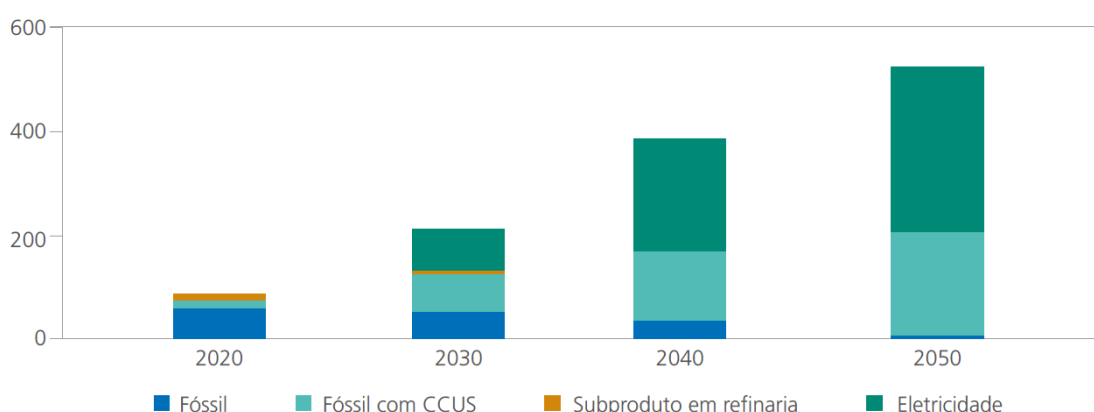


Figura 3.1 – Produção global de hidrogênio (em milhões de toneladas) no cenário IEA *net zero emissions*.

Fonte: BNDES, a partir de IEA, 2022.

Até agora, os principais produtores de H2 são os próprios consumidores, do setor de refino (60%). Outros 23% são a partir de subprodutos de outros processos, e apenas 17% advêm de plantas dedicadas à produção de H2. Espera-se que com a expansão do mercado de H2 essa proporção se inverta, passando a ser a maior parte oriunda de merchant e uma pequena parte de prosumers ou subprocessos.

Entre os produtores de hidrogênio para merchant, destacam-se as regiões distribuídas na Figura 3.2, sendo as principais empresas detentoras desse mercado: Air Products (36%), Praxair (21%), Air Liquide (21%) e Linde (13%) (EPE, 2021).

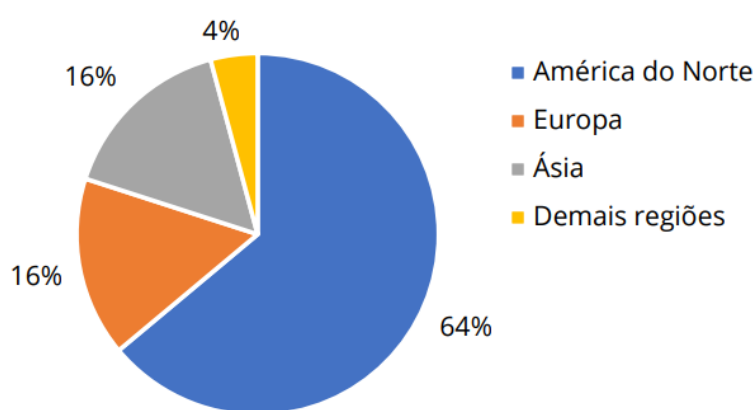


Figura 3.2 – Distribuição da capacidade instalada “merchant” para produção de hidrogênio  
Nota: Dados de novembro de 2015 para Europa e de janeiro de 2016 para demais regiões  
Fonte: EPE (2021).

Apesar do hidrogênio cinza e o azul ainda serem mais competitivos do que o verde, MacFarlane e outros (2020) apontam que o hidrogênio cinza subirá 82% e o azul 59% até 2040, tornando o H2V ainda mais competitivo.

A forma mais barata, e conseqüentemente mais utilizada para obtenção de H2 em 2022 foi o cinza, custando US\$ 1,0/kg, enquanto o azul, hoje o mais barato entre os de baixas emissões, custa entre US\$ 1,5 e 3 /Kg. Além dos custos do gás natural, eletricidade e CO2 emitido, a eficiência do processo de obtenção de H2 é uma variável determinante no preço do H2, com diferentes percentuais de acordo com a rota de produção, conforme indicado na Figura 3.3 (BNDES, 2022).

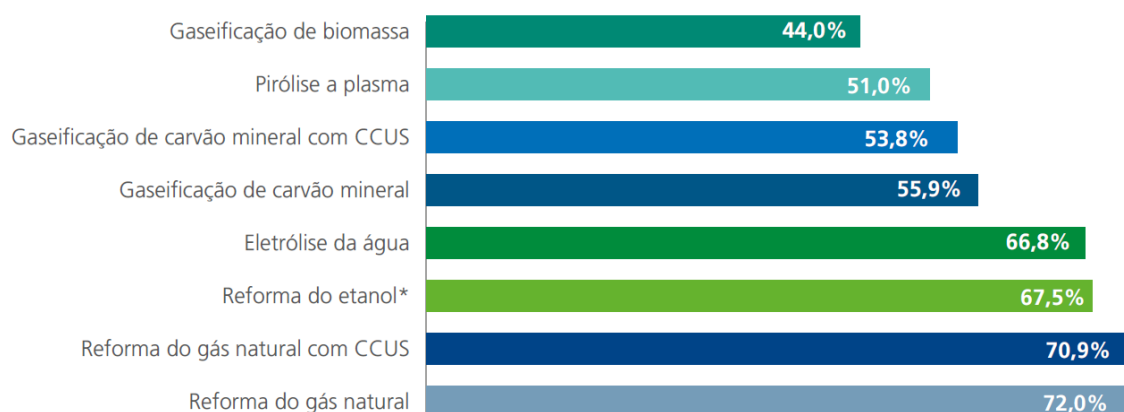


Figura 3.3 – Eficiência da conversão de energia na produção de hidrogênio.

Fonte: BNDES, a partir de IEA, 2022.

Em comparação a outros agentes mundiais, o Brasil não possui custos competitivos na geração de H2 cinza (1,4 a 2,4 US\$ / kg) e azul (2,1 a 3,3 US\$ / kg). Em contrapartida, já possui o hidrogênio verde (H2V) mais barato do que os demais agentes produtores, mas ainda caro (1,7 a 3.0 US\$/kg) se comparado ao H2 cinza de outros agentes (0,5 a 1,7 US\$/kg) ou ainda o H2 azul (1 a 2 US\$/kg). Ganhos de escala em plantas de H2 verde, requisitando a larga produção de eletrolisadores, e baixo custo de eletricidade de fontes renováveis (solar e eólica), somados, irão baratear ainda mais o custo de produção do H2V no Brasil, podendo se tornar mais competitivo do que o H2 azul, e posteriormente H2 cinza, conforme dados da Tabela 3.1 (BNDES, 2022).

Tabela 3.1 – Preços do hidrogênio e combustíveis fósseis em diversos mercados.

Referências de preços* de hidrogênio	Hidrogênio azul $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$ (carbono é armazenado)	Hidrogênio cinza $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$	Hidrogênio verde $2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$
<b>Brasil</b>	18,48 a 28,70 US\$/MMBtu <sup>(1)</sup> 2,1 a 3,3 US\$/kg	12,00 a 21,04 US\$/MMBtu <sup>(1)</sup> 1,4 a 2,4 US\$/kg	14,9 a 26,4 US\$/MMBtu <sup>(2)</sup> 1,7 a 3,0 US\$/kg
<b>Mundo</b>	8,79 a 17,58 US\$/MMBtu <sup>(3)</sup> 1 a 2 US\$/kg	4,39 a 14,94 US\$/MMBtu <sup>(3)</sup> 0,5 a 1,7 US\$/kg	26,37 a 70,34 US\$/MMBtu <sup>(3)</sup> 3 a 8 US\$/kg

Fonte: BNDES, 2022.

A redução do preço do hidrogênio verde está associada principalmente às reduções no *capex* e custo de eletricidade renovável, especialmente com aumento da

geração eólica *offshore* devido à redução de custo proveniente dessa tecnologia, conforme Figura 3.4. Se forem considerados custos associados à emissão de carbono, pode-se reduzir o breakeven ente hidrogênio verde e cinza de 2028 a 2034 (HYDROGEN COUNCIL, 2021).

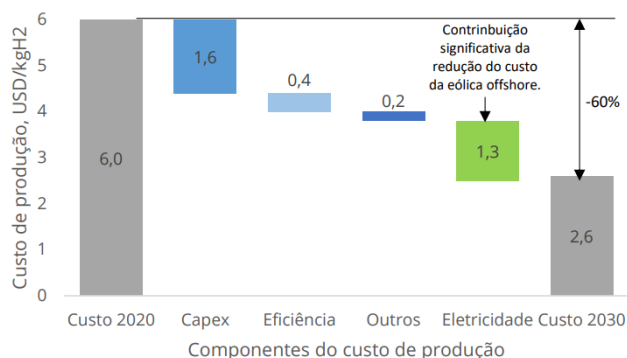


Figura 3.4 – Projeção de redução de custos de produção de hidrogênio a partir de eletrólise.  
Fonte: Hydrogen Council, 2020.

