

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



Mariana de Carvalho Terence

**O processo de sequestro e armazenamento de carbono
(CCS) aplicado à produção de hidrogênio no Brasil:
Análise técnica, econômica e ambiental**

Projeto de Graduação

Projeto de Graduação apresentado ao Departamento de Engenharia
Mecânica da PUC-Rio

Orientador: Florian Alain Yannick Pradelle

Rio de Janeiro
Novembro de 2022

AGRADECIMENTOS

Agradeço especialmente à minha família, aos professores e amigos queridos que me deram suporte durante toda trajetória ao longo do curso de engenharia.

Agradeço aos integrantes e professores do Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio, por todo tempo dedicado, apoio e conhecimento transmitidos ao longo do percurso. Agradeço, também, aos funcionários da Universidade por mostrarem sempre muita disponibilidade em ajudar.

Por fim, agradeço ao orientador e professor Florian Pradelle, por seus ensinamentos, atenção e suporte ao longo do desenvolvimento desse trabalho.

RESUMO

O processo de sequestro e armazenamento de carbono (CCS) aplicado à produção de hidrogênio no Brasil – Uma análise técnica, econômica e ambiental.

Ao longo dos anos, as emissões de gases de efeito estufa vêm crescendo expressivamente. Em 2015, os países participantes da COP21 firmaram o Acordo de Paris, concordando em limitar o aquecimento global em valor abaixo de 2°C. A busca pela neutralidade de carbono do setor energético brasileiro até 2050, contará com substituições de fontes atuais por alternativas de baixo carbono, como o hidrogênio, e por processos com sequestro e armazenamento de carbono (CCS). O hidrogênio, todavia, só pode ser uma alternativa caso, durante seu processo produtivo, não ocorram emissões de CO₂, o que não é uma realidade atualmente, dado que a rota tecnológica mais madura de produção de H₂ é a reforma a vapor de combustíveis fósseis, que resultam no hidrogênio cinza. Para reduzir a intensidade de CO₂, estão sendo considerados métodos alternativos de produção. Dentre eles, o hidrogênio verde, produzido a partir da eletrólise da água com o uso de energia elétrica renovável, e o hidrogênio azul, que tem processo equivalente ao hidrogênio cinza, porém com uma posterior etapa de CCS. O objetivo desse trabalho foi explorar melhor a rota tecnológica de produção de hidrogênio azul aplicado ao contexto brasileiro, realizando uma análise técnica, que consistiu no mapeamento de regiões com potencial de implementação das rotas tecnológicas estudadas, além da análise econômica, com a comparação de preços dos hidrogênios cinza e azul em território brasileiro atualmente, e ambiental, analisando os possíveis impactos das reduções das emissões ao adicionar CCS à produção de H₂ pelo setor do refino. Por fim, concluiu-se que o Sudeste é a região mais provável de sediar a produção de hidrogênio azul, mas que existem outras opções, como o Nordeste, que poderiam ser utilizadas para projetos-pilotos. Quanto aos aspectos econômicos, a implementação de CCS pode representar aumentos expressivos de custo, podendo chegar a 1100% quando comparados a rota de produção do hidrogênio cinza, que tem mais maturidade tecnológica. Em relação aos impactos ambientais, a utilização de unidades de CCS pode reduzir em até 90% as emissões referentes à produção de H₂ no setor do refino e reduzir em até 70% o potencial de aquecimento global da atividade.

Palavras-chaves: Hidrogênio, descarbonização, hidrogênio azul, captura e armazenamento de carbono (CCS).

ABSTRACT

Carbon capture and storage (CCS) applied to the production of hydrogen in Brazil – A technical, economic and environmental analysis

Over the years, greenhouse gas emissions have grown significantly. In 2015, the countries participating in COP21 signed the Paris Agreement, agreeing to limit global warming to below 2°C. The search for carbon neutrality in the Brazilian energy sector by 2050 will involve replacing current sources with low-carbon alternatives, such as hydrogen, and processes with carbon sequestration and storage (CCS). Hydrogen, however, can only be an alternative if, during its production process, no CO₂ emissions occur, which is not currently a reality, given that the most mature technological route for H₂ production is the steam reforming of fossil fuels, which result in gray hydrogen. To reduce the CO₂ intensity, alternative production methods are being considered. Among them, green hydrogen, produced from the electrolysis of water using renewable electricity, and blue hydrogen, which has a process equivalent to gray hydrogen, but with a subsequent CCS step. The objective of this work was to better explore the technological route for the production of blue hydrogen applied to the Brazilian context, performing a technical analysis, which consisted of mapping regions with potential for implementing the technological routes studied, in addition to economic analysis, with price comparison of gray and blue hydrogens in Brazilian territory today, and environmental, analyzing the possible impacts of emission reductions when adding CCS to the production of H₂ by the refining sector. Finally, it was concluded that the Southeast is the most likely region to host the production of blue hydrogen, but that there are other options, such as the Northeast, that could be used for pilot projects. As for the economic aspects, the implementation of CCS can represent significant cost increases, which can reach 1100% when compared to the gray hydrogen production route, which is more technologically mature. Regarding environmental impacts, the use of CCS units can reduce by up to 90% the emissions related to the production of H₂ in the refining sector and reduce the global warming potential of the activity by up to 70%.

Keywords: Hydrogen, decarbonization, blue hydrogen, carbon capture and storage (CCS).

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Concentração de CO ₂ atmosférico nos observatórios de Barrow (1), Mauna Loa (2), Tutuila (3) e South Pole (4). Fonte: Deshcherevskii, A. V. & Sidorina, A. Ya., 2021	11
Figura 2 - Participação de setores e subsetores nas emissões brasileiras de GEEs em 2019. Fonte: Instituto E+ Transição Energética, 2022	13
Figura 3 - Evolução das emissões históricas (Gt de CO ₂ -eq) por setor do Brasil de 1990 a 2020. Fonte: Instituto E+ Transição Energética, 2022	13
Figura 4 - As seis rotas tecnológicas para reduzir as emissões em 36.9 Gt de CO ₂ até 2050. Fonte: Adaptado de IRENA, 2022	14
Figura 5 - Projeção do consumo global de hidrogênio por uso até 2070. 1 - A produção de amônia refere-se à navegação marítima, enquanto para usos como matéria-prima está incorporada no segmento Indústria; 2 - Synfuel - combustível sintético. Fonte: EPE 2022.....	15
Figura 6 - Produção de eletricidade no Brasil em 2021. Fonte: Balanço energético nacional, EPE, 2022	17
Figura 7 - Representação esquemática de rotas tecnológicas para obtenção de hidrogênio. Fonte: ISES, 2022.....	19
Figura 8 - Eficiências típicas de conversão em processos de produção de hidrogênio. Fonte: EPE, 2021	20
Figura 9 - Fontes de produção de hidrogênio em 2020. Coproduto: hidrogênio produzido em instalações projetadas em princípio para outros produtos, principalmente refinarias em que a reforma da nafta em gasolina resulta em hidrogênio. Fonte: Adaptado de IEA, 2021a	21
Figura 10 - Esquema Reforma a vapor do metano (SMR). Fonte: Adaptado de EPE, 2022	23
Figura 11 - Esquema Reforma auto térmica do metano (ATR). Fonte: Adaptado de EPE, 2022	25
Figura 12 - Principais sistemas de captura de CO ₂ . Fonte: PROQR, 2021	27
Figura 13 - Tecnologias para separação de CO ₂ . Fonte: EPE, 2022	28
Figura 14 - Faixas de custos da produção de hidrogênio. Fonte: KAYFECCI et al., 2019, IEA, 2020a, LEE, 2016 apud EPE, 2021	33

Figura 15 - Projeção da evolução de custos de produção de hidrogênio. Fonte: EPE, 2021.	34
Figura 16 - Custos do H ₂ azul em diferentes capacidades da planta (toneladas/dia) para as quatro tecnologias de produção. Fonte: ONI <i>et al.</i> (2022)	36
Figura 17 - Esquema do processo de LCA. Fonte: elaboração própria	38
Figura 18 - Cadeia de valor do hidrogênio em 2018. Fonte: IEA, 2019	39
Figura 19 - Projetos de CCS em diferentes estágios ao redor do mundo. Fonte: IEAGHG, 2022b	41
Figura 20 - Avanço do pipeline de projetos de CCS no mundo de 2010 a 2022. Fonte: Adaptado de IEA, 2022b	42
Figura 21 - Instalações com captura de CO ₂ em operação em 2022 e planejadas para 2030. Fonte: Adaptado de IEA, 2022b	43
Figura 22 - Exportações de hidrogênio planejadas por região/ país em 2030 [Mt de H ₂ por ano]. Fonte: IEA, 2022	44
Figura 23 - Bacias sedimentares do Brasil. Fonte: Tavora e Ramos, 2019	47
Figura 24 - Emissão de CO ₂ por estado brasileiro a partir de fontes estacionárias e indústrias. Fonte: elaboração própria a partir de dados de Ciotta <i>et al.</i> , 2021	55
Figura 25 - Pontos de exploração de petróleo no território brasileiro. Fonte: elaboração própria com dados do WEBMAP EPE	56
Figura 26 - Gasodutos de escoamento e transporte em território brasileiro. Fonte: elaboração própria com dados do WEBMAP EPE	57
Figura 27 - Gasodutos e campos com potencial de armazenamento de CO ₂ na região sudeste. Fonte: elaboração própria a partir de CIOTTA <i>et al.</i> , 2021 e WEBMAP EPE	58
Figura 28 - Curva de VPL da unidade de SMR para capacidade produtiva de 20 ton H ₂ / dia e preço do gás natural a 12 US\$/ MMBtu. Fonte: Elaboração própria	60
Figura 29 - Curva de VPL da unidade de SMR com CCS para capacidade produtiva de 20 ton H ₂ / dia e preço do gás natural a 12 US\$/ MMBtu. Fonte: Elaboração própria	62
Figura 30 - Estimativa de emissões de CO ₂ em 2018 a partir da produção de H ₂ por refinarias brasileiras para diferentes cenários em toneladas. Fonte: Elaboração própria	64

Figura 31 - Estimativa de emissões de CO ₂ em 2030 a partir da produção de H ₂ por refinarias brasileiras para diferentes cenários em toneladas. Fonte: Elaboração própria.....	65
---	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classificação de hidrogênio em escala de cores. Fonte: adaptado de EPE, 2022	16
Tabela 2 - custos de produção de H ₂ cinza em relação à capacidade da planta e ao preço do gás natural. Fonte: EPE, 2022	34
Tabela 3 - custos de produção de H ₂ azul (US\$/ MMBtu) em relação à capacidade da planta e ao preço do gás natural e a variação em relação ao H ₂ cinza (%). Fonte: Adaptado de EPE, 2022.....	35
Tabela 4 - Custos por tecnologia de produção de H ₂ a partir do gás natural para uma planta com capacidade de 607 ton H ₂ / dia. Fonte: Adaptado de ONI <i>et al.</i> , 2022.....	36
Tabela 5 - Custo do H ₂ azul em função da capacidade produtiva. Fonte: elaboração própria a partir de EPE, 2022 e ONI <i>et al.</i> 2022	37
Tabela 6 - Aplicações do hidrogênio na indústria e respectivos estágios de desenvolvimento. Fonte: CNI, 2022.....	40
Tabela 7 - Capacidade de armazenamento de bacias sedimentares offshore no Brasil. Fonte: Adaptada de Ciotta <i>et al.</i> , 2021	48
Tabela 8 - Os dez campos estudados com maior capacidade de armazenamento. Fonte: Adaptado de Ciotta, et al., 2021	48
Tabela 9 - Fluxo de Caixa Simplificado do Projeto. Fonte: Adaptado de Póvoa, 2012..	51
Tabela 10 - Premissas utilizadas no fluxo de caixa para a unidade de SMR. Fonte: elaboração própria a partir de dados da EPE, 2022.....	51
Tabela 11 - Premissas para as unidades de captura, transporte e armazenamento do CO ₂ . Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, 2022.....	53
Tabela 12 -Fluxo de caixa simplificado para a unidade SMR com capacidade produtiva de 20 ton H ₂ / dia e utilizando gás natural a 12 US\$/ MMBtu. Fonte: elaboração própria.....	59
Tabela 13 - VPL da unidade de SMR para capacidade produtiva de 20 ton H ₂ / dia e preço do gás natural a 12 US\$/ MMBtu. Fonte: Elaboração própria	59
Tabela 14 - Preços H ₂ Cinza em função da capacidade produtiva e do preço do gás natural [US\$/ MMBtu]. Fonte: Elaboração própria.....	60
Tabela 15 - Preços H ₂ Cinza em função da capacidade produtiva e do preço do gás natural [US\$/ kg]. Fonte: Elaboração própria	61

Tabela 16 - Fluxo de caixa simplificado para unidade de SMR com CCS para capacidade produtiva de 20 ton H ₂ / dia e utilizando gás natural a 12 US\$/ MMBtu. Fonte: Elaboração própria.....	61
Tabela 17 - VPL da unidade de SMR com CCS para capacidade produtiva de 20 ton H ₂ / dia e preço do gás natural a 12 US\$/ MMBtu. Fonte: Elaboração própria	62
Tabela 18 - Preços H ₂ Azul em função da capacidade produtiva e do preço do gás natural [US\$/ MMBtu] e a variação em relação ao H ₂ cinza (%). Fonte: Elaboração própria	62
Tabela 19 - Preços H ₂ Azul em função da capacidade produtiva e do preço do gás natural [US\$/ kg]. Fonte: Elaboração própria	63

LISTA DE SIGLAS

- ATR** - Reforma auto térmica do metano (*Autothermal Reforming*)
- CCS** - Sequestro e armazenamento de carbono (*Carbon Capture and Storage*)
- CEPAC** - Centro de Excelência em Pesquisa sobre Armazenamento de Carbono
- COP** - Conferência das Partes (*Conference of the parties*)
- ECBM** - Recuperação Avançada de Metano em Camada de Carvão (*Enhanced Coal Bed Methane*)
- EOR** – Recuperação avançada de petróleo (*Enhanced Oil Recovery*)
- FCD** - Fluxo de Caixa Descontado
- GEE** - Gases de efeito estufa
- GHG** – Gases de efeito estufa (*GreenHouse Gases*)
- GWP** – Potencial de aquecimento global (*Global Warming Potential*)
- IEA** - Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency*)
- LCA** – Análise do ciclo de vida (*Life Cycle Assessment*)
- LCI** - Inventário do ciclo de vida (*Life Cycle Inventory*)
- NDC** - Contribuições Nacionalmente Determinadas (*Nationally Determined Contribution*)
- POM** - Oxidação parcial de metano
- POX** - Reação de oxidação parcial (*Partial Oxidation*)
- PSA** - Adsorção por oscilação de pressão (*Pressure Swing Adsorption*)
- SMR** - Reforma a vapor do metano (*Steam Methane Reform*)
- UNFCCC** - Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Climas (*United Nations Framework Convention on Climate Change*)
- VPL** – Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	11
1.2	OBJETIVOS	17
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	18
2	REVISÃO DA LITERATURA	19
2.1	ASPECTOS TÉCNICOS	19
2.1.1	Tecnologias para produção do hidrogênio	19
2.1.1.1	Hidrogênio através da reforma a vapor do metano (SMR)	22
2.1.1.2	Hidrogênio através da reação de POX	24
2.1.1.3	Hidrogênio através da reforma auto térmica do metano (ATR)	25
2.1.2	Tecnologias de sequestro e armazenamento de carbono (CCS)	26
2.1.2.1	O processo de captura de carbono	26
2.1.2.1.1	Identificação das correntes ricas em CO ₂	26
2.1.2.1.2	Separação do CO ₂ das correntes	28
2.1.2.2	O processo de transporte do carbono	29
2.1.2.3	O processo de armazenamento geológico do carbono	30
2.2	ASPECTOS ECONÔMICOS	32
2.3	ASPECTOS AMBIENTAIS	37
2.4	ECONOMIA DO HIDROGÊNIO	39
2.4.1	O atual mercado global do hidrogênio	39
2.4.2	O atual cenário global do CCS	40
2.4.3	Contexto Brasileiro	43
3	METODOLOGIA	50
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	54
4.1	MAPEAMENTO DE POTENCIAIS LOCAIS DE PRODUÇÃO DE H ₂ AZUL NO BRASIL	54
4.2	ANÁLISE ECONÔMICA	59
4.3	ANÁLISE AMBIENTAL	63
5	CONCLUSÃO	66
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	68

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Desde a revolução industrial do século XIX, por volta de 1850, os processos produtivos são alimentados energeticamente pela queima de combustíveis fósseis, resultando na emissão de gases de efeito estufa. Ao longo dos anos, as emissões cresceram em paralelo à produção industrial, desmatamento de florestas, aumento do número de veículos, impermeabilização do solo para avanço das cidades e outras atividades, causando o aumento da temperatura, além de prejudicar as condições de vida no planeta (ENGIE, 2021). Para reverter o cenário, uma das soluções é a descarbonização das economias e sociedades.

Isso porque com uma economia mundial estruturada no fornecimento de energia por meio da queima de combustíveis fósseis, como o petróleo e o carvão mineral, a humanidade presentemente produz um excesso de CO₂ por ano. Em 2019, por exemplo a emissão global de CO₂ proveniente apenas da combustão de combustível fóssil foi de cerca de 58,7 bilhões de toneladas (YORO & DARAMOLA, 2022). Como resultado do excesso anual de CO₂, a concentração desse gás vem aumentando anualmente (LACERDA, 2010). A Figura 1 mostra a série temporal das medidas de concentração de CO₂ atmosférico no observatório de Barrow, Mauna Loa, no Havaí, Tutuila e South Pole desde meados do século passado até o presente.

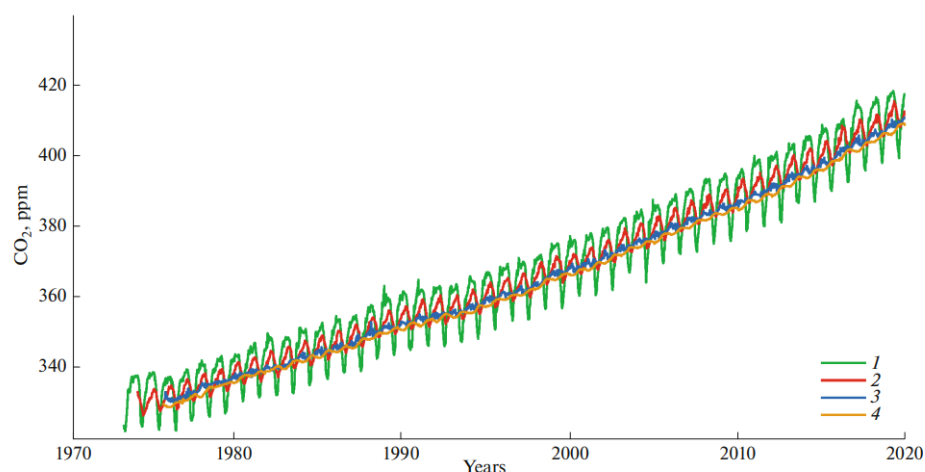


Figura 1 - Concentração de CO₂ atmosférico nos observatórios de Barrow (1), Mauna Loa (2), Tutuila (3) e South Pole (4). Fonte: Deshcherevskii, A. V. & Sidorina, A. Ya., 2021

Desde 1995, a ONU organiza conferências anuais, conhecidas como COP (Conferência das Partes), para avaliar o progresso e definir novas ações de combate às mudanças climáticas, que reúne os países signatários da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC, do inglês *United Nations Framework Convention on Climate Change*). Como resultado dessas conferências, em 2015, os países participantes da COP21 concordaram em limitar o aquecimento global a valor abaixo de 2°C e, se possível, a 1,5 °C acima dos níveis pré-industriais, formando o Acordo de Paris (Instituto E+ Transição Energética, 2022). Na COP26, que ocorreu em novembro de 2021 na Escócia, os países signatários do Acordo de Paris deveriam apresentar atualizações de suas metas nacionais de redução de emissões, conhecidas como Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC, do inglês *Nationally Determined Contribution*).

O Brasil assumiu compromissos importantes nessa COP, como a meta de eliminar o desmatamento até 2030, de reduzir a emissão de metano em 30% até 2030 e de atingir 50% da matriz energética limpa até 2030. Além disso, o Brasil se comprometeu, como parte de sua NDC, em reduzir emissões líquidas totais de gases de efeito estufa (GEE) em 50% até 2030, com relação aos níveis de 2005, e atingir a neutralidade de carbono em 2050 (Agência Brasil, 2021).

O cumprimento da meta de 2050 dependerá de uma descarbonização agressiva em todos os setores da economia brasileira. Isso só será possível com a adoção de disruptivas tecnologias capazes de modificar o status quo das principais atividades emissoras, já que, desde 2005, percebeu-se um aumento nas emissões nacionais devido principalmente ao crescimento populacional e ao desenvolvimento econômico (Instituto E+ Transição Energética, 2022).

Dentre os setores com maior contribuição para as emissões de gases de efeito estufa brasileiras, foca-se no setor de energia. Esse setor representou, em 2019, 20% das emissões nacionais e apresentou um crescimento de 24% em suas emissões desde 2005, como demonstrado nas Figuras 2 e 3 abaixo.

