

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS INDÚSTRIAS DE BIOMASSA E ENERGIA RENOVÁVEL
INSTITUTO BRASILEIRO BIOENERGIA BRASIL BIOMASSA E ENERGIA RENOVÁVEL



REVISTA BRASILEIRA BIOENERGIA
CO₂ BIOGÊNICO AMÔNIA HIDROGÊNIO VERDE
ABIB BRASILBIOMASSA 2026/01

REVISTA BRASILEIRA BIOENERGIA

CO2 BIOGÊNICO AMÔNIA HIDROGÊNIO VERDE

Publicação técnica e industrial desenvolvido pela Associação Brasileira das Indústrias de Biomassa e Energia Renovável e do Instituto Brasileiro Bioenergia com o apoio técnico da Brasil Biomassa e Energia Renovável envolvendo uma matéria especial e artigos nacionais e internacionais sobre CO2 Biogênico Amônia e Hidrogênio Verde. Editada pelo Comitê de Estudos da Associação Brasileira das Indústrias de Biomassa e Energia Renovável e do Instituto Brasileiro de Bioenergia e Desenvolvida pela equipe técnica e de consultoria da Brasil Biomassa e Energia Renovável

Editor Responsável Celso Oliveira

Copyright by Celso Marcelo de Oliveira

Conteúdo das Publicações da Revista: Conteúdo das publicações Revista: 1. Crise Climática e Energética e a Transição Energética Combustíveis Fósseis para Combustíveis Renováveis 2. Amônia Verde e Hidrogênio para Reduções Emissões GEE 3. Transição Energética, Economia Competitiva, Circular, Resiliente e Neutra em Carbono 4. Diretrizes Gerais de Produção de Amônia e Hidrogênio Verde 5. Amônia Verde e Energias Renováveis. 6. Rotas Eletroquímicas para Produção de Amônia Verde 7. Avanços e Desafios Recentes na Produção de Amônia e Hidrogênio Verde 8. Marco Legal no Brasil do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono

9. Projetos Amônia e Hidrogênio Verde no Brasil 10. Demanda Global Hidrogênio
11. Conversão Termoquímica do Hidrogênio Verde a partir de Energia Eólica, Solar,
Hidroelétrica e Biomassa 12. Tecnologia de Produção de Hidrogênio Verde por
Eletrólise 13. Descarbonização Industrial do Alumínio, Cimentos e Ferro e Aço
com o Hidrogênio Verde 14. Hidrogênio Verde para SAF Transporte Marítimo e
Aéreo 15. CO2 Biogênico 16. Artigos internacionais

Catálogo na Fonte Brasil e Portugal.

Edição Bimensal Abril/Maio 2026 Total 480 páginas

II. Título. CDU 621.3(81)"2030" : 338.28 CDU 620.95(81) CDD333.95 (1ed.)

Todos os direitos reservados a ABIB Brasil Biomassa e Energia Renovável

Nenhuma parte deste estudo pode ser reproduzida ou transmitida de qualquer
forma ou meio, incluindo fotocópia, gravação ou informação, ou por meio
eletrônico, sem a permissão ou autorização por escrito do autor. Lei 9.610, de 19
fevereiro 1998.

Edição eletrônica no Brasil e Portugal em versão eletrônica

© 2026 ABIB Brasil Biomassa e Energia Renovável

Nota do Editor: As declarações, opiniões e dados contidos em todas as publicações
internacionais são de exclusiva responsabilidade dos autores e colaboradores
individuais. Os editores se eximem de qualquer responsabilidade por danos a
pessoas ou bens decorrentes de ideias, métodos, instruções ou produtos
mencionados no conteúdo.

Tradução dos artigos internacionais pelo Comitê de Estudos da Associação Brasileira das Indústrias de Biomassa e Energia Renovável e do Instituto Brasileiro de Bioenergia e Desenvolvida pela equipe técnica e de consultoria da Brasil Biomassa e Energia Renovável

Proibida a reprodução com ou sem fins lucrativos, parcial ou total, por qualquer meio impresso e eletrônico.

Nota do Editor: As declarações, opiniões e dados contidos em todas as publicações internacionais são de exclusiva responsabilidade dos autores e colaboradores individuais.

Os editores se eximem de qualquer responsabilidade por danos a pessoas ou bens decorrentes de ideias, métodos, instruções ou produtos mencionados no conteúdo.

Associação Brasileira das Indústrias Biomassa e Energia Renovável

Brasil Biomassa e Energia Renovável

Av. Candido Hartmann, 570 24 andar Conj. 243 Curitiba Paraná

Fone (41) 30406777 Whats Brasil Biomassa (41) 998173023

Plataforma digital Brasil Biomassa <https://www.brasilbiomassa.com/>

Editora Brasil Biomassa <https://www.editorabrasilbiomassa.com/>

E-mails diretoriabrasilbiomassa@gmail.com ou

diretoria@editorabrasilbiomassa.com

REVISTA BRASILEIRA BIOENERGIA

CO2 BIOGÊNICO AMÔNIA HIDROGÊNIO VERDE

SUMÁRIO EXECUTIVO

APRESENTAÇÃO.....14

AMÔNIA HIDROGÊNIO VERDE

PROJETOS E INVESTIMENTOS AMÔNIA HIDROGÊNIO VERDE 35

Combustíveis Fósseis e Aquecimento Global

Energia Renovável e Descarbonização

Amônia

Processo de produção

Processo convencional

Processo eletrificado e a bioeletricidade

Amônia e Hidrogênio

Amônia Verde e Energias Renováveis

Rotas Eletroquímicas para Produção de Amônia

Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono

Diretrizes Gerais da Amônia Verde

Amônia Verde no Brasil

Projetos Amônia e Hidrogênio Verde no Brasil

Projeto Amônia Complexo do Pecém Ceará

Projeto Pecém H2V – EDP Ceará

Stolthaven Terminals e Global Energy Storage

Hidrogênio renovável e amônia (Fortescue)

H2 Cumbuco Projeto FRV

Projeto Iracema Casa dos Ventos Ceará

AES Amônia Verde Ceará

Cactus Energy Green Eletrolisadores Ceará

Projeto de hidrogênio e amônia renováveis Voltalia Ceará

Amônia Renovável e Projeto Fuella

Hub de Hidrogênio Verde Ceará

TechHub Hidrogênio Verde Pernambuco

European Energy e E-metanol Pernambuco

Amônia Renovável e Green Energy Park Piauí

Fertilizante de baixo carbono (Atlas Argo) Minas Gerais

Atvos e Tsubame BHB Goiás

Green World Energy Hydrogen e Hidrogênio Verde Mato Grosso do Sul

Hidrogênio Verde Yamma Porto do Açu Rio de Janeiro

Projeto Unigel Polo Industrial de Camaçari Bahia

Projeto Biofertilizante Ecológico

Livros Amônia Verde 130

ARTIGO INTERNACIONAL

Desafios aplicação da amônia verde como combustível no transporte terrestre.131

Resumo

1. Introdução

2. Situação atual da amônia

3. Aspectos de segurança, também relacionados à alimentação segura de veículos

3.1. Toxicidade Humana

3.2. Toxicidade Ambiental

3.3. Inflamabilidade

3.4. Explosividade

3.5. Corrosividade

3.6. Gás sob pressão

3.7. Refrigerante resfriado

3.8. Resumo das propriedades físico-químicas

4. Produção de Amônia Verde

5. Armazenamento (Refrigeração e Pressão) e Regaseificação da Amônia

6. Soluções de Abastecimento de Amônia

6.1. Combustíveis à base de hidrogênio na indústria de transportes

6.2. Motores de Combustão Interna (MCI) — Questões relacionadas à amônia como fonte de combustível

6.3. Motores de Ignição por Faísca

6.4. Motores de Ignição por Compressão

6.5. Amônia como combustível

6.6. Células de Combustível — Estado Atual de Desenvolvimento

6.7. Métodos selecionados de fornecimento de amônia para células a combustível

6.8. Células de combustível de óxido sólido alimentadas com amônia

6.9. Transição de hidrogênio

7. Combustível de amônia no contexto das políticas de ar limpo

7.1. Utilização de amoníaco em combinação com outro combustível

8. Resumo: Indicação dos pontos fortes e fracos da amônia verde como combustível e direções necessárias para pesquisas e otimizações futuras

HIDROGÊNIO VERDE

ATUALIZANDO MERCADO INTERNACIONAL HIDROGÊNIO.....214

Diretrizes Gerais

Uso Global Hidrogênio

Crescimento Novos Projetos de Hidrogênio

Demanda Global Hidrogênio

China Lidera Produção Eletrolisadores

Mercado Mundial

Políticas Internacionais

Instalações Unidades Portuárias

Demanda Hidrogênio Sudeste Asiático

Aplicações do Hidrogênio

Estratégia Mundial Hidrogênio

Recomendações AIE

Livros Hidrogênio Verde 242

ARTGO INTERNACIONAL

Produção de hidrogênio verde para a descarbonização da indústria siderúrgica.253

Resumo

1. Introdução

2. Estudos de Caso

3. Alternativas para a produção de H₂

3.1. Eletrólise alcalina

3.2. Decomposição catalítica de NH₃

4. Avaliação Técnica: Metodologia

5. Resultados e Discussão

6. Conclusões

ARTIGO INTERNACIONAL

Análise global das tecnologias de produção de hidrogênio azul e verde, tendências e perspectivas futuras até 2050.....289

Resumo

1. Introdução

1.1. Propriedades do Hidrogênio

2. Tecnologias de produção de hidrogênio azul e verde

2.1. Hidrogênio Azul

2.1.1. Produção de Hidrogênio Azul por Reforma a Vapor de Metano e Hidrocarbonetos Leves

2.1.2. Produção de hidrogênio azul por gaseificação de carvão e biomassa

2.2. Hidrogênio Verde

2.2.1. Produção de hidrogênio verde por eletrólise da água

2.2.2. Método de conversão termoquímica para a produção de hidrogênio verde

2.2.3. Método de conversão fotoquímica para a produção de hidrogênio verde

2.2.4. Conversão fotoeletroquímica

2.3. Comparação das emissões de hidrogênio verde e azul

3. Produção global de hidrogênio

3.1. Produção global de hidrogênio verde e azul

3.2. Produção de Hidrogênio Azul e Verde na Europa

- 4. Perspectivas futuras da produção e demanda de hidrogênio azul e verde
 - 4.1. Perspectivas futuras do hidrogênio azul e verde como combustível
 - 4.2. Análise comparativa do hidrogênio azul e do hidrogênio verde
 - 4.3. Redução das emissões de CO₂ utilizando energia de hidrogênio
 - 4.4. Modelo de previsão de memória de longo prazo (LSTM) para a produção de hidrogênio azul e verde até 2050
- 5. Conclusões

ARTIGO INTERNACIONAL

O papel do hidrogênio verde na descarbonização das indústrias de refino e petroquímica.....374

Resumo

- 1. Introdução
- 2. Métodos e estrutura do artigo
- 3. Produção de Hidrogênio — Tecnologias, Custos, Problemas
 - 3.1. Reforma a vapor do metano
 - 3.2. Pirólise do Metano
 - 3.3. Eletrólise da água
 - 3.3.1. Tipos de eletrolisadores
 - 3.3.1.1. Eletrolisador de água alcalina
 - 3.3.1.2. Membrana de troca de prótons

3.3.1.3. Células eletrolisadoras de óxido sólido

3.3.2. Perspectivas e Direções de Desenvolvimento

4. O papel do hidrogênio nos processos de refino de petróleo

5. O papel do hidrogênio na indústria petroquímica

6. Filosofia da Descarbonização da Indústria de Refino e Petroquímica

6.1. Descarbonização da indústria de petróleo e gás

6.2. Descarbonização da indústria petroquímica

6.3. Descarbonização da indústria química

6.4. Descarbonização dos setores industriais

7. Possibilidades de descarbonização para as indústrias de refino e petroquímica

8. Resumo Final

ARTIGO INTERNACIONAL

Captura, amostragem e análise de fluxos de CO₂ biogênico para síntese de metanol.....426

Resumo

1. Introdução

2. Materiais e Métodos

2.1. Descrição das fontes biogênicas de CO₂

2.2. Procedimentos de Amostragem e Análise de Bio-CO₂

2.2.1. Procedimento de amostragem em instalações de biogás

2.2.2. Procedimento de amostragem em usina de combustão de biomassa

2.3. Aparelhos e procedimentos de captura de CO₂

2.4. Processo de remoção de gases - Regeneração do solvente

2.5. Métodos e Equipamentos Analíticos

3. Resultados

3.1. Resultados das Campanhas de Usinas de Biogás

3.1.1. Medições de pré-captura

3.1.2. Medições em soluções saturadas de amina

3.1.3. CO₂ regenerado

3.2. Resultados da Usina de Combustão de Biomassa

3.2.1. Análise Elementar da Matéria-Prima de Biomassa

3.2.2. Medições de pré-captura

3.2.3. Medições em soluções saturadas de amina

3.2.4. Regeneração de CO₂

4. Conclusões

REVISTA BRASILEIRA BIOENERGIA

CO2 BIOGÊNICO AMÔNIA HIDROGÊNIO VERDE

APRESENTAÇÃO

Em nome da Associação Brasileira das Indústrias de Biomassa e Energia Renovável e da Brasil Biomassa e Energia Renovável dos numerosos colaboradores que ajudaram no desenvolvimento da primeira Revista Brasileira Bioenergia CO2 Biogênico, Amônia e Hidrogênio Verde que tem por objetivo uma avaliação pormenorizada dos estudos técnicos e projetos em desenvolvimento no mercado brasileiro e global sobre amônia e hidrogênio verde.

A busca global por emissões líquidas zero ressalta a necessidade urgente de vetores energéticos escaláveis e sustentáveis. O hidrogênio (H_2) emergiu como um pilar das estratégias de descarbonização devido à sua versatilidade e potencial para reduzir as emissões de carbono em setores de alta intensidade energética.

No entanto, sua adoção em larga escala é dificultada por desafios críticos relacionados à escalabilidade da produção, ao desenvolvimento de infraestrutura e à integração tecnológica.

Superar essas barreiras é essencial para ajudar a acelerar a transição energética. A ascensão da amônia verde como um importante vetor de hidrogênio reflete seu potencial para superar os desafios de armazenamento e transporte desse gás.

Com sua alta densidade de hidrogênio e redes de comércio global já estabelecidas, a amônia verde oferece uma solução viável para o transporte de hidrogênio a longas distâncias e para o desenvolvimento de energias renováveis. Prevê-se que o mercado de amônia verde cresça rapidamente, impulsionado por investimentos em instalações de produção, parcerias internacionais e novas estruturas regulatórias voltadas para a redução da pegada de carbono dos processos industriais.

A amônia é uma das principais matérias-primas para a indústria química e o segundo produto químico mais produzido em massa, depois do ácido sulfúrico. Aproximadamente quatro quintos de toda a amônia são utilizados na produção de fertilizantes nitrogenados, e ela sustenta a produção de alimentos para cerca de metade da população mundial.

Além de seu papel fundamental na produção de fertilizantes, a amônia também é a principal matéria-prima para muitos outros produtos industriais, como poliimidas, ácido nítrico, náilon, produtos farmacêuticos, materiais explosivos, refrigerantes, corantes e soluções de limpeza.

Assim, o esforço global para desenvolver soluções de energia limpa e sustentável, em consonância com as metas do Acordo de Paris e da COP 30 para 2050, destacou o papel fundamental do hidrogênio na redução das emissões de carbono e no combate às mudanças climáticas.

O hidrogênio verde, baseado em fontes de energia renováveis, está se tornando um vetor energético sustentável essencial em diversos setores energéticos e industriais.

E a amônia verde pode facilitar a produção, o transporte e o uso de recursos de energia renovável, bem como fomentar a cooperação internacional no setor de energia renovável para ajudar a acelerar o crescimento do mercado de hidrogênio verde.

O mercado global de amônia verde, avaliado em US\$ 0,3 bilhão em 2023, deverá atingir US\$ 17,9 bilhões até 2030, crescendo a uma taxa de crescimento anual composta de 72,9%.

Nos últimos tempos, o hidrogênio verde emergiu como um vetor energético para os futuros sistemas energéticos, visando atender à demanda de eletricidade e de combustível de aviação em uma potencial “economia do hidrogênio”, produzida principalmente a partir de fontes renováveis de energia (biomassa, eólica e solar).

Ele pode ser utilizado na produção de energia limpa, geração de energia livre de emissões e aplicações industriais. A transição para uma economia baseada em hidrogênio requer o desenvolvimento de infraestrutura, a extensão do ciclo de vida dos ativos de hidrocarbonetos existentes por meio de aplicações de hidrogênio e a compreensão das diversas vias de produção de hidrogênio, incluindo emissões de gases de efeito estufa (GEE) e eficiência energética (EE), para que seja possível alcançar a produção de energia com baixa emissão de carbono.

A busca global por emissões líquidas zero ressalta a necessidade urgente de vetores energéticos escaláveis e sustentáveis. O hidrogênio (H₂) emergiu como um pilar das estratégias de descarbonização devido à sua versatilidade e potencial para reduzir as emissões de carbono em setores de alta intensidade energética.

De acordo com as projeções internacionais, em 2050, o Hidrogênio representará 18% de toda a energia consumida mundialmente, reduzindo anualmente 6 Gt de emissões de CO₂ e eliminando os principais poluentes do ar como o dióxido de enxofre (SO₂), óxidos de nitrogênio e materiais particulados, reduzindo também o nível de ruído nas cidades.

O setor de transporte irá consumir 20 milhões a menos de barris de petróleo por dia, aumentando significativamente a segurança energética dos países, e o crescimento econômico será baseado em um Desenvolvimento Sustentável, gerando uma receita de mais de \$2,5 trilhões por ano e empregando mais de 30 milhões de pessoas

Assim, o esforço global para desenvolver soluções de energia limpa e sustentável, em consonância com as metas do Acordo de Paris e da COP 30 para 2050, destacou o papel fundamental do hidrogênio na redução das emissões de carbono e no combate às mudanças climáticas.

O hidrogênio verde, baseado em fontes de energia renováveis, está se tornando um vetor energético sustentável essencial em diversos setores energéticos e industriais. O hidrogênio verde é um combustível produzido a partir da água, usando eletricidade de fontes renováveis, como solar e eólica, sem emissão de carbono.

Ele é visto como peça-chave da transição energética, com uso potencial na indústria pesada, no transporte de longa distância e no armazenamento de energia limpa. Enquanto isso, a amônia verde é produzida a partir de hidrogênio verde e nitrogênio do ar, em um processo que utiliza energia renovável.

Até 2050, o hidrogênio poderá atender a cerca de 2% das necessidades energéticas globais, principalmente no setor de transportes. Para atingir esse objetivo, é necessário um aumento significativo na escala de produção, com estimativas sugerindo que 660 milhões de toneladas métricas de hidrogênio de baixo carbono serão necessárias anualmente, 22% demanda global de energia.

Os investimentos no desenvolvimento da energia de hidrogênio estão aumentando, com ênfase particular na produção de hidrogênio “verde”, embora essa tecnologia ainda esteja em seus estágios iniciais e dependa fortemente do apoio governamental. Na região do Oriente Médio e Norte da África (MENA), as oportunidades de transição das exportações de gás natural para a produção de hidrogênio azul têm sido exploradas como um passo rumo ao hidrogênio verde. À medida que o mercado de hidrogênio se expande, a cooperação internacional será necessária para sua adoção generalizada.

Um estudo analisou 789 projetos de hidrogênio em 61 países, revelando tendências nas tecnologias de produção e nos setores de uso final até 2038.

A transição para sistemas de energia baseados em hidrogênio exigirá enormes investimentos em energia renovável, capacidade de eletrólise e infraestrutura de sequestro de CO₂.

A UE, o Japão e a Austrália implementaram diversas políticas para fomentar o crescimento do mercado de hidrogênio. A UE e o Japão estabeleceram metas ambiciosas para a produção e integração de hidrogênio em seus sistemas energéticos, apoiadas por orçamentos substanciais para subsídios e incentivos.

A Austrália também estabeleceu metas ambiciosas para o uso doméstico e a exportação de hidrogênio, aproveitando seus abundantes recursos de energia renovável.

O Japão tem sido particularmente proativo na promoção da economia do hidrogênio, com políticas voltadas para a criação de novas oportunidades em setores como células a combustível, fornecimento de calor e transporte. Esses países enfatizaram a importância do fornecimento estável de hidrogênio, do desenvolvimento de infraestrutura, da criação de empregos e de parcerias internacionais. Embora o hidrogênio ofereça benefícios potenciais em termos de segurança energética e impacto ambiental, é importante compará-lo com tecnologias alternativas antes de avançar com políticas.

Estudos da UE destacam o setor industrial como um fator chave para cadeias de valor de hidrogênio em larga escala, com o transporte se tornando crucial a longo prazo. A produção de hidrogênio baseada em energia renovável e gás natural com captura e sequestro de carbono (CCS) requer planejamento coordenado e apoio público.

Um estudo da Deloitte aponta que o comércio global de hidrogênio verde pode gerar mais de US\$ 280 bilhões em receitas anuais de exportação até 2050.

Em relação aos investimentos, mais de US\$ 9 trilhões deverão ser injetados na cadeia global de abastecimento de hidrogênio limpo para ajudar no alcance do net zero até 2050. Desse total, cerca de US\$ 3 trilhões serão investidos em economias em desenvolvimento.

O hidrogênio apresenta uma solução promissora para a transição energética, oferecendo oportunidades para acesso à energia limpa, descarbonização e desenvolvimento econômico.

O Brasil conta atualmente com 111 empreendimentos na área de hidrogênio verde, um combustível limpo que não gera poluição. Esta informação faz parte de um mapeamento inédito realizado pela consultoria CELA (Clean Energy Latin America). Os projetos, que abrangem também a produção de amônia verde, e-metanol e aço verde, totalizam investimentos de R\$ 454 bilhões e são distribuídos por quinze estados.

Segundo a Cooperação Brasil-Alemanha para o Desenvolvimento Sustentável (GIZ) e do Ministério de Minas e Energia (MME) estima que o hidrogênio verde deve incrementar o PIB (Produto Interno Bruto) brasileiro em R\$ 61,5 bilhões a partir de 2050. A RBCIP já desenvolve a produção de hidrogênio verde no Centro-Oeste. A expectativa é que essa operação movimente R\$ 2 bilhões até 2030. A fonte de energia limpa e sustentável pode gerar um faturamento de R\$ 150 bilhões por ano no Brasil até 2050, sendo que R\$ 100 bilhões seriam provenientes das exportações da commodity, segundo a pesquisa Green Hydrogen Opportunity in Brazil (Oportunidade de hidrogênio verde no Brasil).

A consultoria alemã Roland Berger aponta que o Brasil tem potencial para se tornar o maior produtor mundial em hidrogênio verde. O país tem 87% da sua matriz energética oriunda de fontes renováveis como hidrelétricas, painéis solares e eólicas. Apesar disso, o Brasil ainda possui grande capacidade de expansão dessas fontes.

O hidrogênio tem sido identificado como um vetor energético limpo para a transição para sistemas energéticos sustentáveis, sendo cada vez mais visto como um combustível de transição melhor do que o gás natural no processo de descarbonização. Os vastos recursos de energia renovável do Brasil, como a biomassa, solar, a eólica e a hídrica, fornecem uma base sólida para o desenvolvimento do mercado de hidrogênio verde e para o seu potencial como um futuro centro global de hidrogênio.

O Brasil possui vantagens comparativas significativas na geração de hidrogênio limpo. Ela dispõe de fontes de energia renováveis de classe mundial para geração de energia econômica, essenciais para atingir custos competitivos de produção de hidrogênio limpo. Numerosos estados brasileiros (Nordeste) se beneficiam de uma combinação vantajosa de recursos biomassa, solares e eólicos. Outros estados nações possuem capacidade para expansão da energia hidrelétrica.

Os fatores de capacidade eólica e solar de certos estados brasileiros podem superar os de diversas outras regiões produtoras emergentes em todo o mundo, com apenas algumas regiões na Austrália, Chile e China apresentando fatores de capacidade eólica e solar superiores.

Os fatores de capacidade de produção de energia eólica, solar e biomassa, bem como a infra estrutura portuária na região nordeste viabilizam os grandes projetos e ganharam considerável impulso no desenvolvimento de polos de produção de amônia e hidrogênio verde.

Atualmente, a Região Nordeste (Ceará, Piauí, Maranhão, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia) detém mais de vinte e cinco projetos em desenvolvimento para a produção de amônia e tem o potencial de se tornar um importante fornecedor global de hidrogênio verde, com o objetivo de produzir cerca de 500 quilotons de hidrogênio anualmente até 2030.

Além disso, os locais com fontes de energia renováveis acessíveis (como as biomassa de origem de resíduos agrícolas e da cana-de-açúcar) no Brasil e que frequentemente apresentam menor concorrência para aplicações alternativas comerciais, podem consolidar os novos projetos sustentáveis.

Apesar do aumento do uso de fontes de energia renováveis locais para a produção de hidrogênio no Brasil, a contribuição total ainda representa uma pequena fração do potencial de desenvolvimento de energia renovável.

A produção de hidrogênio serve como uma forma confiável de escoamento da energia renovável e promove a expansão de fontes de energia renováveis em uma escala mais ampla. Em áreas com recursos limitados de água doce, a água do mar pode ser dessalinizada para fornecer uma fonte para eletrólise. Nesses casos, o descarte de salmoura no oceano deve ser executado meticulosamente para evitar a perturbação do ecossistema circundante.

A transição para uma matriz energética de baixo carbono, incluindo a integração do hidrogênio verde produzido a partir de fontes renováveis, pode desempenhar um papel importante na descarbonização da economia brasileira, atendendo simultaneamente à crescente demanda energética.

Isso exigiria investimentos em infraestrutura e cooperação regional para enfrentar desafios como a intermitência e a integração à rede.