### 3.2. Investimentos no mercado de hidrogênio

Existem iniciativas que podem servir de exemplo para a adoção de estratégias para que o Brasil ingresse no mercado de H<sub>2</sub>, realizados na forma de acordo bilateral (Japão e Austrália), concorrências globais de fornecimento (leilão criado pela Alemanha) e atração de investidores, como no caso da *Joint Venture* da Arábia Saudita e a empresa norte-americana Air Products (offtaker total), denominada NEOM Green Hydrogen, cujo investimento é de US\$ 5 bi (BNDES, 2022).

Além dos exemplos mencionados, existe a possibilidade de incentivos governamentais, assim como ocorreu nos EUA, que concedeu a compensação tributária em US\$/Kg de Hidrogênio, de forma escalonada conforme a pegada de carbono do processo produtivo, conforme Tabela 3.2. Nesse caso, quanto mais emissões de carbono equivalente são evitadas, maior o crédito (BNDES, 2022).

Tabela 3.2 – Créditos tributários por nível de emissão da produção de hidrogênio segundo o *Inflation Reduction Act* dos Estados Unidos.

Intensidade de carbono por kg de hidrogênio (kg CO <sub>2</sub> e/kgH <sub>2</sub> )	Crédito sem multiplicador (US\$/kgH <sub>2</sub> )	Crédito com multiplicador (US\$/kgH <sub>2</sub> )
4	0	0
4 a 2,5	0,12	0,60
2,5 a 1,5	0,15	0,75
1,5 a 0,45	0,20	1,00
até 0,45	0,60	3,00

Fonte: BNDES, 2022.

A Tabela 3.3 explicita a origem dos investimentos, valores previstos e descrição dos sites produtivos. Dado o imenso potencial brasileiro de geração de energia através de usinas eólicas *offshore*, de até 700 GW, estão sendo desenvolvidos importantes hubs de produção de hidrogênio verde, nos portos de Pecém (CE), Suape (PE) e Açú (RJ), por serem regiões estratégicas do ponto de vista da geração, mas também contam com vantagens relacionadas ao escoamento da produção de hidrogênio, tanto para o mercado interno quanto para a Europa e EUA. O impacto da criação desses hubs pode trazer avanços industriais, tecnológicos, de capacitação pessoal e aumento da circulação de renda para as regiões localizadas no entorno (BNDES, 2022).

Tabela 3.3 – Principais projetos anunciados de produção de hidrogênio no Brasil.

Empresa	Investimento previsto	Descrição
<b>Porto do Pecém, Ceará</b>		
Fortescue Future Industries	US\$ 6,0 bi	Produção de hidrogênio verde com entrada em operação comercial prevista em 2025.
AES Brasil	n/d	Produção de até 2 GW de hidrogênio e de até 800 mil toneladas de amônia verde por ano, com foco na exportação para a Europa.
Energix Energy Pte Ltd	US\$ 5,4 bi	Produção anual de 600 mil toneladas de hidrogênio verde por ano, utilizando 3,4 GW de energia renovável.
Transhydrogen Alliance	US\$ 2,0 bi	Produção de 500 mil toneladas de hidrogênio verde por ano. O volume é equivalente a cerca de 2,5 milhões de toneladas de amônia verde, que serão exportadas do porto do Pecém, no Ceará, até o porto de Roterdã, na Holanda.
Qair	US\$ 6,95 bi	Produção de hidrogênio verde com capacidade de 2,24 GW. A empresa vai usar energia elétrica gerada no Complexo Eólico Marítimo Dragão do Mar e de um parque de energia eólica <i>offshore</i> a ser desenvolvido.
<b>Porto de Suape, Pernambuco</b>		
Qair	R\$ 20 bi	Produção de hidrogênio verde com capacidade inicial de eletrólise de 1 GW, podendo chegar a 2,24 GW e 480 mil toneladas de hidrogênio verde por ano.
Neoenergia	n/d	Projeto-piloto de produção de hidrogênio verde.
<b>Porto do Açú, Rio de Janeiro</b>		
Shell Brasil	n/d	Produção de hidrogênio verde com capacidade inicial de 10 MW, podendo chegar a 100 MW no futuro. Parte da produção será destinada à armazenagem e posterior envio a potenciais consumidores, e o hidrogênio remanescente será destinado à planta de geração de amônia renovável.
Fortescue Future Industries	n/d	Produção de hidrogênio verde com capacidade de eletrólise de 300 MW, com potencial para produzir 250 mil toneladas de amônia verde por ano.

Fonte: BNDES, 2022.

## 4. ANÁLISE CRÍTICA DOS DESAFIOS DO HIDROGÊNIO NO CONTEXTO BRASILEIRO

Para viabilizar o ganho de escala necessário para viabilizar o crescimento do mercado de hidrogênio renovável no Brasil, importantes barreiras regulatórias devem ser superadas, através de benefícios fiscais, financiamentos, estratégias de captação de investimentos e mecanismos de certificação de origem do hidrogênio renovável. Além disso, há a necessidade de investimentos na atualização do Sistema Elétrico de Potência, tendo em vista a necessidade de ampliação da capacidade de geração de energias renováveis intermitentes, e formas de transportes a longa distância.

### 4.1. Competitividade do hidrogênio verde brasileiro

Para viabilizar e atrair maior número de investimentos, tanto em plantas de produção de hidrogênio quanto em novas fontes de energia renovável, é fundamental que de o tamanho do mercado de hidrogênio seja mensurado. O BNDES analisou, tomando por base projeções da IEA acerca do tamanho do mercado de hidrogênio no cenário de *NetZero Emissions*, o potencial do mercado de hidrogênio e seu impacto no Brasil.

Considerando o preço do hidrogênio entre 1,5 e 2 US\$/kg, o mercado global de hidrogênio será de 315 a 420 bilhões de dólares em 2030, e de 780 a 1.040 bilhões de dólares em 2050, sendo o hidrogênio verde responsável por aproximadamente 38% da demanda. Dois cenários foram considerados no estudo, sendo o primeiro considerando participação do Brasil no suprimento de 1% da demanda de H<sub>2</sub> verde do mundo, enquanto o segundo cenário considerou o atendimento de 5%.

Ou seja, a projeção do BNDES indica que o Brasil atenderá em 2030, considerando o primeiro cenário, um mercado anual de 3,15 a 4,2 bilhões de dólares, e em 2050 de 7,8 a 10,4 bilhões de dólares. Já no segundo cenário, os valores variam de 15,75 a 21 bilhões de dólares em 2030, e de 39 a 52 bilhões de dólares em 2050.

O potencial de geração de H<sub>2</sub>V no Brasil é pujante, e já é, segundo a BloombergNEF, o país com o H<sub>2</sub>V mais competitivo em custo de produção, capaz de atingir custos inferiores a US\$ 1/kg H<sub>2</sub> já em 2030, conforme Figura 4.1. Essa

competitividade se dá pela matriz renovável e grande potencial de instalação de fontes renováveis, especificamente eólica e solar.