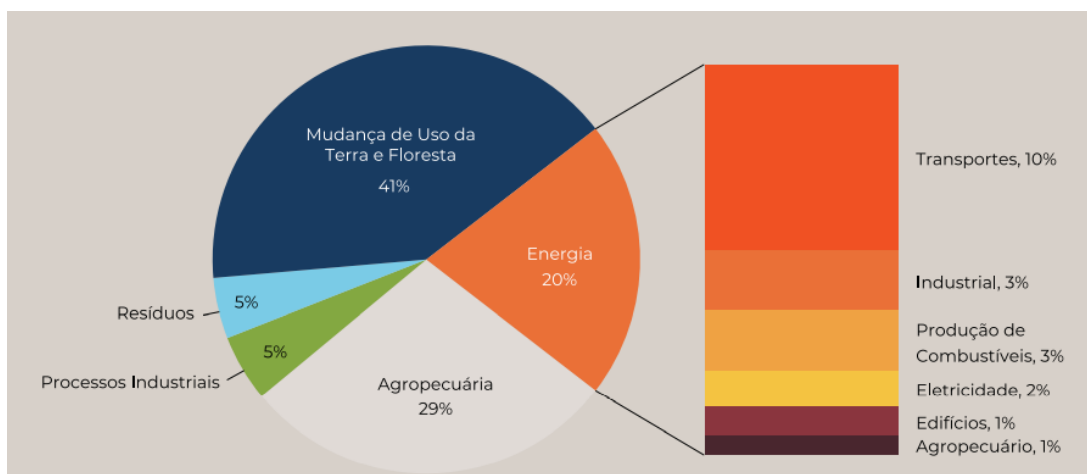


Figura 2 - Participação de setores e subsectores nas emissões brasileiras de GEEs em 2019.
Fonte: Instituto E+ Transição Energética, 2022

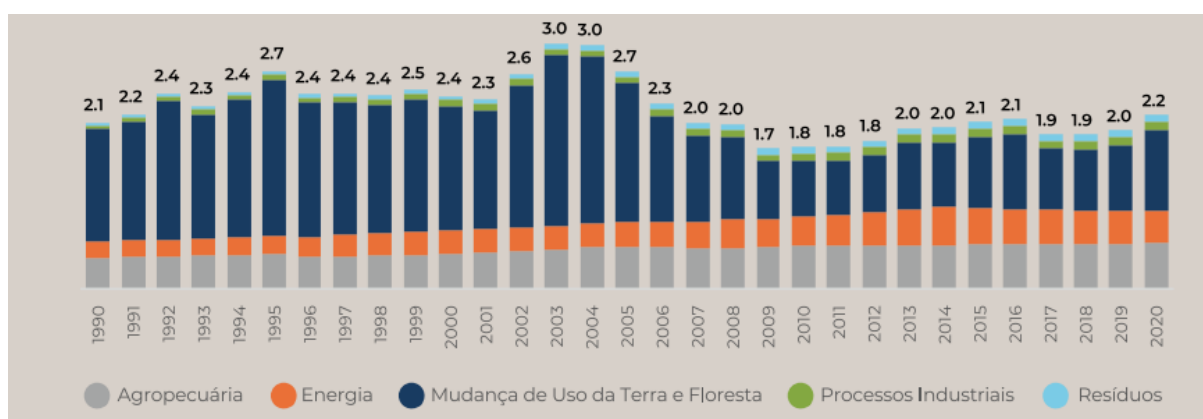


Figura 3 - Evolução das emissões históricas (Gt de CO₂-eq) por setor do Brasil de 1990 a 2020. Fonte: Instituto E+ Transição Energética, 2022

A busca pela neutralidade de carbono desse setor até 2050, certamente contará com substituições de fontes e processos atuais por alternativas de baixo carbono ou por processos com sequestro e armazenamento de carbono (CCS). Dentre essas alternativas, o hidrogênio (H₂) e o CCS se destacam. O primeiro pela versatilidade, tanto no consumo quanto na produção. O segundo por amenizar as emissões do processo produtivo do hidrogênio. A Figura 4 abaixo mostra o gráfico, adaptado Relatório IRENA – *World Energy Transitions Outlook 2022*, mostra o hidrogênio e o CCS relacionado a combustíveis fósseis como duas das seis rotas tecnológicas indicadas para redução de emissões em 36.9 Gt de CO₂ até 2050:

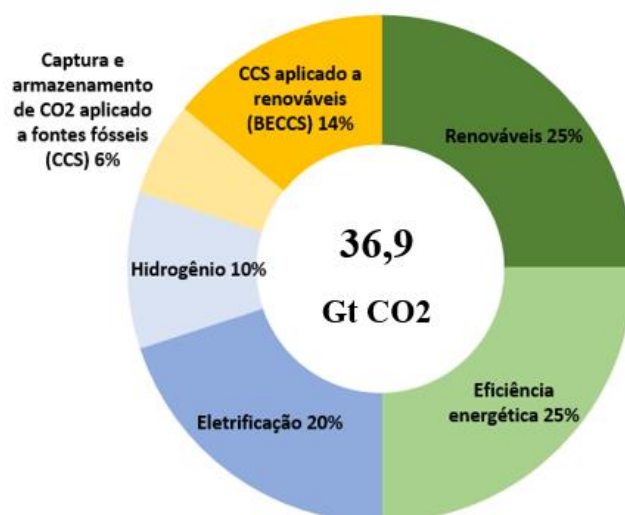


Figura 4 - As seis rotas tecnológicas para reduzir as emissões em 36.9 Gt de CO₂ até 2050.
Fonte: Adaptado de IRENA, 2022

O benefício ambiental do uso do hidrogênio como combustível, contudo, depende de seu método de produção. Em 2020, cerca de 87 milhões de toneladas de hidrogênio foram produzidas globalmente, porém quase a totalidade foi proveniente de combustíveis fósseis como gás natural e carvão. Com isso, a produção desse composto nesse ano representou 2,6% das emissões globais (IEA, 2021b).

A combinação do hidrogênio com rotas tecnológicas que envolvem CCS pode viabilizar a redução de emissões, inclusive em setores em que a descarbonização é considerada desafiadora, enquanto sua produção pode se basear em um conjunto de rotas adequadas aos recursos de cada região. Do lado do consumo de hidrogênio, as projeções da Agência Internacional de Energia (IEA) apontam para o crescimento nas próximas décadas. A Agência Internacional de Energia (IEA, 2020b) prevê que a utilização do hidrogênio, limitada atualmente ao uso no refino de petróleo e como matéria-prima industrial, deve se multiplicar e ganhar novas aplicações, com destaque para a geração de energia, para o uso direto no setor de transportes e para a produção de combustíveis sintéticos e de amônia, como demonstrado pela Figura 5 abaixo, que retrata a projeção do consumo de hidrogênio nas próximas décadas.

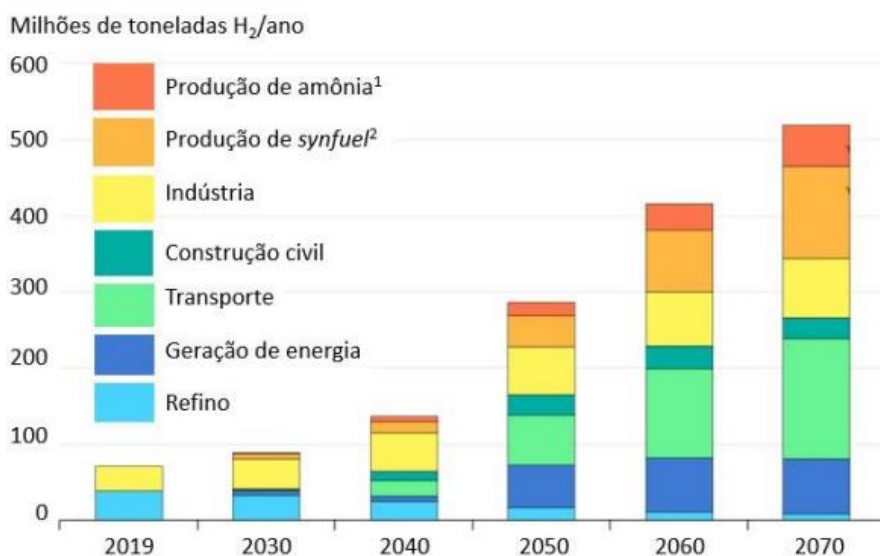


Figura 5 - Projeção do consumo global de hidrogênio por uso até 2070. 1 - A produção de amônia refere-se à navegação marítima, enquanto para usos como matéria-prima está incorporada no segmento Indústria; 2 - Synfuel - combustível sintético. Fonte: EPE 2022.

A produção do hidrogênio, por sua vez, pode ser classificada de acordo com a principal matéria-prima utilizada, com o processo empregado ou com a ocorrência de emissões de dióxido de carbono (CO₂) durante a obtenção do hidrogênio, recebendo o nome de uma cor para facilitar a referência em estudos internacionais (EPE, 2021). Complementando esta classificação internacional para sua melhor aplicação ao potencial brasileiro, têm-se as definições apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1 - Classificação de hidrogênio em escala de cores. Fonte: adaptado de EPE, 2022

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

Para reduzir a intensidade de carbono dessa atividade, estão sendo considerados métodos alternativos de produção, que não o hidrogênio cinza. Dentre eles, maior destaque está sendo dado ao hidrogênio verde, produzido a partir da eletrólise da água com o uso de energia elétrica renovável, e ao hidrogênio azul, que tem processo equivalente ao hidrogênio de fontes fósseis, porém com uma posterior etapa de captura e sequestro do carbono (CCS) (EPE, 2022).

No Brasil, esses dois métodos de produção poderiam ser explorados. O hidrogênio verde tem forte vantagem competitiva no Brasil, devido a matriz energética do país, que é majoritariamente limpa, e ao potencial ainda não explorado das fontes solares e eólicas onshore e offshore. Por quase um século a matriz elétrica nacional se desenvolveu pelo aproveitamento do grande potencial hidrelétrico. Além disso, nas duas últimas décadas, outras fontes renováveis entraram na matriz, como a energia produzida pela queima de biomassa (principalmente cana de açúcar), a energia eólica e, mais recentemente, a energia solar fotovoltaica (Instituto E+ Transição Energética, 2022). Já a térmica a combustíveis fósseis teve participação modesta, como retratado na Figura 6 abaixo. Essa matriz energética predominantemente limpa fez com que a intensidade de carbono do setor elétrico brasileiro fosse 87 g CO₂ e/kWh, cerca de 5,5 vezes menor do que a média global de 2018 (475 g CO₂-eq/kWh) (IEA, 2019). A Figura 6 abaixo apresenta o gráfico da matriz de produção de eletricidade no Brasil em 2021.

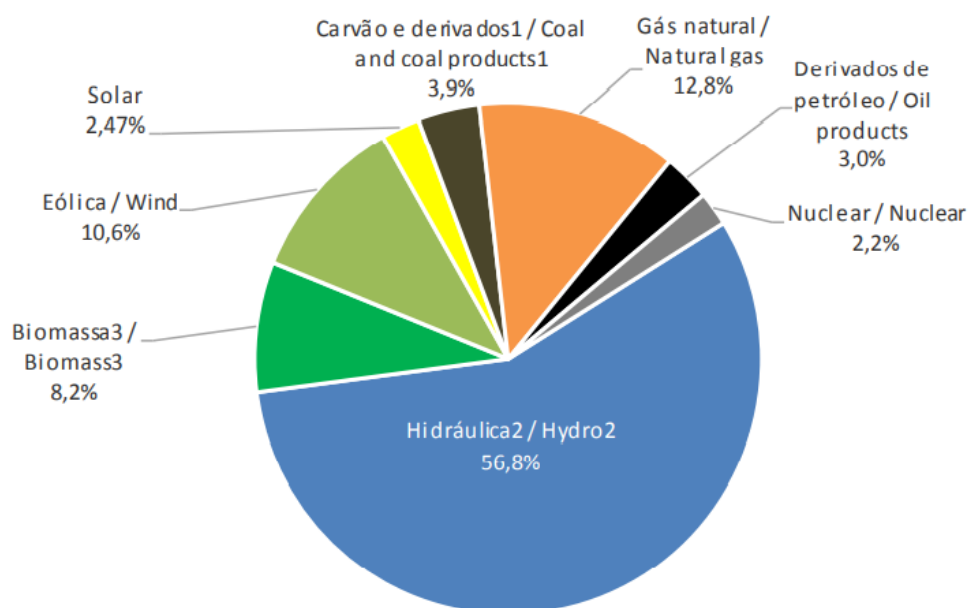


Figura 6 - Produção de eletricidade no Brasil em 2021. Fonte: Balanço energético nacional, EPE, 2022

As fontes renováveis representam 78,1% da oferta interna de eletricidade no Brasil, que é a resultante da soma dos montantes referentes à produção nacional mais as importações, que são essencialmente de origem renovável (EPE, 2022). Dessa forma, a produção de hidrogênio verde, que consiste na eletrólise da água com energia de fontes renováveis, tem grande potencial de expansão.

A produção do hidrogênio azul, por sua vez, pode ter grande espaço na transição da utilização do hidrogênio cinza para o verde. Isso porque ele permite que sejam usadas as mesmas técnicas produtivas do hidrogênio cinza já conhecidas pela indústria, apenas com o adicional do CCS ao final do processo. Além disso, no Brasil, poderia ser alavancada com a utilização do gás natural do pré-sal com CCS nas bacias sedimentares offshore. Essa tecnologia, contudo, ainda apresenta baixa viabilidade econômica (Engie, 2021).

1.2 OBJETIVOS

Esse documento tem como foco o hidrogênio azul, rota tecnológica que adiciona CCS à rota do hidrogênio cinza. Os temas abordados serão: as tecnologias de produção do hidrogênio, as tecnologias de CCS, os aspectos econômicos e os estudos de impacto ambiental desse processo no Brasil. O objetivo desse trabalho é explorar melhor a rota tecnológica de

produção de hidrogênio a partir do gás natural com CCS aplicado ao contexto brasileiro, realizando análises técnicas, econômicas e ambientais preliminares, a fim de obter dados comparativos que ressaltem a relevância dessa rota para o processo brasileiro de transição energética e que avaliem quantitativa e qualitativamente o processo de sequestro de CO₂ e seu impacto econômico no valor do produto final. Para isso, será importante o mapeamento da produção de hidrogênio cinza no país, bem como de possíveis locais de armazenagem do CO₂. Com isso em mãos, será possível trabalhar o potencial de produção de hidrogênio azul no Brasil. Já para análise econômica e ambiental, será necessário levantar dados existentes da literatura e realizar uma abordagem nacional, criando possíveis cenários de desenvolvimento da técnica no país.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho começa revisitando a literatura existente e reunindo as principais informações acerca do tema, no tópico 2. Dentro dessa seção, o tópico 2.1 detalha os aspectos técnicos tanto da produção do hidrogênio, como do CCS, especificando as técnicas existentes e destacando seus pontos positivos e negativos. No tópico 2.2, são apresentados aspectos econômicos da literatura acerca da produção do hidrogênio, reunindo e comparando preços. No tópico 2.3, o mesmo é feito para análise ambiental, reunindo e comparando dados já existentes acerca da quantidade de emissões de carbono em função da quantidade de hidrogênio produzido em uma análise de ciclo de vida do produto (LCA, do inglês *Life Cycle Assessment*). Por fim, finalizando o tópico 2, o item 2.4 faz um *overview* do mercado dessas tecnologias em um contexto global, e em seguida, apresenta o contexto brasileiro. Em seguida, é apresentada a metodologia do trabalho, no tópico 3, onde é descrito como serão feitas as análises desse estudo, incluindo o detalhamento do modelo econômico utilizado. Por fim, nos tópicos 4 e 5, são apresentados os resultados e discussões das análises técnicas, econômicas e ambientais realizadas e as conclusões do estudo, respectivamente.

2 REVISÃO DA LITERATURA

2.1 ASPECTOS TÉCNICOS

2.1.1 Tecnologias para produção do hidrogênio

A produção de hidrogênio pode ser realizada a partir de uma diversidade de matérias-primas, de modo que os processos produtivos para a sua obtenção podem ser divididos em 3 classes: produção através de decomposição da água, produção a partir de fontes renováveis e produção a partir de combustíveis fósseis (EPE, 2022). A Figura 7 abaixo representa esquematicamente as tecnologias de produção do hidrogênio a partir de fontes primárias:

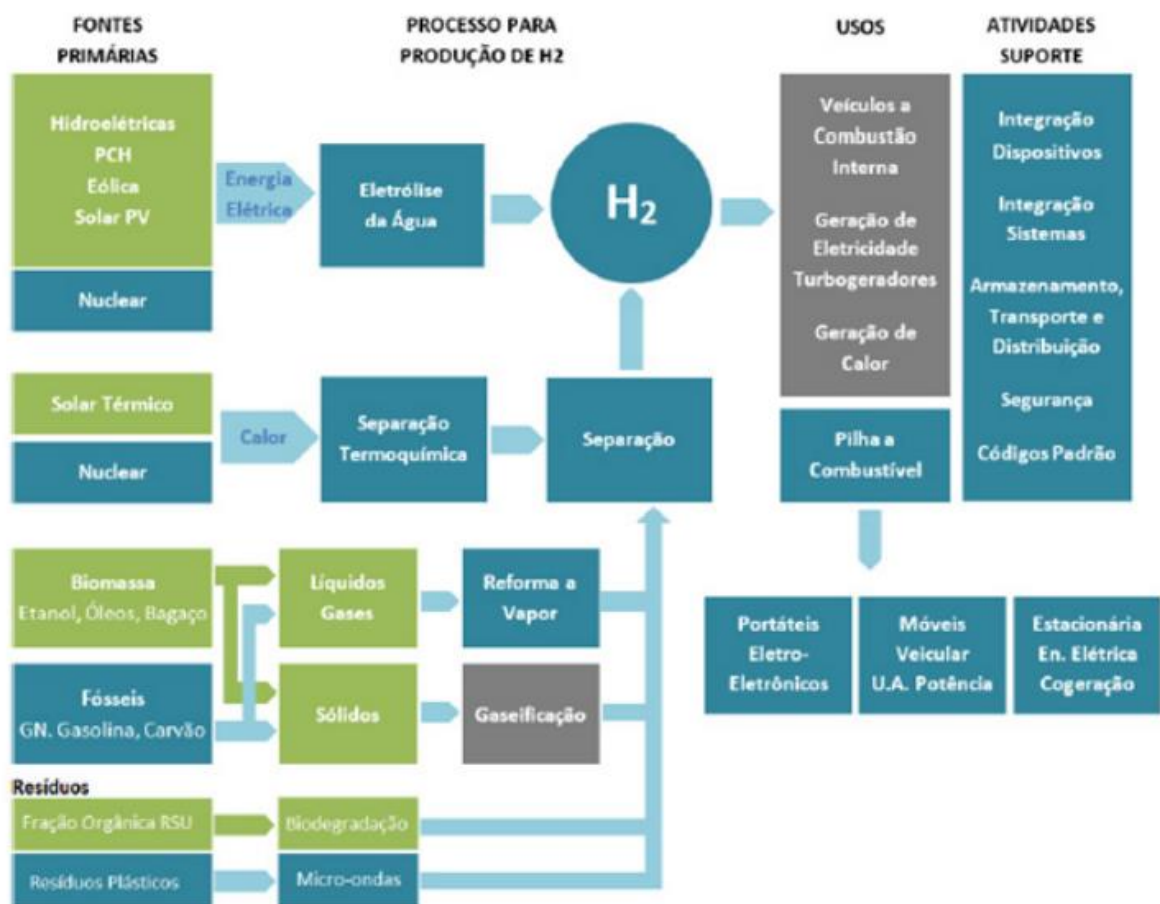


Figura 7 - Representação esquemática de rotas tecnológicas para obtenção de hidrogênio. Fonte: ISES, 2022

Os processos de produção de hidrogênio a partir de combustíveis fósseis utilizam hidrocarbonetos líquidos, carvão ou gás natural como alternativas de matérias-primas tendo como subproduto do processo o CO₂. Dentre os combustíveis citados, o gás natural se apresenta como o de maior destaque na produção de H₂, visto ser a fonte mundialmente mais utilizada para a produção de H₂, justificada pela maior razão hidrogênio/carbono dentre os combustíveis fósseis (levando a uma menor liberação de CO₂ durante a produção do H₂) (EPE, 2022). Além disso, a reforma do gás natural é o processo de produção de hidrogênio com maior eficiência típica de conversão (EPE, 2021), como demonstrado pela Figura 8 abaixo.

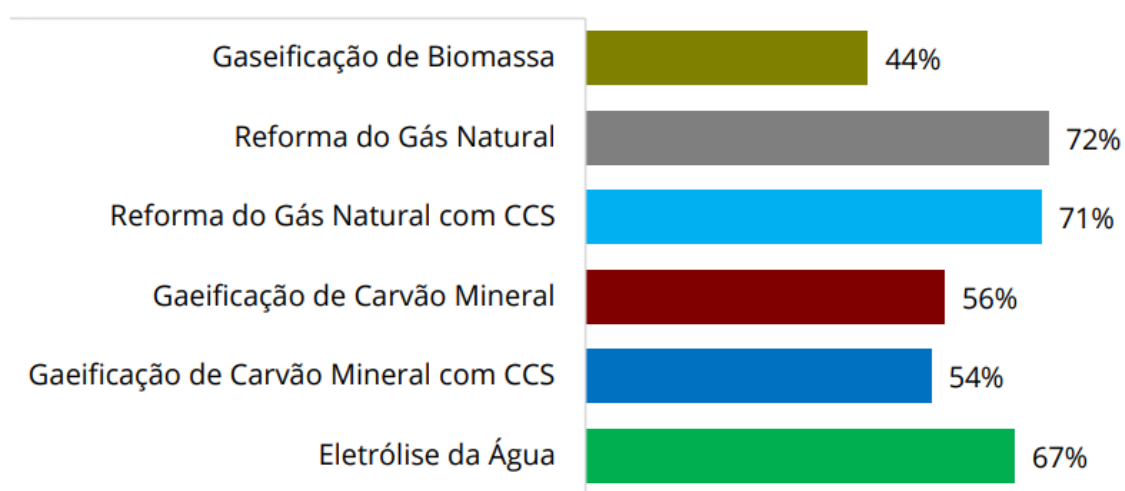


Figura 8 - Eficiências típicas de conversão em processos de produção de hidrogênio.
Fonte: EPE, 2021

De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 2021a), a oferta global de hidrogênio atingiu 90 milhões de toneladas em 2020, sendo quase inteiramente produzido a partir de recursos fósseis. Do total dessa oferta, 72 milhões de toneladas ou 79% se originam de plantas dedicadas à produção de hidrogênio, enquanto o restante (21%) é oriundo de subproduto, principalmente refinarias. Atualmente, cerca de 59% da produção global de hidrogênio tem o gás natural como matéria-prima e a porcentagem restante é quase inteiramente baseado em outros recursos fósseis, como demonstrado no gráfico apresentado na Figura 9 abaixo.

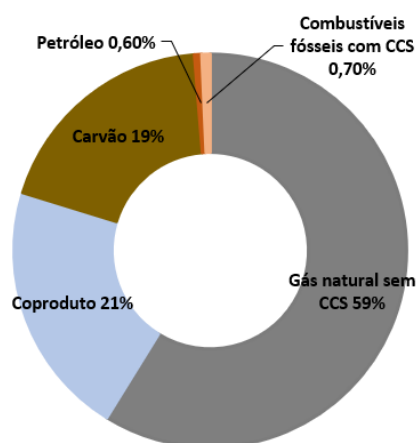


Figura 9 - Fontes de produção de hidrogênio em 2020. Coproduto: hidrogênio produzido em instalações projetadas em princípio para outros produtos, principalmente refinarias em que a reforma da nafta em gasolina resulta em hidrogênio. Fonte: Adaptado de IEA, 2021a

O domínio dos combustíveis fósseis tornou a produção de hidrogênio responsável por quase 900 Mt de emissões diretas de CO₂ em 2020 (2,5% das emissões globais de CO₂ pela energia e indústria), equivalentes às emissões da Indonésia e do Reino Unido juntas (IEA, 2021a). Para alcançar os objetivos da transição energética, emissões da produção de hidrogênio devem ser reduzidas.