O desenvolvimento de economias baseadas no hidrogênio pode apoiar os esforços de descarbonização, viabilizar o acesso à energia limpa e criar oportunidades de exportação. Soluções tecnológicas, como sistemas de transporte economicamente viáveis e hibridização com células de combustível, estão sendo exploradas pelos players que estão se instalando no Brasil.

Com a aprovação da Lei nº 14.948, em 2 de agosto de 2024 (Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono), a criação do Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono – Rehidro e o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono – PHBC, o país deu um passo importante na direção da transição energética. Com o estabelecimento do Pacto do Hidrogênio Verde e incentivos governamentais, o Brasil tem o potencial para se tornar um player importante na produção de amônia verde.

A vasta disponibilidade de energia solar e eólica torna o país um candidato natural para desenvolver uma cadeia de suprimento de hidrogênio verde, que pode ser convertida em amônia para facilitar o transporte e o uso industrial.

No entanto, para que o Brasil capitalize essa oportunidade, deve superar desafios relacionados à infraestrutura, tecnologia e regulação. O país precisa de investimentos em infraestrutura para transporte de hidrogênio e amônia, bem como incentivos para pesquisa tornar os processos mais eficientes e no cenário internacional.

Por outro lado, um número significativo de estados brasileiros estão implementando (legislação e políticas públicas) para a produção de hidrogênio verde sustentável (biomassa da cana-de-açúcar).

Para concretizar seu potencial de hidrogênio, os estados brasileiros precisam desenvolver políticas, regulamentações e estruturas legais implementáveis , desenvolver mecanismos para lidar com questões de financiamento e alinhar-se com as metas e estratégias globais de descarbonização.

Essas políticas, marcos legais e regulatórios devem abordar o desenvolvimento da energia de hidrogênio nas regiões e estados, criando estruturas para gerar confiança e atrair investimentos.

As regulamentações atuais do setor energético ainda se baseiam amplamente em modelos de mercado tradicionais e não consideram o papel do hidrogênio como um vetor energético flexível.

Além disso, apesar do crescente debate global sobre a energia de hidrogênio, há uma profunda escassez de dados no Brasil sobre o potencial de recursos (principalmente de biomassa e bioenergia) que poderiam ser disponibilizados para os projetos de amônia e hidrogênio verde.

A Associação Brasileira das Indústrias de Biomassa e Energia Renovável com apoio técnico da Brasil Biomassa Consultoria desenvolveu o primeiro estudo de potencialidade dos tipos de biomassa (termos de quantidade, preço, densidade e distribuição geográfica e maturidade do mercado) sendo que

o Brasil gera anualmente cerca de 2,0 bilhões de toneladas de biomassa (agricultura, cana-de-açúcar e florestal) com grande potencial para fornecer combustíveis líquidos renováveis para setores de difícil eletrificação, para geração de energia e como fonte para a produção de biochar, biocarbono, biogás e biometano, bioenergia, SAF, hidrogênio verde e para descarbonização industrial (<https://www.brasilbiomassa.com/mercadomapeamento>).



Este estudo desenvolvido pela ABIB Brasil Biomassa visa preencher essa lacuna (falta de informações de mercado e de matéria-prima) por meio da incorporação das dinâmicas locais às melhores práticas internacionalmente aceitas.

Fornecendo, assim, sugestões práticas para formuladores de políticas, investidores e partes interessadas no desenvolvimento de projetos sustentáveis de produção de amônia e hidrogênio verde.

Dessa forma, não apenas contribui para a compreensão técnica de aproveitamento dos tipos de biomassa, mas também norteia para o desenvolvimento do fator energético de produção do hidrogênio verde, mas também oferece passos práticos para acelerar uma transição equitativa e sustentável para uma economia de baixo carbono no Brasil.

O Brasil estabeleceu ambições claras para a descarbonização, com uma meta de reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) em pelo menos 55% até 2030 e atingir a neutralidade climática até 2050. Para atingir essas metas, todos os setores industriais terão que encontrar maneiras de transformar seus processos industriais em atividades sustentáveis e não emissoras.

O Brasil está avançando em suas iniciativas ambientais, sociais e de governança (ESG) e em sua estratégia de neutralidade de carbono por meio de projetos de amônia e hidrogênio verde em larga escala.

Esses projetos visam produzir amônia e hidrogênio verde, um combustível neutro em carbono, aproveitando os abundantes recursos de energia renovável do país.

A Yamna, empresa global de hidrogênio verde, adquiriu um terreno no Porto do Açu, no Rio de Janeiro, para desenvolver uma planta de amônia e hidrogênio verde.

A expectativa é que a unidade produza até um milhão de toneladas métricas por ano (1 MTPA), com início da produção previsto para 2030. Este projeto faz parte da iniciativa do porto de reservar dois milhões de metros quadrados para projetos de hidrogênio verde, posicionando-o como um importante polo para hidrogênio de baixo carbono e seus derivados.

De forma semelhante, a Fuella, empresa norueguesa de hidrogênio verde e amônia, anunciou planos para um segundo projeto de amônia verde no Brasil. Em colaboração com o Porto de Pecém, no Ceará, a Fuella pretende desenvolver uma instalação de grande escala, aproveitando as condições favoráveis da região para a produção de hidrogênio verde e amônia.

Este projeto dá sequência ao seu primeiro empreendimento no país, o que reforça a importância estratégica do Brasil em seus planos de expansão. Esses avanços estão alinhados com o compromisso do Brasil com os princípios ESG e sua estratégia de neutralidade de carbono. Ao investir na produção de amônia verde, o Brasil visa descarbonizar diversos setores industriais, aumentar a segurança energética e se posicionar como um dos principais exportadores de combustíveis sustentáveis.

A integração da amônia e do hidrogênio verde na matriz energética apoia os esforços globais para reduzir as emissões de gases de efeito estufa e fazer a transição para fontes de energia mais limpas. As estratégias governamentais para a política da amônia e do hidrogênio verde, devem considerar os princípios da boa regulação, adotando a flexibilidade necessária para responder às mudanças tecnológicas, sociais e econômicas.

Isso permitirá que os formuladores de políticas criem um mercado de hidrogênio eficiente que apoie a soberania energética e as metas de neutralidade climática, ao mesmo tempo que promova a competitividade empresarial e a sustentabilidade a longo prazo.



A motivação deste artigo decorre do vasto potencial de energia renovável do Brasil e da crescente demanda por hidrogênio verde como fonte de energia limpa. O estabelecimento de acordos de compra local que são acordos contratuais entre produtores e compradores de hidrogênio verde para volumes específicos durante um período determinado, a fim de garantir a demanda e atrair investimentos. E o desenvolvimento de um mercado brasileiro de hidrogênio podem impulsionar o crescimento econômico sustentável, a segurança energética e a sustentabilidade ambiental, posicionando o Brasil como um polo na transição energética global.

Assim sendo, com base nos progressos alcançados até o momento e nos desafios em constante evolução que o setor enfrenta, a AIE atualizou suas recomendações políticas para ajudar os governos que desejam aproveitar o hidrogênio de baixa emissão para atingir suas metas energéticas:

Manter os programas de apoio à produção de hidrogênio com baixas emissões, com foco em projetos prontos para execução que visem aplicações existentes. Um grande número de projetos voltados para aplicações existentes está pronto para tomar decisões de investimento, caso o apoio seja fornecido em tempo hábil para reduzir a diferença de custo entre o hidrogênio derivado de combustíveis fósseis sem mitigação de emissões e as tecnologias de baixas emissões.

Esses projetos poderiam impulsionar uma rápida expansão da produção de hidrogênio com baixas emissões e viabilizar a redução de custos.

Acelerar a criação de demanda por hidrogênio de baixa emissão e combustíveis à base de hidrogênio por meio de regulamentações e programas de apoio em setores-chave . A implementação acelerada de políticas para estimular a demanda pode facilitar a absorção e sustentar o investimento no fornecimento.

Medidas eficazes visam os usuários de hidrogênio existentes e aplicações de alto valor em setores emergentes, ao mesmo tempo que concentram a demanda em polos industriais para criar escala e reduzir riscos. Governos e indústria podem cooperar para criar mercados líderes para produtos de uso final sustentáveis, impulsionando a adoção em estágios iniciais.

Acelerar a implantação da infraestrutura de hidrogênio removendo barreiras e aproveitando oportunidades iniciais . Estruturas regulatórias abrangentes, porém gerenciáveis, e a introdução de mecanismos financeiros podem ajudar a mitigar os riscos iniciais de investimento, enquanto processos de licenciamento eficientes e uma melhor coordenação entre as autoridades podem contribuir para a redução dos prazos de implementação.

O foco em polos industriais e portuários que concentram projetos de produção junto a potenciais usuários pode facilitar a implantação precoce.

Aumentar o apoio público para reduzir o risco tecnológico e facilitar o financiamento de projetos . Os governos podem fortalecer os mecanismos de financiamento público para reduzir os riscos associados a tecnologias em fase inicial, que enfrentam dificuldades de financiamento devido à falta de um histórico comprovado de desempenho.

Agências de crédito à exportação e instituições financeiras públicas podem expandir os programas de garantia para projetos pioneiros que buscam demonstrar e ampliar tecnologias inovadoras.

Apoiar as economias emergentes e em desenvolvimento na ascensão da cadeia de valor para produtos à base de hidrogênio de baixa emissão . Essas economias possuem um potencial significativo para a produção de hidrogênio de baixo custo e baixa emissão, mas enfrentam desafios importantes, como infraestrutura limitada e acesso restrito a financiamento, além da dependência das exportações para um mercado global em lento desenvolvimento.

As economias avançadas podem estabelecer parcerias com as economias emergentes e em desenvolvimento para incentivar novos usos domésticos (como a produção de fertilizantes) e abrir oportunidades de exportação para produtos à base de hidrogênio. Isso poderia permitir que as economias emergentes e em desenvolvimento ascendessem na cadeia de valor; aumentassem sua segurança energética e alimentar, reduzindo a dependência de importações; e impulsionassem o crescimento econômico.

Recomendações de Políticas para a Construção de uma Economia Brasileira do Hidrogênio Verde

A transição para uma economia de H₂ é um passo essencial e urgente que deve ser dado para alcançar as metas de descarbonização em setores de difícil eletrificação, como a indústria pesada, o transporte de longa distância e a aviação. Um regime político integrado é necessário para facilitar a expansão e a implantação da tecnologia baseada em hidrogênio. As ideias apresentadas a seguir são algumas das maneiras mais significativas pelas quais uma economia de H₂ próspera pode ser construída:

Desenvolver um quadro político que seja simultaneamente consistente e aberto a mudanças. Uma economia forte baseada no H₂ contém um conjunto abrangente de políticas coordenadas com os procedimentos nacionais de energia e descarbonização. Para garantir a consistência e a transparência em toda a cadeia de valor, o sistema deve ter definições, normas e procedimentos de certificação claramente definidos para os processos utilizados na geração de H₂.

Tanto a inovação como o investimento serão impulsionados na economia do H₂ por regimes regulatórios capazes de acompanhar os mais recentes avanços técnicos e tendências do mercado.

Promoções de Resultado Financeiro e Benefícios Tributários. Para promover o investimento e reduzir a diferença de preço entre o H₂ renovável e seus equivalentes produzidos a partir de combustíveis fósseis a um nível mais administrável, os governos precisam desenvolver políticas financeiras específicas (BNDES, FINEP).

Os subsídios (benefícios econômicos e áreas industriais) destinados a reduzir os gastos de capital associados a projetos de H₂, os benefícios fiscais e tributários são exemplos desses tipos de programas.

O avanço científico das células de combustível de hidrogênio foi consideravelmente impulsionado por vantagens fiscais na produção, como a Seção 45V na economia dos Estados Unidos.

A pesquisa e o desenvolvimento também são estimulados pelo financiamento, o que resulta em um aumento nos avanços tecnológicos e uma redução nas despesas.

Cadeias de Suprimentos e Construção Civil de Infraestrutura. Para garantir que a tecnologia H₂ seja implantada de forma eficiente, a criação de infraestrutura de H₂ é essencial (nordeste como a transnordestina para acesso ao sistema portuário).

Um ponto fundamental é o apoio da biomassa na rede de suprimento para os projetos de hidrogênio verde.

A construção de redes de distribuição, instalações de armazenamento e instalações de fabricação faz parte desta etapa do processo.

Além de aumentar a resiliência e a segurança energética, os investimentos em infraestrutura facilitam o transporte de H₂. A capacidade de compartilhar riscos e custos incorridos pode ser facilitada por meio de parcerias público privadas.

Viabilizando a cooperação internacional e as especificações para normas.

As normas, certificações e leis que controlam o H2 devem ser harmonizadas através da colaboração internacional, de forma a acomodar os mercados internacionais de energia.

A fragmentação do mercado pode ser evitada pela colaboração internacional, que também ajuda a facilitar o comércio internacional e incentiva a adoção de melhores práticas.

A credibilidade e a legitimidade das políticas nacionais de H2 podem ser melhoradas através da utilização do discurso multilateral e dos esforços para harmonizar as instituições internacionais.

Estimular a demanda e incentivar a criação de novos mercados. Para que a economia do H2 alcance uma expansão significativa em escala abrangente no Brasil, é vital estimular a demanda por H2; isso é especialmente verdadeiro em negócios difíceis de controlar, como os setores de transporte e indústria pesada.

A implementação de leis e incentivos dá uma maneira pela qual os governos podem impulsionar a demanda por seus produtos e serviços. Um bom exemplo disso seria a oferta de incentivos econômicos para o uso de veículos movidos a células de combustível de H2 em frotas de transporte público. Isso serviria como um catalisador para a aceitação desses veículos por um mercado mais amplo.

Promover um ambiente social e ambiental sustentável. No que diz respeito à justiça social e à sustentabilidade ambiental, as políticas devem assegurar que a produção e utilização do hidrogênio (H2) sejam sustentáveis e que incentivem o desenvolvimento de empregos verde na região.

É também possível abordar as preocupações sociais através da participação das partes interessadas (novos empregos) e da comunidade, o que facilita a concretização do desenvolvimento participativo.

Promover a criatividade, a inovação e o avanço tecnológico. É necessário fornecer financiamento contínuo para pesquisa e desenvolvimento de estudos (Hub Hidrogênio), a fim de promover a tecnologia do hidrogênio, reduzir custos e melhorar a eficiência.

Os avanços tecnológicos podem ser acelerados com a ajuda de instalações (universidade e centros de pesquisas) em escala de demonstração, escala piloto e projetos de pesquisa conjunta.

O desenvolvimento de uma economia de H₂ capaz de se sustentar requer uma estratégia política abrangente que inclua metas claramente articuladas, incentivos, políticas regulatórias, investimentos em infraestrutura, pesquisa e desenvolvimento, formação de mercados e capacitação de recursos humanos. A implementação de tais regulamentações permite que os governos não apenas obtenham os benefícios econômicos e ambientais da tecnologia do hidrogênio, mas também ajudem na transição para um sistema energético de baixo carbono.

Esta publicação é o esforço dos profissionais da Brasil Biomassa. Trabalhamos com informações científicas confiáveis e esta Revista é o primeiro documento para ajudar as empresas e os profissionais para a produção de amônia e hidrogênio Verde.

Associação Brasileira das Indústrias de Biomassa e Energia Renovável





Combustíveis Fósseis e Aquecimento Global



As emissões antropogênicas de gases de efeito estufa (GEE) — particularmente CO_2 — provenientes da combustão de combustíveis fósseis são reconhecidamente a principal causa do aquecimento global.

Em 2025, o maior aumento absoluto nas emissões setoriais veio da geração de eletricidade e calor, o que levou a um novo recorde de mais de 36,8 Gt de emissões globais de CO_2 relacionadas à energia.

A queima de combustíveis fósseis é a principal fonte dessas emissões, que retêm o calor na atmosfera da Terra e causam o aumento das temperaturas globais.

Isso, por sua vez, leva a eventos climáticos extremos como ondas de calor, secas e inundações, que têm efeitos devastadores nos ecossistemas e nas sociedades humanas.

Além dos impactos ambientais, o mundo também enfrenta impactos econômicos significativos. Com a síntese de amônia por métodos químicos, a emissão global de carbono é a maior ameaça ao aquecimento global. Porém, a dependência da indústria agrícola da produção de amônia traz consigo diversas pesquisas com o objetivo de minimizar a emissão de carbono.





Energia Renovável e Descarbonização



A energia renovável é um dos pilares da descarbonização. Levando em consideração todas as políticas em andamento, implementadas ou anunciadas por meio de legislação e medidas regulatórias, o Cenário de Políticas Declaradas prevê uma emissão global de 36 GtCO₂ em 2050.

Com as energias renováveis representando quase 55% da geração global de eletricidade.

As atuais pressões ambientais exigem ação política e o compromisso com uma série de objetivos juridicamente vinculativos sobre a geração de energia renovável em todo o mundo.

Estes objetivos ambiciosos só podem ser alcançados através da combinação de recursos energéticos renováveis (solar, eólica, biomassa, marés, geotérmica) capazes de gerar energia a pedido.

No entanto, essa variedade normalmente não está disponível para países individuais, induzindo a necessidade de armazenamento de energia a longo prazo para contrabalançar a produção e a procura intermitentes.

Embora a maioria das estratégias atuais se baseiem em energia gerada, armazenada e consumida a nível nacional, surgem novas oportunidades econômicas, uma vez que muitos países se tornarão inevitavelmente importadores e exportadores líquidos de energia.

Com a perspectiva de um mercado de energias renováveis semelhante ao atual, baseado em combustíveis fósseis. .

Estas oportunidades de investimento podem tornar-se um fator-chave para acelerar a transição mundial para baixo carbono e, portanto, fazer parte de políticas estratégicas e/ou investimento governamental.

Todo este novo cenário energético depende do armazenamento de energia a longo prazo e do fácil transporte e, neste contexto, a amônia oferece oportunidades únicas devido ao seu elevado teor de hidrogênio, ao seu manuseamento conhecido e à infraestrutura existente.

Em comparação com o processo convencional de produção da amônia, o futuro sustentável do processo Haber Bosch (e da indústria química em geral) depende da utilização de energias renováveis como parte do que é geralmente chamado de eletrificação da indústria química.

Neste caso específico, a energia renovável tem potencial para satisfazer todas as necessidades energéticas, substituindo o metano como matéria-prima e combustível.

O hidrogênio é produzido pela eletrólise da água e é convertido em amônia usando um reator Haber-Bosch semelhante ao processo convencional.

Por outro lado, a utilização de energia renovável para o processo Haber Bosch acionado eletricamente diminui significativamente as emissões de CO₂ associadas.

Supondo que o sistema requer 38,2 GJ t NH₃ (35,5 GJ t NH₃ para a produção de hidrogênio, assumindo um eletrolisador com eficiência de 60% e aproximadamente 2,7 GJ t NH₃ para a separação de N₂ e compressores de circuito HB), um processo de amônia movido a energia eólica terá uma intensidade de carbono de 0,12–0,53 t CO₂-eq t NH₃⁻¹.

Para alcançar a neutralidade de carbono até 2050, o Cenário de Emissões Líquidas Zero (NZE) prevê uma participação muito maior de eletricidade renovável, quase 90%.

Níveis mais elevados de uso de hidrogênio, combustíveis à base de hidrogênio e captura, utilização e armazenamento de carbono também contribuirão para a descarbonização.



Amônia Verde



Em 1909, Fritz Haber e Carl Bosch desenvolveram um processo artificial de fixação de nitrogênio (o chamado processo Haber-Bosch) que permitiu a produção em larga escala da amônia e, com isso, a transformação de nossa sociedade e de nossas vidas através da primeira revolução química global.

Desde então, a amônia tem sido amplamente utilizado na fabricação de fertilizantes, permitindo a expansão da população de dois para mais de sete bilhões de pessoas durante o último século. A sua utilização em explosivos também foi decisiva na definição das atuais fronteiras geopolíticas.

A produção global estimada de amônia é de aproximadamente 176 milhões de toneladas métricas e deverá aumentar 2,3% ao ano. Além destas utilizações estabelecidas, o amoníaco está atualmente a ser explorado como um vetor portátil de armazenamento de energia a longo prazo (dias a meses), cuja implantação aumentaria a sua procura futura em pelo menos uma ordem de grandeza, considerando as necessidades energéticas globais e atuais e produção projetada de energia renovável.

A utilização da amônia como armazenamento de energia permitiria a sua segunda revolução como uma alternativa atrativa ao armazenamento de curto prazo oferecido pelo armazenamento electroquímico.

O armazenamento de energia nas ligações químicas da amônia permitiria uma utilização muito maior de fontes de energia renováveis intermitentes, como a solar, a das marés e a eólica, ajudando a equilibrar as procuras sazonais de energia numa sociedade livre de carbono.

Apesar do potencial estimulante do amoníaco para contribuir para a segunda revolução química, a sua produção através do processo Haber-Bosch (>96% do amoníaco é atualmente produzido através desta rota).

Utilizando combustíveis fósseis como matéria-prima como o gás natural (50%), petróleo (31%) ou carvão (19%) como matéria-prima.

Os processos alimentados com metano representam a melhor técnica disponível (MTD), dada a sua maior eficiência energética e menores emissões de carbono e, portanto, serão a referência utilizada para comparar tecnologias alternativas.

O processo Haber-Bosch é atualmente um dos maiores consumidores globais de energia e emissores de gases com efeito de estufa, responsável por 1,2% das emissões antropogênicas globais de CO₂, levando os investigadores a recomendar métodos de produção alternativos.

A amônia é uma das principais matérias-primas para a indústria química e o segundo produto químico mais produzido em massa, depois do ácido sulfúrico.

Aproximadamente quatro quintos de toda a amônia são utilizados na produção de fertilizantes nitrogenados, e ela sustenta a produção de alimentos para cerca de metade da população mundial.

Além de seu papel fundamental na produção de fertilizantes, a amônia também é a principal matéria-prima para muitos outros produtos industriais, como poliimidas, ácido nítrico, náilon, produtos farmacêuticos, materiais explosivos, refrigerantes, corantes e soluções de limpeza.

A amônia tem sido amplamente usado desde a década de 1930 em armazéns frigoríficos industriais, aplicações na indústria de processamento de alimentos e cada vez mais em ar condicionado em larga escala.

A amônia também é o principal componente na produção de AdBlue para controle de NOx em veículos e nas indústrias farmacêutica, têxtil e de explosivos.

A produção global atual de amônia é predominantemente obtida por meio da reforma a vapor de metano para produzir hidrogênio para alimentar a síntese de amônia por meio do processo Haber Bosch.

A produção de amônia é um processo altamente intensivo em energia que consome cerca de 1,8% da produção global de energia a cada ano (reforma do metano a vapor é responsável por mais de 80% da energia) e produz resultado cerca de 500 milhões de toneladas de dióxido de carbono (cerca de 1,8% das emissões globais de dióxido de carbono).

A síntese de amônia é significativamente o maior processo da indústria química emissora de dióxido de carbono. Junto com a produção de cimento, aço e etileno, é um dos "quatro grandes" processos industriais.

Onde um plano de descarbonização deve ser desenvolvido e implementado para atingir a meta de emissões líquidas de carbono zero até 2050. Além de seus usos estabelecidos, a amônia pode ser aplicada como um transportador de energia flexível de longo prazo e combustível de carbono zero.

Em comum com os combustíveis fósseis, a amônia é tanto um armazenamento de energia química quanto um combustível, onde a energia é liberada pela quebra e formação de ligações químicas.

Para a amônia (NH_3), o ganho líquido de energia surge da quebra de ligações nitrogênio-hidrogênio que, junto com oxigênio, produz nitrogênio e água. Importante, isso significa que se energia sustentável for usada para alimentar a produção de amônia verde, ela pode ser feita de forma sustentável usando apenas ar (que é cerca de 78% de nitrogênio) e água. O Green Ammonia Market foca na amônia produzida usando fontes de energia renováveis, como biomassa, solar, eólica ou hidrelétrica, por meio de eletrólise em vez de métodos tradicionais baseados em combustíveis fósseis.

Diferentemente da produção convencional de amônia, que depende de gás natural no processo Haber-Bosch.

A produção de amônia verde divide a água em hidrogênio e oxigênio usando eletricidade renovável e combina hidrogênio com nitrogênio.

Assim sendo, a produção de amônia se tornou uma das indústrias mais importantes do mundo. Fertilizantes à base de amônia e os produtos químicos têm desempenhado um papel significativo no crescimento da produção agrícola.

Processo de produção

Processo convencional .

A amônia anidra é sintetizada através da reação de hidrogênio com nitrogênio (razão molar 3: 1), que é seguido por compressão e subsequente resfriamento do gás a -33°C .

Para este processo, o nitrogênio é obtido a partir do ar, enquanto o hidrogênio é normalmente obtido através da reforma catalítica a vapor do gás natural (metano) ou nafta.

Mais da metade da produção industrial total de hidrogênio em todo o mundo é utilizada para a fabricação de amônia.

Com relação às tecnologias da planta de amônia, o mercado é atualmente dominado por três licenciadores de tecnologia: KBR (Kellogg Brown and Root), Haldor Topsøe e ThyssenKrupp Industrial Solutions (TKIS).

Vários fatores têm contribuído para o aumento da produção de amônia (de 12 por cento para 19 - 21 por cento) no fluxo de saída de conversores de síntese. Isso inclui melhorias no projeto do conversor, trocadores de calor internos e gás de síntese e tratamento. Acesso a turbinas e compressores altamente eficientes combinados com uma conversão aumentada por passagem ajudou a reduzir ainda mais o consumo de energia. Outros fatores, como maior eficiência de CO₂ com as soluções de remoção que ajudaram a alcançar uma maior eficiência energética.

Processo eletrificado e a bioeletricidade. As principais matérias-primas para a produção de amônia são nitrogênio e hidrogênio. O nitrogênio é geralmente obtido de uma unidade de separação de ar (ASU) usando eletricidade para operar compressores.

Ao longo do último século, o processo Haber-Bosch tem sido continuamente otimizado, reduzindo progressivamente o consumo mínimo de energia de mais de 60 GJ t NH₃ -1 em meados da década de 1950 para a MTD atual com necessidades energéticas de 27,4–31,8 GJ t NH₃ -1.