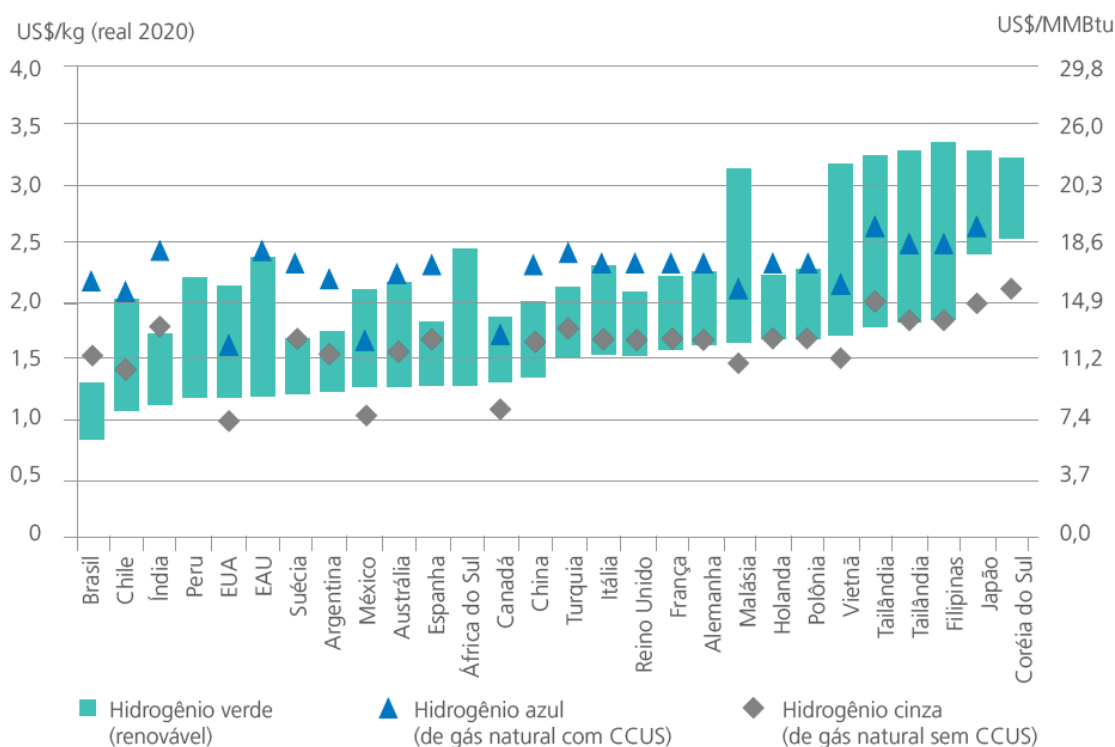


Figura 4.1 – Projeções dos preços em diversos países para hidrogênio verde, azul e cinza em 2030. Fonte: BNDES, 2022.

A depender da certificação vigente no mercado que o hidrogênio produzido no Brasil irá atender, tanto à exigência ou não de simultaneidade entre a geração de energia renovável e produção de hidrogênio verde, favorecem a competitividade das plantas no Brasil a maturidade do mercado livre de energia, que somada à excelente conexão do sistema de transmissão permitem maiores fatores de capacidade produtiva das plantas, atingindo níveis de operação de 90% caso não tenham correlação temporal e espacial entre a geração, versus 50% caso a certificação vigente contenha essa exigência (BNDES, 2022).

Quanto maiores forem os fatores de capacidade, menores serão os investimentos necessários nas plantas, pois a energia consumida poderá ser diluída ao longo das horas do dia, exigindo menor capacidade instalada de eletrolisadores, enquanto com menor fator de capacidade, é necessário que o eletrolisador consuma maior potência em menor espaço de tempo, ficando ociosa a capacidade produtiva durante as horas onde não estiver sendo gerada eletricidade renovável (BNDES, 2022).

Os investimentos em capacidade de geração renovável e eletrolisadores foram estimados entre R\$ 60 bilhões e R\$ 400 bilhões até 2030. Já no acumulado até 2050, seriam necessários investimentos entre R\$ 150 bilhões e R\$ 1 trilhão (BNDES, 2022).

Além da autoprodução, a Alemanha deverá importar hidrogênio verde e seus produtos a fim de descarbonizar sua matriz energética. A Fraunhofer ISE Study analisou quais países serão os principais fornecedores desses produtos para a Alemanha em 2030, já considerando o custo do transporte. O resultado indica que o hidrogênio na forma gasosa será economicamente mais viável se fornecido de países do norte da África, especialmente Algeria e Tunísia, e sul da Europa, principalmente Espanha, através de gasodutos.

Já os produtos do hidrogênio verde que não precisam ser reconvertidos, como amônia, metanol e querosene, podem ser fornecidos por países cujo transporte deverá seguir pela via marítima, sendo viável a importação de outros países, destacando-se o Brasil e Austrália para fornecimento de hidrogênio liquefeito (LH2) amônia (NH3), a indicação é de que o Brasil terá a maior competitividade.

Os fatores considerados para cálculo da competitividade dos países foram baseados no potencial de fornecimento de hidrogênio verde, sendo eles o preço da energia elétrica renovável, potencial eólico, fotovoltaico e disponibilidade de água. Além dos custos de produção do hidrogênio verde, no caso do hidrogênio liquefeito também foram considerados os gastos de liquefação, mas não de sua reconversão na Alemanha.

Apesar dos bons resultados do estudo para o H2V brasileiro terem sido focados no mercado alemão, custos semelhantes devem ser atingidos para outras localidades próximas, indicando que para o mercado europeu o Brasil pode ser o principal fornecedor de amônia verde, mas a competitividade do H2V liquefeito dependerá dos custos de reconversão para o estado gasoso, conforme indicado na Figura 4.2.

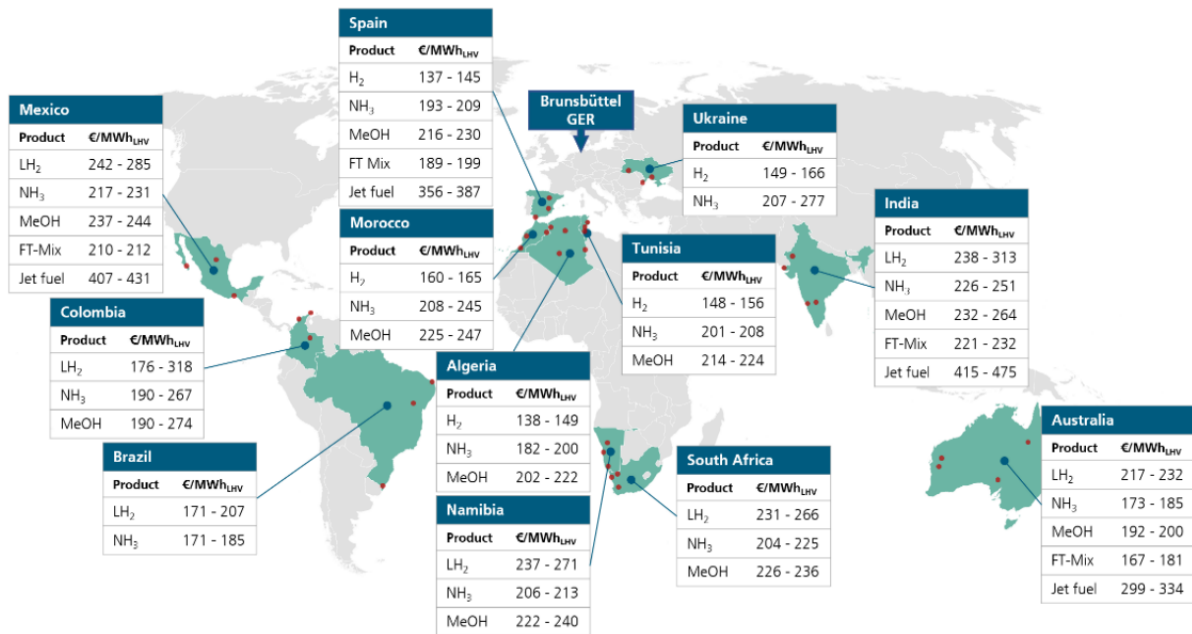


Figura 4.2 – Mapa dos potenciais países fornecedores de hidrogênio verde e de seus produtos para a Alemanha, em 2030  
 Fonte: Fraunhofer ISE Study, 2023.

Para viabilizar a produção do H<sub>2</sub>V mais barato do mundo até 2040, a McKinsey estima que o Brasil precisará praticamente duplicar a capacidade de geração de energia de 2020, instalando especificamente plantas de energias renováveis dedicadas ao hidrogênio verde, totalizando 180 GW de capacidade instalada. Isso significa investir cerca de US\$ 200 bilhões na indústria de hidrogênio verde, divididos em geração de eletricidade renovável, linhas de transmissão, terminais portuários, dutos, armazenagem, e outras estruturas associadas.

Para atender a demanda crescente de hidrogênio verde, através do Plano Nacional de Energia 2050, a energia disponível no SEP deverá ser suplementada em 100 GW. Para produzir essa quantidade de energia, seriam necessários entre 200 e 360 GW de nova capacidade eólica e solar instalada no país. O potencial medido de recursos energéticos eólicos (*onshore* e *offshore*) e solares, somados, varia entre quatro e oito vezes essa necessidade de expansão até 2050, totalizando 1.600 GW (EPE, 2021).

## 4.2. Crédito bancário para projetos de hidrogênio

O protagonismo do Brasil no mercado de hidrogênio verde interessa não somente às empresas tomadoras dos lucros das operações, mas também faz parte de uma estratégia nacional que poderá trazer potenciais ganhos socioambientais, tecnológicos e econômicos. Nesse sentido, o planejamento governamental de abertura de linhas de financiamento são fundamentais para que novos hubs de produção e projetos de larga escala se concretizem.

O BNDES anunciou em julho de 2022 um programa de incentivo ao hidrogênio verde, que financia projetos de até R\$ 300 milhões, com taxas de juros a longo prazo (TPL) praticamente nulas. Além disso, o BNDES também publicou os critérios para financiamento de equipamentos utilizados diretamente em plantas de geração de hidrogênio verde, através de sua Política de Credenciamento de Sistemas Estacionários de Armazenamento de Energia, Baterias e Eletrolisadores. Também estão sendo estudadas pelo BNDES alternativas de captação de recursos estrangeiros para implementação de plantas capazes de gerar hidrogênio de baixo carbono para exportação.