A tecnologia dominante da produção de hidrogênio a partir do gás natural é a reforma a vapor do metano (em inglês, *steam methane reforming* – SMR) sem CCS – caracterizando-se como hidrogênio cinza. Trata-se de uma tecnologia madura, com potencial de suprir a expansão da demanda por hidrogênio no curto prazo (EPE, 2022). Todavia, ela não atende a demanda global pela descarbonização. Uma forma de aproveitar essa tecnologia e sua utilização no mercado, a fim de suprir a expansão da demanda por hidrogênio sem emissão de carbono no curto prazo, seria combinar as duas alternativas, a produção de hidrogênio com CCS, caracterizando o hidrogênio azul – foco desse estudo.

Nos últimos anos, a oxidação parcial (POX), na qual metano, gás natural ou hidrocarboneto é aquecido na presença de uma quantidade estequiométrica de oxigênio puro, também atraiu muita atenção. Isso porque essa opção mostra várias vantagens sobre a reforma a vapor, incluindo melhor tempo de resposta, compacidade e menor sensibilidade para variação de combustível. Reatores de oxidação parcial estão ganhando cada vez mais interesse no campo de conversão de energia, particularmente em células de combustível de alta temperatura. A

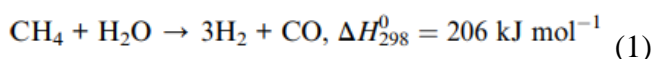
oxidação parcial de metano é uma reação altamente exotérmica e é considerada também uma reação mais rápida do que o SMR (SENGODAN, S *et al.*, 2018).

Por outro lado, diversos estudos têm chamado a atenção para a tecnologia de reforma auto térmica do metano (em inglês, *autothermal reforming* – ATR) e a maior compatibilidade desse processo com o objetivo final de produzir hidrogênio de baixo carbono por meio de CCS. Essa técnica consiste na utilização da oxidação parcial como fonte de calor para a tecnologia SMR. Nesse sentido, as estimativas de custos futuros da produção de hidrogênio azul tendem a apontar a tecnologia ATR como a mais competitiva – e parte dos novos projetos anunciados já considera adotar esse processo (EPE, 2022).

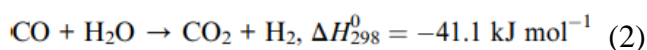
A justificativa dessa tendência está justamente na relação dos processos com a etapa de captura. Enquanto a tecnologia ATR produz todo o CO₂ da planta no reator, na tecnologia SMR cerca de 55% a 60% é produzido no reator e os 35% a 40% restantes na combustão do gás natural utilizado para aquecimento, externamente ao reator. A captura do CO₂ contido nos gases de exaustão é mais complexa, tendo custos cerca de 100% maiores em relação à captura do CO₂ diretamente a partir da mistura gasosa proveniente das reações de produção do hidrogênio (BARTLETT & KRUPNICK, 2020).

2.1.1.1 Hidrogênio através da reforma a vapor do metano (SMR)

O primeiro passo do processo de SMR acontece dentro do reator e envolve a reação endotérmica do metano com vapor d'água a 750-800°C no reator (EPE, 2022), produzindo gás síntese, uma mistura composta principalmente de hidrogênio (H₂) e monóxido de carbono (CO), como identificado na Reação 1 abaixo.



Na sequência, o gás de síntese passa pela reação de deslocamento gás-água (ou reação de shift), que consiste na reação do monóxido de carbono (CO) com vapor d'água para produzir mais H₂, também produzindo CO₂. Esse processo é identificado pela Reação 2 abaixo:



A produção de hidrogênio puro exige a separação do combustível da corrente de processo. A tecnologia mais utilizada para esse processo de separação é a adsorção por oscilação de pressão (PSA, do inglês *pressure swing adsorption*). Nele, a corrente de rica em H_2 é sucessivamente comprimida enquanto as impurezas são coletadas na corrente residual do PSA e queimadas com ar e gás natural adicional no forno do reformador (ATONINI, 2020). O hidrogênio produzido a partir do processo de SMR inclui pequenas quantidades de monóxido de carbono, dióxido de carbono e sulfeto de hidrogênio como impurezas. Para atender os padrões de qualidade da indústria, podem ser necessárias etapas adicionais de processo para purificar o hidrogênio. Um fluxograma simplificado do processo está apresentado na Figura 10 abaixo:

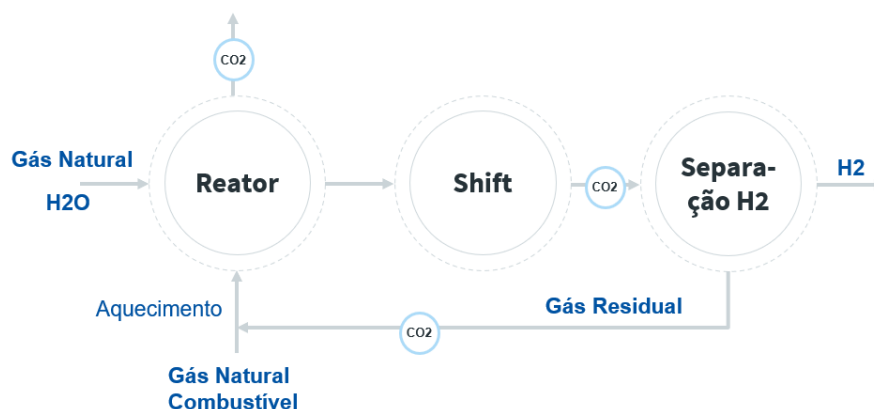


Figura 10 - Esquema Reforma a vapor do metano (SMR). Fonte: Adaptado de EPE, 2022

Nessa configuração, a fonte de calor do processo é, de forma geral, a combustão de gás natural e ela é responsável por cerca de 35% a 40% do CO_2 produzido na planta, sendo o restante proveniente do processo de reforma (EPE, 2022).

Para a produção do hidrogênio azul, que demanda a implementação de CCS, a captura destes 35-40% de CO_2 é desafiadora. Enquanto a remoção dos 60-65% do CO_2 produzidos pela reforma e reações de shift é feita a partir de correntes com concentrações e pressões parciais de CO_2 relativamente altas, o CO_2 nos gases de exaustão está em condições mais restritivas para a captura, devido à diluição deste gás pelo nitrogênio (N_2) atmosférico, oriundo da utilização de ar para a combustão do gás natural durante o aquecimento, o que exige esforços adicionais em

termos de equipamentos e operação e eleva significativamente os custos dessa etapa (EPE, 2022).

Assim, o hidrogênio azul produzido a partir do processo SMR pode se limitar a taxas de captura abaixo de 60-65% – considerando eficiências e a viabilidade apenas da captura do CO₂ do processo. Este tem sido o primeiro estágio do hidrogênio azul de forma global, tendo sido implementado por alguns projetos no mundo (BARTLETT & KRUPNICK, 2020). Em plantas com a tecnologia SMR, que têm diferentes opções de design, a captura pode ser localizada em diferentes pontos do processo. Cada ponto apresenta misturas diferentes, com concentrações e pressões parciais de CO₂ específicas e, portanto, pode haver tecnologias mais adequadas para remoção do CO₂ em cada caso.

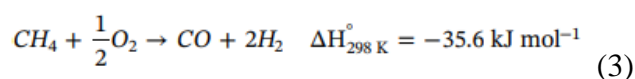
A primeira posição para implementação do processo de captura é logo após a saída da reação de shift e antes da separação do hidrogênio. A segunda alternativa para localização da captura é implementá-la na corrente de gás residual, após a separação do hidrogênio. Nesse caso, a concentração de CO₂ é consideravelmente maior que na primeira posição. Por fim, existe a possibilidade de posicionar a ferramenta de captura na corrente dos gases de exaustão da queima do gás natural que fornece calor para aquecer o reator da reforma a vapor (EPE, 2022).

2.1.1.2 Hidrogênio através da reação de POX

Outra forma de obter um gás síntese rico em H₂ é através da oxidação parcial do metano, que é uma reação altamente exotérmica, na qual uma quantidade estequiométrica de oxigênio reage com o metano e forma CO e H₂.

A conversão eficiente de CH₄ em um gás de síntese (uma mistura de H₂ e CO) por meio de reações de oxidação parcial (Pox) requer catalisadores, que geralmente são caros ou tóxicos, ou ambos. POx também pode ser realizada de forma não catalítica, mas exige altas temperaturas de reação (para uma conversão de CH₄ de >99%, temperaturas de reação >1000 °C a 1 atm ou >1450 °C a 50 atm são necessários). Dependendo do esquema de reação, diferentes proporções de H₂ para CO podem ser esperadas no gás do produto (DONAT, F. *et al*, 2019).

A oxidação parcial de metano (POM) para combustível de gás de síntese rico em H₂ pode ser representada pela Reação 3 abaixo:



Após a reação, a fim de produzir o hidrogênio azul, o gás síntese também teria que passar pelo processo de separação e captura do carbono. Vale ressaltar que essa tecnologia, por vezes é combinada com outras e também pode ser utilizada na reforma do etanol, que caracteriza o hidrogênio musgo.

2.1.1.3 Hidrogênio através da reforma auto térmica do metano (ATR)

Outra opção tecnológica de produção de hidrogênio a partir do gás natural é a reforma auto térmica, que combina o processo de reforma a vapor com a oxidação parcial do metano. Nessa configuração, a liberação de calor da oxidação parcial (reação exotérmica) supre a reforma (endotérmica), o que exclui a necessidade de suprimento externo de calor. Na sequência, tal como nas plantas SMR, é realizada a reação de deslocamento gás-água com o objetivo de maximizar a conversão do CO e a produção de H₂ e CO₂. Assim, todo o CO₂ do processo ATR é produzido na corrente principal, em condições favoráveis à captura – o que permite taxas de captura elevadas para o processo, limitadas apenas à eficiência do sistema de separação escolhido (EPE, 2022). Um fluxograma simplificado desse processo está representado na Figura 11 abaixo:

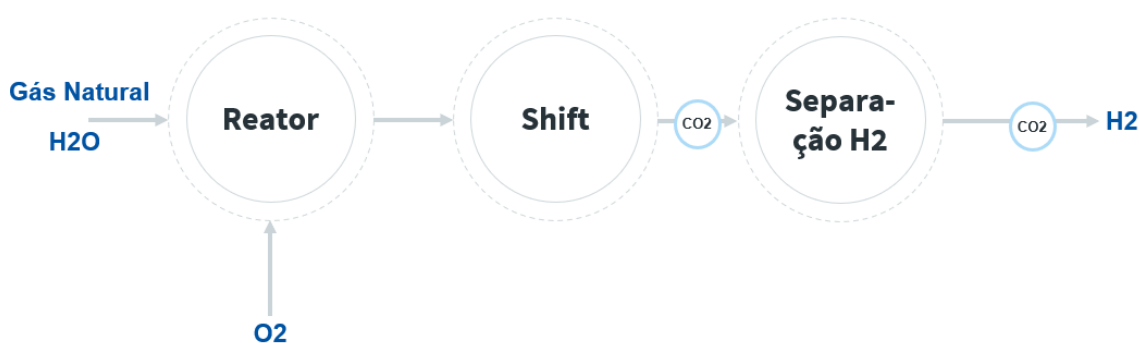


Figura 11 - Esquema Reforma auto térmica do metano (ATR). Fonte: Adaptado de EPE, 2022

A reforma auto térmica requer que o reator seja alimentado com oxigênio puro, exigindo a instalação de equipamentos para a separação e o consumo de eletricidade para realizá-la. Destaca-se que, devido a esta característica, além de todo o CO₂ produzido durante o processo encontrar-se na corrente principal, a utilização de O₂ puro faz com que o CO₂ produzido não

seja diluído por N_2 (como ocorre na queima do gás natural com ar atmosférico, durante o aquecimento na reforma a vapor) (EPE, 2022). Isto, somado ao fato da reação exotérmica suprir a necessidade de uma fonte de calor, justifica o maior potencial desta tecnologia comparando-a à tecnologia SMR, para a produção de hidrogênio azul.

Da mesma forma que apresentado para a tecnologia SMR, existem possibilidades de localização da captura do CO_2 no fluxo do processo de ATR. Nesse caso, as alternativas se limitam ao posicionamento da captura antes ou depois da unidade de separação do hidrogênio. A rota tida como mais madura é aquela em que a captura de CO_2 por absorção é adicionada anteriormente à separação de hidrogênio em unidades de adsorção (EPE, 2022).

2.1.2 Tecnologias de sequestro e armazenamento de carbono (CCS)

As etapas de CCS são o diferencial entre o hidrogênio azul e o hidrogênio cinza. Neste tópico serão abordadas as principais tecnologias de CCS.

2.1.2.1 O processo de captura de carbono

A etapa de captura corresponde à separação seletiva do CO_2 , que precede as etapas de transporte e utilização ou armazenamento.

2.1.2.1.1 Identificação das correntes ricas em CO_2

A captura é tipicamente classificada em três abordagens para a obtenção de CO_2 de fontes concentradas: pré-combustão, pós-combustão e oxi-combustão (PROQR, 2021). Um esquema desses processos está descrito na Figura 12 abaixo:

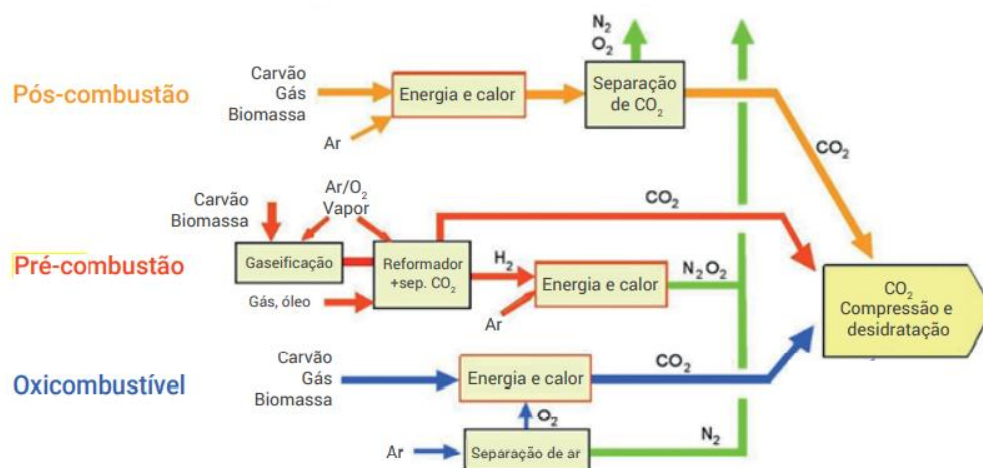


Figura 12 - Principais sistemas de captura de CO₂. Fonte: PROQR, 2021

Na captura pré-combustão, o CO₂ é obtido diretamente do combustível, sem a ocorrência de combustão, em três etapas: primeiro, o combustível é gaseificado, o que produz o gás de síntese (H₂ e CO); em seguida é realizada uma reação de shift na qual o CO é convertido em CO₂ para maximizar a produção de H₂; por último, é realizada a separação do CO₂ da mistura obtida (PROQR, 2021). Na corrente resultante da reação de shift, o CO₂ é caracterizado por pressão e concentração relativamente altas, o que facilita a sua remoção e reduz o gasto energético necessário para o condicionamento para transporte e armazenamento (EPE, 2022).

No caso do gás natural, como visto anteriormente, as reações que permitem a produção de gás de síntese e, portanto, a captura pré-combustão são as de reforma, tipicamente a reforma a vapor, e a oxidação parcial – além da combinação de ambas, que resulta na reforma auto térmica. Estes são os mesmos processos responsáveis pela produção de hidrogênio cinza e azul.

Na captura pós-combustão, o CO₂ é separado após a queima na presença de ar atmosférico, sendo removida dos gases de exaustão uma mistura gasosa de baixa pressão na qual o CO₂ está diluído, ou seja, tipicamente abaixo de 15% de concentração. Há uma série de tecnologias capazes de realizar essa separação, mas de forma geral, elas envolvem custos e consumo de energia elevados. Todavia, a pós-combustão está entre as tecnologias mais usadas e maduras para captura de CO₂ de fontes estacionárias, sendo utilizada com sucesso em escala industrial (PROQR, 2021).

No caso da oxi-combustão, em vez do uso de ar atmosférico, a queima do combustível é realizada com oxigênio (O₂) puro (PROQR, 2021). Nesse caso, transfere-se a complexidade da etapa de captura, que passa a ser mais simples, para a produção do oxigênio. O oxigênio é

tipicamente produzido a partir da purificação do ar pela separação criogênica, também incorrendo em custos e consumo de energia elevados (EPE, 2022). De acordo com PROQR (2021), em comparação com as demais tecnologias, a oxi-combustão ainda está em um estágio pré-comercial.

Como visto anteriormente, em uma planta SMR, existem duas fontes de dióxido de carbono: primeiro (~60%) da oxidação dos átomos de carbono presentes na matéria-prima durante a reação de shift, e segundo (~ 40%) da combustão que ocorre no forno do reformador. Portanto, aplicando a captura de pré-combustão, apenas o CO₂ presente no o gás síntese poderia ser capturado, enquanto uma outra planta de pós-combustão seria necessária para capturar o CO₂ no gás de combustão. Já em uma planta ATR, todo o CO₂ do processo é produzido na corrente principal. Portanto, adicionando uma planta de captura de pré-combustão para recuperar o CO₂ do gás síntese, a maioria das emissões diretas de CO₂ poderia ser evitada (Antonini, 2020).

2.1.2.1.2 Separação do CO₂ das correntes

As principais tecnologias para remoção do CO₂ das correntes são as técnicas de absorção física ou química usando um solvente líquido seletivo, ou ainda, a adsorção em materiais sólidos porosos. Além dessas, existem também a separação por membranas e a utilização de microalgas, sendo essas últimas utilizadas para separação do CO₂ nos gases de exaustão (OSMAN *et al.*, 2021). A Figura 13 abaixo representa um esquema dos métodos existentes para separação do CO₂ das correntes de gás síntese:



Figura 13 - Tecnologias para separação de CO₂. Fonte: EPE, 2022

A absorção é um procedimento de separação de CO₂ utilizado principalmente na indústria do petróleo. A absorção se divide em duas classificações: física, onde a solubilização depende tanto da temperatura quanto da pressão, e química, onde a absorção de CO₂ baseia-se na neutralização da resposta ácido-base. Entre os solventes mais comuns, destacam-se as aminas (por exemplo, monoetanolamina) e soluções de amônia. A absorção química está associada a elevados consumos energéticos para alterar as propriedades e promover o ciclo de absorção e dessorção do CO₂ da solução (WANG & SONG, 2020). Assim, a absorção gás-líquido é o processo mais comum para separação de CO₂ de misturas gasosas, tipicamente realizado por soluções de aminas (EPE, 2022).

A adsorção gás-sólido é um processo em que as moléculas de gás se fixam na área superficial de materiais adsorventes. É considerada o sistema principal para separação do hidrogênio do gás de síntese após a reação de shift (EPE, 2022), tendo substituído a absorção química em plantas SMR modernas (MURADOV, 2015). A adsorção é tida como promissora para a captura de CO₂. O fator crítico da adsorção é a seleção do adsorvente, que vem sendo uma área de pesquisa muito ativa.

O uso de membranas para separação se vale da diferença de pressão e/ou concentração, sendo mais adequado aos sistemas de captura pré-combustão. As membranas podem ser orgânicas (ou poliméricas), inorgânicas (cerâmicas ou metálicas) ou híbridas (WANG & SONG, 2020). As membranas poliméricas estão em estágio de maturidade elevado, mas tipicamente operam em temperatura abaixo do requerido em processos de pré-combustão. Membranas cerâmicas apresentam baixo custo e elevada resistência química, mas baixa seletividade (EPE, 2022). A tecnologia de separação de CO₂ por membranas vem sendo estudada como opção para a remoção de CO₂ na produção de petróleo e gás no Brasil, devido às condições das reservas brasileiras (REIS, 2017).

Todas as técnicas de separação do CO₂ apresentam limitações de eficiência que impedem a captura de todas as emissões do processo, o que impacta na redução de emissões possibilitadas pelo CCS e, portanto, na intensidade de carbono do hidrogênio azul. A taxa de captura (ou taxa de recuperação do CO₂) sofre um trade-off com o nível de pureza exigido para o CO₂ e com o nível de uso de recursos. Isso implica que, em vez de se buscar a maximização da taxa de captura, pode-se otimizar o custo específico de captura, ou seja, o custo por quantidade de CO₂ capturado, desde que a corrente de CO₂ cumpra os requisitos de qualidade.

2.1.2.2 O processo de transporte do carbono

O transporte é um aspecto crítico do processo de captura e armazenamento de carbono. Existem várias opções para o modo de transporte (rodoviário – através de caminhão, ferroviário, dutoviário, marítimo) e a forma de carbono a ser transportada (líquido, gás, sólido). Os custos de transporte para um determinado trajeto dependem das distâncias, tamanho da instalação de conversão (taxa de fluxo de carbono) e disponibilidade de métodos de transporte nas redondezas. Para instalações grandes e centralizadas, recomenda-se o uso de uma combinação entre gasodutos e linhas ferroviárias para transporte do CO₂. No entanto, para instalações de pequena escala, o transporte através de caminhões pode ser mais econômico (BAKER, S *et al.*, 2020).

O modo dutoviário é geralmente apontada como a opção de menor custo para grandes volumes. Isso porque esse método é capaz de suportar grande fluxo de CO₂ e existe uma grande experiência proveniente dos gasodutos utilizados em todo o mundo. Entretanto, para o transporte por dutos, o CO₂ é comprimido para uma fase densa a 80-150 bar e temperatura ambiente (BAKER, S *et al.*, 2020), chegando a pressões muito maiores do que aquelas utilizadas nos casos de transporte de gás natural, portanto, as linhas de gás natural nem sempre podem ser usadas diretamente para o transporte de CO₂.