Tais desenvolvimentos representam um aumento da eficiência energética global de 36% para os atuais 62-65%.

O maior ganho de eficiência pode ser obtido pela substituição da matéria-prima de carvão por metano ou por fontes de energias renováveis como a biomassa para produzir hidrogênio por reforma a vapor do metano. A produção de eletricidade a partir de energias renováveis liberta o processo Haber Bosch destas restrições térmicas relacionadas com a integração de calor, permitindo potencialmente a utilização de uma tecnologia mais eficiente.

A tecnologia associada à produção de hidrogênio por meio de eletrólise e produção de nitrogênio pelo sistema de separação do ar pode ter melhorias na eficiência do processo de eletrólise. A solução energética para a transição para amônia 'verde' produzida utilizando uma fonte de energia renovável como a biomassa. Mas as indústrias devem modificar as unidades de produção existentes e fazer uma avaliação da disponibilidade de bioeletricidade com o uso da biomassa.





Amônia e Hidrogênio

A amônia é dividida em três categorias gerais de acordo com suas emissões de CO₂ na produção, sem quaisquer limitações específicas na quantidade de CO₂ liberada no processo:

A amônia cinzenta (método tradicional, processo Haber-Bosch) é produzida através de hidrocarbonetos.

Pois é a aplicação principal hoje, a amônia azul segue o mesmo caminho que a amônia cinza na produção de amônia, mas usa tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS) para reduzir as emissões de CO₂, e a amônia verde usa fontes de energia renováveis para gerar hidrogênio por meio da eletrólise da água.

A produção industrial de hidrogênio pode ser realizada de diversas maneiras, dependendo da disponibilidade de matéria-prima para o processo. Os métodos mais utilizados na produção de hidrogênio podem ser listados como "Métodos de Combustíveis Fósseis", "Método de Eletrólise" e "Método Químico Térmico".

A produção de hidrogênio com métodos de combustíveis fósseis é obtida principalmente a partir do gás natural, produtos petrolíferos ou carvão, e os métodos mais utilizados são recuperação catalítica de vapor de gás natural, oxidação parcial de óleo, tratamento de ferro a vapor e gaseificação de carvão.

Por outro lado, o método de eletrólise, que é outro método de produção de hidrogênio.

É conhecido como o método mais simples de produção. Idealmente, 1,23 V são suficientes para a eletrólise da água em pressão e temperatura normais. Teoricamente, 2,8 kWh de energia elétrica são suficientes para cada metro cúbico de oxigênio, mas na prática a quantidade de energia elétrica utilizada varia entre 3,9-4,6 kWh por metro cúbico de produção de hidrogênio.

Na produção de hidrogênio pelo Método Térmico Químico, baseia-se na separação do hidrogênio na água por meio de energia térmica.

Neste método, é necessária uma temperatura de pelo menos 2.500 ° C para decompor a água com energia térmica. Aqui, em vez de um tratamento termoquímico de uma etapa, estão previstos processos de várias etapas.

No processo de reforma do metano com vapor, a reação entre água e metano é uma reação exotérmica e ocorre na presença de um catalisador heterogêneo.

Esta reação catalítica exotérmica entre água e metano é a etapa mais importante na produção de hidrogênio e amônia e pode ocorrer em altas temperaturas (320–450 °C) e baixas temperaturas (200–250 °C).

Enquanto os catalisadores à base de ferro são usados em processos de produção de amônia em altas temperaturas, os catalisadores à base de cobre são usados em aplicações de baixa temperatura.

Hidrogênio e dióxido de carbono liberados como resultado da reação do vapor de água e do metano são formados.

A formação de gás hidrogênio como resultado da reação do vapor d'água e do metano consiste em três processos inter-relacionados; decomposição do metano, reação dos produtos resultantes da decomposição do metano com água, purificação dos gases formados em decorrência desta reação.

Antes de toda essa reação, é aplicado um processo de dessulfurização para evitar a possível interação do enxofre do metano com o catalisador no meio reacional. O gás hidrogênio é usado para dessulfurização.

A dependência da indústria agrícola da produção de amônia traz consigo diversas pesquisas para minimizar a emissão de carbono que ocorre com o processo de síntese de amônia.

É óbvio que os métodos de captura ou armazenamento de dióxido de carbono desenvolvidos para minimizar as emissões de dióxido de carbono que ocorrem durante a produção de amônia anidro produzido em escala industrial com o processo Haber-Bosch não proporcionarão resultados benéficos a longo prazo.

Para eliminar completamente as emissões de carbono da produção de amônia, tanto o hidrogênio quanto a energia necessária ao funcionamento do processo devem ser obtidos de fontes renováveis. Assim, o hidrogênio pode ser produzido comercialmente de diversas maneiras. Estas podem ser classificadas como membranas de troca de prótons, membranas de troca de ânions ou eletrólise da água. Muitos processos são discutidos como potenciais concorrentes do processo Haber-Bosch. Além de parâmetros como temperatura e pressão, vários catalisadores de plasma podem ser usados para acelerar a reação de produção de amônia.

Ademais, nos últimos anos, descobriu-se que a amônia é um excelente vetor de energia de hidrogênio na estrutura “Power-To-X” (PtX). A amônia supera outros vetores em termos de densidade gravimétrica e densidade volumétrica. A amônia apresenta 17,8% em peso de hidrogênio, aproximadamente 3 vezes maior que o do metilciclohexano (MCH) e, quando liquefeita à pressão contém 12,1 kgH₂ por 100 L, 1,7 a mais que o próprio hidrogênio líquido.

Além disso, a liquefação é energeticamente eficiente, pois é realizada à temperatura ambiente e a pressão inferior a 1 MPa.

Diversas tecnologias inovadoras para a síntese de amônia, como o ciclo químico e a eletrossíntese, têm apresentado resultados promissores em pesquisa.

No entanto, elas ainda enfrentam desafios técnicos, econômicos e de escalabilidade significativos, o que as impede de substituir o consagrado processo Haber-Bosch.

O processo é normalmente otimizado para produção contínua em massa e combina hidrogênio elementar e nitrogênio sob alta pressão (aprox. 200 bar) e temperatura (400 °C). A reação é exotérmica, com liberação de 2,6 MJ/kgNH₃ de calor.

Na produção de amônia cinza, o hidrogênio é fornecido pela reforma a vapor do metano.

Todo o processo de produção de amônia cinza envolve diversos sumidouros de energia (reformador primário, geração de vapor, compressão da alimentação de síntese, compressão de refrigeração da amônia) e fontes de energia (reação de deslocamento do gás de água, metanação e reações de hidrogênio-benzeno).

Atualmente, 95% da matéria-prima de hidrogênio para a produção de amônia é derivada de combustíveis fósseis.

Portanto, a produção global atual de amônia (cerca de 200 milhões de toneladas/ano).

É responsável por 420 milhões de toneladas/ano de emissões de dióxido de carbono (1,3% do total global).

A alternativa para diminuir as emissões é o uso de fontes de energias renováveis.





Amônia Verde e Energias Renováveis



O aumento da temperatura global pode levar a situações desastrosas para a saúde humana, o abastecimento alimentar, os recursos hídricos e o crescimento econômico, conforme declarado no último relatório do IPCC. Isso só ocorreria se o mundo conseguisse atingir a neutralidade de carbono até 2050 e gerar de 70 a 85% da eletricidade a partir de fontes renováveis.

Atualmente, as sociedades estão desenvolvendo e implementando rapidamente energia solar, biomassa, eólica, hidrelétrica e biocombustíveis como alternativas para substituir rapidamente fontes de energia renováveis não sustentáveis, como os combustíveis fósseis. Isso se deve à iminente descarbonização do setor energético e à necessidade de mitigar o aquecimento global.

Esse cenário reformula o processo, impactando significativamente a mitigação do CO₂, visto que a produção de energia responde por aproximadamente 72% das emissões globais de gases de efeito estufa. Embora a energia eólica, solar, biomassa, geotérmica e hidrelétrica sejam consideradas alternativas renováveis aos combustíveis fósseis, elas também apresentam desafios importantes que precisam ser superados antes que possam atingir seu pleno potencial. Neste sentido, a utilização de amoníaco ecológico (NH₃) como combustível sem carbono é um potencial líder, particularmente adequado para a geração de energia marítima e estacionária. O NH₃ é um dos transportadores propostos para transportar H₂ a longas distâncias.

A amônia renovável (AR) é obtida a partir de H₂ renovável, que é formado pela eletrólise da água utilizando energia renovável proveniente de fontes biomassa, solares ou eólicas.

Até 2030, espera-se que a amônia renovável impulse um maior crescimento na capacidade de produção de NH₃.

Prevê-se que a amônia renovável desempenhe um papel significativo em toda a nova capacidade de produção de NH₃ desenvolvida após 2027.

Além disso, por meio da implementação de legislação adequada, a produção de amônia renovável tem potencial para atingir alta competitividade de custos a partir de 2030.

A capacidade de produção esperada das usinas de amônia renovável anunciadas deverá atingir 15 milhões de toneladas métricas até 2030.

A projeção de 15 milhões de toneladas métricas de capacidade de produção de amônia renovável até 2030 representa um marco significativo com profundas implicações globais.

Essa capacidade poderia substituir uma parcela substancial das estimadas 180 milhões de toneladas métricas de amônia derivada de combustíveis fósseis produzidas anualmente, que é um dos principais contribuintes para as emissões de gases de efeito estufa.

A transição para a amônia renovável reduziria drasticamente a pegada de carbono de setores chave.

Como a agricultura, onde a amônia é usada na produção de fertilizantes, e de setores emergentes, como o transporte marítimo, onde a amônia está ganhando força como um combustível limpo.

Além disso, a amônia renovável está alinhada com as metas climáticas estabelecidas em acordos internacionais como o Acordo de Paris, oferecendo uma solução escalável para a descarbonização em setores de difícil descarbonização.

A inclusão de projeções comparativas, como a porcentagem da produção global de amônia que essa capacidade poderia substituir ou sua redução equivalente de CO₂, contextualizaria seu papel na conquista de um futuro com baixas emissões de carbono e na transição energética mais ampla.

A previsão para o ano de 2040 é de 71 milhões de toneladas métricas (MMT).

No entanto, é importante reconhecer que a maioria dessas iniciativas ainda aguarda decisões de investimento.

A capacidade combinada dos projetos planejados, totalizando 71 milhões de toneladas, representa pouco mais de 11% da quantidade necessária de NH_3 operacional com emissão zero de carbono .capacidade de produção até 2050.

Tornou-se cada vez mais claro que vários locais, mesmo os mais distantes, possuem amplos suprimentos de energia renovável e que a tecnologia correspondente está em constante aprimoramento a um custo menor. Portanto, o desafio atual é desenvolver estratégias para armazenar e transportar energia de forma eficiente, maximizando também a eficiência e a relação custo-benefício.

Isso destaca a necessidade de tecnologia capaz de gerar combustíveis líquidos com alta densidade energética de uma forma economicamente viável e ambientalmente amigável. Esses produtos químicos podem ser usados como combustíveis no local ou seus portadores podem ser recuperados e reutilizados. Como resultado, o termo “portador de energia” é frequentemente usado, pois abrange uma ampla gama de opções possíveis. Os portadores de energia em estado líquido são muito procurados porque têm a capacidade de fornecer densidade energética, observada em fases condensadas.

Quando fontes de energia renováveis são empregadas para a geração de hidrogênio, o impacto ambiental da produção de amônia é altamente mitigado, introduzindo o conceito de “amônia verde”.

A integração de fontes de energia renováveis para a produção de eletricidade não só elimina as emissões de carbono, como também alivia as restrições térmicas associadas à integração.

Na verdade, a necessidade de reciclar o calor dos reatores de reforma de alta temperatura usando vapor maximiza a integração de calor.

Mas sacrifica a eficiência energética ao exigir o uso de turbinas a vapor de condensação de baixa eficiência (42–48%) em um motor térmico, comprometendo a eficiência geral do ciclo de síntese HB.

O armazenamento em baterias (BES) não afeta apenas o custo final de produção, mas também o impacto ambiental do processo de amônia verde.

A amônia também se apresenta como um combustível alternativo e vetor energético devido à sua alta densidade energética, somando-se aos muitos motivos pelos quais devemos investir na produção verde de amônia. Ela pode ser usada para armazenar energia para posterior uso na geração de eletricidade ou como combustível para transporte.

Além disso, um estudo de Avaliação do Ciclo de Vida mostrou evidências de que o uso de amônia para transporte e geração de energia pode ter vantagens ambientais consideráveis, mitigando o potencial de aquecimento global.

Essa nova economia indica que a amônia é produzida exclusivamente por meio de conversão eletroquímica, utilizando fontes de energia renováveis.

Ela pode então ser armazenada, transportada, usada como combustível para transporte e aplicada como fertilizante.



Rotas Eletroquímicas para Produção de Amônia

As rotas eletroquímicas para a produção de amônia a partir do ar e da água têm sido um desafio científico de longa data.

No entanto, elas podem potencialmente reduzir as emissões, uma vez que podem usar eletricidade gerada a partir de fontes renováveis e não produzem poluentes nocivos. Esses processos também são conhecidos como reações de redução eletroquímica de nitrogênio (eNRRs). Eles podem ser separados em redução direta de nitrogênio (DNR) e redução indireta de nitrogênio (INR), ambas baseadas em processos eletroquímicos.

Enquanto esses métodos estão sendo desenvolvidos e preparados para entrada no mercado como tecnologias competitivas, uma solução de curto prazo é necessária para mitigar eventos climáticos extremos e evitar o aumento de sua frequência.

A principal questão de emissões associada ao processo HB é a fonte de H_2 utilizada. O H_2 convencional, também conhecido como H_2 cinza, é produzido a partir de combustíveis fósseis, principalmente gás natural, por meio de reforma a vapor de metano (SMR), resultando em emissões significativas de carbono.

Para solucionar esse problema, é necessária uma fonte limpa de H_2 . A crescente popularidade do H_2 e a expansão projetada de seu uso estabeleceram a produção de H_2 verde como uma tecnologia viável.

O H_2 verde é gerado por meio da eletrólise da água utilizando eletricidade renovável.

Esse H_2 pode então ser utilizado no processo HB, resultando em uma redução de até 88% nas emissões, dependendo do tipo de eletrolisador utilizado e da fonte de eletricidade.

Isso também facilitará a integração de recursos de energia renovável disponíveis localmente.

A disponibilidade de água é indispensável nesse contexto.

Pois a produção de H_2 verde requer água de alta pureza. Isso pode oferecer uma vantagem competitiva aos países com abundantes recursos hídricos em comparação com aqueles que enfrentam condições áridas.

Além disso, em muitos países em desenvolvimento, a demanda por fertilizantes, particularmente fertilizantes nitrogenados, permanece alta devido às crescentes necessidades agrícolas.

A amônia verde produzida localmente, derivada de energia renovável e água, pode atender simultaneamente às demandas de energia e fertilizantes, aumentando a segurança alimentar e reduzindo a dependência de fertilizantes químicos importados



Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono

Com a aprovação da Lei nº 14.948, em 2 de agosto de 2024 (Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono), a criação do Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono – Rehidro e a iminente sanção presidencial do Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono – PHBC, o país deu um passo importante na direção da transição energética.

Com o estabelecimento do Pacto do Hidrogênio Verde e incentivos governamentais, o Brasil tem o potencial para se tornar um player importante na produção de amônia verde.

A vasta disponibilidade de energia solar e eólica em regiões como o Nordeste torna o país um candidato natural para desenvolver uma cadeia de suprimento de hidrogênio verde, que pode ser convertida em amônia para facilitar o transporte e o uso industrial.

No entanto, para que o Brasil capitalize essa oportunidade, deve superar desafios relacionados à infraestrutura, tecnologia e regulação.

O país precisa de investimentos em infraestrutura para transporte de hidrogênio e amônia, bem como incentivos para pesquisa tornar os processos mais eficientes e no cenário internacional.

Amônia verde está emergindo como um dos componentes essenciais na transição energética global, oferecendo uma solução para armazenamento e transporte de hidrogênio e servindo como uma fonte de energia limpa para indústrias em busca de descarbonização.

Com sua vasta oferta de energia renovável e recursos naturais, o Brasil está em uma posição privilegiada para liderar a produção de amônia verde no cenário global.

No entanto, para que esse potencial seja realizado, há desafios a serem superados.

O Brasil pode se tornar um dos maiores produtores de amônia verde do mundo, os desafios estruturais que enfrenta e as oportunidades decorrentes da crescente demanda global por combustíveis limpos.

Amônia verde é produzida combinando hidrogênio verde com nitrogênio, utilizando fontes de energia renováveis para impulsionar o processo.

Este combustível é considerado chave para a transição energética, pois pode ser utilizado em setores de difícil descarbonização, como produção de fertilizantes, transporte marítimo e geração de eletricidade.





Diretrizes Gerais da Amônia Verde



A amônia é essencial para a missão de reduzir as emissões nesses setores devido ao seu potencial como transportadora de energia.

Entrando em novos mercados como combustível sem carbono, meio de armazenamento de energia e vetor de transporte para hidrogênio.

No entanto, para que a amônia tenha algum impacto na descarbonização, ela deve ser produzida sem emissões de dióxido de carbono.

Opções tecnológicas viáveis para descarbonizar a amônia (além da biomassa, que desempenha um papel importante).

Primeiro, os produtores precisam em utilizar a tecnologia de captura e armazenamento de carbono.

Isso precisaria capturar o CO₂ tanto do gás de processo (aproximadamente 66% das emissões de CO₂) quanto das emissões de combustão (aproximadamente 34%).

Se a planta fosse parcialmente eletrificada, essas emissões de combustão poderiam ser eliminadas, mas, mesmo assim, vazamentos e perdas no sistema afetariam negativamente o potencial de descarbonização. O fluxo de CO₂ produzido no processo é duplo. O fluxo de CO₂ do processo é relativamente puro, portanto os custos de captura são mínimos.

Na maioria das plantas de amônia, esses fluxos concentrados já são capturados e usados para ureia. Em segundo lugar, os produtores de amônia poderiam trocar combustíveis fósseis por água e biomassa como fonte de hidrogênio e substituir as unidades por eletrolisadores.

A Eletrólise poderia se tornar a rota de produção dominante. O custo dependerá do custo da eletricidade de carbono zero e do custo de capital da eletrólise ambos os custos cairão significativamente ao longo do tempo, particularmente em regiões com recursos eólicos e solares favoráveis.

A rota ideal para atingir emissões líquidas zero de CO₂ da produção de amônia.

Portanto, vai variar por região, à luz da disponibilidade de recursos naturais e de biomassa e dos preços da eletricidade. Mas, por uma rota ou outra, será possível descarbonizar a produção de amônia a um custo relativamente baixo.

A amônia é essencial na transição para energia limpa e será necessário para eletrificação de transporte, expansão da rede e geração de eletricidade renovável. De fato, à medida que a transição para energia limpa ganha força, a demanda global por amônia pode mais que dobrar até 2050. No entanto, a produção de amônia libera altas quantidades de carbono e outras emissões de gases de efeito estufa (GEE). Descarbonizar a produção de amônia é essencial para maximizar o benefício climático e neste sentido é de extrema importância.

A indústria da amônia desempenha um papel importante na economia do Brasil, não apenas por seu valor intrínseco, mas também como um elo na cadeia do setor agroindustrial.

Uma visão geral das tecnologias de descarbonização disponíveis para a indústria de amônia para permitir que ela cumpra sua contribuição para as metas de descarbonização 2030 e 2050.

A indústria agora enfrenta a tarefa de reduzir suas emissões de CO₂ para estar em linha com as metas climáticas ao mesmo tempo em que permanece competitiva em uma indústria globalizada.

O estado atual da indústria da amônia, tanto global quanto nacionalmente, e apresenta uma visão geral das tecnologias que estão sendo desenvolvidas. E adotadas para descarbonizar o setor e os efeitos potenciais de sua implementação.

A eletrificação com a bioeletricidade eo uso da biomassa bem como cinco tecnologias-chave, são identificadas no presente estudo com o potencial de descarbonizar a indústria da amônia.

A eletrificação direta de processos é parte integrante da descarbonização, agravada pela ambição de descarbonizar a geração de eletricidade. A captura de carbono é a mais desenvolvida, à beira do preço de equilíbrio para esta indústria.

O biogás e especialmente o biometano é uma solução energética para a substituição do gás natural nas indústrias de amônia.

E finalmente o hidrogênio pode ser usado para substituir combustíveis fósseis e reduzir as emissões de CO₂ em aplicações de alta temperatura.

O setor da produção de amônia pode se tornar neutro em carbono, mas as barreiras econômicas e tecnológicas permanecem. Uma opção é fazer mais uso da rota de produção de amônia verde. À medida que as tecnologias amadurecem e o preço do CO₂ aumenta, o ponto de inflexão para a descarbonização em toda a indústria está se aproximando.

Ao se concentrar neste setor específico, grande emissor de CO₂ e consumidor de energia, o estudo visa abordar detalhes específicos que seriam importantes para as reduções de emissões de CO₂.

E propriamente as alternativas tecnológicas para a descarbonização do setor industrial , com dados precisos, e fornecendo uma estrutura que pode ser aplicada em todas as indústrias do setor.

A metodologia para determinar o inventário de emissões de CO₂ das indústrias de amônia e o potencial de descarbonização pode ser dividida em duas etapas principais. Determinar a pegada de carbono de cada processo industrial analisando como ele consome energia e produz ou captura emissões.

Assim sendo uma redução substancial das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) deve ser alcançada para limitar o aumento da temperatura global bem abaixo de 2 °C, conforme meta climática do Acordo de Paris e das COPs.

Esta redução requer transformações sistémicas fundamentais, rápidas e em larga escala para descarbonizar completamente o setor industrial de produção de amônia.

A Brasil Biomassa desenvolve uma série de estudos e projetos de aproveitamento da biomassa como uma fonte de energia zero carbono ao setor industrial de produção de amônia. A tecnologia associada à produção de hidrogênio por meio de eletrólise e produção de nitrogênio pelo sistema de separação do ar.

A solução energética para a transição para amônia 'verde' utilizando uma fonte de energia a biomassa.

Mas as indústrias devem modificar as unidades de produção existentes. Importante ainda para as empresas em fazer avaliação da disponibilidade da biomassa.

A eletrólise da água é o principal processo conhecido para a produção de hidrogênio a partir da eletricidade.

A eletrólise alcalina é a tecnologia mais madura disponível em escala comercial para a produção de hidrogênio. As unidades eletrolisadoras usam água de processo para eletrólise e água para resfriamento.

Em um valor de aquecimento mais alto (HHV) a eficiência energética desses eletrolisadores usados na produção de hidrogênio está na faixa de 57-75 por cento.

Considerando que em uma base de valor de aquecimento inferior (LHV), a eficiência está na faixa de 50-60 por cento.

Além do ponto de produção de hidrogênio pelo processo de eletrólise alcalina.

A fabricação procede de forma semelhante às plantas convencionais de amônia. O processo de eletrólise muda a produção de hidrogênio com a utilização de gás natural como fonte eletricidade.

Trabalhamos com projetos sustentáveis de mudança da matriz energética na utilização do gás natural por biomassa.

Os requisitos gerais de energia são bastante semelhantes. Embora os processos convencionais utilizem em torno com o uso de 8,9 MWh de gás natural como combustível energético, além de 2,1 MWh de eletricidade.

A eletrólise utiliza cerca de 9,1 MWh de eletricidade por tonelada de amônia produzida, dependendo da eficiência da eletrólise.

A amônia verde é outro meio promissor para o armazenamento de energia a longo prazo e sazonal. Sintetizada a partir de hidrogênio e nitrogênio verdes utilizando o processo Haber-Bosch, esse método oferece diversas vantagens:

Alta densidade energética e fácil armazenamento. A amônia líquida possui densidade energética comparável ou superior à do hidrogênio comprimido e é mais fácil de armazenar e transportar. Ao contrário do hidrogênio, que requer armazenamento criogênico, a amônia pode ser liquefeita a $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$ sob pressão atmosférica, reduzindo os custos de refrigeração.

Infraestrutura estabelecida. As redes de produção e distribuição de amônia em escala industrial para fertilizantes.

Podem ser reaproveitadas para aplicações energéticas com investimento de capital mínimo.

Usos versáteis. Estudos recentes demonstram a possibilidade, num futuro próximo, de utilizar amônia diretamente em motores de combustão interna e turbinas a gás; ela pode ser co-combustível com outros combustíveis ou convertida novamente — in situ — em hidrogênio para uso direto em motores de combustão interna e, eventualmente, em células a combustível.

Os avanços em tecnologias de combustão de amônia com baixas emissões reforçam ainda mais seu papel na transição energética.





Amônia Verde no Brasil

O Brasil estabeleceu ambições claras para a descarbonização, com uma meta de reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) em pelo menos 55% até 2030 e atingir a neutralidade climática até 2050.

Para atingir essas metas, todos os setores industriais como o de amônia terão que encontrar maneiras de transformar seus processos em atividades sustentáveis e não emissoras.

Retratamos que as indústrias produtoras de amônia têm um papel enorme em atingir essas metas, já que são responsáveis por um grande consumo de energia (origem dos combustíveis fósseis).

E por ser um dos setores que emitem um grande contingente dos gases de efeito estufa (GEE).

A demanda por amônia aumentará de três a seis vezes em relação aos volumes atuais até 2050, em grande parte devido às necessidades de combustível marítimo. O setor marítimo por si só poderia “fazer ou quebrar” o aumento da produção de amônia.

A amônia “verde” provavelmente dominará ao longo do tempo, representando 70-90% da produção global de amônia.

O setor de amônia será responsável por 3-8% da demanda de eletricidade renovável até 2050, e 9-28% d de hidrogênio verde e de biomassa.

Os investimentos precisam começar imediatamente e precisarão ser da ordem de US\$ 59 a US\$ 105 bilhões por ano até 2050. Isso se compara aos investimentos usuais de cerca de US\$ 18 bilhões para o setor.