No caso da União Europeia, foi anunciada em setembro de 2022 a criação do European Hydrogen Bank, com orçamento inicial de 3 bilhões de euros, disponíveis para viabilizar o mercado de hidrogênio na Europa, e apesar de não haver ainda detalhamento aprofundado da operacionalização desse banco, é uma iniciativa fundamental para o desenvolvimento do mercado de hidrogênio.

## 4.3. Certificação de origem

Boa parte das iniciativas comerciais do mercado de hidrogênio de baixo carbono estarão atreladas a certificações e pré-requisitos socioambientais que qualifiquem e comprovem a origem do hidrogênio comercializado. A maioria das certificações até 2023 tratam da planta de produção e fonte de energia primária, desconsiderando emissões decorrentes do processo o transporte, principalmente navios. Alguns países já criaram certificados para transportes que utilizam hidrogênio como combustível, como é o caso do dos EUA, na Califórnia, através da LCFS (Low Carbon Fuel Standard) e do Reino Unido, através da Fuel Obligation.

A União Europeia está elaborando uma certificação tanto para o hidrogênio de baixo carbono produzido localmente quanto o importado, utilizando principalmente técnicas que comprovem a relação temporal e geográfica entre a eletricidade produzida por fonte renovável e a produção do combustível, e assegurar que a energia empregada na produção de hidrogênio é de origem renovável (BNDES, 2022).

Os critérios estabelecidos pela UE não aceitam energias de fontes biológicas, por exemplo o gás natural ou cana-de-açúcar, e exigem simultaneidade temporal entre a geração da energia elétrica renovável e a produção de H2V, nos casos em que a planta é interligada à fonte geradora pela rede. Já os sistemas isolados, são menos restritivos nesse aspecto, pois sem conexão à rede, não poderia ser alimentada por fonte externa fóssil, restando comprovar que a fonte geradora da usina é renovável (BNDES, 2022).

O montante financeiro necessário para a implementação da cadeia produtiva do hidrogênio verde depende das exigências estabelecidas nas certificações das regiões consumidoras. Analisando o mercado Europeu, que além de produtor será importador de hidrogênio verde, a Figura 4.3 resume as exigências da certificação de origem do hidrogênio, em vigor ou em análise (McKinsey, 2023).

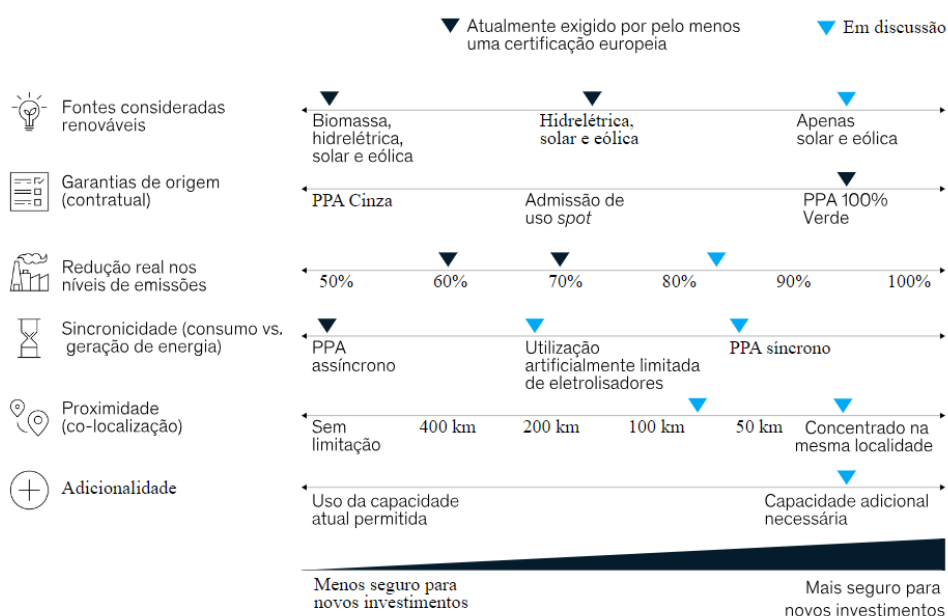


Figura 4.3 – Tendências de certificação do hidrogênio verde e discussão por governos europeus e agências certificadoras.  
Fonte: McKinsey, 2023.

Os critérios da certificação de origem do hidrogênio exigida pelos compradores deste mercado devem ser analisados especialmente pelos agentes reguladores dos estados de origem do hidrogênio. Juntamente a um plano bem elaborado para o desenvolvimento dos hubs de produção de hidrogênio verde, a existência de mecanismos adequados de certificação, compatíveis com padrões exigidos pelos compradores, é fundamental para demonstrar amadurecimento e solidez no mercado onde agentes diversos pretendem aportar seus investimentos.

Ainda que seja importante acompanhar as tendências internacionais de certificação, o fator de capacidade das plantas de hidrogênio verde será maior caso seja exigido que a geração deva ocorrer simultaneamente ao consumo da energia renovável para produção de hidrogênio, o que eleva o *capex* para geração de hidrogênio verde, o que prolonga o *payback* desses investimentos, podendo reduzir sua atratividade.

Os efeitos disso no ganho de escala produtiva do hidrogênio podem ser tanto de atraso, tendo em vista a possível redução da quantidade de plantas produtivas, quanto de aumento de escala na produção de eletrolisadores, tendo em vista a necessidade de maior volume destes equipamentos para aumentar a potência instalada dos hubs.

No contexto brasileiro, dada à característica de interconexão da rede de transmissão, é possível garantir que a energia renovável oriunda de fontes intermitentes eólica e solar fotovoltaica, contratada para a produção de hidrogênio verde, seja injetada na rede e consumida pelos demais consumidores de eletricidade conectados ao SIN em períodos de maior geração, reduzindo, portanto, o consumo de outras fontes nesse período.

A energia da matriz elétrica do SIN poupada durante esse período poderia abastecer a produção do hidrogênio ao longo do dia, reduzindo assim a potência instalada local, viabilizando investimentos de menor *capex*, contribuindo para o ganho de escala produtiva de hidrogênio verde. Os efeitos dessa estratégia não retardam a descarbonização da matriz elétrica nacional, uma vez que o volume produzido de hidrogênio seria o mesmo, e, portanto, a energia elétrica consumida também.

No Brasil, a CCEE está se preparando para emitir os certificados de H2V, e segundo a própria CCEE, ela é a única organização nacional capaz de cumprir esse papel, já que registra os contratos de compra e venda de energia do país, medindo consumo e geração a todo momento (CCEE, 2022).

Essa versão abrange o método de produção através da eletrólise, com produtores conectados ao SIN com PPA e/ou autoprodução renovável ou offgrid, com as emissões contabilizadas de forma indireta, associadas ao consumo de energia elétrica, com correlação temporal opcional, entre mensal ou trimestral, sem custos para a emissão inicial.

A CCEE publicou em 22 de junho de 2023 o manual para obtenção da versão inicial da certificação de hidrogênio, com o objetivo de instruir os produtores e consumidores de hidrogênio acerca dos procedimentos, análises e certificado. Apesar de ter sido elaborada com base nos parâmetros mundiais de certificação, somente após as primeiras relações comerciais será possível afirmar que é uma certificação reconhecida internacionalmente.

O aproveitamento do *hidrogênio musgo* dependerá de critérios de certificação adaptados ao mercado nacional. Métodos de geração de H2 de fontes biológicas não são aceitas pelos mercados estrangeiros, no entanto, criar um mecanismo legal que abranja seu consumo no mercado nacional é estrategicamente interessante, pois o *H2 musgo* pode absorver uma demanda interna que seria provida pelo H2V. Desta forma, uma maior quantidade de H2V estaria disponível para exportação.

#### 4.4. Marco regulatório

A criação de um arcabouço regulatório específico para o mercado de hidrogênio de baixo carbono está em estudo através da comissão especial para o debate de políticas públicas sobre hidrogênio verde, do senado federal, e teve o relatório preliminar do marco legal publicado em 10 de outubro de 2023.

Uma das ferramentas do marco legal é o Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixo Carbono (Rehidro), que no texto preliminar dispõe de 5 mecanismos: desoneração de *capex* para produtores de hidrogênio e atividades acessórias, inclusive geração de energia elétrica; desoneração de *Opex* para

produtoras de hidrogênio; desoneração da Cide-Remessas; incentivos de Imposto de Renda e Contribuição sobre Lucro Líquido; emissão de debêntures incentivadas (Agência Câmara de Notícias, 2023).