2.1.2.3 O processo de armazenamento geológico do carbono

O armazenamento geológico, também conhecido como geo-sequestro, do CO₂ consiste no último estágio da cadeia de CCS, ocorrendo após a etapa de captura do CO₂ em sua fonte, antes de entrar na atmosfera, e após o transporte dele aos locais de armazenamento. As principais opções geológicas que podem armazenar com segurança grandes quantidades de CO₂ e evitar que este chegue à atmosfera são campos de óleo e gás, formações salinas profundas e camadas de carvão (KETZER, 2016). Esse armazenamento tem por objetivo o sequestro permanente de CO₂ em formações geológicas profundas por um longo período (normalmente mais de 1.000 anos) garantindo que não haja retorno à atmosfera.

Cada tipo de reservatório tem suas peculiaridades. Na maioria dos casos, o CO₂ injetado estará em um estado supercrítico (ou fase densa). Nessa condição, o CO₂ adquire uma densidade típica de líquidos, entre 600 e 800 kg/m, ocupando assim um volume menor, levando a um armazenamento mais eficiente. Para garantir o armazenamento em um estado supercrítico, a profundidade mínima estimada para um reservatório é de cerca de 800 metros.

Após a injeção, o CO₂ supercrítico tende a migrar nas camadas porosas e permeáveis ascendendo pela diferença de densidade com o fluido do reservatório. A fim de prevenir que o gás injetado migre de volta à superfície, são utilizados mecanismos de aprisionamento. O aprisionamento físico, por exemplo, pode ser alcançado com a existência de uma camada de rocha impermeável que sobreponha o reservatório de armazenamento. O aprisionamento de solubilidade, por sua vez, conta com a dissolução parcial do CO₂ injetado na salmoura (água subterrânea salina) e pode reduzir os riscos associados a um eventual vazamento. Já o aprisionamento mineral diz respeito à reação química entre o CO₂ dissolvido e os fluidos e rochas do reservatório, que tem potencial de imobilizar o CO₂ injetado numa fase sólida, o que garante um armazenamento por milhares ou milhões de anos, e faz com que esse seja o mecanismo mais seguro de aprisionamento (KETZER, 2016), apesar de ser o mais lento para alcançar total efetividade (EPE, 2022).

Como citado anteriormente, a injeção de CO₂ pode ser realizada em campos de óleo e gás. Esta operação pode aumentar a produção de hidrocarbonetos a partir desses campos, resultando em benefícios econômicos. Além disso, esses projetos se beneficiam dos dados geológicos adquiridos em sua exploração e desenvolvimento. A capacidade estimada de armazenamento nesses campos varia entre 675 e 900 Gt de CO₂ por projeto (GCCSI, 2021). Durante várias décadas, o CO₂ foi utilizado como fluido de injeção em campos maduros ativos para recuperação adicional de petróleo e gás. Em mais de 100 projetos em todo o mundo, o CO₂ injetado tem sido utilizado com sucesso para recuperar petróleo adicional (KETZER, 2016). Essa técnica é conhecida como Recuperação Avançada de Petróleo (EOR, do inglês *Enhanced Oil Recovery*) e tem o potencial de aumentar a vida útil econômica de campos individuais por uma década ou mais. A maioria desses projetos está localizada nos Estados Unidos, já que essa técnica já vem sendo utilizada por lá desde a década de 1970, mas o Brasil também tem projetos de EOR desenvolvidos na Bacia do Recôncavo. Em 2011, um estudo do IEAGHG (*IEA Greenhouse Gas R&D Programme*) estimou a capacidade de armazenamento de CO₂ durante o processo EOR em cerca de 370 Gt de CO₂ (KUUSKRAA et al., 2013).

Outro tipo de reservatório geológico são as formações salinas profundas, que são formações rochosas com espaços porosos preenchidos com salmoura. Aquíferos salinos profundos são mais comuns do que campos de petróleo e depósitos de carvão, e possuem um enorme potencial para o armazenamento de CO₂ em termos de capacidade, que pode variar entre 1.000 e 10.000 Gt de CO₂ por projeto (COOK, 2012). No entanto, há muito menos informação disponível sobre estes reservatórios.

As camadas de carvão também podem ser reservatórios geológicos para o CO₂. Nelas, o armazenamento do gás carbônico pode levar à Recuperação Avançada de Metano em Camada de Carvão (*Enhanced Coal Bed Methane* – ECBM). Isso porque, devido à diferença na capacidade de adsorção do carvão, moléculas de CO₂ são adsorvidas, enquanto moléculas de metano são liberadas, recuperando o metano aprisionado nessas camadas por milhões de anos. Esse processo pode ser explorado como recurso energético, já que o metano pode ser utilizado como fonte de energia. Todavia, vale ressaltar que o CO₂ armazenado em uma camada de carvão o tornaria inadequado para ser lavrado no futuro, uma vez que liberaria todo o CO₂ armazenado. A capacidade de armazenamento é de 3 a 200 Gt de CO₂ por projeto (COOK, 2012).

Existem ainda alternativas promissoras de armazenamento geológico do CO₂ sendo estudadas, mas ainda sem projetos piloto. Entre eles estão a injeção em rochas vulcânicas, rochas máficas e até mesmo os oceanos. Atualmente, de acordo com IEA (2022b), existem cerca de 35 instalações comerciais de captura em operação globalmente, com uma capacidade total anual de captura de quase 45 Mt CO₂.

2.2 ASPECTOS ECONÔMICOS

Os menores custos de produção do hidrogênio, atualmente, são observados na reforma a vapor do metano (gás natural), com valores podendo chegar a US\$ 0,9 por quilo, e na gaseificação do carvão, que tem valor a partir de US\$ 1,2, ambas consistem em rotas tecnológicas baseadas em fontes energéticas fósseis. A eletrólise da água usando fontes renováveis (eólica e solar) é, em geral, a rota tecnológica mais cara dentre as já disponíveis no mercado, podendo chegar a US\$ 23,27 por quilo (EPE, 2021). Os custos de produção das principais tecnologias, dados pela EPE (2021), com adaptações do IEA (2020a), confirmam que as fontes fósseis realmente têm custo menor que a eletrólise com geração elétrica renovável atualmente, como demonstrado pela Figura 14 abaixo:

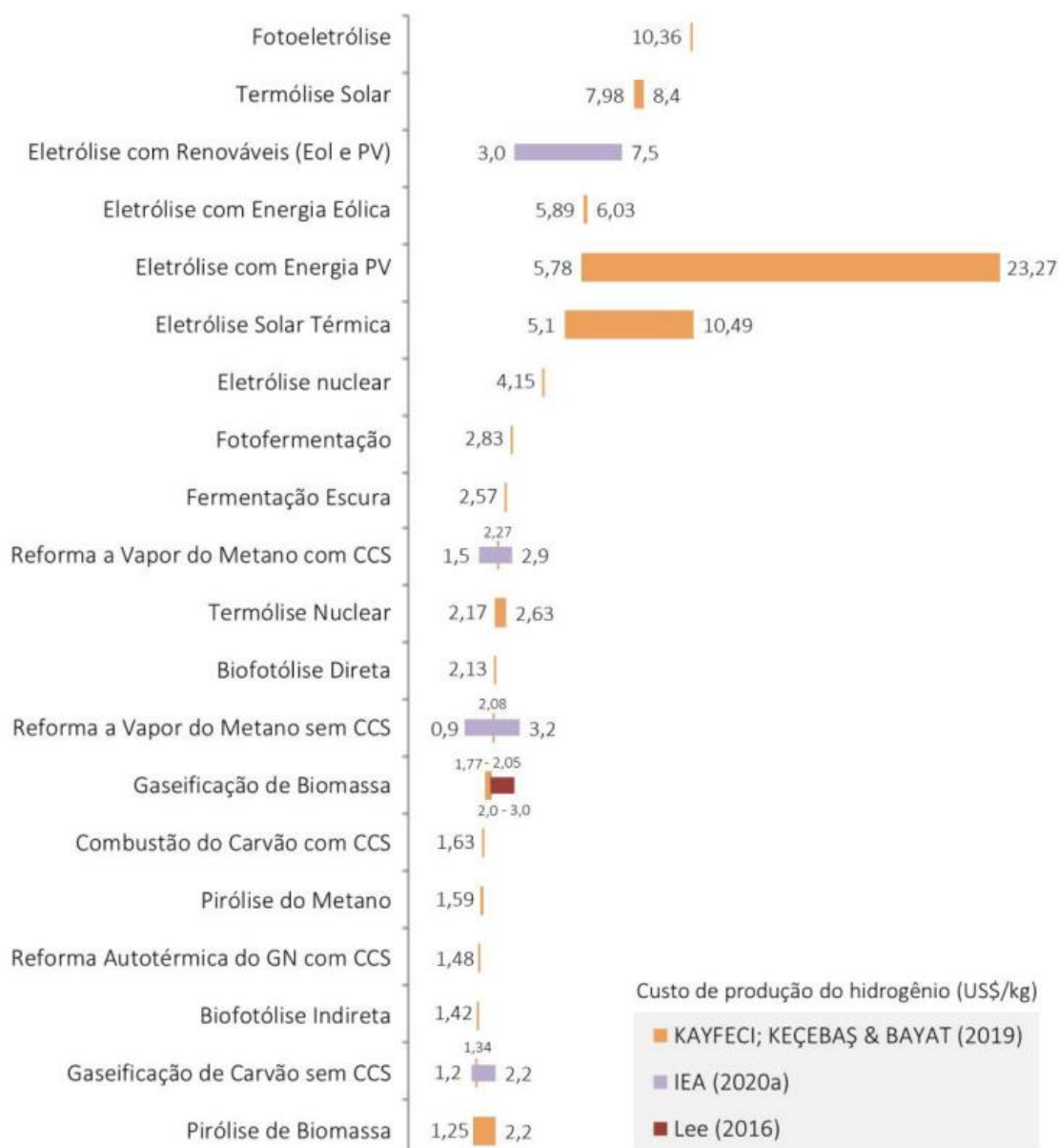


Figura 14 - Faixas de custos da produção de hidrogênio. Fonte: KAYFECI et al., 2019, IEA, 2020a, LEE, 2016 apud EPE, 2021

Entretanto, estudos apontam a expectativa do hidrogênio produzido a partir de fontes renováveis se tornar competitivo em relação ao hidrogênio de origem fóssil nos próximos anos. Um estudo da IRENA (2019), por exemplo, aponta que, para os melhores casos, o hidrogênio de fonte renovável se tornaria competitivo antes de 2025 e, em relação aos valores médios globais, entre 2030 e 2040 a competitividade seria alcançada. A projeção da evolução dos custos nas próximas décadas de acordo com esse estudo está demonstrada na Figura 15 abaixo.

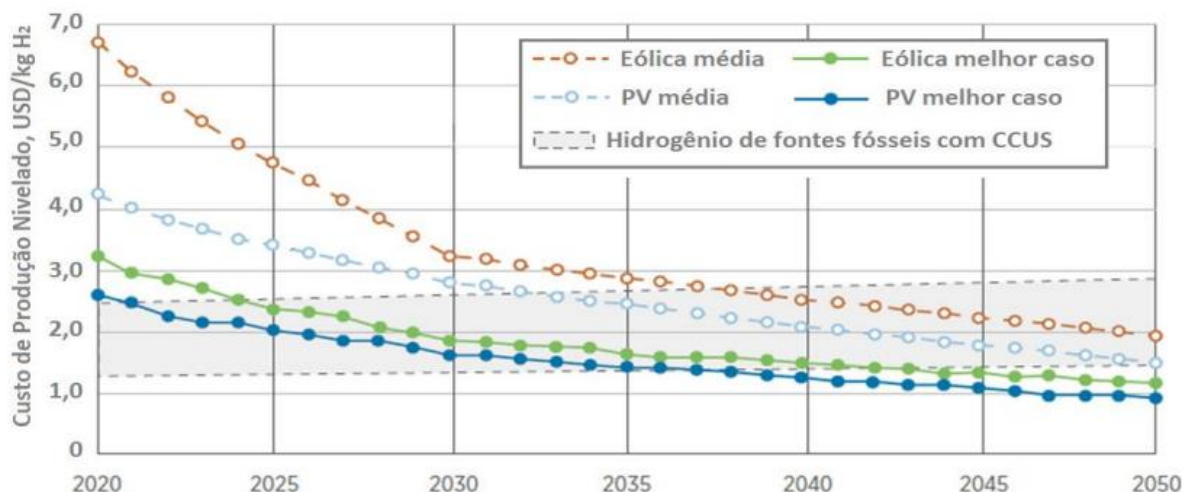


Figura 15 - Projeção da evolução de custos de produção de hidrogênio. Fonte: EPE, 2021.

A fim de obter uma comparação entre os atuais custos do hidrogênio cinza e azul, a EPE (2022) realizou um estudo de caso considerando uma planta de reforma de gás natural no Município de Cubatão/SP, com armazenamento de CO₂ nos Reservatórios do Campo de Merluza e considerando o transporte de CO₂ via dutos existentes que foram utilizados para escoar a produção do Campo de Merluza até Cubatão. Para o hidrogênio cinza, chegou-se aos custos de produção de H₂ em relação à capacidade da planta e ao preço do gás natural representados na Tabela 2 abaixo:

Tabela 2 - custos de produção de H₂ cinza em relação à capacidade da planta e ao preço do gás natural. Fonte: EPE, 2022

Capacidades da planta (ton H ₂ /dia)	Preços do gás natural (US\$/MMBtu)				Custos do H ₂ (US\$/MMBtu)
	6	8	10	12	
20	16,09	19,10	22,11	25,12	
100	13,98	16,99	20,00	23,01	
500	12,50	15,51	18,52	21,53	
1.000	12,00	15,02	18,03	21,04	

Percebe-se que os valores variam entre 12 e 25,12 US\$/MMBtu, que, considerando o limite inferior do poder calorífico do H₂ de 120 MJ/kg, resultam em uma variação entre 1,36 e 2,86 US\$/kg.

Já para o cálculo do hidrogênio azul, foram acrescentados ao cálculo os custos com a captura, transporte e armazenamento de CO₂. Os valores encontrados, em função da capacidade da planta e do preço do gás natural, estão representados na Tabela 3 abaixo:

Tabela 3 - custos de produção de H₂ azul (US\$/ MMBtu) em relação à capacidade da planta e ao preço do gás natural e a variação em relação ao H₂ cinza (%). Fonte: Adaptado de EPE, 2022

Capacidade da planta (ton H ₂ / dia)	Preço do gás natural (US\$/ MMBtu)							
	6		8		10		12	
20	263,64	1539%	267,06	1298%	270,46	1123%	273,87	990%
100	61,72	341%	65,13	283%	68,53	243%	71,94	213%
500	28,02	124%	31,42	103%	34,83	88%	38,24	78%
1000	22,46	87%	25,87	72%	29,27	62%	32,68	55%

Para esse caso, os valores variam de 22,46 a 273 US\$/MMBtu, ou 2,55 a 31,15 US\$/kg. Ao comparar com os custos do hidrogênio cinza, pode-se perceber um expressivo aumento, variando de 55%, para o cenário de maior capacidade produtiva e maior preço do gás natural, até 1539% para o cenário de menor capacidade produtiva e menor preço do gás natural. A análise dos resultados desse estudo indica que o preço do hidrogênio azul é mais sensível à capacidade instalada do que ao custo do gás natural. Isso porque as unidades de CCS apresentam custos elevados, devido a menor maturidade tecnológica, de modo que acabam por ter maior influência no custo final do hidrogênio produzido (EPE, 2022). Estes resultados indicam que clusters industriais de captura de CO₂ e hubs para transporte e armazenamento podem auxiliar na viabilidade econômica e competitividade do hidrogênio azul. O compartilhamento de estruturas reduz custo de investimento e operacionais ou acarreta receitas adicionais.

Um segundo estudo, realizado por ONI *et al.* (2022), fez uma análise de custos de uma planta com capacidade fixa de 607 ton H₂/ dia, considerando a produção de hidrogênio cinza através do processo de SMR e ATR, e comparando com a produção de hidrogênio azul através do processo de SMR com 52% e 85% de taxa de captura de carbono e ATR com captura de carbono. Os resultados encontrados estão detalhados na Tabela 4 abaixo:

Tabela 4 - Custos por tecnologia de produção de H₂ a partir do gás natural para uma planta com capacidade de 607 ton H₂/ dia. Fonte: Adaptado de ONI *et al.*, 2022

Parâmetro	H2 Cinza		H2 Azul		
	SMR	ATR	SMR-52%	SMR-85%	ATR - CCS
Custos de Capital (M US\$)	764	1090	1063	1347	1536
Custos operacionais (M US\$/ ano)	121	75	167	254	91
Custo do Hidrogênio (US\$/ kg H ₂)	1,22	1,23	1,69	2,36	1,66

Além disso, ONI *et al.* (2022) analisaram também os custos do H₂ produzido em plantas com diferentes capacidades produtivas, obtendo o gráfico representado pela Figura 16 abaixo:

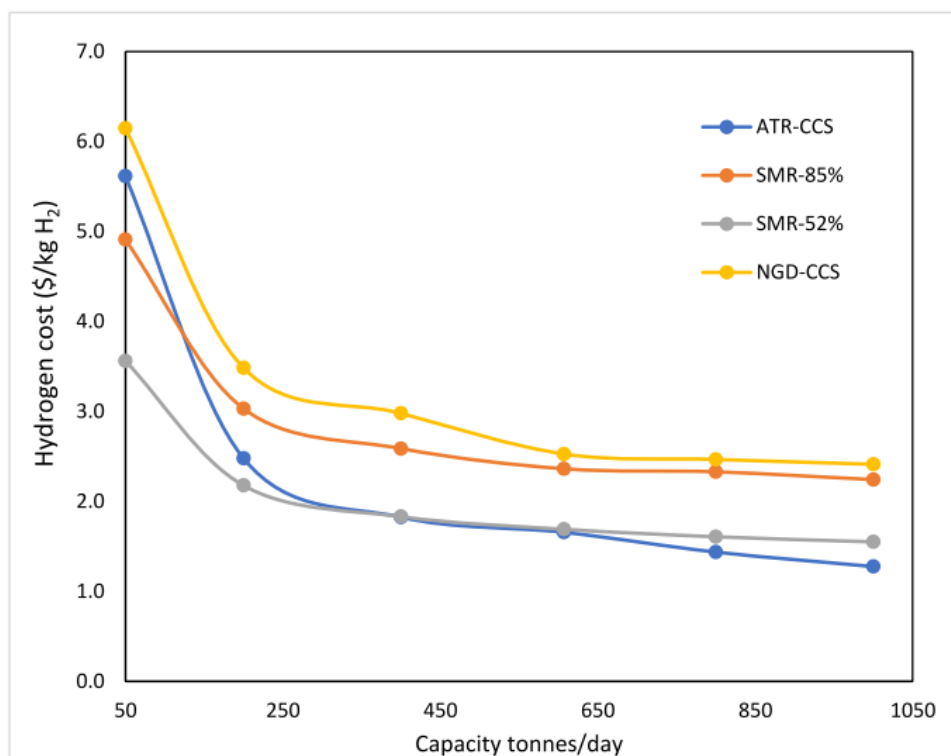


Figura 16 - Custos do H₂ azul em diferentes capacidades da planta (toneladas/dia) para as quatro tecnologias de produção. Fonte: ONI *et al.* (2022)

Válido ressaltar que esse estudo chega a mesma conclusão obtida pela EPE (2022), de que o custo do hidrogênio diminui à medida que a capacidade da planta aumenta. ONI *et al.* (2022) constataram que os menores custos de hidrogênio obtidos com uma capacidade da planta de 1.000 ton/dia, assim como EPE (2022). Esses custos são US\$ 1,55/kg para a tecnologia de SMR com 52% de captura de carbono, US\$ 1,7/kg para SMR com 85% de captura de carbono e US\$ 1,28/kg para a tecnologia de ATR com CCS. A fim de comparar os resultados obtidos pelos dois estudos, foi elaborada a Tabela 5 abaixo:

Tabela 5 - Custo do H₂ azul em função da capacidade produtiva. Fonte: elaboração própria a partir de EPE, 2022 e ONI *et al.* 2022

Custo do H ₂ azul em função da capacidade produtiva [US\$/kg]			
Capacidade da Planta	EPE, 2022	ONI, A.O. <i>et al.</i> (2022)	
	SMR - 90%	SMR - 85%	SMR - 52%
1000 ton/ dia	2,55	1,7	1,6
500 ton/ dia	3,19	2,5	1,9

Para fins comparativos, como ONI *et al.* (2022) não especifica o preço do gás natural utilizado em seu estudo, esse valor foi fixado em 6 US\$/MMBtu no estudo do EPE (2022). Pode-se perceber que os preços aumentam conforme a porcentagem de carbono capturado aumenta e diminuem conforme a capacidade produtiva aumenta.

2.3 ASPECTOS AMBIENTAIS

Uma das ferramentas que podem facilitar a tomada de decisão industrial para a gestão sustentável de recursos é a Avaliação do Ciclo de Vida (LCA, do inglês *Life Cycle Assessment*). A LCA é uma metodologia padronizada que permite a compilação e avaliação de entradas, saídas e potenciais impactos ambientais de um sistema de produto ao longo de seu ciclo de vida (MEHMETI *et al.*, 2018). A aplicação de LCA na produção de H₂ vêm aumentando rapidamente para orientar decisões desafiadoras e selecionar entre caminhos de tecnologia.