O Brasil está avançando em suas iniciativas ambientais, sociais e de governança (ESG) e em sua estratégia de neutralidade de carbono por meio de projetos de amônia verde em larga escala.

Esses projetos visam produzir amônia verde, um combustível neutro em carbono, aproveitando os abundantes recursos de energia renovável do país.

A Yamna, empresa global de hidrogênio verde, adquiriu um terreno no Porto do Açu, no Rio de Janeiro, para desenvolver uma planta de amônia verde.

A expectativa é que a unidade produza até um milhão de toneladas métricas por ano (1 MTPA) de amônia verde, com início da produção previsto para 2030. Este projeto faz parte da iniciativa do porto de reservar dois milhões de metros quadrados para projetos de hidrogênio verde, posicionando-o como um importante polo para hidrogênio de baixo carbono e seus derivados.

De forma semelhante, a Fuella, empresa norueguesa de hidrogênio verde e amônia, anunciou planos para um segundo projeto de amônia verde no Brasil. Em colaboração com o Porto de Pecém, no Ceará, a Fuella pretende desenvolver uma instalação de grande escala, aproveitando as condições favoráveis da região para a produção de hidrogênio verde e amônia.

Este projeto dá sequência ao seu primeiro empreendimento no país, o que reforça a importância estratégica do Brasil em seus planos de expansão.

Esses avanços estão alinhados com o compromisso do Brasil com os princípios ESG e sua estratégia de neutralidade de carbono. Ao investir na produção de amônia verde, o Brasil visa descarbonizar diversos setores industriais, aumentar a segurança energética e se posicionar como um dos principais exportadores de combustíveis sustentáveis. A integração da amônia verde na matriz energética apoia os esforços globais para reduzir as emissões de gases de efeito estufa e fazer a transição para fontes de energia mais limpas.

O sucesso desses projetos dependerá da colaboração efetiva entre as partes interessadas, incluindo formuladores de políticas, investidores e fornecedores de tecnologia para a produção de amônia e hidrogênio verde com usos de recursos renováveis.

À medida que o Brasil continua a adotar soluções de energia sustentável, está dando uma contribuição significativa para as metas globais de ESG (Ambiental, Social e de Governança) e para a busca da neutralidade de carbono.

O uso de fertilizantes deve aumentar 30% até 2050, mas melhorias nas práticas agrícolas e redução do desperdício de alimentos podem moderar esse aumento.

O Brasil deu um passo importante com a aprovação do Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono, a criação do Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono – Rehidro e a iminente sanção presidencial do Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono – PHBC, o país deu um passo importante na direção da transição energética.

Com o estabelecimento do Pacto do Hidrogênio Verde e incentivos governamentais, o Brasil tem o potencial para se tornar um player importante na produção de amônia verde.

Uma maneira pela qual a iniciativa planeja executar sua missão é por meio do Programa de Apoio a Projetos , cujo objetivo é “aumentar o número de projetos industriais de baixas e quase zero emissões atingindo o FID no país”. Na primeira iteração deste programa, o ITA fechou uma parceria com o Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (MDIC) do Brasil em outubro de 2024. No Brasil, cinco setores, incluindo produtos químicos, aviação, aço, cimento e alumínio, estarão no centro das atenções. O programa visa avançar projetos selecionados para o FID até a COP30 (que estará sob a presidência do Brasil) e para o "status operacional" até 2030.





Projetos Amônia e Hidrogênio Verde no Brasil

A amônia verde serve como combustível limpo, meio de armazenamento de energia e insumo agrícola sustentável, particularmente em indústrias que buscam reduzir sua pegada de carbono.

A produção de amônia é de grande importância para a agricultura global, pois constitui um componente principal dos fertilizantes de nitrogênio. É ainda mais amplificada pelo status do país como um dos maiores produtores agrícolas do mundo.

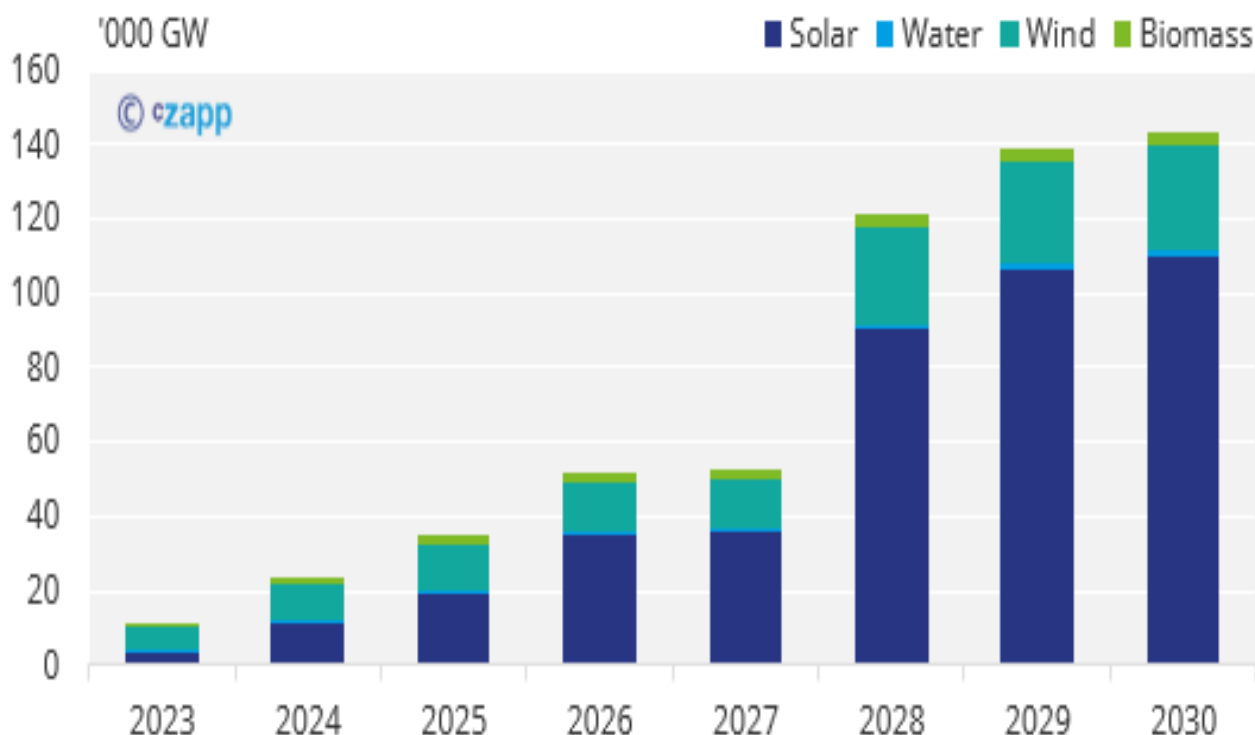
Este setor constitui um componente essencial da economia brasileira, contribuindo com uma proporção considerável do Produto Interno Bruto e das importações do país. Portanto, é de suma importância garantir a produção sustentável e eficiente de amônia para que a produtividade agrícola e, conseqüentemente, a economia brasileira sejam mantidas.

O Brasil é um dos maiores produtores e exportadores mundiais de produtos agrícolas, ocupando, conseqüentemente, posição de destaque no mercado mundial de consumo de fertilizantes. No entanto, aproximadamente 80% do mercado nacional de fertilizantes é abastecido por produtos importados, o que tem levado a questão do aumento da capacidade de produção deste recurso a se tornar estratégico.

O Brasil conta atualmente com 111 empreendimentos na área de hidrogênio verde, um combustível limpo que não gera poluição. Esta informação faz parte de um mapeamento inédito realizado pela consultoria CELA (Clean Energy Latin America). Os projetos, que abrangem também a produção de amônia verde, e-metanol e aço verde, totalizam investimentos de R\$ 454 bilhões por quinze estados.

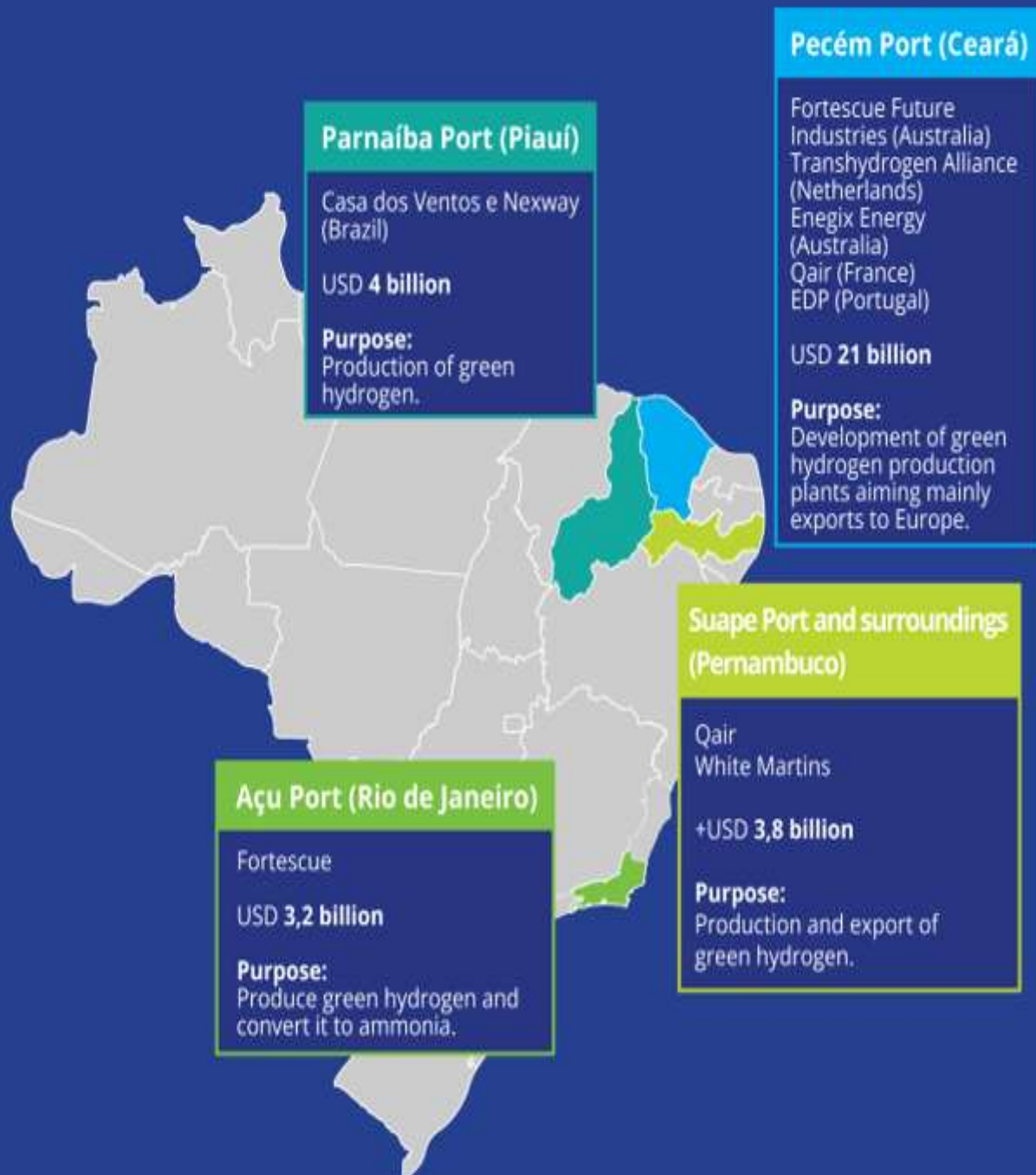
Destacam-se iniciativas no Ceará, que está sendo transformado em um grande centro de hidrogênio verde com investimentos significativos. E no Rio Grande do Sul, onde a cidade de Passo Fundo sediará o primeiro hub de amônia verde do estado, com foco em pesquisa e desenvolvimento. Outras empresas como Atvos (em parceria com a Tsubame BHB) e Yara também estão envolvidas em projetos que incluem o uso de biometano e fontes renováveis, como solar e eólica.

New Projects of Power of Renewable Electric Energy by 2030



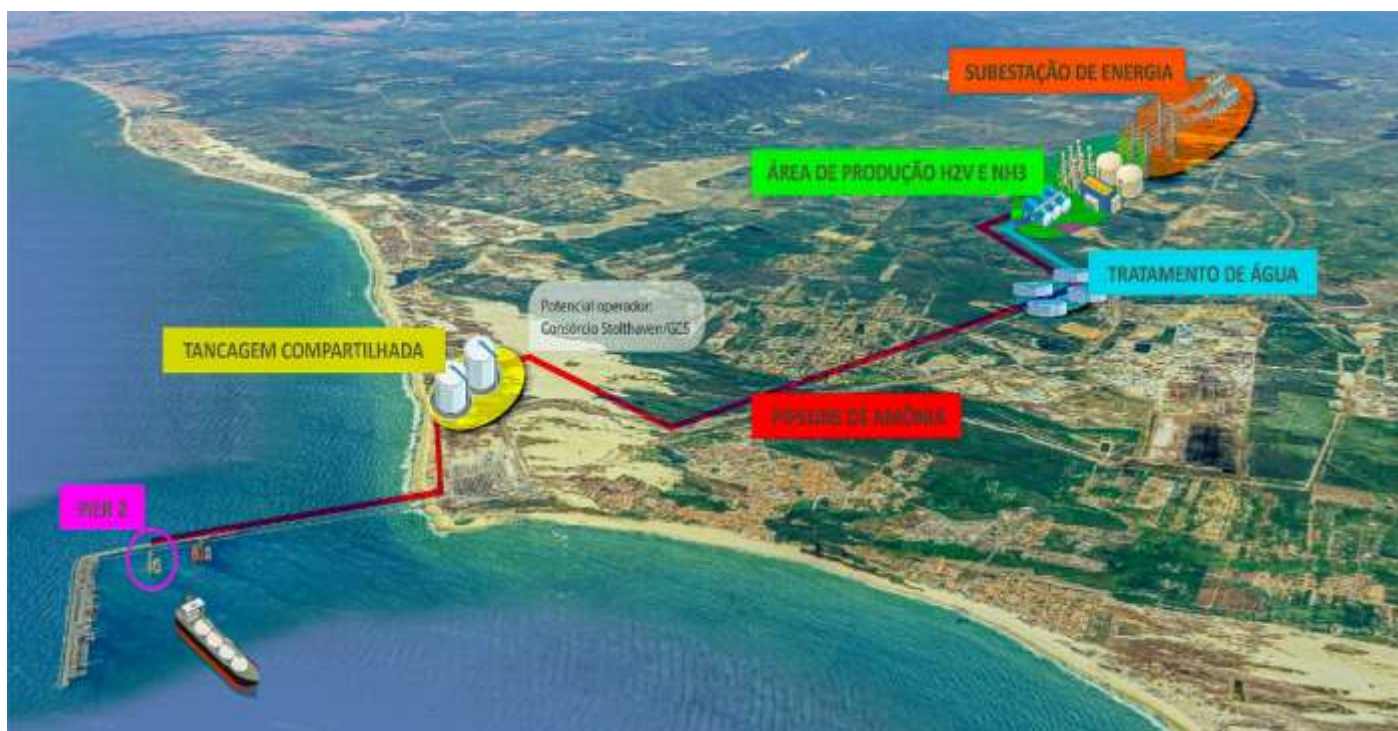
Announced investments in green hydrogen production and transportation

czapp





Projeto Amônia Complexo do Pecém Ceará (CE)



O Ceará abriga um dos maiores centros de produção de hidrogênio verde do mundo, com o Porto do Pecém sendo um local estratégico para o desenvolvimento da indústria de amônia verde, com investimentos de R\$ 17,5 bilhões e capacidade inicial de 1,2 GW. O polo do Ceará, centrado no porto de Pecém, é um exemplo concreto das possibilidades e potencial de se tornar o mais importante hub do Brasil. Em grande parte, esta possibilidade deve-se à ação do governo estadual que foi o estado precursor, ao firmar acordo de cooperação com a Federação das Indústrias do Estado do Ceará (Fiec), a Universidade Federal do Ceará (UFCE) e o Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIP) para desenvolver o hub de H2V. Esta é uma ação integrada de política pública com articulação forte entre empresas e poder público.



Projeto Pecém H2V – EDP Ceará



Temos uma iniciativa pioneira do projeto “Pecém H2V – EDP”, que ao inaugurar a primeira planta piloto de H2V da América Latina, com capacidade de produção de 250 Nm³/h de hidrogênio. Desta forma, a EDP e os agentes do Estado do Ceará vão produzir experiências e conhecimentos em todos os elos da cadeia de valor do H2V. O projeto tem como objetivo geral o desenvolvimento de um roadmap com a análise de cenários de escalabilidade da produção de hidrogênio, com garantia de origem renovável. A iniciativa pioneira é do grupo EDP, que usou parte dos recursos do Programa de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) da ANEEL, e foi coordenado pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL), em parceria com o Instituto Avançado de Tecnologia e Inovação (IATI).

Com este projeto, a EDP Brasil insere-se de forma pioneira na geração de conhecimento sobre a área do hidrogênio renovável, no centro de uma vasta cadeia produtiva e de aplicação desse combustível – isso porque também é objetivo do projeto analisar a cadeia produtiva do gás, modelos de negócios, parcerias estratégicas com indústrias e adaptações em mobilidade utilizando o hidrogênio.



Este é um projeto end-to-end, que aborda toda a cadeia a montante e jusante da produção de hidrogênio. Toda a energia produzida pela central fotovoltaica será destinada à eletrólise, além de desenvolver uma série de usos para o hidrogênio internamente.

Como a co-queima com os combustíveis principais e substituição do hidrogênio cinza usado no arrefecimento do alternador, na central de Pecém. Complexo que conta já com vários projetos significativos dentro do contexto de geração termoelétrica sustentável, como a aplicação de cinzas de carvão em estradas ou na construção de blocos de concreto de um edifício administrativo, ou o primeiro carro elétrico intermunicipal do Brasil.

A EDP produziu a primeira molécula em escala de 1 MW, do Brasil e da América Latina. Atualmente, o Brasil lidera um grupo de trabalho do Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, que tem vindo a atuar na certificação da produção de hidrogênio verde. Neste comitê, acontece o debate com outros países sobre quais definem o hidrogênio como renovável e os critérios em certificações.

Dependendo dos métodos de produção, o hidrogênio pode ser cinza, azul ou verde, as cores associadas para descrever as tecnologias do hidrogênio. O hidrogênio emite apenas água quando é queimado, mas a sua criação pode ser intensiva em carbono. No entanto, o hidrogênio verde é o único tipo produzido de forma neutra para o clima. Enquanto o cinza produz 10 kg de CO₂ por cada quilo de hidrogênio produzido, e o azul produz de 1 a 3 kg de CO₂ por cada quilo de hidrogênio, o verde reduz quase a zero a emissão de CO₂ dentro do processo, pois a eletrólise da água utiliza energias renováveis, como a solar e a eólica.



Stolthaven Terminals e Global Energy Storage



O Complexo do Pecém assinou a renovação do pré-contrato com o consórcio formado pelas empresas Stolthaven Terminals e Global Energy Storage (GES), que deve atuar como operador da infraestrutura logística de amônia verde no Hub de Hidrogênio Verde.

O acordo representa um passo estratégico para consolidar o Pecém como um líder no movimento de transição energética em âmbito nacional e mundial.

Conforme o pré-contrato, o consórcio ficará responsável pela construção, operação e manutenção de toda a infraestrutura compartilhada ao pool dos produtores, necessária ao escoamento da amônia verde. Isso inclui uma rede de dutos ligando as plantas de produção aos tanques de armazenamento; tanques compartilhados para estocagem da amônia; uma segunda rede de dutos ligando esses tanques ao Píer 2 do Porto do Pecém; e a instalação de superestruturas no píer, como braços de carga, válvulas e demais componentes técnicos. Toda essa infraestrutura será instalada em uma área estimada de até 11,61 hectares.

A implantação ocorrerá em uma área greenfield e contará com três elementos principais: uma tubulação de aproximadamente 11,5 quilômetros ligando as áreas produtoras ao porto; unidades de armazenagem destinadas à consolidação de lotes de carga para exportação; e uma linha de exportação que conectará a tancagem ao Berço 4, que ainda será construído no Píer 2 do Porto do Pecém.

O projeto busca garantir operações seguras, sustentáveis e com alta eficiência, respeitando os mais exigentes padrões internacionais de segurança industrial e proteção ambiental.

O consórcio Stolthaven/GES terá exclusividade para operar até 2,5 milhões de toneladas por ano de amônia verde. No cenário inicial, o sistema de armazenagem será composto por tubulações isoladas e dois tanques de aço carbono de parede dupla, com capacidade individual de 65 mil metros cúbicos cada.

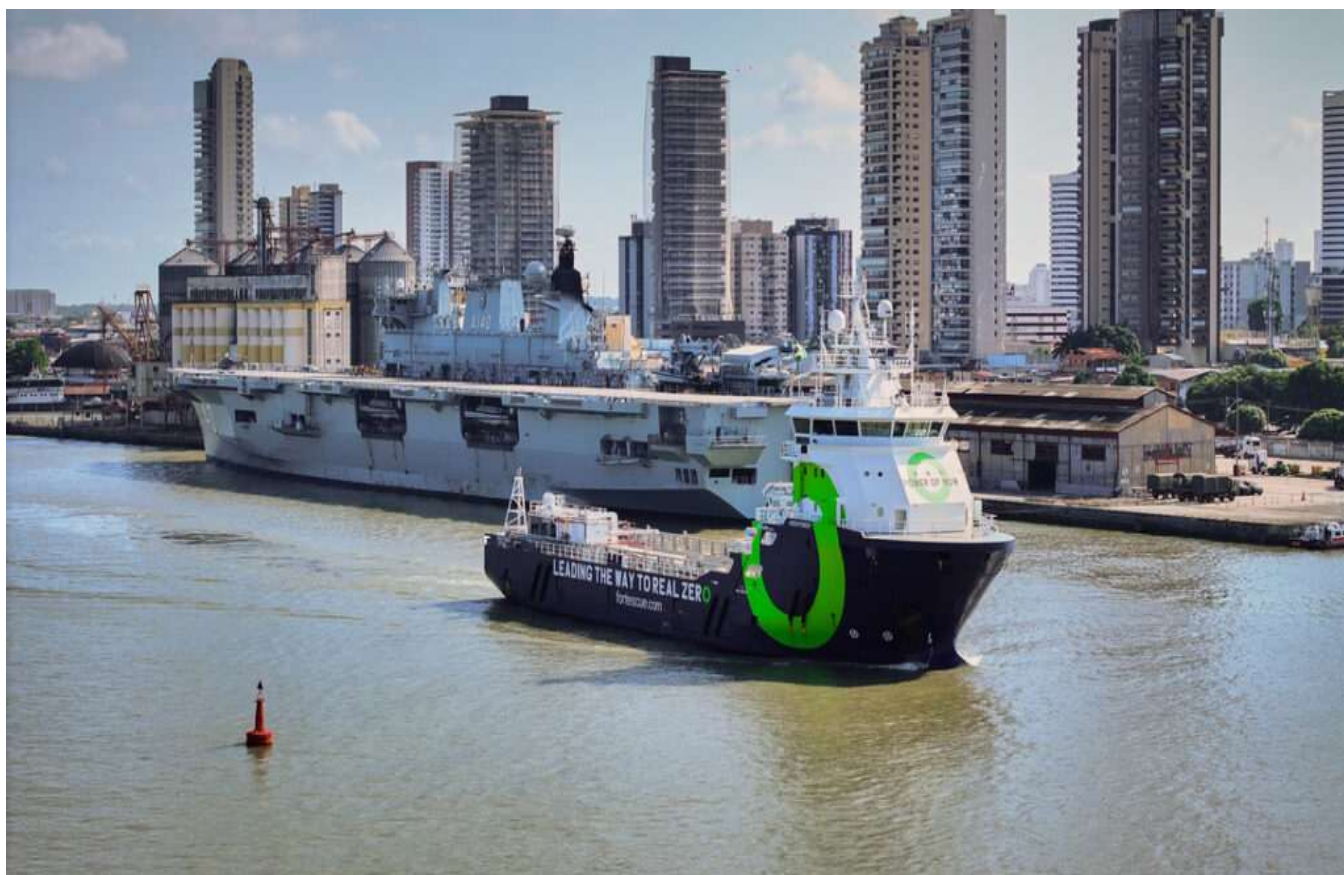
Entre as obrigações previstas em no pré-contrato, o operador deverá elaborar os projetos executivos básicos de engenharia, submetê-los à aprovação do Complexo do Pecém, buscar e obter todas as licenças de instalação necessárias junto aos órgãos competentes, firmar ao menos um contrato com produtor de amônia verde e garantir o cumprimento de todas as condicionantes previstas na licença prévia.

Após um processo rigoroso de 15 meses, a CIPP S/A selecionou o consórcio Stolthaven Terminals/Global Energy Storage (GES) como a “potencial operador” para planejar, projetar, construir e operar um terminal de amônia verde no Complexo do Pecém. O empreendimento fará parte da estrutura compartilhada que será utilizada pelos produtores de amônia verde que se instalarão no Complexo do Pecém a partir de 2026.





Hidrogênio renovável e amônia (Fortescue)



O projeto visa desenvolver uma unidade de produção integrada de hidrogênio renovável e amônia no Porto do Pecém . Com FID esperado para este ano, a unidade produzirá cerca de 900.000 toneladas de amônia a partir de 168.000 toneladas de hidrogênio renovável.

A empresa australiana está desenvolvendo o projeto mais avançado de hidrogênio verde e amônia no Brasil no Complexo Industrial e Portuário do Pecém, com capacidade para produzir 175 mil toneladas anuais de H₂V (equivalentes a 0,9 milhão de toneladas de amônia), com investimento total de cerca de R\$ 20 bilhões, sujeita a uma decisão final de investimento.