Dependendo dos termos em que o pacote de incentivos supracitado seja aprovado, pode-se alterar positivamente o resultado dos estudos de viabilidade econômica de projetos de produção de hidrogênio renovável, especialmente o H2V. A segurança jurídica promovida aos investidores através da aprovação do marco legal também contribuirá para o destravamento de investimentos, levando à conclusão de que há urgência na aprovação do texto, ainda em fase de elaboração em outubro de 2023.

A organização dos setores envolvidos também é importante para contribuir com os dados, análises, acordos e reivindicações dos setores interessados, e com esse objetivo foi criado o Pacto Brasileiro pelo Hidrogênio Renovável, que são signatários a Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias (ABEEólica), a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), Associação Brasileira do Biogás (ABIOGÁS) e a Câmara de Comércio e Indústria Brasil-Alemanha do Rio de Janeiro (AHK Rio).

Acerca do impulsionamento do consumo de hidrogênio de baixo carbono, através da regulação do mercado, em entrevista à EPBR, Eduardo Tobias, coordenador da força-tarefa de hidrogênio verde da ABSOLAR, propõe que

outra sugestão seria um *green premium*, em que o consumidor tenha um incentivo, que pode ser um benefício fiscal ou crédito tributário, para consumir o hidrogênio verde ou seu derivado, de fonte renovável, *versus* o que ele está consumindo hoje (pág. 2, EPBR).

A cooperação entre essas entidades pretende promover comissões técnicas, eventos, debates, palestras e publicações em prol da cadeia de valor do hidrogênio renovável, para estimular investimento e negócios (ABSOLAR, 2023).

#### 4.5. Impactos geopolíticos

A descarbonização da matriz energética requer a substituição ou mudança na forma de processamento e utilização dos recursos energéticos fósseis, gerando impactos econômicos diversos para os países e empresas detentoras de reservas de

petróleo, pois já realizaram investimentos para exploração das reservas de petróleo e gás natural. Este último ainda tende a ser amplamente utilizado na transição energética na geração do hidrogênio azul e turquesa.

Ainda assim, num cenário onde o hidrogênio verde seja a rota predominante, caso a demanda por petróleo e gás natural reduza drasticamente, poderemos ver a ocorrência de um paradigma, pois os preços dos derivados de petróleo poderão sofrer brusca redução, tirando a competitividade das energias renováveis alternativas, pois mais vale para as entidades que lucram com o petróleo ter ganhos reduzidos, mas ainda assim ter algum ganho, do que arcar com prejuízos sobre os investimentos que fizeram para a exploração das reservas de petróleo. A esse fenômeno chamam “*green paradox*”.

Os 10 principais países produtores e de petróleo, derivados e biocombustíveis, estão elencados na Tabela 4.1, e somados correspondem à 72% da produção mundial. EUA, Rússia e Iraque já estão envolvidos em guerras. Além disso, Arábia Saudita, Emirados Árabes, Irã e Kuwait, fazem parte do oriente médio, e apesar de não estarem em guerra declarada, o cenário geopolítico indica possível escalada dos conflitos armados nesta região.

Tabela 4.1 – Principais produtores mundiais de petróleo, derivados e biocombustíveis.

País	Produção - Milhões de barris de petróleo equivalentes por dia (2020)	Porcentagem da produção mundial
Estados Unidos	18,61	20%
Arábia Saudita	10,81	12%
Rússia	10,5	11%
Canadá	5,23	6%
China	4,86	5%
Iraque	4,16	4%
Emirados Árabes	3,78	4%
Brasil	3,77	4%
Irã	3,01	3%
Kuwait	2,75	3%
Total mundial	93,86	100

Fonte: Elaboração própria a partir de dados disponíveis em Abrão (2022) e na Energy Information Administration (2021).

É importante observar a influência que as guerras entre Rússia e Ucrânia, e o cenário de conflitos no oriente médio podem ter sobre o mercado global de energia. O envolvimento de potências do mercado de petróleo em conflitos pode repercutir em restrições ao comércio de combustíveis, elevando os preços e o risco de escassez energética em determinadas regiões. Este cenário tornaria urgente a necessidade do mercado por novas alternativas para a segurança energética.

Com relação às redes de transmissão, sejam elas de energia elétrica, gasodutos ou similares, a conexão da rede energética de países envolve complexas relações geopolíticas, onde o país produtor pode cortar o fornecimento energético do comprador ou utilizá-lo de forma a intensificar o cumprimento de suas exigências, a exemplo da guerra entre Rússia x Ucrânia.

No caso do Brasil, as conexões energéticas com países vizinhos devem antes vencer barreiras geográficas, pois o país está separado de boa parte da América do Sul pela cordilheira dos andes e floresta amazônica. Apesar da possibilidade de sanções durante momentos de crises diplomáticas ou conflitos internacionais, o comércio de energia é fundamental para países que não são autossuficientes em energia e para aqueles que se beneficiam com a venda de energia.

Para a adoção de ações estratégicas durante a maturação da exportação do hidrogênio brasileiro, é importante realizar o mapeamento do mercado de hidrogênio, identificando os principais países consumidores de H<sub>2</sub>V e seus derivados, destacando-se aqueles em que o Brasil terá condições competitivas de atender, e sua possível relação comercial com o Brasil, conforme as possíveis configurações das relações de comércio internacional que se formam a partir das guerras, alianças políticas e blocos econômicos. Dada a complexidade do assunto, são necessários estudos específicos para conclusões mais precisas.

#### 4.6. Análise de viabilidade econômica de projetos de H<sub>2</sub>V no Brasil

Esta seção traz uma análise sobre a viabilidade econômica dos projetos de H<sub>2</sub>V elencados anteriormente, na seção 3.2, Tabela 3.3. Os investimentos selecionados foram aqueles que apresentam dados referentes à capacidade de

produção de H2V e valor do *capex* anunciado, sendo eles Energix (Pecém-CE), Transhydrogen (Pecém-CE) e Qair (Suape-PE).

Os custos de produção e preço de venda do H2V considerados foram extraídos de dados do BNDES e Clean Energy Latin America (CELA). Para cálculo do fluxo de caixa, foi necessário estabelecer o custo de produção e preço de venda, e a partir da diferença deles, a margem de lucro. Estes valores foram estabelecidos em US\$ por kg de H2V.

Não foram localizados dados exatos acerca dos preços de venda atuais do H2V brasileiro. Por esse motivo, a partir de dados do BNDES (2022) para o mercado mundial de hidrogênio, foi estimada a margem média empregada no comércio de H2V. Com base nos preços de venda máximos e mínimos, subtraiu-se deles o custo de produção. Verificou-se a média % de margem entre o parâmetro máximo e mínimo, resultando em 18,8%. Com esta margem, projetou-se um preço de venda tendo como base a média dos custos de produção atuais do hidrogênio verde brasileiro, apontados pela CELA (2023) entre 2,87 e 3,56 US\$/kg.

Com isso, adotou-se na análise de viabilidade econômica o custo de produção de 3,22 US\$/kg H2V, com o preço de venda de 3,82 US\$/kg H2V, resultando na margem de 0,61 US\$/kg H2V (18,8%). A Tabela 4.2 indica a compilação dos dados mencionados.

Tabela 4.2 – Parâmetros considerados para análise de viabilidade econômica de projetos de H2V no Brasil, em 2023.

Parâmetro	Custo Produção	Preço de Venda	Margem	Margem (%)
Mínimo	\$ 2,50	\$ 3,00	\$ 0,50	20,0%
Máximo	\$ 6,80	\$ 8,00	\$ 1,20	17,6%
Considerado para estudo	\$ 3,22	\$ 3,82	\$ 0,61	18,8%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados disponíveis em BNDES (2022) e Clean Energy Latin America (2023).

A análise foi feita baseada no método do VPL (valor presente líquido), considerando a taxa de desconto de 8% para o período de 30 anos, bem como o cálculo do *payback* descontado. Considerou-se que a capacidade de produção total

anunciada no projeto será comercializada. Os cálculos estão consolidados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Cálculo do valor presente líquido de investimentos de H2V no Brasil.

Cálculo VPL (Milhões US\$):			
Taxa de desconto anual	8%	8%	8%
1	336	280	269
2	311	259	249
3	288	240	231
4	267	222	214
5	247	206	198
6	229	191	183
7	212	177	169
8	196	163	157
9	182	151	145
10	168	140	135
11	156	130	125
12	144	120	115
13	134	111	107
14	124	103	99
15	114	95	92
16	106	88	85
17	98	82	79
18	91	76	73
19	84	70	67
20	78	65	62
21	72	60	58
22	67	56	53
23	62	52	49
24	57	48	46
25	53	44	42
26	49	41	39
27	45	38	36
28	42	35	34
29	39	32	31
30	36	30	29
Somatória do valor presente	4.088	3.406	3.270
Investimento inicial	5.400	2.000	20.000
VPL	-1.312	1.406	-16.730

Fonte: Elaboração própria a partir de dados disponíveis em BNDES (2022).