A análise abrange todos os processos relativos ao funcionamento de um produto: desde a extração da matéria-prima, passando pela produção, uso e manutenção do produto até a reutilização e eliminação de todos os resíduos finais. O procedimento sistemático de uma LCA

consiste em quatro fases: definição de objetivo e escopo, análise de inventário de ciclo de vida, avaliação de impacto e interpretação (MEHMETI *et al.*, 2018). Um esquema desse processo está representado pela Figura 17 abaixo:

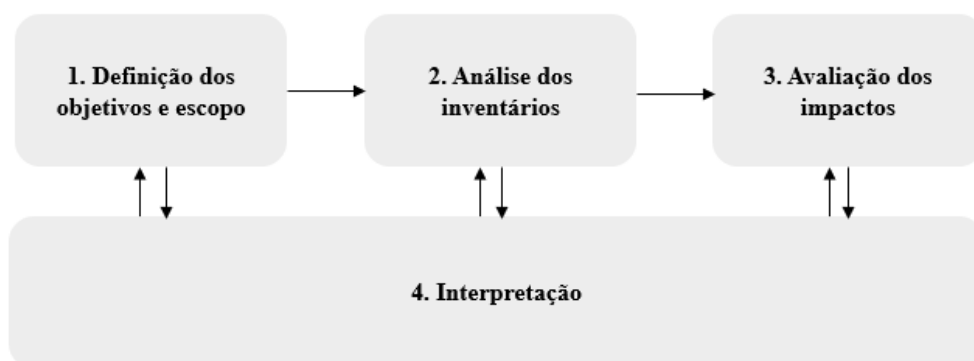


Figura 17 - Esquema do processo de LCA. Fonte: elaboração própria

Em seu estudo, MEHMETI *et al.* (2018) utilizou os fluxos de inventário do ciclo de vida (LCI, do inglês *Life Cycle Inventory*) de diversas tecnologias de produção de hidrogênio para calcular 18 indicadores de impacto do ciclo de vida. Para o processo de produção de hidrogênio através da reforma a vapor do metano (SMR), o impacto de potencial aquecimento global (GWP, do inglês *Global Warming Potential*) foi estimado em 12,13 kg CO₂-eq/kg H₂ estando na faixa de 8,9 a 12,9 kg CO₂-eq/kg H₂ encontrada na literatura. Para o mesmo processo, Cetinkaya *et al.* (2012) relatam um valor de GWP de 11,893 enquanto Spath e Mann (2001) relatam um valor 11,8 kg CO₂-eq/kg H₂. Já para o modelo GREET (2017), citado por MEHMETI *et al.* (2018), esse valor é de 11,3 kg CO₂-eq/kg H₂ e para ZHAO, P. (2022), o valor é de 10,66 kg CO₂-eq/kg H₂.

Entretanto, como abordado ao longo desse estudo, sistemas baseados em fontes fósseis podem oferecer melhorias promissoras de desempenho ambiental quando integrado com captura e armazenamento de carbono (CCS). Ainda segundo MEHMETI *et al.* (2018) introduzir a CCS ao SMR pode produzir um GWP de 3,4 kg CO₂-eq/kg H₂ que é significativamente inferior ao sistema SMR sem CCS. Para o modelo GREET (2017), o valor para SMR com CCS é de 3,07 kg CO₂-eq/kg H₂.

A partir desses dados, pode-se constatar que o uso da técnica de CCS aplicada a SMR pode reduzir o GWP em aproximadamente 71% para ambas as literaturas. Todavia, enquanto o

CCS oferece uma grande vantagem de reduzir o GWP, requer eletricidade e água adicionais que levarão a benefícios e compensações para a poluição do ar. O uso de eletricidade e água para CCS é de 0,8 kWh/kg H₂ e cerca de 1,8kg de água (MEHMETI *et al.*, 2018).

2.4 ECONOMIA DO HIDROGÊNIO

2.4.1 O atual mercado global do hidrogênio

O hidrogênio pode ser queimado em motores de combustão interna ou em turbinas, usado em células de combustível para gerar eletricidade ou alimentar veículos elétricos, como fonte de calor doméstico e industrial, e como matéria-prima para processos industriais. Ele também pode ser utilizado para armazenar excesso de energia gerada por fontes renováveis de eletricidade quando a oferta excede a demanda, embora com perdas significativas. A grande virtude do hidrogênio é que ele produz zero emissões de carbono no ponto de uso. Entretanto, como visto no tópico 2.2 desse capítulo, a tecnologia por trás da produção do H₂ é o fator que vai definir se ele é considerado limpo (sem emissões) ou não. O IEA (2019) produziu um diagrama representando a cadeia de valor do hidrogênio, desde suas fontes até o uso final, representado na Figura 18 abaixo:

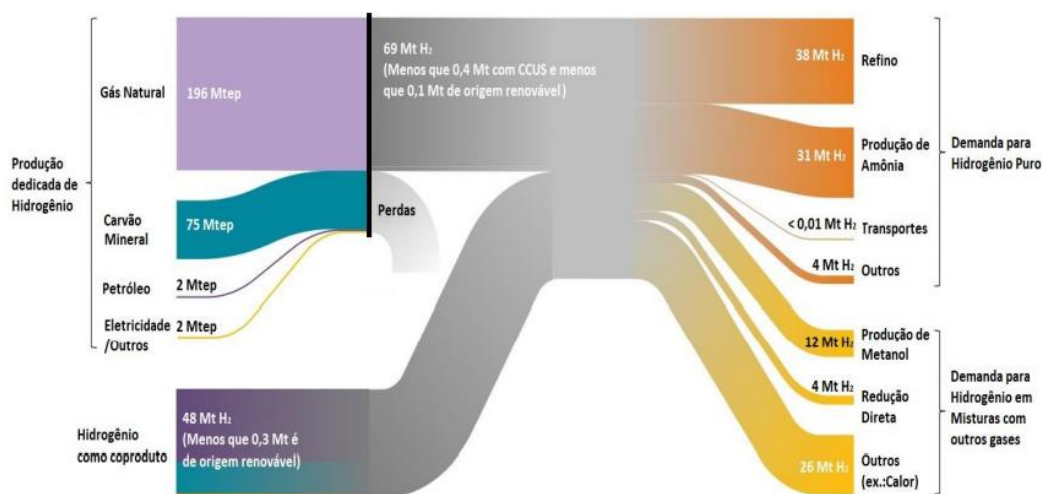


Figura 18 - Cadeia de valor do hidrogênio em 2018. Fonte: IEA, 2019

O lado esquerdo do diagrama retrata o ponto que vem sendo abordado ao longo do estudo, de que a produção de hidrogênio através de fontes fósseis ainda é dominante quando

comparada as fontes renováveis. Um estudo mais recente do IEA (2022) retrata ainda que apenas 0,04% do hidrogênio disponível atualmente é produzido por eletrólise da água. Já o lado direto do diagrama retrata um domínio do refino e da produção de amônia na demanda do hidrogênio. Em seu relatório mais atual, a CNI (2022) apresenta uma síntese das diferentes aplicações atuais e potenciais para o hidrogênio na indústria, descritas na Tabela 6 abaixo:

Tabela 6 - Aplicações do hidrogênio na indústria e respectivos estágios de desenvolvimento. Fonte: CNI, 2022

FINALIDADE	FORMA	APLICAÇÃO	SETOR	ESTÁGIO TECNOLÓGICO
Matéria-prima	Gás	Aumento do número mínimo de cetano e a diminuição de contaminantes do diesel	Refino de Petróleo	Comercial (H ₂ cinza)
Matéria-prima	Gás	Produção de amônia	Indústria Química	Comercial (H ₂ cinza) Pré-comercial (H ₂ verde)
Matéria-prima	Gás	Hidrogenação de óleo vegetal	Indústria de Alimentos	Comercial (H ₂ cinza)
Matéria-prima	Gás	Produção de metanol	Indústria Química	Comercial (H ₂ cinza) Pré-comercial (H ₂ verde)
Matéria-prima	Gás	Produção de nafta sintética (e-nafta)	Indústria Química	Pré-piloto (H ₂ verde)
Insumo	Gás	Redução direta de minério de ferro	Indústria Siderúrgica	Comercial (H ₂ cinza em mistura)
Energético	Gás	Geração de calor e eletricidade	Indústria	Comercial (H ₂ cinza em mistura)
Energético	Células e combustível	Geração de eletricidade	Indústria Transportes Construção Civil	Comercial (H ₂ cinza em mistura) Pré-comercial (H ₂ verde)
Energético	Gás	Armazenamento de energia (principalmente para compensação de variações sazonais)	Rede elétrica	Pré-comercial (H ₂ cinza) Pré-piloto (H ₂ verde)
Energético	Combustíveis sintéticos	Propulsão de veículos	Transportes	Pré-piloto (H ₂ verde)

Atualmente, dados da IEA (2019) mostram que aproximadamente 52% da demanda mundial de H₂ ocorre em refinarias de petróleo, 42% na produção de amônia, e somente 6% para outros usos. Nestes outros usos, cabe citar o H₂ como agente redutor na siderurgia, que tem recebido crescente atenção (EPE, 2022). Entretanto, as expectativas relacionadas ao uso futuro de um hidrogênio renovável, tratam principalmente do seu uso energético.

2.4.2 O atual cenário global do CCS

Em 2022, existem cerca de 35 instalações comerciais de captura em operação globalmente, com uma capacidade total anual de captura de quase 45 Mt CO₂. Várias novas instalações de captura entraram em operação nos últimos anos, incluindo o projeto de injeção de CO₂ Gorgon na Austrália (2019), duas instalações de captura ligadas à Alberta Carbon Trunk

Line no Canadá (2020), a primeira bioenergia em grande escala com captura de carbono projeto no Japão (2020) e duas instalações de captura na China na planta Sinopec Chemical e na usina de carvão Guohua Jinjie (2021) (IEA, 2022b). A Figura 1919 abaixo mostra os projetos de CCS pelo mundo, em seus diferentes estágios.



Figura 19 - Projetos de CCS em diferentes estágios ao redor do mundo. Fonte: IEAGHG, 2022b

Além das 35 instalações operando, em 2022 existem ainda mais 12 em construção, 103 com desenvolvimento em estágio avançado e 144 na etapa conceitual. A Figura 2020 abaixo retrata um gráfico da evolução do pipeline de projetos de CCS de 2010 a 2022:

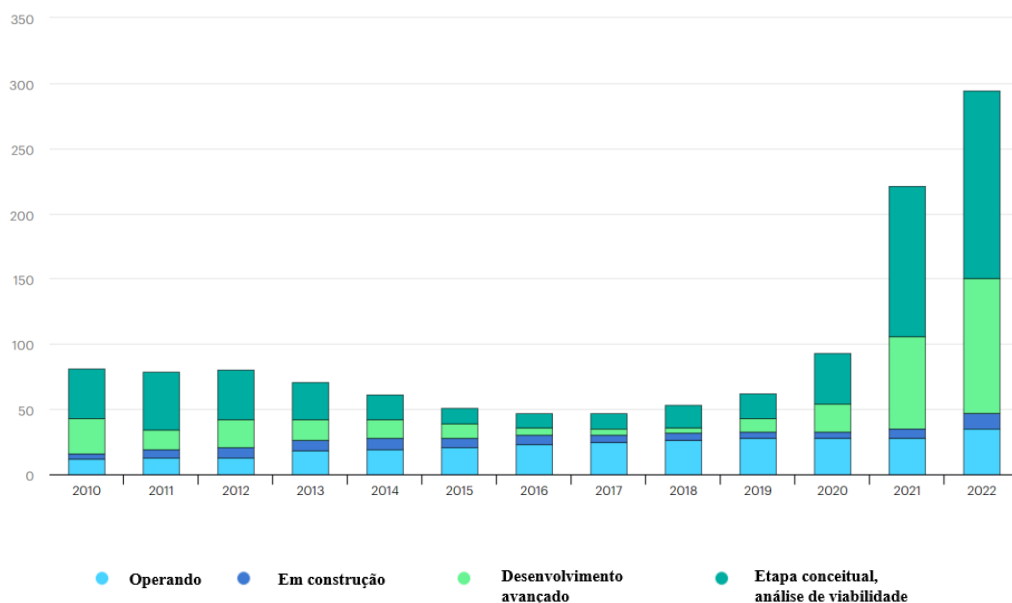


Figura 20 - Avanço do pipeline de projetos de CCS no mundo de 2010 a 2022. Fonte: Adaptado de IEA, 2022b

A produção de hidrogênio representa atualmente apenas um quarto da capacidade global de captura, com cerca de 15 instalações, incluindo unidades de produção de hidrogênio adaptadas em refino e produção de fertilizantes nos Estados Unidos que estão em operação desde o início da década de 1980 e na fabricação de aço em Abu Dhabi desde 2016. A maior parte do CO₂ capturado das usinas de hidrogênio hoje é injetado em campos de petróleo para melhorar a recuperação de petróleo. Apenas uma instalação, a planta Quest no Canadá comissionada em 2015, injeta CO₂ em formações de armazenamento geológico dedicadas (IEA, 2022c).

Desde o início de 2018, o impulso por trás do CCUS vem crescendo. Os desenvolvedores do projeto anunciaram ambições para que mais de 200 novas instalações de captura estejam operando até 2030, capturando mais de 220 Mt CO₂ por ano. A distribuição geográfica dos projetos de captura de CO₂ em desenvolvimento está se diversificando, com projetos sendo desenvolvidos em mais de 30 países. A Figura 21 abaixo apresenta um gráfico, produzido pelo IEA (2022b), que mostra as aplicações do processo de CCS em operação em 2022 e aquelas que são planejadas para 2030.

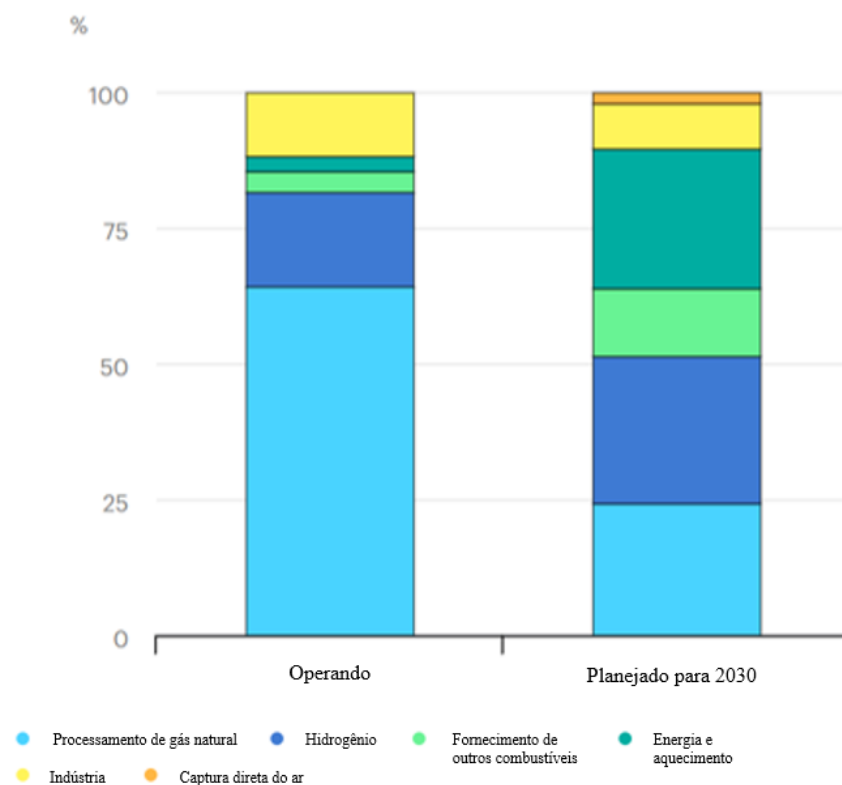


Figura 21 - Instalações com captura de CO₂ em operação em 2022 e planejadas para 2030. Fonte: Adaptado de IEA, 2022b

2.4.3 Contexto Brasileiro

O Brasil detém características que o colocam em posição privilegiada para se inserir de forma competitiva na cadeia do hidrogênio sustentável (verde, no sentido estendido da palavra, e azul). Do lado da oferta, o país dispõe de variados recursos renováveis (energia eólica, solar, etanol e hidráulica) para produção de hidrogênio, tanto via eletrólise e como via a reforma a vapor de gás natural, podendo ambas as rotas ser usadas para impulsionar seu desenvolvimento industrial. Ao lado da demanda, a posição geográfica e a dimensão continental do Brasil ampliam as possibilidades de o hidrogênio ser explorado tanto no mercado interno – na cadeia industrial e de transporte – quanto no externo, por meio de exportações especialmente à Europa (CNI, 2022). Um estudo do IPEA (2022) afirma que o Brasil tem uma posição de destaque para se tornar um grande exportador de hidrogênio de baixo carbono. A Figura 22 abaixo apresenta

um gráfico feito pelo IEA (2022) que representa as exportações de hidrogênio por região/ país planejadas para 2030, de acordo com projetos que já estão em andamento. Nela, é possível perceber a posição destaque do Brasil como exportador de H₂.

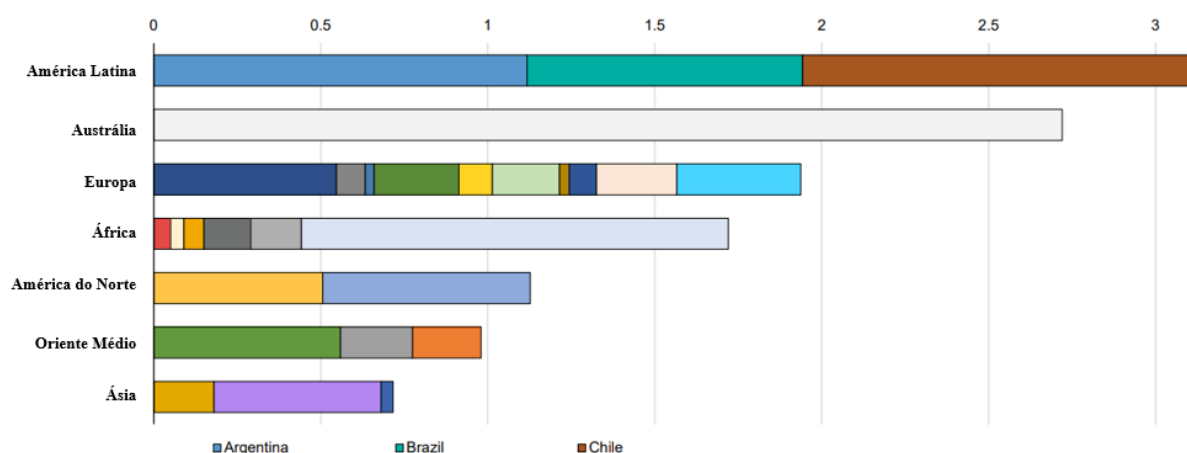


Figura 22 - Exportações de hidrogênio planejadas por região/ país em 2030 [Mt de H₂ por ano]. Fonte: IEA, 2022

Vale ressaltar que muitos dos projetos de exportação considerados pelo IEA (2022) para esse estudo são planejados em polos industriais compartilhados, muitas vezes próximos aos portos e o Complexo Industrial e Portuário do Pecém no Ceará, que em breve será um polo produtor de hidrogênio verde no Brasil, é um deles. Segundo o estudo, a localização conjunta do desenvolvimento de eletricidade renovável com projetos de produção de hidrogênio e instalações de exportação pode ajudar a reduzir custos por meio de infraestrutura compartilhada e integração energética.

A produção de hidrogênio no Brasil atualmente está concentrada nos setores de petróleo (refino e indústria) e fertilizantes (amônia), em geral, utilizando processos com alta emissão de CO₂. Assim, cerca de 74% do hidrogênio consumido na indústria brasileira são destinados às refinarias. Estas produzem hidrogênio a partir do gás natural e são autoprodutoras. Elas chegaram a produzir, em 2018, cerca de 320 mil toneladas de hidrogênio (CNI, 2022).

Em relação à tecnologia utilizada, o Brasil segue a tendência global da produção de hidrogênio através da reforma de gás natural, também denominado hidrogênio cinza. Nesse contexto, a fim de aproveitar a maturidade da tecnologia, o governo brasileiro, como estratégia de transição, inicialmente irá investir no hidrogênio produzido a partir de combustíveis fósseis com captura e armazenamento de carbono (hidrogênio azul), utilizando tecnologias de redução

de emissões que podem ser aplicadas em todo o sistema de energia. Paralelamente, como medida de longo prazo, o governo investirá também no hidrogênio verde, que atualmente, ainda tem uma tecnologia menos madura (IPEA, 2022).

Já em relação ao sequestro e armazenamento de carbono (CCS), de acordo com Beck, B. *et al.* (2011), o Brasil tem experiência significativa na tecnologia necessária para seu desenvolvimento e implantação. A Petrobrás, em particular, tem atuado neste campo com uma quantidade significativa de pesquisa e desenvolvimento CCS contínuos baseados em 25 anos de experiência em injeção de CO₂ em campos de petróleo para EOR. Um desses casos é o do campo de Buracica, na bacia do Recôncavo, que estava na fase final de exploração e foi usado para recuperação avançada de petróleo com injeção contínua de CO₂ obtido de uma fábrica de fertilizantes desde 1987. Em 1991, começou o armazenamento e, até 2005, aproximadamente 600 mil toneladas de CO₂ haviam sido armazenadas (KETZER, 2016).

Embora não existam projetos de CCS de larga escala em operação no Brasil hoje, o país possui atualmente uma série de projetos de CCS operacionais e planejados. Dois desses projetos de demonstração são o Projeto Miranga da Petrobras e Projeto Carbometano Porto Batista, do CEPAC (Centro de Excelência em Pesquisa sobre Armazenamento de Carbono). O Projeto Petrobras Miranga tem três diferentes cenários de armazenamento: EOR, reservatório de gás esgotado e aquífero salino. Já o projeto do CEPAC, Carbometano Porto Batista está sendo desenvolvido para Recuperação Avançada de Metano em Camada de Carvão (Beck *et al.*, 2011). Atualmente, o Brasil abriga um dos maiores projetos de CCS-EOR do mundo, o projeto do campo de Lula, na província petrolífera do pré-sal (Netto *et al.*, 2021).

Além do desenvolvimento de projetos de demonstração no Brasil, existem também significativas pesquisas e programas de desenvolvimento em curso. Olhando para o futuro, CCS pode ser crucial para o desenvolvimento de alguns dos campos de petróleo do pré-sal que trazem novos desafios. Vários campos e poços de petróleo foram identificados no passado como tendo bom potencial de exploração no sistema pré-sal. Entre os mais promissores estava o campo de Lula, com reservas estimadas entre 5 e 8 bilhões de barris de petróleo, e o campo de Libra, também Bacia de Campos, possivelmente entre os maiores do mundo, com reservas estimadas entre 8 e 12 bilhões de barris de petróleo (KETZER, 2016). Considerando que os gases dos reservatórios do Pré-Sal têm 3 a 4 vezes mais CO₂ do que aqueles dos campos do pós-sal (KETZER, 2016), eles requerem um tratamento específico a fim de seguir o compromisso assumido pela Petrobras (Beck *et al.*, 2011) de não liberar para a atmosfera o CO₂ associado ao gás natural produzido na região. A prática de sequestro e armazenamento de

carbono (CCS), por sua vez, tem, portanto, grande potencial para ser uma alternativa de tratamento para o CO₂ emitido no pré-sal.