Uma vez em operação, cada tonelada de hidrogênio verde produzida evitará uma emissão de aproximadamente 12 toneladas de CO₂. O projeto da Fortescue no Brasil é estruturante e contribuirá para a neoindustrialização verde não só do país, como do mundo. Para isso, a companhia trabalha em conjunto com o Governo do Estado e com o Complexo Industrial e Portuário do Pecém para garantir as regulamentações e a infraestrutura necessárias que transformarão o Ceará em polo estratégico para a transição energética.



A Fortescue está focada em tornar-se a empresa número um integrada em energia verde, metais e tecnologia, reconhecida por sua cultura, inovação e desenvolvimento líder do setor de tecnologia, infraestrutura e iniciativas de energia verde.

A Fortescue está liderando a revolução industrial verde, construindo um portfólio global de projetos de hidrogênio verde e amônia verde renováveis e soluções de tecnologia verde, enquanto também lidera o esforço global para ajudar a descarbonizar setores de difícil redução, incluindo nossas próprias operações até 2030.

O Ceará tem grande potencial para protagonizar o processo de transição energética no país. E o anúncio da Fortescue é muito importante para ratificar esse projeto e fortalecer o proposta de construção de um Hub de Hidrogênio Verde no estado. Com o avanço da regulamentação do H2V no Brasil, a expectativa é que mais empresas concretizem o início das obras no Complexo do Pecém.

O Brasil fez um importante avanço na regulamentação de uma indústria que protagonizará a descarbonização e a transição energética nacionais, passos fundamentais para a neoindustrialização verde da economia brasileira. A cadeia de valor do H2V abrange todo o país e beneficiará diversos setores industriais, como fertilizantes, cimento, aço e aviação, por exemplo.

A planta da Fortescue deve ser desenvolvida no Setor 2 da ZPE Ceará, em duas etapas: Fases 1 e 2 – 1.200 MW e fase 3 – 900 MW. O projeto tem potencial para produzir 837 toneladas de hidrogênio verde por dia a partir do consumo de 2.100 MW de energia renovável. De acordo com o Estudo de Impacto Ambiental, o projeto deve gerar cerca de 5 mil empregos na fase de construção.



H2 Cumbuco Projeto FRV



A FRV, sediada na Espanha, desenvolverá um novo projeto de hidrogênio renovável e amônia no Complexo Industrial e Portuário do Pecém. A FRV é agora uma das seis organizações que assinaram acordos com o governo do estado do Ceará para desenvolver projetos de produção. A FRV estima investir cerca de US\$ 5 bilhões no projeto “H2 Cumbuco” e trabalhará em parceria com a Utilitas Pecém (uma iniciativa da Cagece, Companhia de Água e Esgoto do Ceará) e a PB Construções. Chamado de H2 Cumbuco, o projeto consiste na produção de amônia verde para exportação com foco nos mercados europeu e asiático. A empresa deve investir cerca de R\$ 27 bilhões, além da geração de cerca de 1.500 empregos na construção e mais de 200 na operação – números correspondem às fases 1 e 2 do empreendimento. A capacidade estimada de produção é de 2GW em sua totalidade.

A primeira fase do projeto contempla uma capacidade de 500 MW de eletrolisadores, produzindo 400 mil toneladas de amônia por ano com um investimento de R\$ 7 bilhões. Na segunda fase será acrescentada uma capacidade de 1,5 GW de eletrolisadores, aumentando a produção em 1.200.000 toneladas de amônia para atingir um total de 1.600.000 toneladas por ano..

Esta fase exigirá um investimento adicional de R\$ 20 bilhões. A amônia produzida atenderá aos requisitos do RFNBO a um custo muito competitivo, e as águas residuais urbanas tratadas serão usadas para eletrólise. A construção começará em 2027, com as operações começando em 2029-30.

O Ceará tem um recurso renovável muito importante, porque o maior recurso solar e eólico do Brasil está no Nordeste. A localização do Porto do Pecém, principalmente em relação à Europa e aos Estados Unidos, também é estrategicamente muito importante. Essa água reutilizada vai gerar uma economia circular e não vai competir com o abastecimento humano.

É um passo muito importante para a Utilitas, a Cagece e a economia do Ceará. A usina H2 Cumbuco contará com 500 MW de capacidade de eletrólise, integrada a uma planta de amônia com previsão de entrada em operação em 2030, visando os mercados do Brasil, Europa e Ásia.

O projeto, em desenvolvimento desde 2023, encontra-se em fase avançada de engenharia e licenciamento ambiental, com direitos de uso da terra e da água já assegurados.

A FRV possui experiência em soluções de energia limpa, respaldada por 3 GW de ativos operacionais de energia renovável e armazenamento. Há vários anos, a FRV também se dedica ativamente ao desenvolvimento de projetos de hidrogênio renovável. A empresa garantiu financiamento público para duas iniciativas relacionadas ao hidrogênio renovável na Espanha.

A FRV (Fotowatio Renewable Ventures) é uma empresa líder no desenvolvimento de soluções de energia sustentável, com um profundo compromisso em acelerar a transição energética.

Com forte presença em importantes mercados internacionais — incluindo Europa , Austrália , Oriente Médio e América Latina — a FRV continua a impulsionar a inovação e a sustentabilidade no setor de energias renováveis. Em consonância com esse compromisso, a FRV também tem se dedicado ao desenvolvimento de projetos de hidrogênio renovável.

Na Espanha , a empresa garantiu financiamento público para duas iniciativas ao hidrogênio verde. Em linha com essa estratégia e aproveitando a longa presença e o compromisso da FRV no Brasil , a empresa desenvolve o projeto H2 Cumbuco desde 2023.

O projeto encontra-se em estágio avançado de desenvolvimento em áreas como engenharia e licenciamento ambiental, e já garantiu recursos essenciais, incluindo direitos de uso da terra e da água.



Projeto Iracema Casa dos Ventos Ceará



Projeto Iracema, um projeto de produção de amônia de vários milhões de toneladas por ano liderado pela Casa dos Ventos, Comerc e TransHydrogen Alliance.

O Brasil se beneficia de uma alta penetração de eletricidade renovável em sua rede nacional. Energia hidrelétrica, eólica e solar representam quase 90% da eletricidade produzida, com a participação aumentando.

Isso torna o Brasil um local ideal para a produção de hidrogênio conectado à rede, baseado em eletrólise, que pode alimentar diretamente a produção de amônia por meio do processo Haber Bosch.

Casa dos Ventos, Comerc e a TransHydrogen Alliance estão desenvolvendo 2,2 milhões de toneladas de capacidade de produção de amônia conectada à rede em Pecém, no estado do norte do Ceará.

A primeira fase do Projeto Iracema está programada para entrar em operação em 2027, com o objetivo de produzir amônia em conformidade com os requisitos de certificação para a exportação de hidrogênio renovável para a Europa.

O Ministério de Minas e Energia (MME) deu aval para o Projeto Iracema Amônia Verde, empreendimento em Caucaia que pertence à empresa de energia renovável Casa dos Ventos. Com a autorização, o projeto poderá acessar a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional.

O acordo prevê a exportação de amônia verde produzida no Complexo do Pecém, no Ceará e integração da cadeia de abastecimento ao Porto de Roterdã.

Planta tem potencial de produzir 2,4 milhões de toneladas de amônia por ano.

O Brasil ocupa um lugar de destaque no mercado de hidrogênio verde e amônia. É um dos poucos países do mundo cujas características da matriz renovável permitem a produção de um energético competitivo e em larga escala, bem como seus derivados.

Levantamentos indicam que o mercado de hidrogênio verde pode movimentar entre US\$ 15 bilhões e US\$ 20 bilhões anuais até 2040.

Na portaria o acesso à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional será feito a partir da divisão da Linha de Transmissão Pecém II, em Pacatuba, e na construção de extensões de Linha de Transmissão conectando ao barramento de 500 kV da Subestação Pecém III, entre outras medidas.

A intenção é atrair US\$ 900 milhões na primeira etapa do projeto de construção de uma planta industrial com capacidade de produzir cerca de 378 mil toneladas de hidrogênio verde por ano.

A expectativa é que a produção máxima seja atendida até 2032.

De acordo com a portaria, assinada pela Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento, os estudos técnicos comprovaram que o projeto da empresa “atende aos critérios de mínimo custo global de interligação e reforço nas redes e está compatível com o planejamento da expansão do setor elétrico para um horizonte mínimo de cinco anos.

A Casa dos Ventos também firmou um memorando de entendimento (MoU) com a Utilitas, empresa que atua no tratamento de água e efluentes.

O objetivo do acordo é o fornecimento de água de reuso para o projeto de produção de hidrogênio por meio de eletrólise da água, com vazão prevista na contratação de até 1.500 m³/hora de água bruta de reuso.



AES Amônia Ceará



A planta da AES Brasil, uma unidade de produção de amônia de 800.000 toneladas por ano alimentada por 2,5 GW de energia renovável. A AES apresentou recentemente uma avaliação de impacto ambiental em uma audiência pública em Pecém.

Conforme detalhado no EIA/RIMA, a planta da AES Brasil será desenvolvida no Complexo do Pecém, mais especificamente no Setor 2 da Zona de Processamento de Exportação (ZPE) do Ceará, em uma área de 80 hectares.

O projeto tem potencial para produzir 800 mil toneladas de amônia verde por ano, a partir do consumo de 2,5 GW de energia renovável. De acordo com o Estudo de Impacto Ambiental, o projeto também tem potencial para gerar cerca de 2.000 empregos na fase de construção.

De acordo com o estudo e o respectivo relatório de impacto ambiental (Eia/Rima) o projeto se refere à implantação de uma planta para a produção de Hidrogênio Verde acoplada a uma unidade de produção de Amônia Verde, operando com 100% de energia renovável, com capacidade para atender as demandas das indústrias da região e do Estado do Ceará.

Para a instalação do empreendimento, foi prevista uma área de 80 hectares na Zona de Processamento de Exportação (ZPE), que integra o Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP). A Planta de Produção de Amônia está localizada no Setor II da ZPE, no município de Caucaia (CE), distante aproximadamente 21,36 km do centro da sede municipal e a 8,32 km do distrito de Pecém, em São Gonçalo do Amarante.

Para além da contribuição ambiental, de partirmos para uma matriz energética verde e sustentável, o projeto visa trazer mais oportunidades de emprego e renda para a população cearense. Esse é mais um importante passo do projeto de instalação de um Hub de Hidrogênio Verde no Setor 2 da ZPE Ceará. A AES é uma empresa que já tem investimento em H2V nos Estados Unidos.



Cactus Energy Green Eletrolisadores Ceará



Planta de produção de um milhão de toneladas por ano com mais de 1 GW de eletrolisadores, sendo desenvolvida pela Cactus Energy Green. O Complexo do Pecém (CIPP S/A) e a Cactus Energia Verde, empresa brasileira desenvolvedora de energias renováveis, assinaram um pré-contrato para produção de hidrogênio e amônia verde no Complexo Industrial e Portuário do Pecém, localizado na Região Metropolitana de Fortaleza. Trata-se do quarto pré-contrato firmado para o Hub de H2V do Ceará.

O projeto prevê a instalação de uma unidade fabril que abrigará 1,12 GW de eletrólise de H₂V após sua conclusão, com capacidade de produzir 190 quilotons de hidrogênio renovável e mais de um milhão de toneladas de amônia renovável por ano.

O projeto, a ser instalado no Setor 2 da Zona de Processamento de Exportação (ZPE) do Ceará, integra a Fase I da Cactus e está programado para iniciar suas operações em 2027.

Somente durante a sua fase de construção, o projeto da Cactus deve gerar aproximadamente 5 mil empregos de alta qualificação, sendo mantidos mais de 600 cargos operacionais depois de concluído, segundo projeções da empresa. O investimento é na ordem de US\$ 2 bilhões.

A produção da planta será de 200 mil toneladas anuais de hidrogênio associados a 415 mil toneladas anuais de amônia. A planta será instalada na Zona de Processamento de Exportação – ZPE, no Complexo Industrial e Portuário do Pecém – CIPP, no Ceará.

O Projeto CACTUS – Energia Verde nasceu com a missão de contribuir para a economia do Carbono Neutro no Planeta através da produção de energia limpa e renovável, notadamente Hidrogênio, Oxigênio, Amônia e Metanol.

A produção dessa energia terá como combustível, exclusivamente, bases de energia eólica e solar, sendo configurado hoje como o primeiro Hub de Energias Renováveis do Brasil (Solar, Eólica, Hidrogênio e Oxigênio, Verdes).



Projeto de hidrogênio e amônia renováveis Voltalia Ceará



O vínculo foi firmado entre o Complexo do Pecém e a empresa de origem francesa Voltalia do Brasil. A projeção de investimento é de 3 bilhões de dólares, com expectativa para geração de 5 mil empregos na fase de implantação do empreendimento, que será estabelecido no Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP).

Com o pré-contrato, a Voltalia garante uma reserva de área no Setor 2 da ZPE e pode dar sequência aos próximos passos para a obtenção das respectivas licenças necessárias para a efetiva implementação do projeto.

O grupo francês de energia Voltalia assinou um memorando de entendimento (MoU) com o governo do Ceará e o Complexo Industrial e Portuário de Pecém (CIPP) para desenvolver o projeto da empresa que pretende produzir hidrogênio verde e derivados no estado, com foco na exportação para a Europa.

No acordo, as partes se comprometem a cooperar na estruturação de projeto de hidrogênio verde, amônia verde e e-metanol, com colaboração de universidades locais e centros tecnológicos. As iniciativas previstas incluem capacitação de profissionais locais, a estruturação de uma cadeia de suprimentos adequada e condições otimizadas para uma unidade de produção dentro da Zona de Processamento de Exportação (ZPE) do Ceará.

O MoU com a Voltalia foi assinado em Roterdã, nos Países Baixos. O porto está se posicionando como a porta para entrada do hidrogênio no mercado europeu e logística e distribuição do gás para outros países que buscam reduzir suas emissões de gases do efeito estufa. Estabelecida no Brasil desde 2006, a Voltalia do Brasil é uma subsidiária do grupo francês Voltalia, que possui presença em 20 países e se dedica ao desenvolvimento de projetos e à produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Atualmente, a Voltalia do Brasil opera mais de 1500 MW de parques eólicos e solares na região Nordeste.

A vasta disponibilidade de energia solar e eólica em regiões como o Nordeste torna o país um candidato natural para desenvolver uma cadeia de suprimento de hidrogênio verde, que pode ser convertida em amônia para facilitar o transporte e o uso industrial.



Amônia Renovável e Projeto Fuella



A desenvolvedora norueguesa Fuella AS assinou um pré-contrato para o desenvolvimento de uma planta industrial de hidrogênio renovável (H2V) de 400.000 toneladas por ano na Zona de Processamento de Exportação (ZPE) do Porto do Pecém.

A Fuella AS é uma empresa norueguesa fundada em 2020, que desenvolve e opera de usinas de hidrogênio e amônia verde. Ela foi uma das sete empresas vencedoras do primeiro leilão do Banco Europeu de Hidrogênio da história e já está construindo uma planta de H2V na Noruega.

Com um papel importante no rumo da transição energética no Brasil, o Governo do Ceará assinou, mais um pré-contrato para instalação de uma planta industrial de hidrogênio verde (H2V) na Zona de Processamento de Exportação (ZPE) do Porto do Pecém. A ação, junto da norueguesa Fuella AS – desenvolvedora e operadora de usinas de hidrogênio verde e amônia- prevê um investimento de R\$ 9 bilhões e a geração de mais de mil empregos.

Deve gerar mil empregos para a construção dessa usina e 100 empregos de alta qualidade quando ela estiver em operação. O acordo estima um investimento total de R\$ 9 bilhões para uma planta industrial com capacidade de produção de 400.000 toneladas/ano, destinada totalmente ao mercado externo. A empresa europeia tem como um dos investidores a Allianz Capital Partners, do grupo Allianz, uma das principais seguradoras, gestoras de ativos e investidores do mundo, com sede na Alemanha.

A Fuella AS foi uma das sete empresas vencedoras do primeiro leilão do Banco Europeu de Hidrogênio da história e já está construindo uma planta de H2V na Europa. No processo, a Comissão Europeia concedeu apoio financeiro de 720 milhões de euros às vencedoras. Essa é uma empresa que está participando fortemente do mercado de Hidrogênio Verde no mundo, e vem aqui para fortalecer o nosso Hub e garantir que possamos oferecer um conjunto de soluções da cadeia de H2V. Não só para o mercado externo, mas também fortalecer o nosso mercado interno. A Fuella já está construindo uma planta em Bergen, Noruega, apoiada por uma concessão de subsídio como parte do leilão de € 720 milhões do Banco Europeu de Hidrogênio .



Hub de Hidrogênio Verde Ceará



Idealizado em fevereiro de 2021 pelo Governo do Estado Ceará, em parceria com o Complexo do Pecém, Federação das Indústrias do Ceará (Fiec) e Universidade Federal do Ceará (UFC), o Hub de Hidrogênio Verde tem atraído diversas empresas interessadas em instalar no Complexo do Pecém, mais especificamente na área da ZPE Ceará, plantas para a produção e distribuição deste que é considerado o combustível do futuro.

O hidrogênio possui três vezes mais energia do que a gasolina, além de ser considerado uma fonte de energia limpa, uma vez que na sua queima apenas libera água (H_2O), na forma de vapor, e não produz dióxido de carbono (CO_2). No planeta, o hidrogênio só existe em combinação com outros elementos.

A ideia é buscar reduzir a emissão de poluentes com novos investimentos e ampliar as oportunidades de negócios e geração de empregos no Ceará.

O hidrogênio verde (H2V) é produzido através de fontes renováveis e é atualmente considerado o pilar da transformação energética mundial por poder ser obtido através da eletrólise da água, uma fonte livre de carbono. Vale destacar o grande potencial produtor de energias renováveis do Ceará, a localização geográfica estratégica, assim como a capacidade logística e consumidora de Hidrogênio Verde do Complexo do Pecém. A infraestrutura e as parcerias internacionais, especialmente aquela com o Porto de Roterdã facilitarão também a exportação, contribuindo, assim, para que o Ceará desponte como o primeiro HUB de Hidrogênio Verde do Brasil e da América Latina.

A exportação de H2V através do Porto do Pecém, será a mais curta entre a América do Sul e a Europa e, conseqüentemente, a de menor custo.

De acordo com as projeções internacionais, em 2050, o Hidrogênio representará 18% de toda a energia consumida mundialmente, reduzindo anualmente 6 Gt de emissões de CO2 e eliminando os principais poluentes do ar como o dióxido de enxofre (SO2), óxidos de nitrogênio e materiais particulados, reduzindo também o nível de ruído nas cidades.

O setor de transporte irá consumir 20 milhões a menos de barris de petróleo por dia, aumentando significativamente a segurança energética dos países, e o crescimento econômico será baseado em um Desenvolvimento Sustentável, gerando uma receita de mais de \$2,5 trilhões por ano e empregando mais de 30 milhões de pessoas



TechHub Hidrogênio Verde Pernambuco



Em Pernambuco, a iniciativa TechHub Hidrogênio Verde se concentra no porto de Suape, é liderada pela CTG Brasil e pelo Senai, em parceria com o governo estadual, e visa a implementação de projetos focados em produção, transporte, armazenamento e gestão de H2V.

Estimativas iniciais indicam que, até 2027, Suape deve receber R\$ 38,6 bilhões em empreendimentos, que se somarão a 224 empresas atualmente instaladas no complexo.

O centro de testagem de projetos inovadores com foco no combustível do futuro do Complexo de Suape, o TechHub, foi um dos projetos selecionados pela chamada bilateral Brasil-Alemanha para desenvolver tecnologias destinadas à produção de hidrogênio verde (H2V).

A ideia é transformar o Complexo de Suape em um laboratório vivo de pesquisa, desenvolvimento e inovação com foco no combustível sustentável, nos tornando uma matriz energética limpa, com imensa capacidade de produção, tanto para consumo próprio, quanto para distribuição para o Nordeste, outras partes do país e até exterior.

Uma grande oportunidade para o Brasil, dado que temos a matriz energética mais limpa do mundo e uma capacidade impressionante de produção de hidrogênio verde para consumo próprio e para distribuição mundial.

O Reino Unido é outro parceiro importante para o desenvolvimento de pesquisas e produção de hidrogênio verde.

A conexão é fundamental para mapear as oportunidades em toda cadeia de valor do H2V e estabelecer parcerias com centros de pesquisa de energias renováveis do mundo.



European Energy e E-metanol Pernambuco



Localizada no Complexo Industrial e Portuário de Suape, esta será uma planta de produção de e-metanol à base de hidrogênio renovável de 100.000 toneladas por ano, com um investimento de cerca de US\$ 344 milhões. As operações estão projetadas para o segundo trimestre de 2028. O governo estadual de Pernambuco assinou o acordo com a European Energy.

A Petrobras assinou um Acordo de Princípios com a empresa dinamarquesa European Energy para estudar a possibilidade de estruturar uma "parceria de negócios visando à implantação de uma planta de e-metanol em escala comercial no Brasil, a ser instalada em Pernambuco".

Isso significa que a estatal estuda a possibilidade de entrar como sócia no empreendimento que vai receber um investimento de R\$ 2 bilhões.

O e-metanol é produzido a partir da síntese do hidrogênio verde e do CO2 verde, usando energia limpa. O e-metanol é apontado como um dos combustíveis do futuro por vários motivos. Primeiro, é um combustível verde (com baixa ou zero emissão de carbono).

Também vai ser uma solução para descarbonizar o transporte feito por embarcações, substituindo, no futuro, o óleo bunker, que é fóssil, fabricado a partir do petróleo, e contribui para o aquecimento global.

E, por último, o novo combustível também pode ser usado em processos de descarbonização. A futura unidade também vai comprar o CO2 biogênico que será produzida pelo setor sucroalcooleiro. O Grupo EQM será o primeiro fornecedor do CO2 verde para a European Energy. Para o e-metanol ser reconhecido como verde, a sua fabricação precisa ser feita a partir do hidrogênio verde, do CO2 biogênico, utilizando também energia limpa.

A expectativa é de que o hidrogênio verde seja fabricado pela própria European Energy em Suape e o CO2 verde venha das usinas localizadas nos Estados de Pernambuco, Paraíba e Alagoas.

Quando a fábrica iniciar a sua produção, a estimativa é de que 100 mil toneladas de e-metanol sejam movimentadas por ano no Porto de Suape. O empreendimento vai se instalar numa área de 10 hectares próximo ao Estaleiro Atlântico Sul e gerar 250 empregos diretos.



Amônia Renovável e Green Energy Park Piauí



Desenvolvimento de uma unidade de produção e exportação de amônia renovável localizada no Estado do Piauí com capacidade anual de 2,1 milhões de toneladas por ano na primeira fase.

O projeto exigirá um investimento de US\$ 4,5 bilhões. O hidrogênio produzido será usado internamente na produção de aço verde e para exportações para a Europa e outros mercados. Até agora, direitos de longo prazo para instalações de terminais portuários foram garantidos.

O FID é esperado para 2026, com construção em fases programada para começar em 2028 até 2035.

O desenvolvedor do projeto Green Energy Park anunciou que sua primeira unidade de produção e exportação de amônia estará localizada no Brasil. Junto com o Estado do Piauí, o projeto contará com 5 GW de geração de energia renovável, com uma capacidade de produção inicial de um milhão de toneladas de amônia por ano . A amônia produzida nesta unidade upstream será exportada para um centro de distribuição midstream na ilha de Krk, na Croácia.

O Green Energy Park Krk será baseado em um local industrial com armazenamento de amônia existente, berços de águas profundas.

A distribuição para regiões industriais importantes como o norte da Itália e o sul da Alemanha já está estabelecida, incluindo opções de rodovias, ferrovias e barcas.

O Green Energy Park está almejando que a instalação midstream de Krk tenha uma capacidade de produção de 10 milhões de toneladas de amônia por ano, com operações a serem iniciadas em 2027.

O Green Energy Park está planejando um mínimo de oito instalações de produção upstream em escala de GW, incluindo o novo projeto Piauí (locais indicativos incluem a Costa do Golfo dos EUA, nordeste dos EUA, Namíbia/África do Sul, Oriente Médio e Índia).

O Green Energy Park, em desenvolvimento no litoral piauiense, é um dos 3 projetos brasileiros selecionados para impulsionamento por uma iniciativa global de descarbonização da indústria.

O Acelerador de Transição Industrial (ITA, na sigla em inglês) acaba de anunciar o apoio, voltado à conexão com financiadores e colaboração em políticas públicas para que os projetos avancem. No Piauí, o Green Energy Park está desenvolvendo uma unidade de produção e exportação de amônia verde.

A primeira fase tem como meta uma capacidade de exportação de 2,1 milhões de toneladas por ano e envolveria um investimento de aproximadamente US\$ 4,5 bilhões.

Após a conclusão da primeira etapa, o projeto poderia evitar até 3,2 milhões de toneladas de emissões de CO2 equivalente por ano, em comparação com a produção convencional de amônia, segundo o ITA.

O escopo do Green Energy Park inclui o uso doméstico de hidrogênio verde para aplicações industriais, como o aço verde, e o estabelecimento de um corredor de transporte verde para a Europa e outras partes do mundo.

Além do projeto no território piauiense, o ITA escolheu outros 2 na região nordeste: European Energy (em Pernambuco) e Fortescue H2V (no Ceará). Juntos, os três projetos podem evitar a emissão de cerca de 5,4 milhões de toneladas de CO2 anualmente, destacou o ITA.

O Acelerador de Transição Industrial (ITA) é fruto da Conferência do Clima da ONU (COP28) em Dubai, e nasceu para impulsionar a descarbonização da indústria e atrair investimentos para tecnologias e inovações verdes.



Fertilizante de baixo carbono (Atlas Argo)



Esta instalação integrada de nitrato de amônio renovável em Uberaba tem um investimento total projetado de US\$ 1,16 bilhão. O projeto produzirá fertilizantes renováveis de hidrogênio, amônia e nitrogênio alimentados por energia eólica e solar da rede nacional do Brasil. A Atlas está mirando o FID no início de 2029.