Observa-se grande discrepância entre os projetos selecionados para a análise, com relação ao valor do investimento e a produção de H2V, conforme indicado na Tabela 4.4. O *capex* da Qair, cuja planta foi anunciada para o porto de Suape-PE, é 10 vezes maior do que o montante despendido pela Transhydrogen para sua implantação em Pecém-CE, e ainda assim sua capacidade produtiva é menor. Alguns possíveis motivos pelas diferenças podem ser: (I) a necessidade de construção de infraestrutura para a produção e escoamento; (II) o *capex* contemplar ou não as usinas de geração de energia renovável; (III) possíveis incentivos governamentais.

As diferenças desproporcionais indicam a necessidade de dados mais aprofundados em cada um dos investimentos para uma análise mais assertiva. Além disso, o preço de venda do H2V considerado foi estipulado com a metodologia descrita nesta pesquisa, e pode ser substituído por dados reais de mercado obtido em futuros estudos. Apesar do alto grau de incerteza devido à falta de informações conforme mencionado acima, com os dados considerados, os resultados obtidos apontam inviabilidade em dois dos três projetos analisados. O que se apresentou mais viável economicamente diante dos parâmetros considerados foi o da Transhydrogen, cujo *payback* descontado foi de 9 anos e 9 meses, conforme indicado na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Dados dos projetos anunciados adotados para a análise, e resultado do *payback* descontado.

Investidor	Energix (Pecem-CE)	Transhydrogen (Pecem-CE)	Qair (Suape-PE)
Produção H2V (mil ton/ano)	600	500	480
Fluxo de Caixa Anual (Milhões US\$)	363	303	290
Investimento (Milhões US\$)	5.400	2.000	20.000
Payback	Inviável	9 anos e 9 meses	Inviável

Fonte: Elaboração própria a partir de dados disponíveis em BNDES (2022).

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve o objetivo principal de identificar quais são os principais desafios a serem enfrentados para o desenvolvimento do mercado de hidrogênio verde (H2V) no contexto brasileiro. Para isso inicialmente buscou-se realizar uma revisão da literatura que foi feita no segundo capítulo desta monografia. Essa revisão tornou evidente que a utilização de hidrogênio de baixo carbono é uma alternativa promissora às tradicionais fontes energéticas fósseis, especialmente em setores industriais de difícil descarbonização. Além disso, verificou-se que inúmeras pesquisas destacam que o Brasil possui recursos energéticos para produzir esse tipo de hidrogênio a partir de diversas fontes primárias de energia, principalmente do gás natural, mas sobretudo, quando se fala em hidrogênio verde, a partir de fontes renováveis tais como: a energia eólica, a energia solar e a bioenergia (bagaço de cana, resíduos sólidos urbanos, entre outras).

Ademais, mereceu destaque o fato de que setores brasileiros de difícil descarbonização podem impulsionar o aumento da demanda pelo hidrogênio verde. Dentre eles, destacou-se a indústria química produtora de fertilizantes, que por ser praticamente inexistente hoje, exige a importação deste insumo, que é fundamental para a produção agropecuária nacional. Além da indústria química, os setores de aço e cimento também podem acrescentar demanda ao H2V de forma rápida, pois são indústrias já estabelecidas, cuja migração do gás natural como insumo energético para o hidrogênio verde pode ser rápida.

Verificou-se que o setor de transportes pesados também pode se beneficiar da utilização do H2V e contribuir para o aumento deste mercado no país. Entretanto, para que o abastecimento desse setor com o hidrogênio seja viável será necessário desenvolvimento tecnológico, infraestrutura de abastecimento e normatização dos requisitos de segurança relativos ao hidrogênio verde.

Também merece ser destacado que um dos desafios do mercado de H2 é a inviabilidade do transporte marítimo na forma gasosa. Uma alternativa atrativa a este desafio é a possibilidade do hidrogênio de ser transportado através de sua conversão em outras moléculas. Estas moléculas são mais baratas para serem transportadas, denominadas *Liquid Organic Hydrogen Carriers* (LOHC's), especialmente para os usos que não exijam reconversão da molécula em H2. Desta forma, os produtores de

hidrogênio deverão desenvolver suas próprias indústrias químicas de transformação dessas moléculas, gerando mais valor ao produto, e crescimento econômico para os países produtores.

Foi constatado que devido aos custos elevados para a construção de novos gasodutos dedicados ao H<sub>2</sub>, pode-se aproveitar a infraestrutura existente do gás natural. A compatibilidade de transporte de H<sub>2</sub> misturado com gás natural foi abordada como uma alternativa promissora, pois parte da demanda do gás natural será transferida para o H<sub>2</sub>V. O desafio neste caso está na regulação do fornecimento da nova mistura gasosa, que além de exigir alterações no sistema de medição devido à diferença de volume, pode alterar critérios de segurança e exigir adaptação de máquinas consumidoras.

No Capítulo 3, foram identificados investimentos anunciados de mais de 25 bilhões de reais, em *hubs* de geração de hidrogênio verde, conforme indicado na Tabela 3.3. Tais complexos de geração de H<sub>2</sub>V estão localizados em 3 principais regiões portuárias: Pecém (CE), Suape (PE) e Açu (RJ). A implantação destes complexos pode fomentar indústrias de eletrolisadores, aprimorando novas tecnologias nacionais e reduzindo *capex* de futuros projetos. A existência de demanda de H<sub>2</sub>V em larga escala é fundamental para o desenvolvimento desses projetos, garantindo o escoamento da produção.

Constatou-se também que os investimentos em *hubs* brasileiros de produção de H<sub>2</sub>V, ou seja, os *capex* dos projetos anunciados, situaram-se entre US\$ 2,5 e 20 bilhões, conforme visto na Seção 3.2. Nota-se que esses são valores expressivos, e a participação do BNDES para o financiamento desses projetos com juros competitivos são de extrema importância. No entanto, a linha de crédito piloto disponível atualmente pelo BNDES abrange projetos de até aproximadamente R\$ 300 milhões, que é um valor muito aquém daquele estimado para as necessidades dos projetos em H<sub>2</sub>V. Apesar da importância desta iniciativa, que abrange também projetos de inovação, os valores mencionados nos *hubs* constantes na Seção 3.2 (Tabela 3.3) sugerem a necessidade de aumento do montante oferecido no programa.

Ao comparar a análise de viabilidade econômica de investimentos de três plantas de produção hidrogênio verde no Brasil, na Seção 4.6, verificou-se desproporcionalidade entre o *capex* dos investimentos nas três plantas analisadas vis-

à-vis a sua capacidade produtiva. Isto porque o projeto da Qair (Suape-PE) é 10 vezes mais custoso do que o investimento da Transhydrogen (Pecém-CE), mas com capacidade produtiva inferior. Alguns possíveis motivos identificados para a assimetria entre o *capex* e a capacidade produtiva foram: (I) necessidade de investimentos em infraestrutura, a depender da localidade do projeto; (II) incentivos governamentais abrangidos em certos projetos, e não em outros; e (III) o *capex* indicado considerar os investimentos em geração de energia de fontes eólica e solar. Dos três projetos analisados, somente um, o da Transhydrogen, contempla um tempo de retorno aceitável, de 9 anos e 9 meses.

Adicionalmente no quarto capítulo foi feita uma análise dos dados do mercado de hidrogênio verde brasileiro como um todo. Dentre as rotas para a produção do H<sub>2</sub> de baixo carbono no país, a projeção da BloombergNEF abordada indicou que no Brasil o H<sub>2</sub>V tem potencial de ser altamente competitivo. Segundo o estudo, sua produção pode atingir preços inferiores a US\$ 1,00/Kg de H<sub>2</sub> até 2030, considerando o potencial de geração de energias renováveis provenientes das fontes solar fotovoltaica e eólica. Essa rota produtiva se mostra promissora à realidade brasileira também pelo fato de ser aceita pelo mercado externo nos requisitos de certificação.

Conforme visto, a exportação de hidrogênio verde brasileiro para a Alemanha, e possivelmente para outras localidades Europa deverá ocorrer por via marítima, devido à distância entre os continentes. Para essa região, o Brasil deverá ser economicamente competitivo apenas no fornecimento de amônia, ou do hidrogênio liquefeito. Entretanto, apesar de o país despontar com competitividade no H<sub>2</sub> liquefeito, a maior parte do consumo de H<sub>2</sub> no mundo ocorre na forma gasosa. Assim sendo, constatou-se que o H<sub>2</sub> liquefeito brasileiro ainda será caro se comparado aos preços de fornecedores de H<sub>2</sub> gasoso localizados na Europa e África.