A destinação do CO₂ que deverá ser produzido com as correntes de hidrocarbonetos no desenvolvimento do Pré-Sal está sendo estudada de forma abrangente. As opções que estão sendo avaliadas técnica e economicamente são: Recuperação Avançada de Petróleo (EOR) nas áreas do pré-sal; Armazenamento de CO₂ em aquíferos salinos; EOR em reservatórios de óleo pesado nos campos de petróleo próximos (Bacia de Santos); Armazenamento de CO₂ em campos de gás esgotados; Armazenamento de CO₂ em cavernas de sal, a serem construídas na área do Pré-sal; Transporte de CO₂ para terra e comercialização em plantas industriais (opção não geológica) (Beck *et al.*, 2011).

No Brasil, o transporte de fluidos na indústria do petróleo é feito principalmente através de dutos e navios-tanque. Os dutos apresentam várias vantagens sobre outras opções de transporte, como a capacidade de transportar grandes quantidades de substâncias, através de terrenos difíceis, e ter, frequentemente, baixos custo. Entretanto, os dutos compõem uma baixa parcela da matriz de transporte brasileira - cerca de 4,2%. Rodovias e ferrovias são as principais opções de transporte utilizadas no Brasil. A infraestrutura de dutos brasileira está concentrada principalmente nas regiões sudeste e costeiras do país, já que a maioria dos campos de petróleo explorados estão localizados em bacias offshore. Dessa forma, o Brasil tem hoje uma infraestrutura de cerca de 15.400 quilômetros de dutos que potencialmente poderiam ser utilizados para o transporte de CO₂. A mesma rota poderia ser usada para os dutos de CO₂, reduzindo, assim, problemas de uso da terra e propriedade (KETZER, 2016). O planejamento da rede de dutos é importante para auxiliar na implementação de atividades que poderão necessitá-los no futuro (como o transporte de CO₂).

Quanto ao potencial de armazenamento geológico do país, é válido ressaltar que o Brasil constitui a maior parte da Plataforma Sul-Americana, uma seção da crosta continental que por sua vez é a parte mais estável da placa tectônica Sul-Americana que se estende pelo Oceano Atlântico. Movimentos complexos subsequentes da crosta terrestre criaram uma série de depressões ou bacias em várias partes do Brasil. Essas bacias permitiram o acúmulo de rochas sedimentares, que incluem depósitos significativos de óleo, gás e carvão. No total, 31 bacias sedimentares ocorrem dentro do território brasileiro, cobrindo uma área de aproximadamente 6,4 milhões de km², 75% da qual está localizada em terra (KETZER, 2016). A Figura 23 abaixo mostra um mapa da distribuição dessas bacias no território brasileiro:



Figura 23 - Bacias sedimentares do Brasil. Fonte: Tavora e Ramos, 2019

Rocket *et al.* (2011) estimou o potencial de armazenamento do território brasileiro. As estimativas mostraram que as bacias sedimentares do país podem armazenar mais de 2.035 Gt de CO₂ em aquíferos, campos de petróleo e jazidas de carvão. Para campos de óleo e gás, a capacidade de armazenamento foi estimada em cerca de 4 Gt, sendo 1,7 Gt especificamente na Bacia de Campos. Para jazidas de carvão, a capacidade de armazenamento foi estimada em 170 Mt e a capacidade teórica preliminar de armazenamento em aquíferos foi de 2030 Gt de CO₂.

Um estudo mais recente, de Ciotta *et al.* (2021), analisou a capacidade de armazenamento de 85 campos offshore localizados nas bacias de Camamu–Almada (3), Campos (46), Ceará (4), Espírito Santo (6), Potiguar (8), Recôncavo (1), Santos (10) e Sergipe-Alagoas (7). Os resultados encontrados no estudo estão demonstrados na Tabela 7 abaixo:

Tabela 7 - Capacidade de armazenamento de bacias sedimentares offshore no Brasil.

Fonte: Adaptada de Ciotta *et al.*, 2021

Bacia	Número de campos estudados	Estimativa de capacidade de armazenamento de CO ₂ em MtCO ₂ (mínima)	Estimativa de capacidade de armazenamento de CO ₂ em MtCO ₂ (média)	Estimativa de capacidade de armazenamento de CO ₂ em MtCO ₂ (máxima)
Camamu-Almada	3	8	17	25
Campos	46	638	1277	1915
Ceará	4	5	10	15
Espírito Santo	6	13	26	40
Potiguar	8	7	14	22
Recôncavo	1	5	11	16
Santos	10	327	654	981
Sergipe-Alagoas	7	36	72	107

Dentro dessas bacias, os dez campos com maior capacidade de armazenamento estudados se localizam nas bacias de Campos e Santos, como pode ser observado na Tabela 8 abaixo:

Tabela 8 - Os dez campos estudados com maior capacidade de armazenamento. Fonte: Adaptado de Ciotta, et al., 2021

Campo	Bacia	Estimativa de capacidade de armazenamento de CO ₂ em MtCO ₂ (mínima)	Estimativa de capacidade de armazenamento de CO ₂ em MtCO ₂ (média)	Estimativa de capacidade de armazenamento de CO ₂ em MtCO ₂ (máxima)
Buzios	Santos	186	372	557
Tupi	Santos	109	219	328
Jubarte	Campos	84	167	251
Roncador	Campos	74	148	221
Marlim Sul	Campos	65	130	195
Marlim	Campos	58	117	175
Albacora	Campos	44	89	133
Marlim Leste	Campos	39	77	116
Albacora Leste	Campos	30	61	91
Peregrino	Campos	23	46	69

Todavia, apesar do potencial geológico brasileiro para injeção de CO₂ (Netto et al., 2020) de 2035 Gt de CO₂ (Rockett et al., 2011), as atividades atuais em Recuperação Avançada de Petróleo (EOR) para a extração de petróleo bruto usando CO₂, que atualmente é a única técnica de armazenamento de dióxido de carbono em uso no Brasil, armazenaram apenas cerca de 14 Mt de CO₂ em 2019 (MACHADO, P. et al, 2021), número bem distante do potencial do país.

3 METODOLOGIA

O objetivo do trabalho é obter uma análise técnica, econômica e ambiental acerca do processo de CCS aplicado à produção de hidrogênio no Brasil.

Para a análise técnica, foi realizado um mapeamento, baseado em dados da literatura e na infraestrutura existente nas diversas regiões do país, destacando os locais com maior potencial de aplicação das tecnologias discutidas ao longo do estudo de acordo com alguns critérios como: maior concentração de fontes estacionárias de CO₂, proximidade de bacias sedimentares exploráveis e de campos de exploração de petróleo e presença de tubulações de gás que liguem os possíveis locais de produção aos de armazenamento.

Já para análise ambiental, foi estimado um valor para as emissões provenientes da produção de hidrogênio no setor do Refino do Brasil e, assumindo algumas premissas, como estimativa de crescimento da demanda por hidrogênio nesse setor, e definindo alguns cenários com o percentual de adesão às práticas de CCS e o percentual de eficiência de captura dessa tecnologia, chegou-se ao potencial de redução das emissões projetadas para 2030 com a aplicação da tecnologia de sequestro e armazenamento de carbono (CCS) nesse setor.

Por fim, para análise econômica, foi desenvolvido um modelo que permitiu chegar a uma estimativa para os preços do H₂ cinza e azul e compará-los. A fim de realizar a análise econômica, foi elaborado um modelo matemático a fim de precificar o hidrogênio produzido através da técnica de SMR (hidrogênio cinza) e o produzido através da SMR com CCS (hidrogênio azul). Para isso, foi utilizado o Método do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), que define o valor de um ativo como o valor presente líquido (VPL) de uma soma de fluxos de caixa esperados para uma companhia ou projeto a determinada taxa de desconto (PÓVOA, 2012). A Equação 1 abaixo apresenta o método de cálculo do Fluxo de Caixa Descontado, que possibilita chegar no VPL do ativo:

$$VPL = -I_0 + \sum_{n=1}^N \frac{FCn}{(1+i)^n} \quad (1)$$

Onde:

VPL = Valor Presente Líquido;

I₀ = Investimento Inicial no tempo 0;

N = Período de tempo;

FC_n = Fluxo de caixa no tempo n ;

i = Taxa de desconto.

Para o fluxo de caixa do projeto, foi seguido o modelo apresentado na Tabela 9 abaixo, baseado no modelo de Fluxo de Caixa Livre do Acionista (FCFE) apresentado por PÓVOA (2012):

Tabela 9 - Fluxo de Caixa Simplificado do Projeto. Fonte: Adaptado de Póvoa, 2012

Receitas
(-) Custos e Despesas Operacionais
(=) Lucro Antes de Juros e Imposto de Renda (EBIT)
(-) Impostos (IR)
(=) Lucro Líquido
(-) Desembolsos de Capital
(=) Fluxo de Caixa do Projeto

Para a análise desse estudo, foi projetado um fluxo de caixa para uma planta de hidrogênio com a tecnologia SMR, utilizando as premissas apresentadas na Tabela 10 abaixo, que foram baseadas no Estudo de Caso da EPE (2022):

Tabela 10 - Premissas utilizadas no fluxo de caixa para a unidade de SMR. Fonte: elaboração própria a partir de dados da EPE, 2022

Premissas Unidade SMR		
Taxa de desconto	10	%
IPCA projetado a partir de 2025	3,3	%
Capacidade produtiva	20;100;500;1000	ton H ₂ /dia
Preço do Gás Natural	6;8;10;12	US\$/ MMBtu
Conversão MMBtu - MJ	1055	MJ/ MMBtu
PCI GN	47	MJ/ kg
Produtividade de H ₂	0,306	ton H ₂ / ton GN

CAPEX	25,61; 89,71; 314,19; 539,07	MM US\$
OPEX	4,7	% CAPEX a.a.
Imposto de renda	25	%
CSLL	9	%
Payback	10	Anos
Tempo de construção	3	anos
Vida útil do projeto	25	anos

Como observado na Tabela 9, existem quatro principais linhas do fluxo de caixa a serem estimadas com essas premissas: receita, custos e despesas operacionais, impostos, e desembolsos de capital.

Para fins de comparação, foram utilizados os mesmos cenários do Estudo de Caso EPE (2022), sendo eles a Capacidade produtiva da planta em 20, 100, 500 e 1000 ton H₂/ dia, e o preço do gás natural em 6, 8, 10 e 12 US\$/ MMBtu.

A receita foi projetada multiplicando o volume de hidrogênio produzido por ano, calculado a partir da capacidade produtiva da planta, pelo preço dele, que inicialmente foi estimado com base em preços da literatura e ao final foi estipulado, com base nas premissas, para cada um dos cenários propostos.

Os custos operacionais com matéria prima, que para unidade de SMR é basicamente o gás natural, foram projetados utilizando o volume de H₂ produzido e a produtividade específica de H₂, que foi obtida no estudo de caso da EPE (2022). Uma vez encontrado o volume de gás natural necessário para produção de H₂ desejada, ele foi multiplicado pelo seu preço, que nesse projeto variou de 6 a 12 US\$/ MMBtu em cada um dos cenários propostos. O OPEX anual considerado foi uma porcentagem de 4,7% do CAPEX total. Os impostos foram fixados em 25% para o imposto de renda e 9% para a contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL). Por fim, o CAPEX, cujo valor total depende da capacidade produtiva da planta e varia de 25,61 a 539,07 milhões de dólares em cada um dos cenários, foi projetado para ser pago em 3 parcelas anuais, de 20, 45 e 30%, durante os anos de construção da planta e todas essas premissas foram baseadas no estudo de caso da EPE (2022).

Vale ressaltar, que todos os valores foram corrigidos pela inflação com o decorrer dos anos. O índice IPCA foi de 8,12% para 2022, 4,97% para 2023, 3,41% para 2024 e 3,30% de 2025 em diante. Por fim, para definir o preço real do hidrogênio do projeto, o *Payback*, que é usado para medir quanto tempo leva para recuperar o dinheiro investido em um determinado projeto, foi definido em 10 anos. Sendo assim, foi calculado o preço, para cada um dos cenários, que permitia o projeto retornar o investimento feito em 10 anos.

Para a análise econômica do hidrogênio azul, seguiu-se um modelo semelhante ao utilizado para o cinza, acrescentando apenas algumas premissas para captura, transporte e armazenamento do CO₂. Essas premissas estão detalhadas na Tabela 11 abaixo:

Tabela 11 - Premissas para as unidades de captura, transporte e armazenamento do CO₂.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE, 2022

Premissas Captura, Transporte e Armazenamento CO ₂		
Eficiência de remoção de CO ₂	90	%
CAPEX captura CO ₂	128,6; 337,8; 887,4; 1345	MM US\$
OPEX manutenção captura	1,5	% CAPEX a.a.
OPEX químicos captura	1	% CAPEX a.a.
ABEX captura	5	% CAPEX
CAPEX transporte CO ₂	208,3	MM US\$
OPEX transporte	5,5	% CAPEX a.a.
ABEX transporte	5	% CAPEX
CAPEX armazenamento CO ₂	160	MM US\$
OPEX armazenamento	5	% CAPEX a.a.
ABEX armazenamento	10	% CAPEX

As premissas apresentadas na Tabela 11 foram obtidas a partir de valores do estudo de caso do EPE (2022), e basicamente são custos operacionais, desembolsos de capital e custos de abandono a serem acrescentados no fluxo de caixa inicial. Para o processo de captura, foi considerada uma tecnologia com eficiência de remoção de CO₂ de 90%. O CAPEX desse processo varia, de acordo com os cenários de capacidade produtiva da planta, de 128,6 a 1345 milhões de dólares americanos e foi descontado na integralidade no terceiro ano de construção. O OPEX foi considerado 1,5% do valor do CAPEX ao ano para as despesas fixas e 1% para as despesas variáveis. O ABEX, que representa o custo de abandono da unidade foi considerado 5% do CAPEX e foi descontado no último ano do projeto. Para os processos de transporte e armazenamento, os CAPEX foram considerados fixos e descontados também no terceiro ano de construção, enquanto os ABEX no último ano do projeto. Por fim, para chegar ao preço do hidrogênio azul, foi seguida a mesma metodologia do cinza, fixando o tempo de *Payback* em 10 anos.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 MAPEAMENTO DE POTENCIAIS LOCAIS DE PRODUÇÃO DE H₂ AZUL NO BRASIL

A fim de mapear áreas com maior potencial de produção de H₂ azul no Brasil, nesse estudo foram considerados os locais que reunissem os seguintes critérios: (1) maior concentração de fontes estacionárias de CO₂, e por consequência, maior concentração de emissão de CO₂ devido a atividade humana; (2) proximidade de bacias sedimentares exploráveis e de campos de exploração de petróleo e (3) existência de uma rede de gasoduto nas proximidades. As justificativas para esses critérios são: (1) como visto ao longo desse estudo, medidas terão que ser tomadas para redução da emissão de gases de efeito estufa a fim de cumprir as metas estabelecidas na última conferência das partes. Sendo assim, atividades emissoras terão que buscar soluções e duas delas são a substituição do uso do hidrogênio cinza pelo hidrogênio de baixo carbono (podendo ser o azul) para as indústrias que utilizam H₂ em suas atividades e a aplicação das tecnologias de CCS diretamente em suas emissões, para aquelas que não utilizam. Portanto, um local com maior concentração de emissões de CO₂ atualmente tem maior potencial para desenvolvimento dessas tecnologias, existindo ainda a possibilidade de utilização compartilhada das estruturas, tornando os projetos mais viáveis economicamente. (2) para além do local da produção do H₂ e captura do CO₂, é de extrema importância que exista uma opção viável para armazenamento geológico do CO₂ capturado, sendo assim, é importante que essas áreas sejam próximas a bacias sedimentares com campos exploráveis e com potencial de armazenamento geológico. Os campos de exploração de petróleo já existentes podem ser úteis tanto para produção de H₂ azul como para possíveis locais de armazenamento quando estiverem depletados. (3) a presença de gasodutos que liguem a região de captura de CO₂ à região de armazenamento é de extrema importância para garantir a viabilidade do transporte e, consequentemente, do projeto.

A Figura 24 abaixo identifica os dez estados brasileiros com maiores emissões de CO₂ por indústrias e fontes estacionárias em um mapa que destaca as principais bacias hidrográficas do país. O mapa indica que as emissões mais significativas do país estão nos estados do Sudeste (Minas Gerais, Rio de Janeiro, São Paulo e Espírito Santo), próximos às bacias de Santos e

Campos, mas que existem também emissões significativas no Nordeste (Bahia, Ceará e Maranhão) e Sul (Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul).

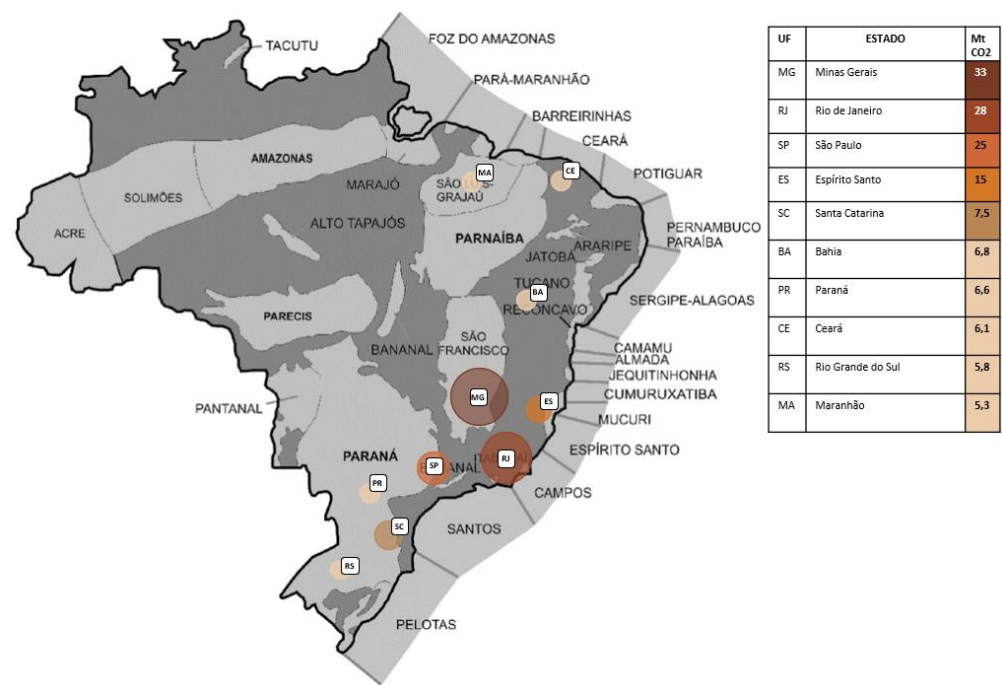


Figura 24 - Emissão de CO₂ por estado brasileiro a partir de fontes estacionárias e indústrias. Fonte: elaboração própria a partir de dados de Ciotta et al., 2021

Para a análise da proximidade às bacias sedimentares com campos exploráveis, foi elaborado, com auxílio de dados presentes no WebMap EPE, o mapa representado na Figura 25 abaixo, que indica os locais de exploração de petróleo atualmente no território brasileiro.

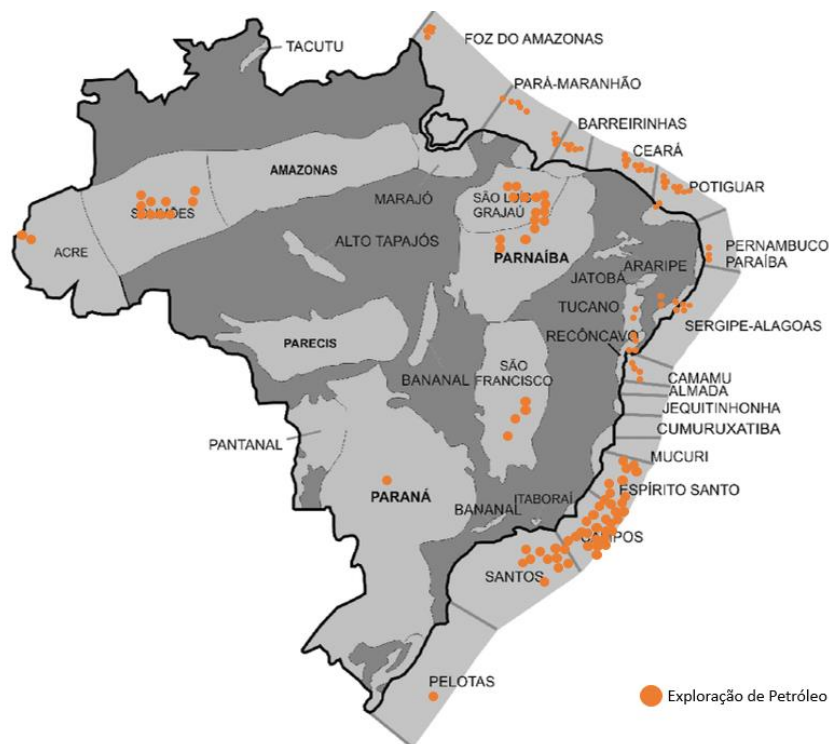


Figura 25 - Pontos de exploração de petróleo no território brasileiro. Fonte: elaboração própria com dados do WEBMAP EPE

O mapa novamente destaca a região Sudeste, dessa vez como a mais próxima de bacias sedimentares com campos atualmente mapeados e explorados pela indústria do petróleo, estando eles mais concentrados nas bacias de Santos e Campos, ambas offshore. Isso implica que será necessário o transporte de CO₂ a partir dos locais de gerações onshore. O Nordeste, por sua vez, também se destaca com alguns campos onshore nas bacias de São Luis Grajaú, Parnaíba e Recôncavo, e offshore principalmente nas bacias do Ceará e Potiguar, alguns deles em regiões onde existem reservatórios. Já no caso da região Norte, existe uma grande concentração de exploração de petróleo, principalmente no campo de Simões, mas estão longe de reservatórios onshore. Isso torna a viabilidade de CCS dessa região sensível a presença de infraestrutura de transporte.

Por fim, para analisar o terceiro critério definido para a análise, foi elaborado o mapa apresentado na Figura 26 abaixo, que mostra os gasodutos de transporte e escoamento presentes no território brasileiro.