A Atlas Agro, empresa de fertilizantes verdes, anunciou que concedeu um contrato de engenharia competitiva dupla a dois consórcios de engenharia e construção.

Para executar o desenvolvimento de engenharia de projeto competitivo paralelo para a primeira planta brasileira de fertilizantes nitrogenados verdes em Uberaba, MG.

Após esta primeira fase de desenvolvimento, a Atlas Agro planeja transferir o projeto para FEED (Front-End Engineering Design).

A empresa espera começar a construção em 2026 e entrar em operação comercial em 2028.

A planta da Atlas Agro consumirá 2,5 TWh de energia renovável anualmente. Em uma operação industrial integrada, ela produzirá hidrogênio verde, amônia verde e nitrato de amônio verde. Os produtos finais atenderão agricultores brasileiros locais.

A planta aproveitará o conhecimento e a experiência da Atlas Agro adquiridos no primeiro projeto de fertilizante de nitrogênio verde da empresa no noroeste do Pacífico, nos Estados Unidos.

Hoje, o Brasil importa mais de 90% de seu fertilizante de nitrogênio, todos produzidos usando combustíveis fósseis como gás natural e carvão.

Ao alavancar as vantagens naturais do país em energia verde, o Brasil pode substituir suas importações de fertilizantes de nitrogênio fóssil por produção local e verde.



Atvos e Tsubame BHB Goiás



Localizada em Mineiros (GO), a fábrica terá capacidade de 20 mil toneladas por ano. A Atvos assinou uma carta de intenções junto à Tsubame BHB, startup japonesa, para o desenvolvimento de uma fábrica de amônia aquosa verde em Mineiros (GO), onde está localizada a Unidade Morro Vermelho (UMV), responsável pela produção de etanol.

O produto será aplicado como fertilizante nas atividades agrícolas da companhia, reduzindo consideravelmente sua pegada de carbono.

A Atvos fará um investimento acima de R\$ 70 milhões de reais na nova planta, com capacidade instalada de 20 mil toneladas do produto, que será utilizado para substituir os fertilizantes nitrogenados de base fóssil aplicados nas áreas agrícolas tanto na UMV quanto da Unidade Alto Taquari (UAT), localizada no município homônimo, em Mato Grosso.

A partir dessa solução, a estimativa é de que a empresa evite a emissão de cerca de 11 mil toneladas de CO2 por ano, reduzindo consideravelmente sua pegada de carbono.

Como uma das maiores produtoras de biocombustíveis do Brasil, a Atvos tem o compromisso não somente de contribuir com a descarbonização das principais economias do mundo, mas também reduzir as emissões de suas próprias operações.

Dessa forma, a parceria com a Tsubame BHB representa um importante passo para alcançarmos esses objetivos, pois ao mesmo tempo em que diminuímos o uso de fertilizantes nitrogenados de base fóssil em nossas atividades no campo, impulsionamos ainda mais o desenvolvimento socioeconômico dos municípios onde estamos presentes, promovendo geração de emprego e renda para as comunidades locais.

A expectativa é de que, com a conclusão do detalhamento de engenharia e licenciamento ambiental, os trabalhos para construção da fábrica comecem no próximo ano, com previsão de início da operação para 2027.

A base tecnológica do projeto, desenvolvida pela Tsubame BHB, garante um processo mais seguro e sustentável para a síntese da amônia aquosa verde, ao utilizar hidrogênio verde e nitrogênio capturado do ar, diluído em água, sem utilizar fontes fósseis em seu processo de fabricação.

Além de ser aplicada na agricultura sustentável, o produto também pode ser utilizado nas indústrias química e farmacêutica, além do tratamento de águas.

O Brasil tem grande potencial para se tornar um dos principais produtores de hidrogênio verde, aproveitando seus abundantes recursos de energia renovável, além de amplamente consumir fertilizantes à base de nitrogênio.

Portanto, acreditamos que é um dos países com grande potencial para produzir amônia verde como fertilizante, utilizando a planta de síntese de amônia distribuída.

Uma grande produtora de biocombustíveis como a Atvos, contribuindo com a descarbonização da agricultura brasileira.

Esta parceria busca desenvolver um projeto de amônia aquosa verde, utilizando hidrogênio verde e nitrogênio capturado do ar, com a base tecnológica desenvolvida pela Tsubame BHB.

O projeto visa a descarbonização da agricultura.



Green World Energy Hydrogen Mato Grosso do Sul



Com potencial para descarbonizar setores difíceis de eletrificar, como a indústria pesada, transporte de longa distância e siderurgia, o hidrogênio verde (H2V) tem emergido como uma peça-chave na transição energética global. Esse crescimento projeta um impacto significativo no mercado de trabalho, criando oportunidades de emprego e de grandes investimentos.

Um relatório da consultoria McKinsey aponta que até 2030, o país deve gerar cerca de 150.000 empregos diretos e indiretos no setor de hidrogênio verde. Até 2050, esse número pode chegar a 500.000 empregos, considerando o crescimento contínuo do setor.

De olho nesse mercado promissor, a Rede Brasileira de Certificação Pesquisa e Inovação (RBCIP), a Universidade Federal do Mato Grosso do Sul (UFMS) e a empresa de energia e sustentabilidade Green World Energy Hydrogen (GWE) firmaram um acordo de cooperação para instalar uma usina de hidrogênio verde, na Cidade Universitária da instituição de ensino, em Campo Grande.

O empreendimento vai atrair investimentos que podem passar de R\$ 2 bilhões até 2030, com a produção de fertilizantes verdes. A iniciativa pioneira e inovadora no Estado de Mato Grosso do Sul e no Centro-Oeste do Brasil é voltada à produção de energia limpa e renovável, a partir da separação da molécula da água (H_2O), utilizando energia elétrica de fonte solar e água.

A usina posiciona a UFMS e o Mato Grosso do Sul na vanguarda da transição energética e da pesquisa em hidrogênio verde no Brasil, por meio do Laboratório Multiusuário de Estudos sobre o hidrogênio verde da UFMS – H2V+. Com capacidade de produção de uma tonelada de hidrogênio por mês, a usina é um piloto industrial e já está operando para demonstração e produção, integrando ensino, pesquisa, empreendedorismo e inovação na UFMS.

Há uma tentativa de aproveitar a produção de hidrogênio para gerar maior valor agregado em produtos que o Brasil produz. Essa parceria da RBCIP com a UFMS e GWE defende que ao invés de exportar aço, o país pode vender para fora aço verde, amônia verde, hidrogênio verde, em substituição do cinza e agregar valor. Essa atividade resulta no nascimento da própria cadeia de produção de equipamentos na indústria, fortalecendo o setor no país.

No mercado interno, existem oportunidades de descarbonização para diversos setores industriais importantes como cimento, aço, alimentício, fertilizantes, petroquímico.

O CEO da Green World Energy Hydrogen (GWE), José Eduardo Cury Salemi, destaca que na usina, também serão feitos estudos de rotas importantes para o hidrogênio: o gás sintético, o diesel verde, chamado de HVO, o metanol verde, a amônia verde e os fertilizantes verdes.

Além disso, serão realizados estudos EVTEA – de viabilidade técnica, econômica e ambiental.

O projeto no Estado do Mato Grosso do Sul, onde o agro é muito forte, conta com investimento da empresa, que também investe no Estado de São Paulo, onde tem projetos em fase avançada, e se destaca pela expertise na engenharia de instalação de plantas de hidrogênio.

Ele acrescenta que a próxima etapa dos trabalhos da GWE, no mercado de sustentabilidade, é a conclusão da planta para produção de fertilizantes verdes, que deve ser anunciada até o início de 2026.

O sistema de produção da usina é composto por painéis solares (geração de energia elétrica renovável), eletrolisador (equipamento que realiza a eletrólise da água, separando hidrogênio e oxigênio) e sistema de controle e monitoramento (que permitirá acompanhamento remoto e análise de dados para fins científicos e tecnológicos).

O eletrolisador, de última geração, passou por Teste de Aceitação de Fábrica (FAT), na China, em colaboração com os principais fabricantes chineses. Eles validaram o desempenho, a eficiência e a segurança do eletrolisador, garantindo sua prontidão para implantação no Brasil.

Oportunidades de negócios

1. Blends de hidrogênio com biometano ou gás natural: pesquisa e testes com misturas sustentáveis para uso em geradores, veículos ou caldeiras.
2. Postos de abastecimento experimental: desenvolvimento de infraestrutura para abastecer veículos com hidrogênio e/ou biometano.
3. Desenvolvimento de células a combustível (fuel cells): projetos de inovação voltados à conversão de hidrogênio em energia elétrica para mobilidade ou geração estacionária.
4. Hidrogênio como vetor para fertilizantes verdes e combustíveis sintéticos: pesquisa sobre produção de amônia verde, metanol e e-combustíveis para o agronegócio e exportação.
5. Aplicações educacionais e demonstrações tecnológicas: criação de um “laboratório vivo” para visitas técnicas, projetos pedagógicos, eventos e exposições interativas.
6. Inovação aberta com startups: lançamento de desafios tecnológicos, editais e incubação de soluções energéticas no ecossistema de inovação da UFMS.

O hidrogênio verde é um combustível produzido a partir da água, usando eletricidade de fontes renováveis, como solar e eólica, sem emissão de carbono. Ele é visto como peça-chave da transição energética, com uso potencial na indústria pesada, no transporte de longa distância e no armazenamento de energia limpa. Enquanto isso, a amônia verde é produzida a partir de hidrogênio verde e nitrogênio do ar, em um processo que utiliza energia renovável.

Uma alternativa limpa para a produção de fertilizantes e como vetor energético, com potencial uso no transporte marítimo e no armazenamento e exportação de energia.

Um estudo da Cooperação Brasil-Alemanha para o Desenvolvimento Sustentável (GIZ) e do Ministério de Minas e Energia (MME) estima que o hidrogênio verde deve incrementar o PIB (Produto Interno Bruto) brasileiro em R\$ 61,5 bilhões a partir de 2050. A RBCIP já desenvolve a produção de hidrogênio verde no Centro-Oeste. A expectativa é que essa operação movimente R\$ 2 bilhões até 2030.

A fonte de energia limpa e sustentável pode gerar um faturamento de R\$ 150 bilhões por ano no Brasil até 2050, sendo que R\$ 100 bilhões seriam provenientes das exportações da commodity, segundo a pesquisa Green Hydrogen Opportunity in Brazil (Oportunidade de hidrogênio verde no Brasil, em português).

Um estudo internacional da consultoria alemã Roland Berger aponta que o Brasil tem potencial para se tornar o maior produtor mundial em hidrogênio verde. O país tem 87% da sua matriz energética oriunda de fontes renováveis como hidrelétricas, painéis solares e eólicas. Apesar disso, o Brasil ainda possui grande capacidade de expansão dessas fontes.



Um estudo da Deloitte Brasil aponta que o comércio global de hidrogênio verde pode gerar mais de US\$ 280 bilhões em receitas anuais de exportação até 2050. Em relação aos investimentos, mais de US\$ 9 trilhões deverão ser injetados na cadeia global de abastecimento de hidrogênio limpo para ajudar no alcance do net zero até 2050. Desse total, cerca de US\$ 3 trilhões serão investidos em economias em desenvolvimento.



Hidrogênio Verde Yamma Porto do Açu RJ



Um grande projeto está sendo desenvolvido no Porto do Açu, localizado em São João da Barra, no estado do Rio de Janeiro. O porto apresenta grande potencial de se tornar um hub de H2V, com parcerias ainda em fase de negociação com grandes players do mercado mundial, buscando licenciamento de 1,2 MM m2 para um hub de H2V. Desde 2024, juntamente com a Fortescue Future Industries, vigora um memorando de entendimento para estudar a viabilidade da construção de uma usina de H2V de 300 MW no local.

O Porto do Açu e a Yamna, empresa inglesa especializada na produção de hidrogênio verde e seus derivados, firmaram um acordo de reserva de área no hub de baixo carbono do Porto do Açu, localizado no Norte do Rio de Janeiro, para a implantação de uma fábrica de amônia verde.

O complexo portuário está ampliando seu hub de hidrogênio e derivados, que já conta com uma área licenciada de um milhão de metros quadrados.

Com a nova parceria, serão reservados mais dois milhões de metros quadrados para o desenvolvimento de novos projetos sustentáveis, consolidando ainda mais a posição estratégica do Porto do Açu na cadeia de baixo carbono.



A Yamna prevê que a nova fábrica de amônia tenha capacidade de produção de até um milhão de toneladas por ano (1MTPA). A decisão final de investimento está prevista para 2027, com o início da produção das primeiras moléculas verdes em 2030.

O primeiro projeto da Yamna no Brasil está alinhado com sua estratégia de desenvolver empreendimentos de grande escala de amônia verde nos lugares mais atrativos globalmente.

O Brasil, com sua imensa capacidade de produção de energia renovável, disponibilidade de matérias-primas essenciais, crescente demanda doméstica por combustíveis e fertilizantes de baixo carbono, e localização estratégica para exportação, oferece uma grande oportunidade para ampliar a produção de amônia verde e atender à crescente demanda global.

O Porto do Açu, como líder industrial e hub de energia, proporciona a infraestrutura e logística ideais, fortalecendo ainda mais a posição da Yamna como líder global no mercado de amônia verde.

O processo de assinatura do acordo de reserva de área foi muito colaborativo e eficiente, e estamos confiantes de que essa forte cooperação continuará nas próximas fases do projeto, pavimentando o caminho para uma decisão final de investimento bem-sucedida.

Porto de Antuérpia -Bruges Internacional pela contribuição inestimável para alcançar este marco importante. Na Yamna, esperamos desempenhar um papel fundamental no sucesso deste projeto, aproveitando nossa experiência em hidrogênio e amônia verde.

O porto brasileiro oferece uma das melhores infraestruturas do país para apoiar de forma sustentável a descarbonização da indústria com calado profundo, terrenos disponíveis com acesso direto ao cais e um cluster de serviços que reúne múltiplos fornecedores de suporte portuário e marítimo.

O Porto do Açú como um projeto fundamental para o estabelecimento de um corredor verde, produzindo e exportando moléculas verdes do Brasil para a Bélgica. A presença da Yamna no Porto do Açú reforça a força desta iniciativa, exemplificando o tipo de colaboração pioneira necessária para impulsionar a transição energética global.

Localizado na região norte do Rio de Janeiro, o Porto do Açú é o maior complexo porto-indústria privado de águas profundas da América Latina.

A Yamna é uma empresa especializada em hidrogênio verde e derivados, liderada por especialistas da indústria energética. O objetivo da empresa é produzir moléculas verdes em escala para substituir soluções baseadas em combustíveis fósseis existentes ou futuras e contribuir para a redução das emissões globais de gases de efeito estufa. A Yamna está focada em projetos de hidrogênio verde e derivados em grande escala nas localizações globais mais competitivas, posicionando-se como pioneira. A empresa é financiada pela HYCAP, uma gestora de ativos do Reino Unido voltada para o net zero, dedicada a investir em soluções sustentáveis e de energia limpa.

No estudo temos que o aumento da eletrificação e da energia de fontes renováveis é uma forma de reduzir as emissões em muitos setores de produção do amônia e o aquecimento elétrico é uma tecnologia que pode contribuir para a redução de emissões na indústria do amônia. O Brasil tem liderado com sucesso a dissociação das emissões de carbono do crescimento econômico.



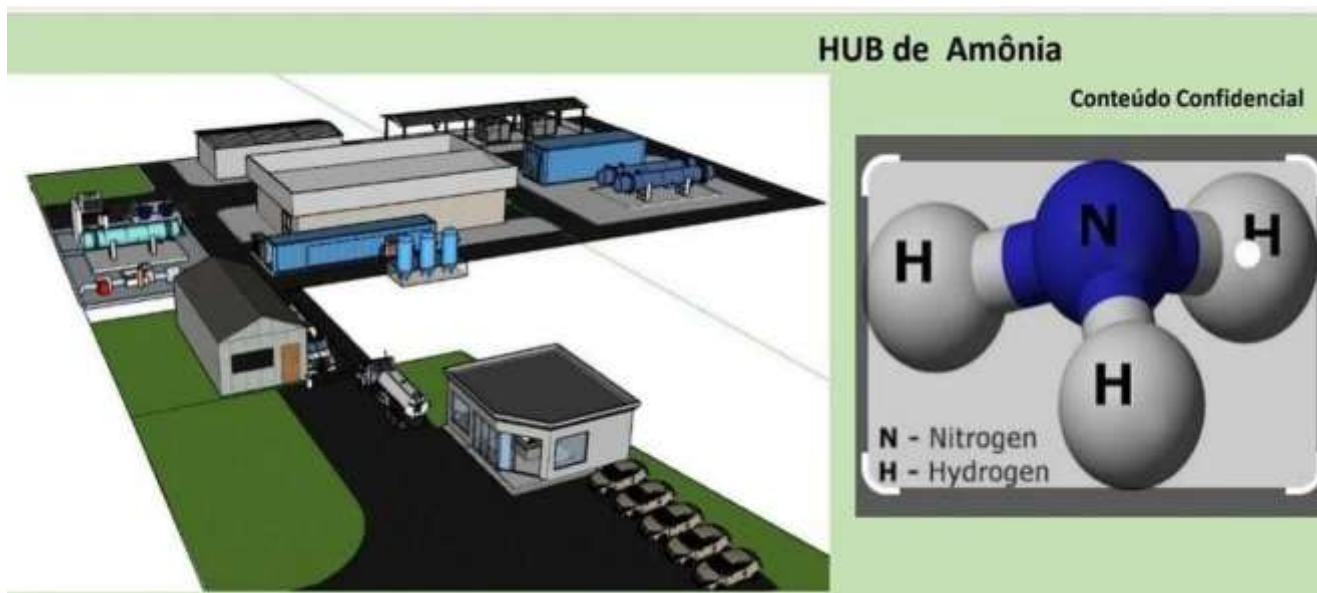
Projeto Unigel Polo Industrial de Camaçari Bahia



Na Bahia, o Polo Industrial de Camaçari, o maior complexo industrial integrado do hemisfério sul, também busca atrair projetos de H2V. Como resultado, a Unigel anunciou investimentos na primeira usina de H2V do país em grande escala, localizada em Camaçari. A fábrica de hidrogênio terá investimentos em três fases. Na primeira etapa do projeto, já em construção, a empresa realizará o aporte de US\$ 120 milhões. Ao todo, o projeto conta com projeções que chegam a US\$ 1,5 bilhão. A planta tem previsão inicial de produção de 10.000 toneladas/ano de H2V para produzir 60.000 toneladas/ano de amônia verde. De acordo com a empresa, até 2027, a capacidade instalada será de 100 mil toneladas anuais de H2V.



Hub Amônia Verde Passo Fundo (RS)

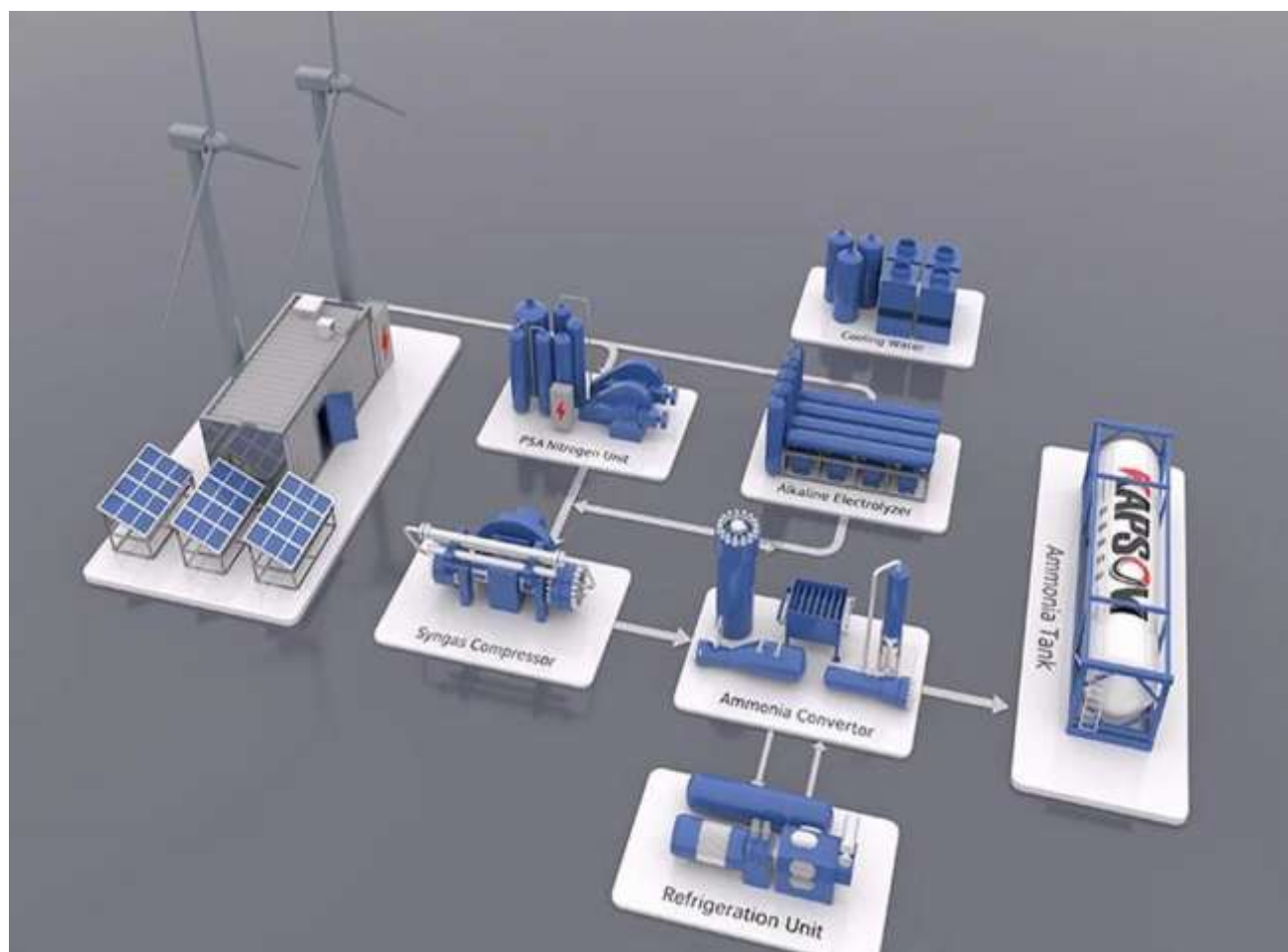


A cidade gaúcha sediará o primeiro hub de amônia verde do estado, com um projeto que envolve a prefeitura, a empresa BeGreen Bioenergia e a Universidade de Passo Fundo (UPF).

Com investimento estimado de aproximadamente R\$ 50 milhões, o projeto prevê a construção de uma planta industrial no Campus 1 da UPF, utilizando tecnologia de ponta para produzir amônia a partir do hidrogênio verde. De acordo com a universidade, as obras da primeira usina-escola de amônia verde do Brasil deverão iniciar no primeiro semestre de 2026.

O protocolo passará pelos trâmites legislativos e ambientais necessários para a viabilização completa do empreendimento.

A iniciativa faz parte do Programa de Fomento ao Desenvolvimento Econômico, instituído pela Lei 5.704/2023 e pelo Decreto nº 12/2023, que permite a concessão de incentivos fiscais e econômicos para projetos estratégicos.



O protocolo prevê investimentos da BeGreen em treinamento de profissionais e ações de responsabilidade social na região.

Além disso, a empresa deve processar 2 mil toneladas de amônia verde por ano, um faturamento estimado de R\$ 40 milhões anuais que vai refletir na arrecadação de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), Imposto Sobre Serviços (ISS) e outros tributos pelo município.

O projeto também foi contemplado pelo Programa de Desenvolvimento da Cadeia Produtiva de Hidrogênio Verde no Rio Grande do Sul (H2V-RS), através de um edital que integra a estratégia de descarbonização lançada pelo Governo do Estado.

A iniciativa inovadora possibilita a produção descentralizada e descarbonizada de amônia, hoje 100% importada de países como Rússia, Belarus e China.

O insumo só chega ao Rio Grande do Sul por transporte marítimo e terrestre — grandes emissores de dióxido de carbono — e na forma granulada. Quando líquido, há mais facilidade de transporte e uso, por exemplo.

Além disso, os insumos são essenciais para a produção de fertilizante nitrogenado na agricultura e vêm na esteira dos planos de descarbonização do RS e do Brasil em combate às mudanças do clima.

A usina terá como objetivo principal produzir amônia não mais a partir do hidrogênio proveniente do gás natural, mas sim do hidrogênio proveniente da água, reduzindo o gás carbônico (CO_2), responsável pelo efeito estufa.

O resultado esperado é a produção de alimentos com menos emissão de carbono, minimizando o impacto ambiental, evitando o aquecimento global e com possibilidade de reduzir custos de produção.



Projeto Goiás Biofertilizante Ecológico



Goiás atrai investimento japonês de R\$ 200 milhões para produção de fertilizante ecológico em Mineiros

Durante visita institucional à sede da empresa japonesa Tsubame BHB, na cidade de Yokohama, o secretário de Indústria, Comércio e Serviços, Joel Sant'Anna, acompanhou o governador Ronaldo Caiado na apresentação de um projeto inovador que será implantado no município de Mineiros (GO).

A proposta prevê investimento superior a R\$ 200 milhões para a instalação de uma unidade produtiva de amônia aquosa verde, fertilizante ecológico produzido a partir do bagaço da cana-de-açúcar.

A iniciativa é fruto de uma parceria entre a Tsubame BHB e a empresa Atvos, e tem potencial para gerar cerca de 90 empregos diretos na região. A tecnologia de ponta desenvolvida no Japão permite a produção de amônia em condições de baixa temperatura e pressão, com menor impacto ambiental e alta eficiência energética. A previsão é que a planta entre em operação a partir de 2028.