Outro ponto que mereceu destaque foi a certificação do H<sub>2</sub>V que é crucial para a sua comercialização. Nesse sentido, verificou-se que está em fase de elaboração no país mecanismos de certificação de origem do hidrogênio de baixo carbono através da CCEE. Os critérios que estão sendo adotados são os mesmos já aceitos pelos consumidores globais (Seção 4.3, Fig. 12). Dentre esses critérios está aquele que exige a correlação temporal entre a geração de energia e seu consumo através dos eletrolisadores, o que pode elevar significativamente o *capex* dos projetos de H<sub>2</sub>V,

umentando, conseqüentemente, o *payback* dos projetos. No Brasil, dado o alto nível de conexão do Sistema Elétrico de Potência presente no país e o mercado de energia maduro operado através da CCEE, essa exigência pode ser questionada.

Foi verificado que será necessário regular o mercado de *hidrogênio musgo* para permitir o usufruto deste vetor energético, cuja fonte primária é a biomassa. Conforme visto, uma vez mapeado o potencial de geração desta rota de produção de H<sub>2</sub>, ganha-se embasamento para viabilizar seu consumo, sobretudo no Brasil, uma vez que essa rota ainda não é aceita nos padrões de certificação atuais. Dada a relevância deste tema, sugere-se uma pesquisa específica direcionada para a verificação da viabilidade assim que o arcabouço regulatório contemple opções para usufruto do *hidrogênio musgo*.

Em resposta ao objetivo do trabalho, identificou-se que os desafios do H<sub>2</sub>V no Brasil investigados nesta pesquisa estão obrigatoriamente ligados à regulação eficiente do mercado de H<sub>2</sub> brasileiro. O arcabouço deve contemplar os mecanismos necessários não apenas para garantir a produção de H<sub>2</sub>V e sua exportação, mas também de forma a assegurar meios para aproveitamento das fontes biológicas de produção de hidrogênio, ainda que para o consumo interno. Assim, espera-se que a oferta de H<sub>2</sub> de baixo carbono nacional seja de fato ampliada, liberando maior quantidade de H<sub>2</sub>V para atender a demanda externa.

Merecem menção ainda outros aspectos que devem ser tratados durante a regulação do mercado brasileiro de H<sub>2</sub>. Um deles é a aprovação do marco legal, atualmente em tramitação, por proporcionar transparência e segurança na previsibilidade de investimentos. É fundamental criar ferramentas para atração de investimentos destinados às plantas de geração de H<sub>2</sub>, para a geração da energia primária utilizada no processo, bem como em diversas infraestruturas subjacentes, como a de transmissão de eletricidade, por exemplo. Nesse aspecto, a aprovação do programa governamental Rehidro, ou da política de incentivo fiscal ao consumo, conforme vista no Capítulo 4, será fundamental.

Assim, confirma-se a hipótese investigada nesta pesquisa, de que entre os principais desafios do hidrogênio verde no Brasil está a estruturação de um arcabouço regulatório que traga mecanismos de incentivo e segurança jurídica aos investimentos que serão necessários para o desenvolvimento desta tecnologia no país.

Com o intuito de evoluir e aprofundar o tema, sugerem-se duas linhas de pesquisas correlatas a este trabalho. A primeira, diz respeito ao cenário geopolítico presente ao longo de 2023 devido às guerras que envolvem diretamente Rússia e Ucrânia, Israel e Palestina, com envolvimento de outras nações. Tal cenário cria impactos na oferta de energia global, tendo em vista que somados, esses países correspondem a mais de 30% da produção de petróleo, derivados e biocombustíveis. O mapeamento desses impactos e respectiva relação entre eles e o desenvolvimento do mercado de hidrogênio de baixo carbono pode ser, assim, objeto de estudos futuros.

A segunda sugestão de tema de pesquisa está relacionada às possibilidades de aproveitamento do potencial de produção de *hidrogênio musgo* no Brasil. Sugere-se analisar se será possível enfrentar as barreiras impostas pelos critérios de certificação de outros países. Além disso, pode-se verificar quais são os possíveis impactos no mercado de H<sub>2</sub> ao priorizar o consumo de *H<sub>2</sub> musgo* para uso nacional.

Por fim, em resumo, destaca-se que as contribuições desta pesquisa foram basicamente três. A primeira refere-se à análise do potencial que o Brasil apresenta em relação ao mercado de H<sub>2</sub> através da rota de produção de hidrogênio verde. A segunda, diz respeito a desafios e aspectos fundamentais a serem observados durante a regulação do mercado de hidrogênio, que são: (I) disponibilização de linhas de financiamento para o *capex* mais elevados que os projetos de H<sub>2</sub>V requerem; (II) estabelecimento de modelo de certificação de origem que permita a exportação de H<sub>2</sub>V; (III) criação de critérios de certificação que permitam o Brasil usufruir das outras fontes para a geração de H<sub>2</sub>, especialmente provenientes da bioenergia, ainda que não sejam aceitas por compradores internacionais; (IV) aprovação ágil de marco legal eficiente, capaz de trazer a segurança jurídica necessária aos investidores. Ao se preencherem esses pré-requisitos a competitividade do H<sub>2</sub>V brasileiro poderá se transformar em riqueza real para o país.

## REFERÊNCIAS

Abrão, R. A. F. (2022). A geopolítica das energias renováveis: o Brasil em meio a um cenário global em transformação: . Monções: Revista De Relações Internacionais Da UFGD, 11(22), 118–150. Disponível em: <https://doi.org/10.30612/rmufgd.v11i22.14541> Acesso em: 08 setembro 2023.

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar (2023). Hidrogênio verde: acordo de cooperação une solar, eólica e biogás para fomentar mercado. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/hidrogenio-verde-acordo-de-cooperacao-une-solar-eolica-e-biogas-para-fomentar-mercado/> Acesso em: 08 setembro 2023.

BGC – Boston Consulting Group (2023). Unleashing Brazil's Low-Carbon Hydrogen Potential.

BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (2022). Hidrogênio de Baixo Carbono: oportunidades para o protagonismo do brasileiro na produção de energia limpa.

BWP – Brazil Windpower Papers (2022). Disponível em: <https://www.brazilwindpower.com.br/content/dam/Informa/brazil-windpower/pt/2023/arquivos/BWP-PAPERS%202022-v2.pdf>. Acesso em: 08 setembro 2023.

CELA – Clean Energy Latin America (2023). LCOH – Custo Nivelado de Hidrogênio Verde no Brasil. Disponível em: <https://cela.com.br/estudos/lcoh-custo-nivelado-de-hidrogenio-verde-no-brasil-cela/>. Acesso em: 26 novembro 2023.

CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (2010). Hidrogênio energético no Brasil. Subsídios para políticas de competitividade, 2010-2025, tecnologias críticas e sensíveis em setores prioritários – Brasília: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos.

DAGLE, R. A. An overview of natural gas conversion technologies for coproduction of hydrogen and value-added solid carbon products. Washington, DC: Department of Energy, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.2172/1411934>. Acesso em: 08 setembro 2023.

DELOITTE - Climate Check: Business' views on climate action ahead of COP27, 2022. Disponível em: <https://www2.deloitte.com/br/pt/pages/risk/articles/climate-check-survey.html>. Acesso em 30 setembro 2023.

DELOITTE, 2021. Creating a viable hydrogen economy: A future of energy point of view, 2021. <https://www.deloitte.com/global/en/Industries/energy/perspectives/gx-creating-a-viable-hydrogen-economy.html>. Acesso em 30 setembro 2023.

DICKEL, R. Blue hydrogen as an enabler of green hydrogen: the case of Germany. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2020. Disponível em:

<https://ora.ox.ac.uk/objects/uuid:211eb724-f206-40c8-a665-271650c15644>. Acesso em: 08 setembro 2023.

EPBR - Entenda o que é o CBAM da UE e qual o impacto para o Brasil, 2023. <https://epbr.com.br/entenda-o-que-e-o-ajuste-de-fronteira-de-carbono-cbam-da-ue-e-o-impacto-para-o-brasil/>. Acesso em: 08 setembro 2023.

EPBR – Entidade se unem por política industrial para hidrogênio, 2023. <https://epbr.com.br/fiesp-fiec-abeeolica-e-absolar-se-unem-por-politica-industrial-para-hidrogenio-verde/>. Acesso em: 15 de outubro de 2023.

EPBR - O plano da Austrália para o hidrogênio e as lições para o Brasil, 2023. <https://epbr.com.br/o-plano-da-australia-para-o-hidrogenio-e-as-licoes-para-o-brasil/>

EPBR - Rehidro: Política para hidrogênio propõe regime especial de incentivos, 2023. <https://epbr.com.br/rehidro-politica-para-hidrogenio-propoe-regime-especial-de-incentivos/> Acesso em: 10 de novembro 2023.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética (2021). Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira de Hidrogênio. Nota Técnica. Rio de Janeiro. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-bases-para-a-consolidacao-da-estrategia-brasileira-do-hidrogenio> Acesso em: 10 de novembro 2023.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética (2020). Relatório Final do PNE 2050. Rio de Janeiro.