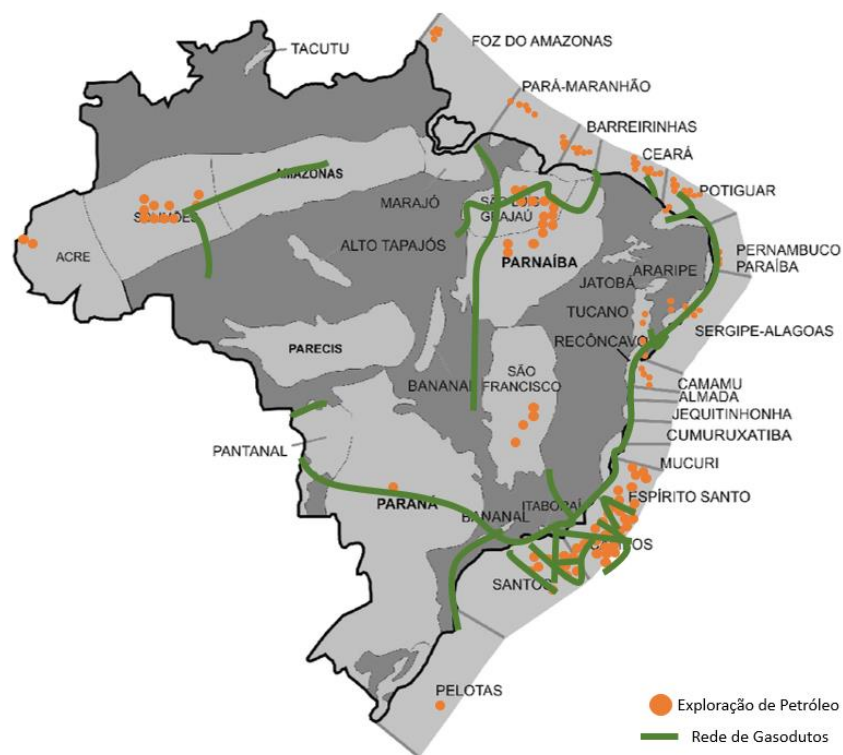


Figura 26 - Gasodutos de escoamento e transporte em território brasileiro. Fonte: elaboração própria com dados do WEBMAP EPE

Mais uma vez a região Sudeste se destaca tendo a maior concentração de gasodutos, principalmente nas bacias de Santos e Campos. Entretanto, a região Nordeste também apresenta um certo potencial, principalmente na bacia do São Luís do Grajaú, Recôncavo e Ceará. O litoral da região Norte, incluindo as bacias do Acre, Tacutu, Foz do Amazonas e Pará-Maranhão, assim como Pelotas, no Sul, se mostraram isoladas, sem presença significativa de gasodutos. As bacias de Simões, no Norte, e Paraná, no Sul, se tornam um pouco mais interessantes com a presença de gasodutos nas proximidades. A Figura 27 abaixo foca nas bacias de Campos e Santos, dando ênfase a campos que possuem potencial de armazenamento de acordo com CIOTTA *et al.* (2021).

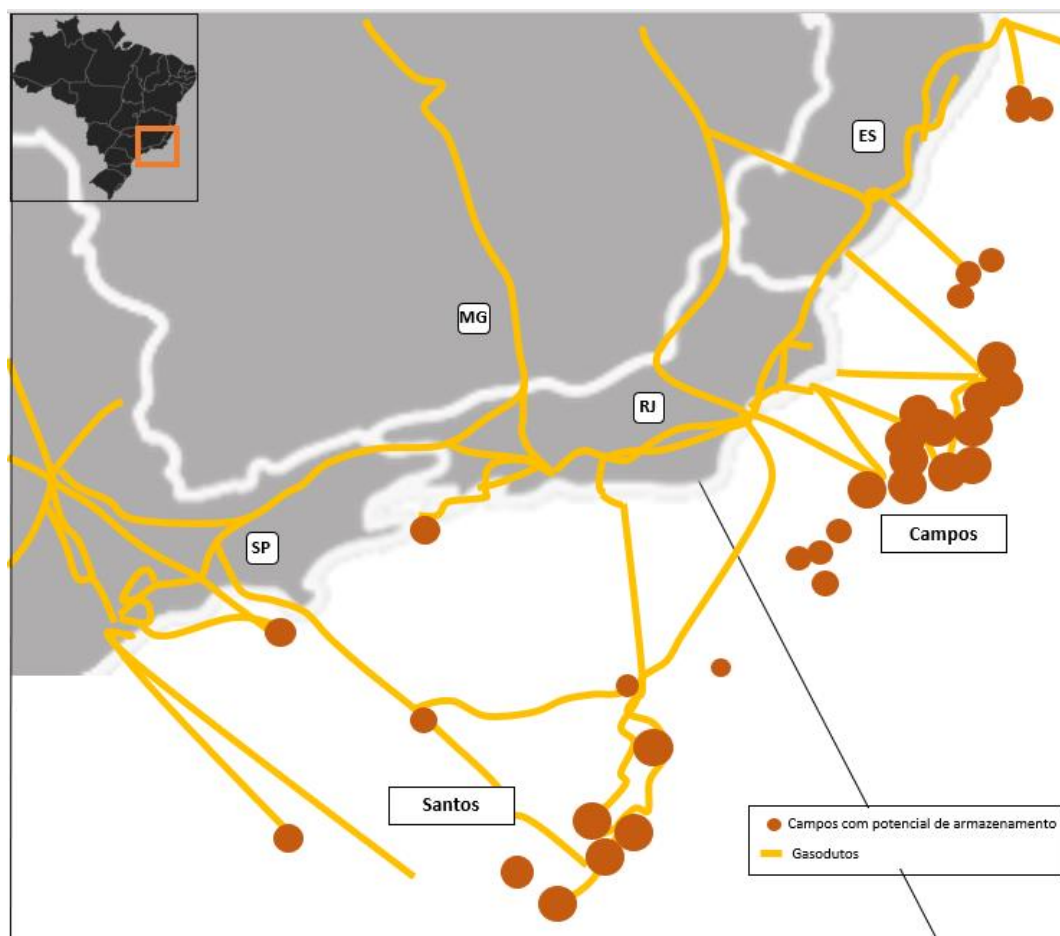


Figura 27 - Gasodutos e campos com potencial de armazenamento de CO₂ na região sudeste. Fonte: elaboração própria a partir de CIOTTA *et al.*, 2021 e WEBMAP EPE.

Nota: representação de campos de petróleo meramente ilustrativos

O mapa da Figura 27 acima mostra uma grande quantidade de elementos, e não coincidentemente corresponde à região com a maior produção de petróleo do país (concentrado especialmente nas Bacias de Santos e Campos) e a região com as maiores emissões (associadas especialmente às cidades de Rio de Janeiro e São Paulo). De acordo com CIOTTA *et al.* (2021) e apresentado na Tabela 8, os dez campos com maiores capacidades de armazenamento estão concentrados nesta região, especialmente o campo de Búzios, na bacia de Santos, com uma capacidade média de armazenamento de 372 Mt CO₂. Além disso, a grande disponibilidade de dutos é importante, pois sugere que haverá menos competição entre o uso de distribuição para o continente e transporte de CO₂ das regiões de captura para o armazenamento.

A região Nordeste do país também apresenta potenciais de produção de H₂, transporte e armazenamento de CO₂, embora consideravelmente menores que na região Sudeste, o que

ênfatisa a possibilidade de usar projetos-piloto para armazenar emissões da costa da região Nordeste.

4.2 ANÁLISE ECONÔMICA

Com as premissas apresentadas na Tabela 10, os Fluxos de Caixa da planta de produção de hidrogênio via SMR foram elaborados para cada ano, sendo 3 de construção e 25 de operação. Um exemplo desses fluxos de caixa, para um dos cenários, está demonstrado na Tabela 12 abaixo:

Tabela 12 -Fluxo de caixa simplificado para a unidade SMR com capacidade produtiva de 20 ton H₂/ dia e utilizando gás natural a 12 US\$/ MMBtu. Fonte: elaboração própria

Período	dez/21	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2049	2050
Meses do período	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Dias do período	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365
Receita	-	-	-	24.863.443	25.683.240	26.530.068	27.404.818	54.160.973	55.946.768	
Despesas Operacionais (matéria prima)	-	-	-	(15.463.052)	(15.972.900)	(16.499.558)	(17.043.582)	(33.683.748)	(34.794.369)	
OPEX	-	-	-	(1.459.401)	(1.507.520)	(1.557.226)	(1.608.571)	(3.179.068)	(3.283.888)	
EBIT	-	-	-	7.940.990	8.202.820	8.473.284	8.752.665	17.298.157	17.868.512	
Imposto sobre a renda	-	-	-	(2.699.937)	(2.788.959)	(2.880.916)	(2.975.906)	(5.881.373)	(6.075.294)	
Lucro Líquido	-	-	-	5.241.053	5.413.861	5.592.367	5.776.759	11.416.784	11.793.218	
CAPEX	(5.122.000)	(11.524.500)	(8.963.500)	-	-	-	-	-	-	
Fluxo de Caixa do Período	(5.122.000)	(11.524.500)	(8.963.500)	5.241.053	5.413.861	5.592.367	5.776.759	11.416.784	11.793.218	

Utilizando a Equação 1 e trazendo esses fluxos a valor presente, chega-se ao VPL. Um exemplo desse VPL e da curva formada por esse valor ano após ano estão apresentados na Tabela 13 e Figura 28 abaixo:

Tabela 13 - VPL da unidade de SMR para capacidade produtiva de 20 ton H₂/ dia e preço do gás natural a 12 US\$/ MMBtu. Fonte: Elaboração própria

Resultado	US\$
VPL do período explícito	25.631.061,82
VPL do 10º ano	0,00

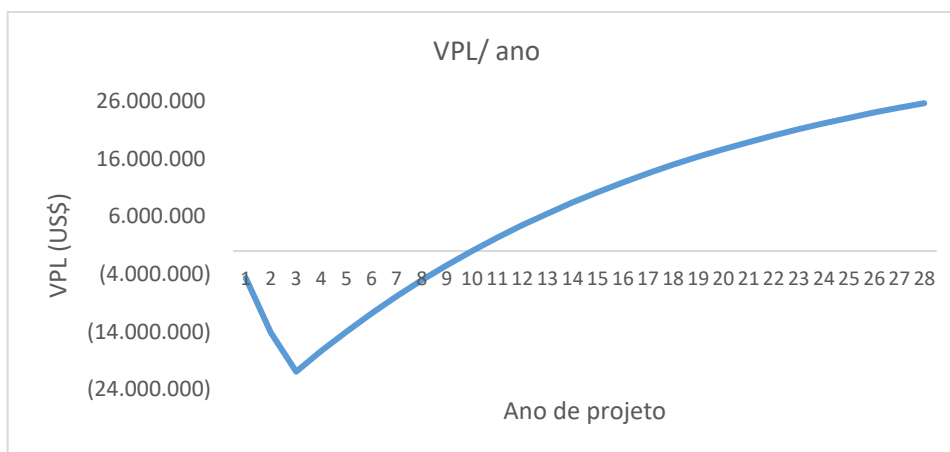


Figura 28 - Curva de VPL da unidade de SMR para capacidade produtiva de 20 ton H₂/ dia e preço do gás natural a 12 US\$/ MMBtu. Fonte: Elaboração própria

Fixando os demais parâmetros e variando apenas o preço do H₂, pôde-se estabelecer para qual valor de hidrogênio se teria um *Payback* de 10 anos, ou seja, qual valor de H₂ geraria um VPL zerado no décimo ano de projeto. Rodando esses cálculos para cada um dos cenários, foi possível chegar aos valores para o hidrogênio cinza apresentados na Tabela 14 abaixo:

Tabela 14 - Preços H₂ Cinza em função da capacidade produtiva e do preço do gás natural [US\$/ MMBtu]. Fonte: Elaboração própria

Capacidade da planta	Preço H ₂ Cinza - US\$/MMBtu			
	Preço do gás natural (US\$/ MMBtu)			
	6	8	10	12
20 ton H₂/ dia	17,02	19,58	22,14	24,70
100 ton H₂/ dia	14,22	16,78	19,34	21,90
500 ton H₂/ dia	12,26	14,82	17,38	19,94
1000 ton H₂/ dia	11,61	14,17	16,73	19,29

Utilizando o Poder Calorífico Inferior do hidrogênio (120 MJ/ kg) foi possível chegar também aos preços em US\$/ kg. Esses preços estão expostos na Tabela 15 abaixo:

Tabela 15 - Preços H2 Cinza em função da capacidade produtiva e do preço do gás natural [US\$/ kg]. Fonte: Elaboração própria

Capacidade da planta	Preço H2 Cinza - US\$/kg			
	Preço do gás natural (US\$/ MMBtu)			
	6	8	10	12
20 ton H2/ dia	2,03	2,34	2,64	2,95
100 ton H2/ dia	1,70	2,00	2,31	2,62
500 ton H2/ dia	1,46	1,77	2,08	2,38
1000 ton H2/ dia	1,39	1,69	2,00	2,30

Pode-se perceber que são valores próximos aos disponibilizados na Tabela 2, indicados pela EPE (2022), com uma variação média de aproximadamente 3%.

Seguindo o mesmo modelo do hidrogênio cinza, foi possível chegar no fluxo de caixa simplificado para cada ano de projeto, demonstrado Tabela 16, no VPL e na curva de VPL demonstrados na Tabela 17 e Figura 29, respectivamente e, por fim, nos preços para o hidrogênio azul em US\$/ MMBtu e em US\$/ kg, apresentados nas Tabelas 18 e 19 abaixo:

Tabela 16 - Fluxo de caixa simplificado para unidade de SMR com CCS para capacidade produtiva de 20 ton H2/ dia e utilizando gás natural a 12 US\$/ MMBtu. Fonte:

Elaboração própria

Período	dez/21	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2049	2050
Meses do período	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Dias do período	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365
Receita	-	-	-	213.230.079	220.260.701	227.523.137	235.025.030	464.487.101	479.802.169	
Despesas Operacionais (matéria prima)	-	-	-	(15.463.052)	(15.972.900)	(16.499.558)	(17.043.582)	(33.683.748)	(34.794.369)	
OPEX produção H2	-	-	-	(1.458.831)	(1.506.932)	(1.556.618)	(1.607.943)	(3.177.826)	(3.282.606)	
OPEX captura de CO2	-	-	-	(2.338.834)	(2.415.950)	(2.495.609)	(2.577.894)	(5.094.770)	(5.262.754)	
OPEX químicos captura de CO2	-	-	-	(1.559.223)	(1.610.633)	(1.663.739)	(1.718.596)	(3.396.513)	(3.508.503)	
OPEX transporte de CO2	-	-	-	(13.890.539)	(14.348.538)	(14.821.638)	(15.310.337)	(30.258.284)	(31.255.960)	
OPEX armazenamento de CO2	-	-	-	(9.699.674)	(10.019.491)	(10.349.854)	(10.691.109)	(21.129.164)	(21.825.835)	
EBIT	-	-	-	168.819.927	174.386.257	180.136.121	186.075.569	367.746.796	379.872.143	
Imposto sobre a renda	-	-	-	(57.398.775)	(59.291.327)	(61.246.281)	(63.265.694)	(125.033.911)	(129.156.529)	
Lucro Líquido	-	-	-	111.421.152	115.094.930	118.889.840	122.809.876	242.712.885	250.715.614	
CAPEX produção H2	(5.120.000)	(11.520.000)	(8.960.000)	-	-	-	-	-	-	
CAPEX captura CO2	-	-	(145.963.411)	-	-	-	-	-	-	
CAPEX transporte CO2	-	-	(236.424.405)	-	-	-	-	-	-	
CAPEX armazenamento CO2	-	-	(181.602.999)	-	-	-	-	-	-	
ABEX captura CO2	-	-	-	-	-	-	-	-	(18.120.927)	
ABEX transporte CO2	-	-	-	-	-	-	-	-	(29.351.392)	
ABEX armazenamento CO2	-	-	-	-	-	-	-	-	(45.090.953)	
Fluxo de Caixa do Período	(5.120.000)	(11.520.000)	(572.950.815)	111.421.152	115.094.930	118.889.840	122.809.876	242.712.885	158.152.343	

Tabela 17 - VPL da unidade de SMR com CCS para capacidade produtiva de 20 ton H₂/ dia e preço do gás natural a 12 US\$/ MMBtu. Fonte: Elaboração própria

Resultado	US\$
VPL do período explícito	544.898.555,62
VPL do 10º ano	0,00

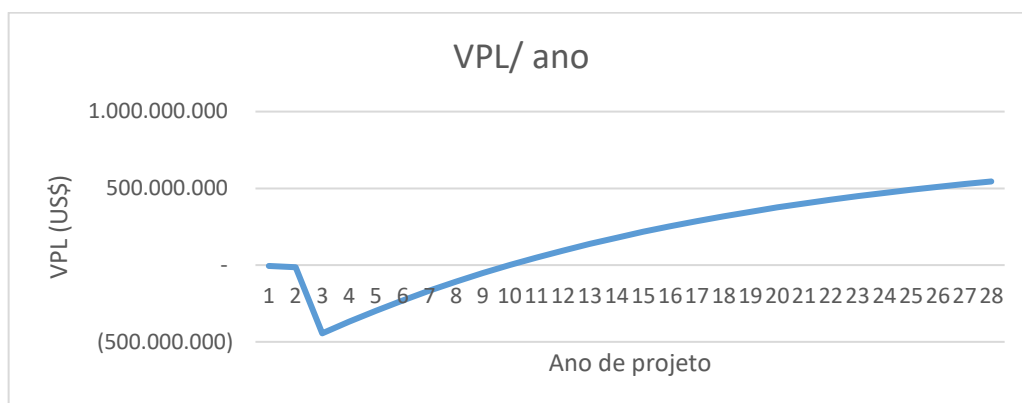


Figura 29 - Curva de VPL da unidade de SMR com CCS para capacidade produtiva de 20 ton H₂/ dia e preço do gás natural a 12 US\$/ MMBtu. Fonte: Elaboração própria

Tabela 18 - Preços H₂ Azul em função da capacidade produtiva e do preço do gás natural [US\$/ MMBtu] e a variação em relação ao H₂ cinza (%). Fonte: Elaboração própria

Preço H ₂ Azul - US\$/MMBtu e Variação em relação ao Cinza (%)								
Capacidade da planta (ton H ₂ / dia)	Preço do gás natural (US\$/ MMBtu)							
	6		8		10		12	
20	204,13	1100%	206,69	956%	209,25	845%	211,81	758%
100	66,36	367%	68,92	311%	71,48	270%	74,04	238%
500	30,42	148%	32,98	123%	35,54	104%	38,10	91%
1000	23,91	106%	26,47	87%	29,03	74%	31,59	64%

Tabela 19 - Preços H₂ Azul em função da capacidade produtiva e do preço do gás natural [US\$/ kg]. Fonte: Elaboração própria

Capacidade da planta	Preço H ₂ Azul - US\$/kg			
	Preço do gás natural (US\$/ MMBtu)			
	6	8	10	12
20 ton H₂/ dia	24,37	24,68	24,98	25,29
100 ton H₂/ dia	7,92	8,23	8,53	8,84
500 ton H₂/ dia	3,63	3,94	4,24	4,55
1000 ton H₂/ dia	2,85	3,16	3,47	3,77

Pode-se perceber que também são valores próximos aos disponibilizados na Tabela 3, indicados pelo EPE (2022) para o hidrogênio azul, com uma variação média de aproximadamente 5%.

Esses resultados representam um aumento de aproximadamente 64%, para o cenário de maior capacidade produtiva e maior preço do gás natural, até 1100% para o cenário de menor capacidade produtiva e menor preço do gás natural, com a implementação do processo de captura e armazenamento de CO₂ ao processo de produção de hidrogênio via SMR.

A análise dos resultados desse estudo comprova que o preço do hidrogênio azul é mais sensível à capacidade instalada do que ao custo do gás natural devido à menor maturidade tecnológica das unidades de CCS, que acabam tendo custos elevados. Além disso, os resultados podem ainda indicar que clusters industriais de captura de CO₂ e hubs para transporte e armazenamento podem auxiliar na viabilidade econômica e competitividade do hidrogênio azul, uma vez que o compartilhamento de estruturas reduz custo de investimento e operacionais ou acarreta receitas adicionais.

4.3 ANÁLISE AMBIENTAL

Para a análise ambiental, foi estimado o impacto da redução das emissões com a aplicação do processo de CCS no setor de refino brasileiro. De acordo com o relatório da CNI (2022), em 2018, a produção de hidrogênio por refinarias brasileiras chegou a 320.000 toneladas. Levando em consideração que não existe hoje, no Brasil, projetos de CCS aplicados a produção de hidrogênio e que a tecnologia que domina essa produção é a reforma a vapor do metano, pode-se considerar que todo esse hidrogênio corresponde ao hidrogênio cinza. Além disso, o

IEAGHG (2022a) definiu que a relação entre as emissões de CO₂ e a produção de H₂ é de 0,99 kg CO₂/ kg H₂. Com esses dados, foi possível identificar as emissões de CO₂ resultantes da produção de H₂ do setor de refino brasileiro em 2018, que foi de 316.800 toneladas, o que corresponde a cerca de 0,1% das emissões antrópicas associadas à matriz energética brasileira em 2018, que foi de 416,1 Mt de CO₂-eq, de acordo com EPE (2019).