A instalação desse projeto em Goiás demonstra a confiança dos investidores japoneses no ambiente de negócios do nosso estado, além de diversificar a indústria goiana e gerar mais emprego e renda para a população. O secretário recebeu os diretores da Tsubame na sede da SIC, em Goiânia, onde foram iniciadas as tratativas. Agora, no Japão, a parceria estratégica se consolida, aliando inovação tecnológica, sustentabilidade e o fortalecimento da cadeia agroindustrial goiana.

**ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS INDÚSTRIAS DE BIOMASSA E ENERGIA RENOVÁVEL
BRASIL BIOMASSA CONSULTORIA ENGENHARIA TECNOLOGIA**

LIVRO DESCARBONIZAÇÃO INDÚSTRIA DE AMÔNIA

2026

**E
D
I
T
O
R
A

B
R
A
S
I
L

B
I
O
M
A
S
S
A**



**SUPRIMENTO TIPOS DE BIOMASSA SUSTENTÁVEL
BIOCHAR BIOCARBONO BIOGÁS BIOMETANO
BIOENERGIA E ARMAZENAMENTO CARBONO
CENÁRIO INDUSTRIAL NETZERO 2050**

ARTIGO INTERNACIONAL



Desafios da aplicação da amônia verde como combustível no transporte terrestre

Maciej Chorowski 1,†, Michał Lepszy 1,†, Krystian Machaj 1,2,3,†, Ziemowit Malecha 1,*,†, Dominika Porwisiak 1,†, Paweł Porwisiak 4,†, Zbigniew Rogala 1,*,† e Michał Stanclik 1,†

1 Departamento de Criogenia e Engenharia Aeroespacial, Universidade de Ciência e Tecnologia de Wrocław, Wybrzeże Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław, Polônia

2 Instituto de Engenharia de Energia, Mory 8, 01-330 Varsóvia, Polônia

3 Centro de Tecnologias de Hidrogênio (CTH2), Instituto de Engenharia de Energia, Augustówka 36, 02-981 Varsóvia, Polônia

4 Faculdade de Ciências da Terra e Gestão Ambiental, Universidade de Wrocław, Kosiby 8, 51-621 Wrocław, Polônia

Resumo

O principal objetivo deste artigo é apresentar uma análise abrangente e crítica dos desafios e riscos associados ao uso da amônia verde como combustível alternativo no transporte terrestre. A análise é motivada pela clara tendência de eliminação gradual dos veículos movidos a combustíveis fósseis e sua substituição por alternativas livres de emissões.

Os tópicos abordados incluem aspectos de segurança, como a segurança do fornecimento de energia aos veículos, a produção de amônia verde, o uso da amônia em diferentes soluções de combustível (motores de combustão interna e motores de células a combustível) e a discussão sobre veículos movidos a amônia no contexto da poluição do ar. O artigo oferece novas perspectivas para a identificação dos desafios e obstáculos que podem surgir no caso do uso em larga escala da amônia verde como combustível para o transporte terrestre. Além disso, a análise apresenta as informações mais recentes sobre o nível de prontidão tecnológica da infraestrutura necessária para a produção, o transporte, o armazenamento e a utilização da amônia verde em motores de combustão interna ou elétricos.

Palavras-chave: amônia verde ; célula de combustível ; combustão ; revisão ; combustível alternativo ; desafios

1. Introdução

Nos últimos anos, a tendência global de eliminação gradual dos veículos movidos a combustíveis fósseis pode ser observada em muitos países e cidades, conforme resumido em [1]. Os planos mais ambiciosos preveem a proibição do registro de carros movidos a gás até 2025 (Noruega e Coreia do Sul), 2026 (Bélgica) e 2027 (Áustria). Em setembro de 2021, 28 países já haviam declarado essa ação para o horizonte de 2050 [2]. Uma das regulamentações mais influentes foi estabelecida na União Europeia (UE).

Estima-se que o transporte rodoviário seja responsável por 15% das emissões de CO₂ na UE.2emissões [3]; portanto, em junho de 2022, o Parlamento Europeu concordou com a proibição total do registo de veículos com emissões não nulas a partir de 2035 e com uma redução de metade nos novos registos até 2030 [3]. O objetivo destas regulamentações é alcançar a neutralidade climática do transporte rodoviário em termos de CO₂2emissões até 2050 [4].

Deve-se notar também que regulamentações semelhantes estão sendo introduzidas em outras partes do mundo. A China anunciou que todos os novos veículos vendidos no país deverão funcionar com combustíveis alternativos até 2035 [5]. Metade deles deverá ser elétrica e a outra metade, células de combustível ou híbridos plug-in. Além disso, os reguladores da Califórnia aprovaram uma legislação em 2022 que proíbe a venda de novos carros movidos a gasolina até 2035 [6]. Ademais, outras regulamentações internacionais, como a Estratégia de GEE da Organização Marítima Internacional (OMI), que prevê uma redução de 40% nas emissões médias até 2030 (em comparação com 2008), forçam a transição para combustíveis de emissão zero ou baixa no transporte marítimo [7].

A retirada de circulação de veículos movidos a gás ocorre em conjunto com a popularização e a forte promoção da eletromobilidade. Isso é bem ilustrado pela política chinesa mencionada acima, que exige o registro de carros elétricos, de células de combustível e híbridos plug-in [5]. Outro exemplo semelhante é a Iniciativa de Veículos Elétricos (EVI) [8], um fórum político intergovernamental criado em 2010 como parte do programa ministerial de Energia Limpa (CEM).

Em 2017, a EVI lançou a campanha EV30@30, que visa atingir uma participação de 30% do mercado de veículos elétricos no total de vendas de todos os veículos (exceto motocicletas) até 2030. A campanha foi endossada por 11 países e é apoiada por 29 empresas e organizações [8].

Além da forte tendência em direção à eletromobilidade, outros combustíveis alternativos estão sendo considerados e desenvolvidos, como hidrogênio, amônia [9] e biometano [10]. Vários outros combustíveis são citados como auxiliares na redução das emissões rumo ao transporte com emissão zero. Entre eles, estão o gás liquefeito de petróleo (GLP), o gás natural comprimido (GNC), o gás natural liquefeito (GNL) e os combustíveis sintéticos e parafínicos (produzidos a partir de biomassa ou gás natural, bem como óleos vegetais ou gorduras animais) [9]. Alguns desses combustíveis são gases permanentes (hidrogênio, biometano e gás natural), o que torna seu armazenamento um desafio, pois requer alta pressão (no caso do hidrogênio, 700 bar) e baixa temperatura (aproximadamente 110 K para gás natural e biometano e 30 K para hidrogênio). Isso resulta na alta complexidade dos sistemas de armazenamento e abastecimento, o que exige um alto nível de segurança na sua utilização. Esse pode ser um fator limitante para a aplicação em larga escala desses combustíveis.

Este artigo centra-se na aplicação da amoníaco, cujos numerosos aspetos promovem a sua utilização como combustível no transporte terrestre, e é resumido da seguinte forma.

Como combustível com emissão zero de carbono:

Pode ser usado diretamente no processo de combustão [11];

É um transportador de hidrogênio de alta densidade (a amônia líquida contém 1,77 vezes mais hidrogênio líquido (em volume) [12], e o hidrogênio pode ser convertido em amônia [13])

Por ser um combustível não fóssil, sua produção não é limitada por depósitos naturais. Como uma boa solução econômica:

Disponibilidade: NH_3 é um dos produtos químicos mais produzidos e distribuídos no mundo [14];

Viabilidade tecnológica: já existe infraestrutura para a produção, transporte e distribuição [15];

Baixo custo da amônia como combustível: é comparável ao custo do combustível diesel em termos energéticos [16].

expansor de volume para combustíveis atuais: como uma mistura, a amônia pode ser misturada com, por exemplo, gasolina [13];

Baixos custos de armazenamento: a amônia pode ser armazenada à temperatura ambiente (300 K) com pressão relativamente baixa (mais ou menos 10 bar) [16];

Transporte barato de longa distância: o custo energético da amônia é muito menor do que o transporte de eletricidade por longas distâncias (>2000 km) [13];

No entanto, neste ponto, é importante ressaltar que o sucesso da transformação verde depende não apenas do estabelecimento de metas e regulamentações ambiciosas, mas também da maturidade tecnológica das soluções necessárias para isso. Este fator diz respeito, em particular, ao campo dos combustíveis alternativos e à infraestrutura de apoio (responsável pela produção, armazenamento e logística de combustíveis). Este artigo tem como objetivo avaliar criticamente o estado de maturidade tecnológica para o uso da amônia verde como combustível alternativo de emissão zero. O trabalho apresenta uma revisão abrangente da cadeia de processos tecnológicos esquematicamente representada na Figura 1. Começa com a tecnologia de produção de amônia verde e, em seguida, são analisadas as possibilidades de seu armazenamento e logística, levando em consideração os processos concomitantes, como regaseificação e recarga. Posteriormente, discute-se e analisa-se a possibilidade de utilização da amônia como combustível em soluções disponíveis dedicadas ao transporte rodoviário.



Figura 1. Ilustração da cadeia de processos da amônia.

A revisão também aborda os aspectos de segurança dos processos discutidos, uma vez que estes são um elemento integral de cada elo na cadeia de processos mencionada anteriormente para a amônia verde.

Além disso, o trabalho destaca e identifica potenciais obstáculos e interferências perigosas com outras indústrias que utilizam amônia. Chama-se ainda a atenção para os desafios mais importantes relacionados ao uso da amônia verde como combustível alternativo e livre de emissões no transporte rodoviário.

2. Situação atual da amônia

Além do importante papel futuro da amônia na descarbonização, ela já é o segundo produto químico mais produzido, com uma produção anual que varia de 150 [17] a 183 Mt [18] e uma capacidade de produção de 243 Mt [18]. Entre 80% [17] e 85% [18] da amônia é utilizada na indústria de fertilizantes como fonte de nitrogênio fixo, e estima-se que de 50% [18] a 70% [17] da população mundial seja alimentada com o auxílio de fertilizantes à base de amônia. Outras aplicações da amônia incluem refrigeração [19] (a amônia é um refrigerante comum em grandes sistemas de refrigeração industrial) e matéria-prima para a produção de explosivos, têxteis e produtos farmacêuticos [20].

Embora 90% seja consumido no local como matéria-prima, a infraestrutura de transporte e armazenamento também é bem desenvolvida [18]. Cerca de 18–20 Mt de amônia são transportados por navio (com uma frota de 170 navios de amônia, 40 em operação contínua) e 7–10 Mt por rodovia, trem ou por meio de dutos. A infraestrutura de transporte de amônia também é bem desenvolvida, com instalações de carga e descarga. Existem cerca de 120 terminais de amônia em todo o mundo, localizados em todas as regiões industrializadas [18 , 21].

A revisão acima mencionada do estado atual da amônia mostra que ela já é uma indústria bem desenvolvida e de alta maturidade (em termos de produção, armazenamento e transporte), visto que a amônia desempenha um papel industrial crucial há décadas. No entanto, a infraestrutura e a capacidade de produção atualmente disponíveis podem se tornar insuficientes para o desenvolvimento de novas aplicações da amônia, especialmente aquelas tão exigentes quanto o transporte rodoviário. Estima-se que, devido ao crescente interesse na amônia como combustível marítimo e na geração de energia, sua demanda poderá triplicar até 2050 em comparação com os níveis de 2020 [17]. Se a demanda potencial para o transporte terrestre for incluída, essa previsão poderá ser superada. Além disso, o aumento da aplicação da amônia pode interferir negativamente na produção de fertilizantes e, conseqüentemente, nos preços e na disponibilidade de alimentos, o que pode ter graves conseqüências sociais e econômicas.

3. Aspectos de segurança, também relacionados à alimentação segura de veículos

De acordo com o Regulamento (CE) n.º 1272/2008 do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo à classificação, rotulagem e embalagem de substâncias e misturas, a amoníaco está registada na lista da UE de substâncias comerciais existentes. A amoníaco está registada sob o número 231-635-3 e é classificada como substância perigosa.

Isto, por sua vez, impõe a todas as entidades que colocam amoníaco no mercado europeu a obrigação de elaborar e disponibilizar uma ficha de dados de segurança preparada em conformidade com o Regulamento (CE) n.º 1907/2006 do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo ao registo, avaliação, autorização e restrição de substâncias químicas, conhecido como Regulamento REACH. De acordo com o exemplo de ficha de dados de segurança do amoníaco [22], foram identificados os seguintes perigos:

Ameaças físicas

Gás inflamável;

Gás sob pressão, que pode explodir se aquecido.

riscos à saúde

Tóxico se inalado;

Provoca queimaduras graves na pele e lesões oculares graves;

Corrosivo para o trato respiratório.

Riscos ambientais

Altamente tóxico para a vida aquática, com efeitos duradouros.

3.1. Toxicidade Humana

A amônia é um gás tóxico incolor com um odor forte e pungente que pode ser sentido em concentrações tão baixas quanto 5–30 ppm.

Em contato com a pele, a amônia líquida pode causar irritação e queimaduras graves. Em concentrações de 1700 ppm, podem surgir problemas de saúde como tosse e inchaço da região laríngea. A exposição a concentrações de 2500 a 4500 ppm por cerca de 30 minutos pode ser fatal [23].

As recomendações do Instituto Nacional de Segurança e Saúde Ocupacional dos EUA (NIOSH) indicam que a concentração na qual a exposição por mais de 15 minutos é potencialmente perigosa é de 35 ppm, e o nível imediatamente prejudicial à vida ou à saúde é de 300 ppm [24].

Como os vapores de amônia se dissolvem bem na água e também produzem reflexos fortes e imediatos, o efeito da inalação de vapores de amônia no sistema respiratório geralmente se limita ao trato respiratório superior. Concentrações muito altas de amônia podem atingir o trato respiratório inferior.

As consequências podem ser muito graves, como danos pulmonares, o que representa uma ameaça indireta à vida. Em contato com a pele, a amônia vaporiza devido à sua alta afinidade com a água, causando desidratação severa dos tecidos e, como consequência dessa reação, formação de hidróxido de amônio, que pode provocar queimaduras graves.

A amônia em estado líquido também apresenta um sério risco de congelamento: à pressão ambiente, a temperatura de saturação da amônia é de 100 °C.–33°C. Com a liberação de amônia líquida, devido à presença de vapor de água no ar (por exemplo, em alta umidade), formam-se vapores mais densos que o ar.

Esses vapores tóxicos podem se espalhar ao nível do solo ou em áreas mal ventiladas em regiões baixas, expondo potencialmente as pessoas a concentrações nocivas (e até fatais). Portanto, se grandes quantidades de amônia forem liberadas, isso pode causar a formação de nuvens de amônia de longo alcance a partir do local do vazamento.

3.2. Toxicidade Ambiental

A amônia é uma substância tóxica que representa uma ameaça ao meio ambiente. Seu vazamento pode levar à contaminação do ar, do solo e, em particular, do ambiente aquático. Ao analisar o impacto da amônia no meio ambiente, o fator mais importante é sua reação com a água. A amônia em contato com a água, presente em qualquer ambiente, sofre uma reação de equilíbrio na qual são formados um íon amônio não tóxico e um íon hidróxido [28]. O equilíbrio depende das condições da reação, por exemplo, da temperatura e do pH da água. A reação de dissolução da amônia na água é altamente exotérmica, gerando 2000 kJ de calor por quilograma de amônia dissolvida em água. A dissolução de 1 kg de amônia libera energia suficiente para evaporar quase 1,5 kg de água.

A amônia no ar é um poluente e um precursor secundário de material particulado. Parte da amônia forma amônio, e parte dela se combina com outros compostos na atmosfera, como os ácidos nítrico e sulfúrico, para formar sais de amônio, uma forma de material particulado fino que é prejudicial aos seres humanos [29].

No entanto, o ar poluído com amônia é rapidamente limpo pela chuva, que transporta os poluentes para o solo ou para os reservatórios de água.

Após uma liberação descontrolada de amônia no solo, parte dela evaporará imediatamente. Tanto o vapor quanto a parte que permanece no solo reagirão com a umidade do ar e do solo. A parte evaporada da amônia, que forma amônio, eventualmente retorna ao solo com a chuva. O amônio se liga rapidamente à matéria orgânica do solo e às argilas, que possuem carga negativa. O amônio raramente se acumula no solo, pois é rapidamente absorvido pelas raízes das plantas, e o restante é convertido por bactérias em nitratos. Os nitratos também podem ser absorvidos pelas raízes das plantas [30].

Se houver liberação de amônia na água, especialmente em pequenos corpos de água parada, a amônia dissolvida representa uma séria ameaça ao ambiente aquático. Como resultado da ultrapassagem da concentração letal, os organismos aquáticos nas imediações do derramamento morrem. Devido à reação exotérmica com a água, a amônia evapora rapidamente e, ao passar para a fase gasosa, contamina o ar, aumentando significativamente o alcance do impacto ambiental. De acordo com as recomendações, a concentração de amônia não deve exceder 3–6 mg/L para exposição de curto prazo e 0,3–2 mg/L para exposição de longo prazo [31]. Também se presume que uma concentração inferior a 0,02 mg/L seja segura para a reprodução de peixes [32].

Os efeitos reais do vazamento de amônia no meio ambiente são difíceis de prever devido a diversos fatores.

Primeiramente, o curso da reação água-amônia depende do pH do meio e de sua temperatura. Quanto maior o pH da água e sua temperatura, maior a concentração de amônia em relação ao íon amônio. Além da concentração de amônia, seu impacto negativo sobre os organismos vivos depende da espécie, mas principalmente do tempo de exposição.

Não há informações na literatura sobre a concentração letal de amônia na água ou no ar para humanos, mas existem muitos dados para animais de criação e organismos aquáticos. A toxicidade de substâncias químicas para organismos vivos é definida por meio de dois indicadores: dose letal (DL) e concentração letal (CL).

A DL50 é a quantidade de uma substância administrada de uma só vez que causa a morte de 50% (metade) de um grupo de animais de teste. A DL50 é uma forma de medir o potencial de intoxicação a curto prazo (toxicidade aguda) de uma substância.

Os valores de LC geralmente se referem à concentração de uma substância química no ar, mas em testes ambientais, também podem significar a concentração da substância na água.

De acordo com as diretrizes da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) para testes de substâncias químicas, um experimento tradicional envolve grupos de animais expostos a uma concentração (ou série de concentrações) por um período de tempo específico (geralmente 4 horas). Os animais são observados clinicamente por até 14 dias.

A concentração de uma substância química no ar que mata 50% dos animais testados durante o período de observação é o valor de LC50. Outros tempos de exposição (além das tradicionais 4 horas) podem ser aplicados, dependendo das regulamentações específicas.

Embora a amônia possa ter um impacto negativo no meio ambiente, o risco de seu uso como combustível parece ser baixo. Isso se deve a vários fatores. Primeiro, a grande diferença entre a temperatura normal de saturação da amônia e a temperatura ambiente faz com que uma quantidade significativa de amônia evapore quando derramada. Segundo, a proporção entre a quantidade de amônia usada como combustível e a quantidade de água ou solo circundante é tão pequena que, mesmo no caso de um derramamento total de combustível, a concentração letal só será excedida nas imediações do derramamento e não deverá ultrapassar os valores limite a uma distância maior. O último argumento é que a amônia, como transportadora de nitrogênio, é um nutriente e, com o tempo, por meio de processos naturais denominados ciclo do nitrogênio, ela se transformará em nitratos, que são fertilizantes para plantas [35].

3.3. Inflamabilidade

Devido à baixa inflamabilidade da amônia em comparação com combustíveis de hidrocarbonetos e outras substâncias químicas, os riscos decorrentes de sua inflamabilidade são definitivamente menores do que, por exemplo, os riscos de toxicidade.

No ar, o limite de inflamabilidade da amônia é de 15% e o limite superior é de 28%, enquanto no oxigênio, esses valores são de 25% e 75%, respectivamente. A energia mínima de ignição é de 8 mJ, cerca de 30 vezes menor do que no caso do metano. A temperatura de autoignição é relativamente alta, de 651 °C.

Devido ao elevado calor de vaporização de 1371 kJ/kg (para o metano é de apenas 510 kJ/kg), a amônia líquida não é inflamável. Isso se deve ao fato de que o calor obtido no processo de combustão geralmente não é suficiente para evaporar líquido em quantidade suficiente para sustentar a combustão. Essa situação muda significativamente se o calor para a evaporação for fornecido por outra fonte. Por exemplo, se ocorrer um vazamento, as grandes quantidades de calor provenientes do solo ou da água causarão evaporação rápida para sustentar o processo de combustão. A combustão da amônia no ar é problemática e geralmente requer uma fonte adicional de ignição [36].

3.4. Explosividade

Embora a amônia seja um agente de combustão lenta, sob condições específicas, ela pode formar uma mistura explosiva. A energia mínima de ignição é de 680 mJ (cerca de 10.000 vezes maior que a do hidrogênio).

Uma explosão pode ocorrer quando uma grande quantidade de vapor se inflama em um espaço fechado ou semiaberto. Ambientes mal ventilados, em particular, apresentam risco de explosão.

3.5. Corrosividade

A amônia, quando misturada com uma pequena quantidade de água, torna-se altamente corrosiva para diversos materiais, incluindo zinco, cobre e latão, mas não é corrosiva para ferro ou aço dentro das temperaturas de armazenamento da amônia. No entanto, em situações especiais, a corrosão por amônia pode ocorrer mesmo em materiais resistentes aos efeitos corrosivos da amônia, o que está relacionado ao mecanismo de corrosão sob tensão. Esse tipo de corrosão pode ocorrer quando os componentes são submetidos a tensões simultâneas e a um ambiente corrosivo. Tanques de pressão de aço são particularmente suscetíveis a esse tipo de corrosão. Os fatores que têm impacto direto na ocorrência de fissuração por corrosão sob tensão do aço em um ambiente de amônia são:

A resistência ao escoamento do material;

Tensões residuais, por exemplo, após processos de soldagem;

Teor de oxigênio;

Teor de água

Recomenda-se que os componentes em contato com amônia sejam feitos de aço com limite de escoamento relativamente baixo. $R_e \in (300 \div 400) \text{ MPa}$. Todos os elementos nos quais possam ocorrer tensões residuais, por exemplo, após processos de soldagem, tratamento térmico e conformação plástica, são temperados para reduzir essas tensões.

Além disso, por razões de segurança, o ar deve ser removido da instalação antes do início do processo, por exemplo, por meio de sopro com gás inerte, e a amônia deve ser utilizada na forma hidratada, com um teor mínimo de água de 0,2%.

3.6. Gás sob pressão

A amônia é um refrigerante que pode ser armazenado nas formas líquida e gasosa à temperatura ambiente sob pressão significativa. A pressão depende da temperatura e a 25°C, corresponde a 10 bar. O armazenamento de qualquer meio sob pressão está inerentemente associado ao risco de ruptura do tanque de armazenamento em caso de aumento descontrolado da pressão causado por um aumento da temperatura. Portanto, a pressão de projeto dos tanques de armazenamento de amônia líquida sempre apresenta valores correspondentes à pressão de saturação em temperaturas muito mais elevadas, por exemplo, 55°C, onde a pressão é de 23 bar. Em particular, os tanques ficam expostos a um aumento descontrolado de temperatura durante situações de emergência, como incêndios, em que a temperatura externa do tanque pode aumentar para várias centenas de graus Celsius, que corresponde a um aumento de pressão de várias centenas de bar. Nesse caso, o tanque deve ser protegido de maneira diferente daquela necessária para uma pressão de projeto suficientemente alta; para isso, utilizam-se válvulas de segurança. Cada espaço, incluindo o tanque, onde possa haver amônia líquida deve ser protegido com um dispositivo que impeça o aumento excessivo de pressão.

3.7. Refrigerante resfriado

O segundo método para armazenar amônia líquida é o armazenamento por saturação à pressão ambiente, no qual a temperatura da amônia é de $-33\text{ }^{\circ}\text{C.}^{\circ}\text{C.}$ Além do risco de queimaduras químicas descrito acima, o contato com o meio a essa temperatura está associado ao risco de congelamento grave. O mesmo risco existe em contato com amônia pressurizada; se, por qualquer motivo, a pressão cair, o líquido esfriará rapidamente. Portanto, qualquer trabalho em instalações com amônia líquida saturada deve ser realizado com precauções especiais e com o uso de equipamentos de proteção individual, ou seja, luvas para contato com agentes frios, óculos de proteção, roupas de manga comprida e calças.

3.8. Resumo das propriedades físico-químicas

As propriedades físico-químicas da amônia e os riscos associados exigem que seu uso como combustível seja realizado com a devida adoção de medidas de segurança. Infelizmente, no caso de aplicações em solos, não existem regulamentações específicas para esse fim.

É de se esperar que o uso de amônia como vetor energético para veículos e equipamentos terrestres exija legislação em um futuro próximo, que incluirá

Regras de projeto;

Especificações da válvula em relação ao nível de segurança exigido;

Especificações da válvula em relação ao desempenho da instalação;

Requisitos: todos os componentes de instalação devem possuir certificados que comprovem a conformidade com as normas aplicáveis;

Requisitos de instalação e manutenção;

Requisitos de supervisão; e

Requisitos para inspeção periódica.

O segmento de transporte marítimo é o único setor de transporte legalmente regulamentado no que diz respeito ao uso de amônia como combustível [37 , 38]. Isso se deve à resposta da indústria marítima à meta de redução de GEE definida pela OMI [39]. Nas Áreas de Controle de Emissões (ECAs) introduzidas pela OMI, as emissões de SO_x e NO_x são severamente limitadas. A amônia, além do GNL, por exemplo, é um dos poucos combustíveis que podem atender a esses critérios.

4. Produção de Amônia Verde

Como mencionado acima, a amônia é um dos produtos químicos mais produzidos e, portanto, as tecnologias para sua produção são maduras e bem desenvolvidas em termos de capacidade produtiva. No entanto, a maior parte da amônia é produzida a partir de gás natural (via reforma a vapor do metano e processo Haber-Bosch) e, na rota de produção atual, não pode ser considerada verde [40].