EUROPEAN COMMISSION - Taxation and Customs Union - Carbon Border Adjustment Mechanism, 2023. [https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism\\_en](https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_en). Acesso em 04 de outubro de 2023.

FGV – Fundação Getúlio Vargas (2023). Hidrogênio de baixo carbono. A importância dos avanços em questões estruturantes.

FRAUNHOFER – ISE – Site-specific, comparative analysis for suitable Power-to-X pathways and products in developing and emerging countries, 2023. Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/power-to-x-country-analyses.html>. Acesso em 04 de outubro de 2023.

FUKUROZAKI, S. H. Avaliação do ciclo de vida de potenciais rotas de produção de hidrogênio: estudo dos sistemas de gaseificação da biomassa e energia solar fotovoltaica. 2011. 180 f. Tese (Doutorado em Ciências na Área de Tecnologia Nuclear - Materiais) - Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, Autarquia associada à Universidade de São Paulo, São Paulo. 2011.

HYDROGEN COUNCIL. Path to hydrogen competitiveness: a cost perspective. Brussels: Hydrogen Council, 2020. Disponível em: [https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness\\_Full-Study-1.pdf](https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf). Acesso em: 08 setembro 2023.

HYDROGEN COUNCIL. Hydrogen scaling up: a sustainable pathway for the global energy transition. Brussels: Hydrogen Council, 2017. Disponível em: <https://hydrogencouncil.com/en/study-hydrogen-scaling-up/> . Acesso em: 08 setembro 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), Total energy supply (TES) by source, World 1990-2020. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-databrowser?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=TESbySource>. Acesso em 23 de setembro de 2023.

LAMEIRAS, F. L. O hidrogênio como vetor de energia. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Altos Estudos em Política e Estratégia) – Departamento de Estudos, Escola Superior de Guerra, Rio de Janeiro, 2019.

MACFARLANE, D. R. A roadmap to the ammonia economy. *Joule*, Cambridge, v. 4, n. 6, p. 1186-1205, 2020.

MME – Ministério de Minas e Energia (2021). Programa Nacional do Hidrogênio. Propostas e Diretrizes. Distrito Federal, Brasília.

RHODES, R. *Energy: A Human History*. 2018.

SCHNEIDER, S. et al. State of the art of hydrogen production via pyrolysis of natural. *ChemBioEng*, Weinheim, v. 7, n. 5, p. 150-158, 2020. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/cben.202000014>. Acesso em: 08 setembro 2023.

SILVA, E.P., *Introdução à Economia de Hidrogênio*, 1a Ed., Editora da Unicamp, 204 p., 1991.

TEIXEIRA, A. Hidrogênio verde no Brasil tem futuro, mas precisará vencer desafios. *CanalEnergia*, Rio de Janeiro, 10 jun. 2022. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53214838/hidrogenio-verde-no-brasil-tem-futuromas-precisara-vencer-desafios>. Acesso em: 08 set. 23.

THE ROYAL SOCIETY. Ammonia: Zero-carbon fertiliser, fuel and energy store. London: The Royal Society, 2020. Disponível em: <https://royalsociety.org/-/media/policy/projects/green-ammonia/green-ammonia-policy-briefing.pdf>. Acesso em: 08 set. 2023.

## ANEXO

Tabela 4.5 – Cálculo completo do valor presente líquido de investimentos de H2V no Brasil, projeção para 50 anos.

Cálculo VPL (US\$):				
Investidor	F.C. Energix (Pecem-CE)	F.C. Transhydrogen (Pecem-CE)	Qair (Suape-PE)	
t (ano)	8%	8%	8%	
1	\$ 336.209.150,33	\$ 280.174.291,94	\$ 268.967.320,26	
2	\$ 311.304.768,82	\$ 259.420.640,68	\$ 249.043.815,06	
3	\$ 288.245.156,32	\$ 240.204.296,93	\$ 230.596.125,05	
4	\$ 266.893.663,26	\$ 222.411.386,05	\$ 213.514.930,60	
5	\$ 247.123.762,27	\$ 205.936.468,56	\$ 197.699.009,82	
6	\$ 228.818.298,40	\$ 190.681.915,33	\$ 183.054.638,72	
7	\$ 211.868.794,82	\$ 176.557.329,01	\$ 169.495.035,85	
8	\$ 196.174.810,01	\$ 163.479.008,35	\$ 156.939.848,01	
9	\$ 181.643.342,61	\$ 151.369.452,17	\$ 145.314.674,09	
10	\$ 168.188.280,19	\$ 140.156.900,16	\$ 134.550.624,15	
11	\$ 155.729.889,07	\$ 129.774.907,55	\$ 124.583.911,25	
12	\$ 144.194.341,73	\$ 120.161.951,44	\$ 115.355.473,38	
13	\$ 133.513.279,38	\$ 111.261.066,15	\$ 106.810.623,50	
14	\$ 123.623.406,83	\$ 103.019.505,69	\$ 98.898.725,46	
15	\$ 114.466.117,44	\$ 95.388.431,20	\$ 91.572.893,95	
16	\$ 105.987.145,77	\$ 88.322.621,48	\$ 84.789.716,62	
17	\$ 98.136.246,09	\$ 81.780.205,07	\$ 78.508.996,87	
18	\$ 90.866.894,53	\$ 75.722.412,10	\$ 72.693.515,62	
19	\$ 84.136.013,45	\$ 70.113.344,54	\$ 67.308.810,76	
20	\$ 77.903.716,16	\$ 64.919.763,46	\$ 62.322.972,93	
21	\$ 72.133.070,52	\$ 60.110.892,10	\$ 57.706.456,41	
22	\$ 66.789.880,11	\$ 55.658.233,42	\$ 53.431.904,09	
23	\$ 61.842.481,58	\$ 51.535.401,32	\$ 49.473.985,26	
24	\$ 57.261.557,02	\$ 47.717.964,18	\$ 45.809.245,62	
25	\$ 53.019.960,20	\$ 44.183.300,17	\$ 42.415.968,16	
26	\$ 49.092.555,74	\$ 40.910.463,12	\$ 39.274.044,59	
27	\$ 45.456.070,13	\$ 37.880.058,44	\$ 36.364.856,11	
28	\$ 42.088.953,83	\$ 35.074.128,19	\$ 33.671.163,06	
29	\$ 38.971.253,54	\$ 32.476.044,62	\$ 31.177.002,83	
30	\$ 36.084.494,02	\$ 30.070.411,68	\$ 28.867.595,22	
31	\$ 33.411.568,54	\$ 27.842.973,78	\$ 26.729.254,83	
32	\$ 30.936.637,54	\$ 25.780.531,28	\$ 24.749.310,03	
33	\$ 28.645.034,76	\$ 23.870.862,30	\$ 22.916.027,80	
34	\$ 26.523.180,33	\$ 22.102.650,27	\$ 21.218.544,26	
35	\$ 24.558.500,30	\$ 20.465.416,92	\$ 19.646.800,24	
36	\$ 22.739.352,13	\$ 18.949.460,11	\$ 18.191.481,71	
37	\$ 21.054.955,68	\$ 17.545.796,40	\$ 16.843.964,54	
38	\$ 19.495.329,33	\$ 16.246.107,78	\$ 15.596.263,47	
39	\$ 18.051.230,86	\$ 15.042.692,39	\$ 14.440.984,69	
40	\$ 16.714.102,65	\$ 13.928.418,88	\$ 13.371.282,12	
41	\$ 15.476.020,97	\$ 12.896.684,14	\$ 12.380.816,78	
42	\$ 14.329.649,05	\$ 11.941.374,21	\$ 11.463.719,24	
43	\$ 13.268.193,56	\$ 11.056.827,97	\$ 10.614.554,85	
44	\$ 12.285.364,41	\$ 10.237.803,68	\$ 9.828.291,53	
45	\$ 11.375.337,42	\$ 9.479.447,85	\$ 9.100.269,93	
46	\$ 10.532.719,83	\$ 8.777.266,53	\$ 8.426.175,87	
47	\$ 9.752.518,36	\$ 8.127.098,64	\$ 7.802.014,69	
48	\$ 9.030.109,59	\$ 7.525.091,33	\$ 7.224.087,68	
49	\$ 8.361.212,59	\$ 6.967.677,16	\$ 6.688.970,07	
50	\$ 7.741.863,51	\$ 6.451.552,92	\$ 6.193.490,81	
SOMA VP	R\$ 4.442.050.235,57	R\$ 3.701.708.529,64	R\$ 3.553.640.188,46	
II	R\$ 5.400.000.000,00	R\$ 2.000.000.000,00	R\$ 20.000.000.000,00	
VPL	-R\$ 957.949.764,43	R\$ 1.701.708.529,64	-R\$ 16.446.359.811,54	

Fonte: Elaboração própria a partir de dados disponíveis em BNDES (2022).