Considerando cenários de porcentagem de adesão ao processo de captura e armazenamento de carbono e de eficiência de captura, pode-se estimar as expectativas de emissões do setor. Para essa análise, foram definidos três cenários, o cenário 1 consiste em 50% de adesão ao uso de CCS na produção de hidrogênio por refinarias no Brasil, o cenário 2 em 70% e o cenário 3 em 100%. Para cada um desses cenários, foram comparados os impactos das emissões sem captura e armazenamento e emissões com capturas com eficiências de 60 e 90%. Os resultados das expectativas de emissão de CO₂ para cada cenário no ano de 2018 estão expostos na Figura 30 abaixo:

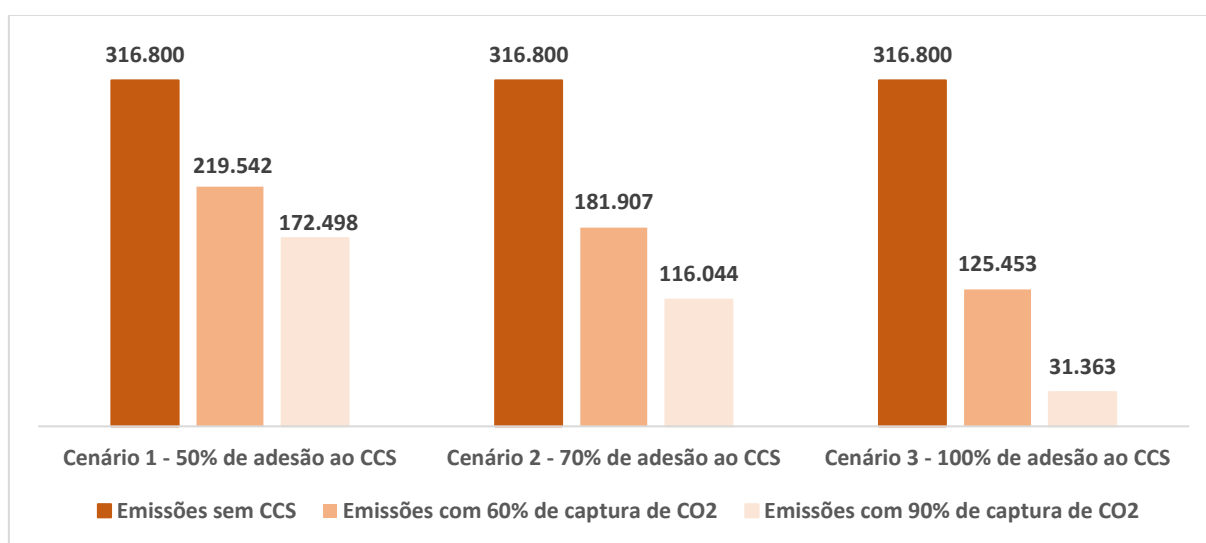


Figura 30 - Estimativa de emissões de CO₂ em 2018 a partir da produção de H₂ por refinarias brasileiras para diferentes cenários em toneladas. Fonte: Elaboração própria

Pode-se perceber, a partir do gráfico, que as refinarias brasileiras poderiam ter suas emissões de CO₂ reduzidas em até 90% em 2018, caso tivessem utilizado a técnica de sequestro e armazenamento de carbono em todas as suas unidades produtivas. Sendo assim, suas emissões relacionadas à produção de hidrogênio passariam a representar cerca de 0,01% das emissões antrópicas associadas à matriz energética brasileira naquele ano.

De acordo com IEA (2022a), a demanda por hidrogênio nas refinarias tende a crescer cerca de 17% até 2030, em relação a 2018, levando em consideração o cenário de políticas declaradas. Aplicando esse crescimento no setor do refino brasileiro, a produção de H₂ chegaria a 374.400 toneladas em 2030. Utilizando os mesmos cenários definidos para 2018, pode-se chegar aos resultados das expectativas de emissão de CO₂ para cada cenário no ano de 2030. Os resultados estão expostos na Figura 31 abaixo:

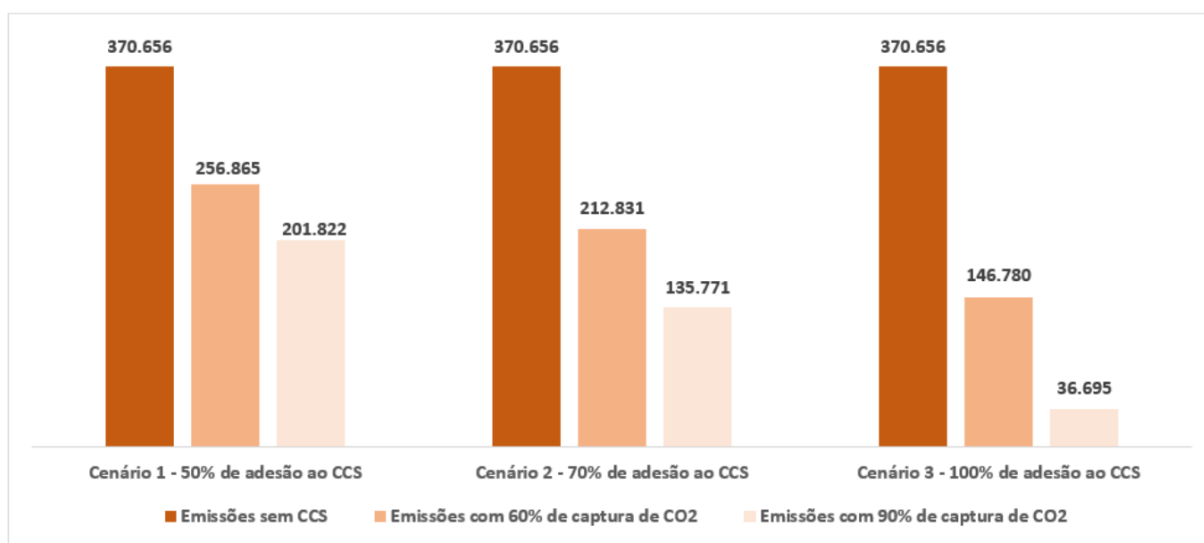


Figura 31 - Estimativa de emissões de CO₂ em 2030 a partir da produção de H₂ por refinarias brasileiras para diferentes cenários em toneladas. Fonte: Elaboração própria

5 CONCLUSÃO

Ao final desse estudo, pode-se tirar algumas conclusões do processo de sequestro e armazenamento do carbono aplicado à produção de hidrogênio no Brasil. A primeira delas, que diz respeito aos aspectos tecnológicos, é que o país possui locais com potencial para se tornarem polos de produção de hidrogênio azul, principalmente na região sudeste, que possui um número considerável de áreas de exploração de petróleo e refinarias, que são grandes autoprodutoras de hidrogênio atualmente, mas que eventualmente podem ampliar suas produções para o mercado *merchant*, aproveitando a tecnologia já utilizada. Além disso, a região Sudeste apresenta a maior emissão de CO₂ proveniente de fontes estacionárias e industriais, somando 101 Mt de CO₂, o que representa um bom mercado para captura e armazenamento de carbono. Adicionalmente, a região apresenta a maior rede de gasodutos, que podem ser utilizados ou, ao menos, podem compartilhar rotas com novos dutos que venham a ser construídos para o transporte de CO₂. Por fim, as bacias sedimentares com campos que possuem as maiores capacidades de armazenamento (Campos e Santos, com 1277 e 654 Mt de CO₂, respectivamente, de acordo com Ciotta, *et al.*, 2021) estão localizadas no Sudeste.

No que diz respeito a análise econômica, o estudo mostrou que o aumento de custo decorrente da adição do processo de captura, transporte e armazenamento de CO₂ ainda é bastante significativo, podendo impactar o preço final do H₂ em até 1100%. Isso porque, devido à falta de maturidade tecnológica, as unidades de CCS ainda apresentam custos bem elevados, diferente da rota tecnológica do hidrogênio cinza, que já tem processos bem desenvolvidos e custos mais competitivos. No entanto, os custos referentes a CCS podem ser reduzidos se forem utilizadas opções de compartilhamento das unidades. Além disso, espera-se que ao longo do tempo, especialmente até 2030, com o amadurecimento da rota, essa diferença se torne menos significativa.

Por fim, com a análise ambiental, pode-se constatar que as refinarias brasileiras, que hoje em dia são grandes produtoras de hidrogênio no país, poderiam reduzir em até 90% as emissões de CO₂ resultantes da produção de H₂ e alcançar até 70% de redução do potencial de aquecimento global resultantes dessa mesma produção, caso implementassem unidades de CCS a todas as plantas produtoras de H₂.

Nessa perspectiva, pode-se afirmar que o Brasil tem potencial para se tornar um produtor expressivo de hidrogênio azul, que, por sua vez, tem potencial para ajudar o país a alcançar as

metas definidas na COP de reduzir emissões líquidas totais de gases de efeito estufa em 50% até 2030, com relação aos níveis de 2005, e atingir a neutralidade de carbono em 2050. Sendo assim, é de extrema importância que pesquisas e estudos acerca da temática sigam sendo realizados, focando principalmente na identificação específica de campos que podem ser efetivamente utilizados para o armazenamento de CO₂, levando em consideração a proximidade com áreas em proteção ambiental, por exemplo, bem como suas capacidades reais de armazenamento. A identificação de gasodutos que poderiam efetivamente transportar CO₂ e trabalhos voltados para monitoramento e controle de riscos também devem ser levantados. No aspecto econômico, é importante ainda identificar alternativas que reduzam a diferença de preços entre o H₂ azul e cinza, e quantificá-las.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGÊNCIA BRASIL. **COP26: Brasil promete reduzir emissões de gases pela metade até 2030**. Novembro, 2021. Disponível em: [COP26: Brasil promete reduzir emissões de gases pela metade até 2030 | Agência Brasil \(ebc.com.br\)](https://agencia.brazil.gov.br/cop26-brasil-promete-reduzir-emissoes-de-gases-pela-metade-ate-2030). Acesso em: maio, 2022
- ANTONINI, C. et al. **Hydrogen production from natural gas and biomethane with carbon capture and storage – A techno-environmental analysis**. 2020. Disponível em: Sustainable Energy Fuels, 4. DOI
- BAKER, S. E. et al. **Getting to Neutral: Options for Negative Carbon Emissions in California**. Estados Unidos, 2020. Disponível em: [Getting to Neutral: Options for Negative Carbon Emissions in California \(Technical Report\) | OSTI.GOV](https://www.osti.gov/servlets/handle/11566/67288) Acesso em: novembro, 2022
- BARTLETT, J.; KRUPNICK, A. **Decarbonized Hydrogen in the US Power and Industrial Sectors: Identifying and Incentivizing Opportunities to Lower Emissions**. In: **Resources for the Future**. 2020. Disponível em: [Decarbonized Hydrogen in the US Power and Industrial Sectors: Identifying and Incentivizing Opportunities to Lower Emissions \(rff.org\)](https://www.rff.org/publications/working-papers/decarbonized-hydrogen-in-the-us-power-and-industrial-sectors-identifying-and-incentivizing-opportunities-to-lower-emissions) Acesso em: maio 2022
- BECK, B. et al. **The Current Status of CCS development in Brazil**. 2011. Disponível em: [The current status of CCS development in Brazil | Elsevier Enhanced Reader](https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S095965261100064). Acesso em: outubro, 2022
- CETINKAYA, E.; DINCER, I.; NATERER, G. F. **Life cycle assessment of various hydrogen production methods**. International Journal of Hydrogen Energy, 37(3), 2071–2080. doi:10.1016/j.ijhydene.2011.10.064. 2012.
- CIOTTA, M. et al. **CO₂ storage potential of offshore oil and gas fields in Brazil**. 2021. Disponível em: [CO₂ storage potential of offshore oil and gas fields in Brazil - ScienceDirect](https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S095965262100064) Acesso em: novembro, 2022
- Confederação Nacional da Indústria (CNI). **HIDROGÊNIO SUSTENTÁVEL PERSPECTIVAS E POTENCIAL PARA A INDÚSTRIA BRASILEIRA**. 2022. Disponível em: [CNI aponta caminhos para Brasil adotar hidrogênio sustentável como nova fronteira energética - Agência de Notícias da Indústria \(portaldaindustria.com.br\)](https://portaldaindustria.com.br/cni-aponta-caminhos-para-brasil-adotar-hidrogenio-sustentavel-como-nova-fronteira-energetica). Acesso em: outubro, 2022
- COOK, P. J. **Clean Energy, Climate and Carbon**. 2012. Disponível em: [Full article: Clean energy, climate and carbon \(tandfonline.com\)](https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/10440096.2012.688888). Acesso em: outubro, 2022
- DESHCHEREVSKIYA, A. V.; SIDORINA, A. Y. **Iterative Algorithm for Time Series Decomposition into Trend and Seasonality: Testing Using the Example of CO₂ Concentrations in the Atmosphere**. 2021. Disponível em: [PhysAtm2108002Deshcherevskii.fm \(springer.com\)](https://www.springer.com/9789811022502/chapter/10.1007/9789811022502_21). Acesso em: setembro, 2022
- DONAT, F.; XU, Y.; MÜLLER, C. R. **Combined Partial Oxidation of Methane to Synthesis Gas and Production of Hydrogen or Carbon Monoxide in a Fluidized Bed Using Lattice Oxygen**. Energy Technology. doi:10.1002/ente.201900655. 2019.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Balanco Energético Nacional – ano base 2018**. EPE, 2019. Disponível em: [Slide sem título \(epe.gov.br\)](https://www.epe.gov.br/pt-br/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ano-base-2018) Acesso em: novembro 2022

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio.** EPE, 2021. Disponível em: [NT Hidrogênio rev01 \(1\).pdf \(epe.gov.br\)](#) Acesso em: maio 2022

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Balanço Energético Nacional – ano base 2021.** EPE, 2022. Disponível em: [BEN2022.pdf \(epe.gov.br\)](#) Acesso em: outubro 2022

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Hidrogênio Azul: Produção a partir da reforma do gás natural com CCUS.** EPE, 2022. Rio de Janeiro/RJ – Brasil. Disponível em: [Publicações \(epe.gov.br\)](#) Acesso em: maio 2022

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Nota Técnica Hidrogênio Cinza: Produção a partir da reforma a vapor do gás natural.** EPE, 2022. Rio de Janeiro/RJ – Brasil. Disponível em: [Publicações \(epe.gov.br\)](#) Acesso em: maio 2022

ENGIE. **Conheça 5 projetos de captura, utilização e armazenamento de carbono.** Agosto, 2021. Disponível em: [Conheça 5 projetos de captura, utilização e armazenamento de carbono \(engie.com.br\)](#). Acesso em: maio, 2022

ENGIE. **O que é descarbonização e por que ela é fundamental para o desenvolvimento.** Agosto, 2021. Disponível em: [O que é descarbonização e por que ela é fundamental para o desenvolvimento - Além da Energia \(engie.com.br\)](#). Acesso em: março, 2022

Global CCS Institute (GCCSI). **Global status of CCS Report 2021 - CCS accelerating to net zero: Melbourne, Australia**, 43p. 2021.

IEAGHG. **Technical Report 2022-07 - Low-Carbon Hydrogen from Natural Gas: Global Roadmap.** IEAGHG, 2022a. Disponível em: [New IEAGHG Technical Report: 2022-07 Low Carbon Hydrogen from Natural Gas: Global Roadmap - BLOG](#). Acesso em: novembro, 2022

IEAGHG. **Technical Report 2022-06 - Blue Hydrogen: Beyond the Plant Gate.** IEAGHG, 2022b. Disponível em: [New IEAGHG Technical Report: 2022-06 Blue Hydrogen Beyond the Plant Gate - BLOG](#). Acesso em: novembro, 2022

Inovação em soluções energéticas sustentáveis (ISES). **Informe ISES Primeira edição – Hidrogênio Sustentável.** ISES, 2022.

Instituto E+ Transição Energética. **Descarbonização do Setor de Energia no Brasil.** Rio de Janeiro/RJ – Brasil. 2022. Disponível em: [Descarbonização do Setor de Energia no Brasil – E+ Transição Energética \(emaisenergia.org\)](#). Acesso: maio 2022

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). **Global Warming of 1.5°C.** MASSON-DELMOTTE, V. et al. (eds.). 2018. Disponível em: [Download Report — Global Warming of 1.5 °C \(ipcc.ch\)](#) Acesso em: maio 2022

International Energy Agency (IEA). **Global Energy & CO2 Status Report 2019.** IEA, 2019. Disponível em: [Global Energy & CO2 Status Report 2019 – Analysis - IEA](#). Acesso em: junho, 2022

International Energy Agency (IEA). **The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities.** IEA, 2019. Disponível em: [The Future of Hydrogen – Analysis - IEA](#) Acesso em: junho 2022

International Energy Agency (IEA). **Hydrogen production costs by production source.** IEA, 2020a. Disponível em: [Hydrogen production costs by production source, 2018 – Charts – Data & Statistics - IEA](#) Acesso em: outubro, 2022

- International Energy Agency (IEA). **CCUS in Clean Energy Transitions**, IEA, 2020b. Disponível em: [CCUS in Clean Energy Transitions – Analysis - IEA](#). Acesso em: junho 2022
- International Energy Agency (IEA). **Global Hydrogen Review 2021**. IEA, 2021a. Disponível em: [Global Hydrogen REVIEW 2021 \(windows.net\)](#) Acesso em: outubro 2022
- International Energy Agency (IEA). **World Energy Outlook**. IEA, 2021b. Disponível em: [World Energy Outlook 2021 \(windows.net\)](#). Acesso em: agosto, 2022
- International Energy Agency (IEA). **Global Hydrogen Review 2022**. IEA, 2022a. Disponível em: [Global Hydrogen Review 2022 \(windows.net\)](#). Acesso em: outubro, 2022
- International Energy Agency (IEA). **Carbon Capture, Utilisation and Storage**. IEA, 2022b. Disponível em: [Carbon Capture, Utilisation and Storage – Analysis - IEA](#) Acesso em: novembro, 2022
- IPCC. **Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**. 2006. Disponível em: [Microsoft Word - V2_Ch2_Stationary Combustion_Final.doc \(iges.or.jp\)](#) Acesso em: novembro, 2022
- KAYFECL, M.; KEÇEBAŞ, A.; BAYAT, M. **Solar Hydrogen Production**. Academic Press, ISBN 9780128148532, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814853-2.00003-5>. 2019.
- KETZER, J. M. M. et al. **Atlas brasileiro de captura e armazenamento geológico de CO₂**. Porto Alegre: EDIPUCRS, 95 p. 2016. Disponível em: <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/202033/atlas-brasileiro.pdf>. Acesso em: junho 2022
- KUUSKRAA, V. A.; GODEC, M. L.; DIPIETRO, P. **CO₂ Utilization from “Next Generation” CO₂ Enhanced Oil Recovery Technology**. 2013. Disponível em: [CO₂ Utilization from “Next Generation” CO₂ Enhanced Oil Recovery Technology - ScienceDirect](#). Acesso em: outubro, 2022
- LACERDA, F.; NOBRE, P. **Aquecimento global: conceituação e repercussões sobre o Brasil**. Disponível em: Revista Brasileira de Geografia Física 03 (2010) 14-17. 2010.
- LEE, D. **Cost-benefit analysis, LCOE and evaluation of financial feasibility of full commercialization of biohydrogen**. International Journal of Hydrogen Energy. Volume 42, número 41, Pages 4347-4357. 2016.
- MACHADO, P. G.; HAWKES, A.; RIBEIRO, C.D.O. **What is the future potential of CCS in Brazil? An expert elicitation study on the role of CCS in the country**. 2021. Disponível em: [What is the future potential of CCS in Brazil? An expert elicitation study on the role of CCS in the country - ScienceDirect](#) Acesso em: outubro, 2022
- MEHMETI, A. et al. **Life Cycle Assessment and Water Footprint of Hydrogen Production Methods: From Conventional to Emerging Technologies**. 2018. Disponível em: [Environments | Free Full-Text | Life Cycle Assessment and Water Footprint of Hydrogen Production Methods: From Conventional to Emerging Technologies \(mdpi.com\)](#) Acesso em: novembro, 2022
- MURADOV, N. **Low-carbon production of hydrogen from fossil fuels**. 2015. Disponível em: [Low-carbon production of hydrogen from fossil fuels - ScienceDirect](#). Acesso em: agosto, 2022
- NETTO, A. L. A. et al. **Panorama das políticas públicas e estratégias para desenvolvimento da captura e armazenamento de carbono: reflexões para o Brasil**.

Rev. Gest. Ambient. e Sust. - GeAS, 10(1), 1-22, e19305.

<https://doi.org/10.5585/geas.v10i1.19305>. 2021.

NETTO, A. L. A. et al. **A first look at social factors driving CCS perception in Brazil: A case study in the Recôncavo Basin**. International Journal of Greenhouse Gas Control, 98, 103053. doi:10.1016/j.ijggc.2020.103053. 2020.

OLIVEIRA, R. C. **PANORAMA DO HIDROGÊNIO NO BRASIL**. IPEA, 2022.

Disponível em: [Repositório do Conhecimento do Ipea: Panorama do hidrogênio no Brasil](#).

Acesso em: setembro, 2022

ONI, A. O. et al. **Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions**. 2022. Disponível em: [Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions - ScienceDirect](#) Acesso em: novembro, 2022

OSMAN, A. I. et al. **Recent advances in carbon capture storage and utilisation technologies: a review**. 2021. Disponível em: [Recent advances in carbon capture storage and utilisation technologies: a review | SpringerLink](#) Acesso em: outubro, 2022

PÓVOA, Alexandre. **Como Precificar Ações**. 2.ed; 2012.

PROQR. **Potencial de diferentes indústrias no Brasil para produzir gás de síntese**. 2021. Disponível em: <https://ptx-hub.org/wp-content/uploads/2021/09/Potencial-Producao-de-Gas-de-Sintese-Industria-Brasileira-PT.pdf>. Acesso em: junho, 2022

REIS, A.C. **Remoção de CO₂ de gás natural em plataforma offshore via otimização de trens de permeação em membranas, absorção química, absorção física e híbridos**. 2017.

ROCKETT, G. C. et al. **The CARBMAP project: Matching CO₂ sources and geological sinks in Brazil using geographic information system**. Energy Procedia, 4, 2764–2771. doi:10.1016/j.egypro.2011.02.179. 2011.

SENGODAN, S. et al. **Advances in reforming and partial oxidation of hydrocarbons for hydrogen production and fuel cell applications**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 82, 761–780. doi:10.1016/j.rser.2017.09.071. 2018.

SPATH, P.L.; MANN, M.K. **Life Cycle Assessment of Hydrogen Production via Natural Gas Steam Reforming**; National Renewable Energy Laboratory: Golden, CO, USA, 2001; NREL/TP-570-27637.

TAVORA, V.; RAMOS, M. **Malacostracean Of The Manacapuru Formation (Silurian-Devonian) Pará State, Brazil**. Anuário do Instituto de Geociências - UFRJ. 42. 420-431. 10.11137/2019_3_420_431. 2019.

WANG, X.; SONG, C. **Carbon Capture from Flue Gas and the Atmosphere: A Perspective**. 2020. Disponível em: [Frontiers | Carbon Capture From Flue Gas and the Atmosphere: A Perspective \(frontiersin.org\)](#). Acesso em: outubro, 2022

WEBMAP EPE. Disponível em: [Webmap EPE](#) Acesso em: outubro, 2022

YORO, K. O., & DARAMOLA, M. O. **CO₂ emission sources, greenhouse gases, and the global warming effect**. Advances in Carbon Capture, 3–28. doi:10.1016/b978-0-12-819657-1.00001-3. 2020.

ZHAO, P., TAMADON, A., PONS, D. **Life cycle Assessment of hydrogen production via natural gas steam reforming vs. biomass gasification.** 2022. Disponível em: [Life cycle Assessment of Hydrogen Production via Natural Gas Steam Reforming vs. Biomass Gasification\[v1\] | Preprints](#). Acesso em: novembro, 2022