Portanto, o principal desafio relacionado à produção de amônia verde não está relacionado às tecnologias de produção, mas à disponibilidade de substratos verdes para sua produção: hidrogênio verde e nitrogênio verde.

A Figura 2 mostra o mapa das vias de produção de amônia. É possível distinguir uma via baseada em fontes convencionais, ou seja, gaseificação de carvão ou biomassa e reforma a vapor do metano no gás natural.

Essa via não é sustentável, pois leva a emissões adicionais de gases de efeito estufa. A segunda via baseia-se no uso de eletricidade proveniente de fontes não poluentes ou no uso de biogás para a reforma.

Deve-se notar que, tanto no primeiro quanto no segundo caso, o elemento-chave continua sendo o processo Haber-Bosch, que consiste na síntese de N_2 em alta temperatura e alta pressão.^{2e} H2Este processo pode ser considerado verde desde que os componentes da síntese sejam obtidos de forma a não emitir poluentes.

Na prática, requer a aplicação de fontes de energia renováveis, como eólica, solar, hídrica e nuclear, combinadas com hidrogênio da eletrólise e azoto da unidade de separação de ar [40] ou biogás (como substituto direto do gás natural) no processo de reforma a vapor do metano [41 , 42].

Exemplos de fábricas de amônia verde incluem a Rjukan, na Noruega, de 1927 a 1988, e a Glomfjord, de 1949 a 1993, que utilizavam energia hidrelétrica. O processo não era competitivo com a amônia produzida a partir de gás natural e, portanto, não prosseguiu.

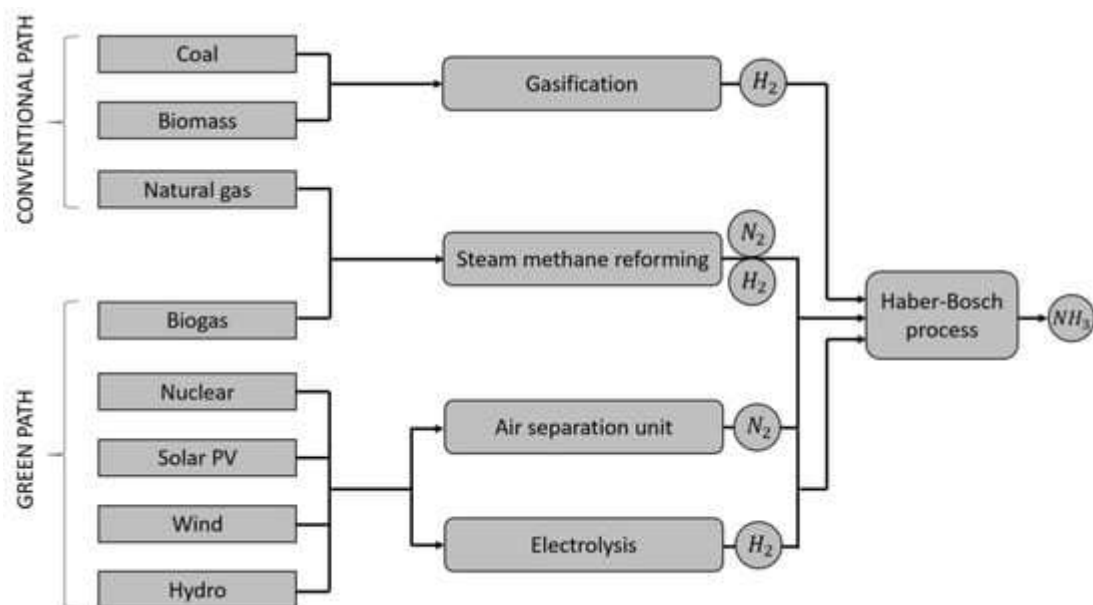


Figura 2. Possíveis vias de produção de amônia. A via convencional, que resulta em emissões líquidas adicionais de gases de efeito estufa, e a via verde, livre de emissões.

Além disso, em Pilbara, na Austrália, foram propostos planos para construir eletrolisadores, movidos a energia solar, para produzir uma pequena fração da capacidade da grande fábrica, de 840.000 toneladas por ano. A combinação de fábricas baseadas em eletricidade fóssil e renovável tem sido chamada de amônia verde híbrida [43].

Numerosos pesquisadores analisaram a avaliação técnico-econômica da viabilidade de plantas de produção de amônia verde, que está resumida na Tabela 3. Diversas vias de produção renováveis foram analisadas, incluindo energia eólica onshore e offshore [44 , 45 , 46 , 47 , 48 , 49], solar [47 , 48 , 49 , 50] e hídrica [49 , 51]. A aplicação de biogás também é sugerida por [41 , 42], mas ainda não é respaldada por análises técnico-econômicas.

O custo de produção de amônia relatado varia de 430 a 1248 EUR/t de NH_3 .³ Espera-se que possa ser melhorado para 282 EUR/t de NH_3 .³ (a partir dos 430 EUR/t iniciais de NH_3) [47] e até 410 EUR/t de NH_3 (a partir dos 630 EUR/t iniciais de NH_3) [50]. Os autores [46] relataram uma análise detalhada do CAPEX da planta de amônia verde de 300 t/dia, onde o eletrolisador corresponde a 65% do CAPEX total. O relatório [40] comparou a eficiência de custo energético e o CAPEX para várias matérias-primas para a produção de amônia: gás natural, carvão e energia eólica.

A amônia verde produzida a partir de fontes renováveis é aproximadamente 5 vezes mais cara em termos de custo energético e 3 a 4 vezes mais cara em termos de CAPEX do que a amônia proveniente do gás natural. Também foi demonstrado que a amônia verde custa aproximadamente 400 a 850 USD/t de NH_3 .³ (O preço atual da amônia varia de 200 a 700 USD/t de NH_3), o que é semelhante aos custos relatados pela AIE [52]: 450–700 USD/t de NH_3 e IRENA [53]: 650–850 USD/t de NH_3 .

Destaca-se uma questão muito importante sobre a escala da produção de amônia verde. Este relatório foi elaborado com referência ao setor marítimo. Indica que, para produzir 650 milhões de toneladas de amônia (a demanda do setor marítimo), são necessários 6,5 PWh de eletricidade renovável produzida a partir de energia solar, eólica e hídrica, o que corresponde à geração atual de eletricidade na China. O CAPEX da infraestrutura de geração de eletricidade é estimado em 3,2 trilhões de dólares, com um adicional de 1,3 trilhão de dólares para as fábricas de amônia.

De acordo com [54], o consumo de combustível do transporte rodoviário é aproximadamente duas vezes maior do que o do setor marítimo, o que corresponde a investimentos em energias renováveis e infraestrutura de fábricas de amônia na ordem de 10 trilhões de dólares (em comparação, o orçamento dos EUA para 2022 foi de 1,6 trilhão de dólares [55]).

Os custos de investimento muito elevados podem ser um obstáculo à aplicação da amônia como combustível em larga escala.

Outro aspecto importante é a interferência na produção de alimentos, uma vez que esta também depende da amônia. Como mencionado acima, 80% [17] a 85% [18] da amônia é utilizada na indústria de fertilizantes como fonte de nitrogênio fixo, e estima-se que 50% [18] a 70% [17] da população mundial seja alimentada com o auxílio de fertilizantes à base de amônia. Isso pode levar à escassez de amônia para a produção de alimentos, ao aumento dos preços dos alimentos ou à escassez local de alimentos.

Um cenário semelhante já ocorreu no passado, quando uma grande proporção de produtores agrícolas passou a produzir biocombustíveis, o que causou aumentos de preços muito elevados e, conseqüentemente, fome nos países mais pobres [56 , 57].

Os fatos apresentados acima constituem um argumento muito forte contra qualquer outra aplicação em larga escala da amônia, incluindo sua utilização como combustível.

No entanto, o mercado alimentício sofrerá com a transformação verde de qualquer forma, pois as atuais fontes emissoras de amônia terão que ser substituídas por fontes limpas, o que, como demonstrado acima, requer investimentos de capital significativos e resultará em custos de produção de amônia mais elevados.

A principal vantagem da amônia é ser um produto químico consolidado em termos de produção. No entanto, a amônia produzida atualmente não pode ser considerada verde. Existem diversas rotas de produção de amônia verde baseadas em uma variedade de fontes renováveis, incluindo biogás, energia eólica, solar, hídrica e nuclear.

As análises técnico-econômicas disponíveis mostram que os preços da amônia verde serão pelo menos o dobro dos da amônia convencional. Além disso, indica-se que a aplicação da amônia verde no transporte impulsionará o desenvolvimento significativo de fontes renováveis e de plantas de amônia, o que requer investimentos de capital da ordem de dezenas de trilhões de dólares.

Por fim, a expansão da aplicação da amônia para novas áreas pode ter um impacto significativo em outros setores que utilizam amônia, especialmente o agronegócio e o setor alimentício. Esta é, na opinião dos autores, a maior ameaça relacionada à aplicação da amônia verde como combustível no transporte terrestre. Essa interferência é, de fato, desafiadora e perigosa, mesmo no caso da substituição da amônia convencional derivada do gás natural pela amônia verde, independentemente da aplicação.

5. Armazenamento (Refrigeração e Pressão) e Regaseificação da Amônia

A tecnologia para o armazenamento de amônia e a infraestrutura de transporte para amônia encontram-se em um alto nível de maturidade devido ao uso em larga escala dessa substância na produção de fertilizantes inorgânicos. A amônia possui uma infraestrutura estabelecida para comércio e transporte em todo o mundo, com uma rede de portos equipados para lidar com grandes quantidades de amônia [58]. Essa infraestrutura existente fornece uma base sólida para a rápida adoção da amônia como um vetor energético viável. Um sistema vital de portos, oleodutos e instalações de armazenamento está em vigor para facilitar o comércio de amônia. Os Estados Unidos possuem mais de 10.000 locais de armazenamento de amônia, que são interligados por uma rede de oleodutos com mais de 3.000 km de extensão, conectando o Golfo do México ao Meio-Oeste [59]. O oleoduto Tolyatti-Odessa, com impressionantes 2.471 km de extensão, é atualmente o oleoduto de amônia mais longo do mundo e vai da Rússia à Ucrânia [59]; No entanto, a transferência foi interrompida em fevereiro de 2022 devido ao conflito militar entre os dois países.

O armazenamento de amônia é realizado sob pressão aumentada ou temperatura reduzida, conforme descrito na Seção 3. A substância é tipicamente armazenada na forma líquida [60]. A Figura 3 mostra o diagrama de equilíbrio de fases da amônia. O ponto triplo [61] desta substância ocorre a uma pressão absoluta de 6,060 kPa e uma temperatura de 195,4 K. O ponto de ebulição normal da amônia (temperatura de saturação a 1 bar) é de aproximadamente $-33,4$ K.°C.

Os parâmetros críticos da amônia são 113,57 bar e 132,41°C, respectivamente [61]. Isso significa que a amônia pode ser armazenada como um líquido em condições subcríticas na saturação. É possível armazenar amônia periodicamente como um líquido sub-resfriado, resultante, por exemplo, do modo de operação atual, mas as condições no tanque tenderão ao estado de saturação. O armazenamento de amônia líquida a uma temperatura reduzida é vantajoso devido à mudança significativa na densidade do líquido em função da temperatura de saturação.

Para uma temperatura de -33°C, a densidade é 682 kg/m³.³, enquanto a uma temperatura de saturação de 53°C, a densidade é 555 kg/m³.³ Para armazenar amônia líquida sob pressão atmosférica, é necessário resfriar o meio até a temperatura de saturação (ponto 1 bar, -33°C) (Figura 4). A capacidade de um tanque atmosférico pode atingir 50.000 t NH₃.³[60]. O armazenamento atmosférico caracteriza o consumo de aço a uma taxa 4–10 vezes menor do que outros tipos de tanques [62]. No entanto, o uso de armazenamento atmosférico requer a retirada contínua de vapores de amônia como resultado da entrada de calor causada pela baixa temperatura de saturação. Esses tanques são usados principalmente na indústria.

Tanto os tanques atmosféricos quanto os semirrefrigerados requerem a aplicação de um compressor de refrigeração [62], que é usado para recomprimir o vapor de evaporação, bem como para resfriar a amônia que entra [60].

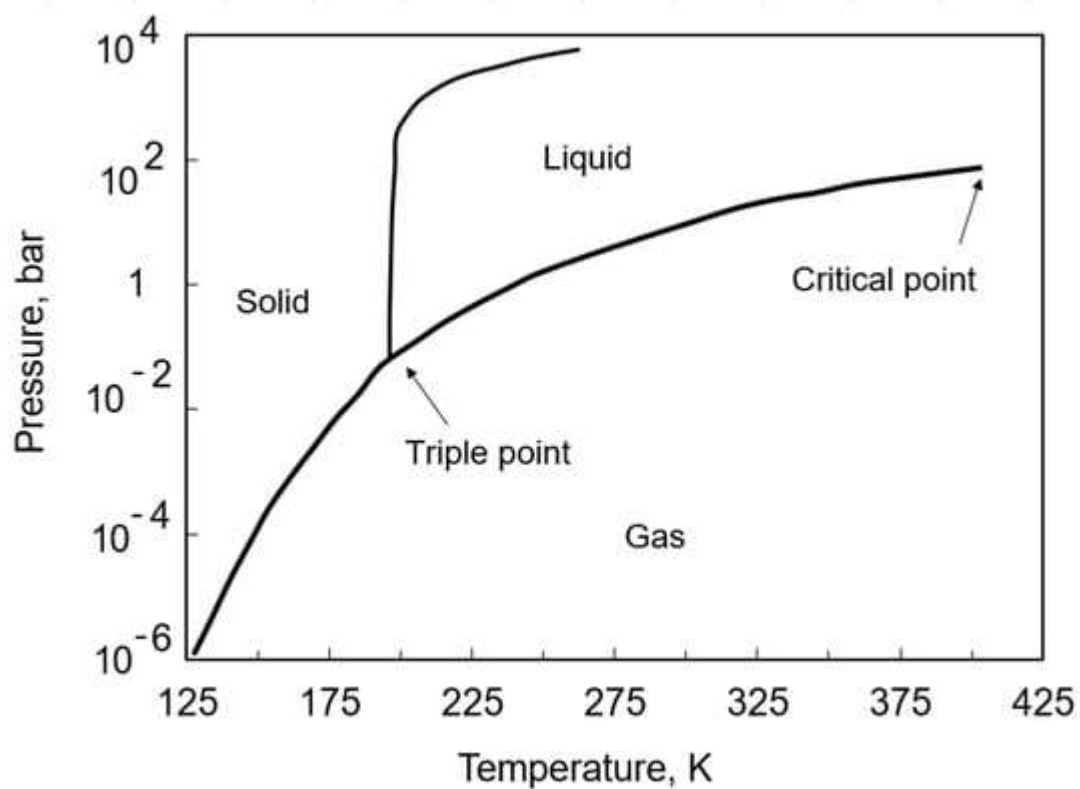


Figura 3. Diagrama de fases da amônia [63].

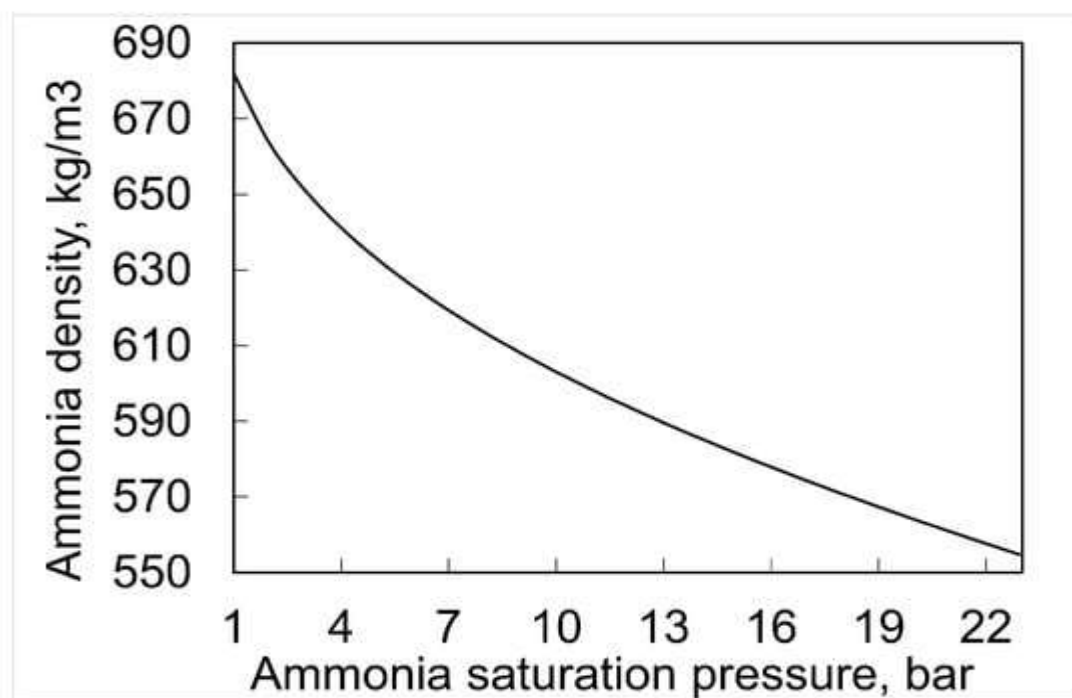


Figura 4. Densidade da amônia em função da temperatura e pressão de saturação [64].

O processo de absorção também pode ser aplicado ao acúmulo de amônia. Este método pode ser vantajoso por razões de segurança, uma vez que a dessorção de amônia ocorre sob aquecimento ou queda de pressão. Haletos metálicos são propostos para o material de absorção [65 , 66 , 67 , 68 , 69]. Este tipo de armazenamento de amônia é encontrado em TRL 3–4 [69].

No transporte terrestre, as condições de armazenamento pressurizado são as mais comuns [60]. A amônia gasosa é comprimida até uma pressão de saturação correspondente à temperatura ambiente. Isso permite que o vapor de amônia se condense sob alta pressão no trocador de calor e forneça o líquido ao tanque. Esse método também é aplicado a outros combustíveis, como GNV ou hidrogênio comprimido (H₂ gás comprimido) (Figura 5); no entanto, a pressão necessária para a amônia é muito menor.

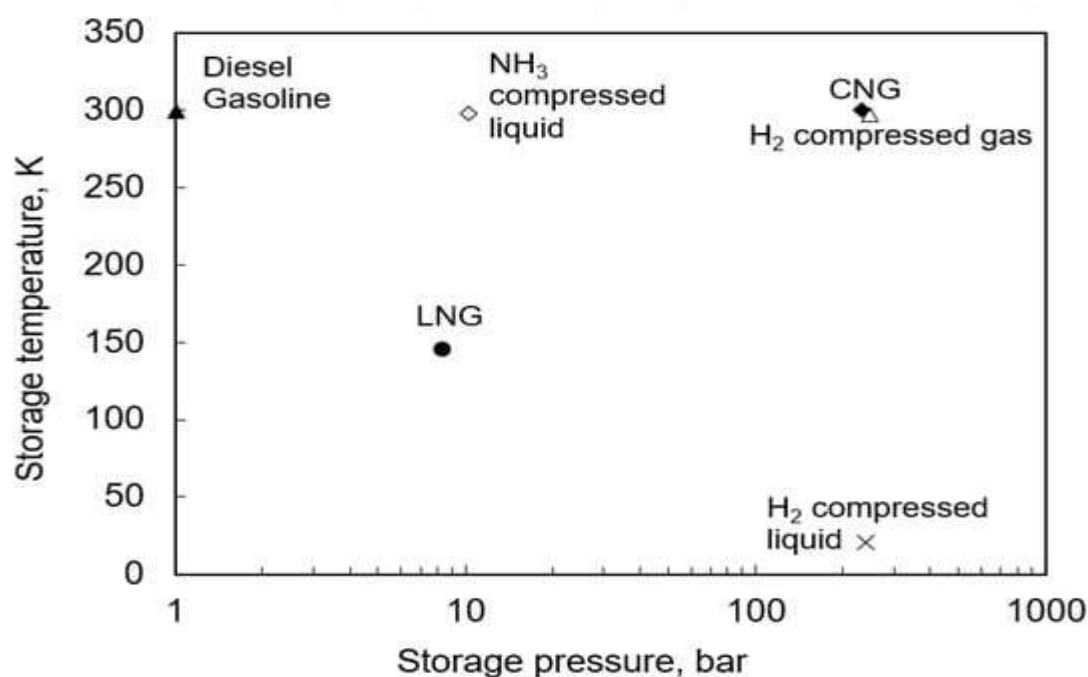


Figura 5. Parâmetros de armazenamento de diferentes substâncias possíveis para aplicação como combustível no transporte terrestre [70 , 71 , 72 , 73].

A amônia tem densidade e ponto de ebulição normal comparáveis aos do GLP. Consequentemente, algumas soluções de processo, como tanques de armazenamento ou sistemas de abastecimento, podem ser facilmente adaptadas para amônia, porém com a inclusão de sistemas de segurança adicionais. Além disso, devido às propriedades corrosivas da amônia, materiais adequados também devem ser considerados em sua produção. Um exemplo de tal sistema de armazenamento foi proposto em [74] e ilustra um exemplo de um sistema de tanque de amônia que pode ser instalado em transporte terrestre, como um carro.

A prevenção de vazamentos de amônia requer uma combinação de modelagem preditiva, tecnologias de sensoriamento avançadas e métodos de detecção eficientes. Um modelo hidráulico foi desenvolvido para prever o fluxo de amônia de dutos danificados [75]. Além da modelagem preditiva, o desenvolvimento de tecnologias de sensoriamento avançadas também pode desempenhar um papel crucial na prevenção de vazamentos de amônia. Em [76], foi desenvolvido um nanofio híbrido de ZnO/grafeno com reentrada e formato de espinho, capaz de detectar NH_3 . Foi apresentado um sensor que detecta gases e repele a contaminação por líquidos.

Este sensor demonstra excelente sensibilidade, seletividade, repetibilidade e estabilidade, mesmo após contaminação bacteriana, tornando-se uma ferramenta promissora para o monitoramento dos níveis de amônia em diversos ambientes.

A amônia precisa ser convertida de líquido para gás para ser usada como combustível. Isso geralmente é feito usando um vaporizador aquecido com um regulador de pressão [12 , 14 , 77] ou injeção common rail de alta pressão [78]. Motores de ignição por faísca são adequados para uso com amônia devido às suas altas taxas de compressão. Adicionar uma pequena quantidade de H₂O ou o uso de um catalisador pode acelerar o processo de combustão, mas são necessárias modificações para evitar o retrocesso de chama [71].

Os tanques de armazenamento de amônia (refrigerados, semirrefrigerados e não refrigerados) encontram-se no nível de maturidade tecnológica 9 [62], o que significa que essa tecnologia está bem desenvolvida. No entanto, essas soluções dizem respeito principalmente às indústrias de refrigeração e fertilizantes. Para utilizar a amônia na produção de energia em transporte terrestre, é necessário adaptar e modernizar a infraestrutura existente. Devido à similaridade dos parâmetros termodinâmicos da amônia e do GLP, é possível utilizar instalações de GLP para o armazenamento de amônia. Contudo, essas instalações devem ser equipadas com sistemas de segurança adicionais.

6. Soluções de Abastecimento de Amônia

O uso de amônia como fonte de combustível é conhecido há anos. Durante a Segunda Guerra Mundial, a amônia foi usada como combustível em veículos quando o diesel se tornou escasso devido à guerra em curso.

Em 1942, o departamento de transportes da Bélgica foi informado de que o diesel não estaria disponível, o que levou à escassez de combustível para ônibus. Uma solução comum na época era misturar gás de carvão com amônia, pois o gás de carvão atuava como promotor de combustão devido à dificuldade de queima da amônia. No entanto, esses ônibus foram desativados assim que os combustíveis fósseis voltaram a estar disponíveis [79].

A ideia de usar amônia como combustível também surgiu nas forças armadas dos EUA, que perceberam que 65% da tonelagem total necessária para operações de combate e transporte durante a guerra consistia em combustíveis e lubrificantes. Como resultado, eles pesquisaram combustíveis alternativos e propuseram o uso de reatores nucleares móveis para produzir amônia localmente para seus veículos. Isso reduziria seus custos de transporte e aumentaria sua independência de terceiros. Embora esses reatores móveis devessem ser usados na década de 1980, eles nunca foram concretizados [79].

Hoje, as principais preocupações estão mais focadas em combustíveis com emissão livre de carbono e, por esse motivo, a amônia está novamente se tornando uma área interessante para desenvolvimento [79]. A amônia é amplamente reconhecida como a opção mais viável para reduzir as emissões de GEE em motores de combustão interna de grande escala e geração de energia, conforme listado na literatura relacionada [80]. Isso ocorre porque a baixa densidade de energia das tecnologias de bateria atuais torna a propulsão elétrica impraticável nesses setores [14].

Como combustível livre de emissões, a amônia possui densidade volumétrica e de massa menores do que a maioria dos hidrocarbonetos comumente usados na indústria de combustíveis (Figura 6). No entanto, a diferença está dentro de uma ordem de magnitude. Sua densidade energética gravimétrica também é menor do que a do hidrogênio, mas apresenta custos de armazenamento e segurança mais baixos [14]. Essas características aumentam sua competitividade em relação aos hidrocarbonetos e ao H_2 . 2A amônia é o principal combustível nitrogenado atualmente em estudo para sistemas de propulsão automotiva [79]. A maioria das pesquisas se concentra na amônia pura ou em soluções de combustível duplo para ambos os tipos de motores: motores de ignição por centelha (SI) e motores de ignição por compressão (CI) (ver Figura 7). Como a amônia também é considerada uma boa fonte de transportadores de hidrogênio, ela também foi pesquisada para uso em células a combustível (células a combustível de amônia e células a combustível de hidrazina). Na seção seguinte, o foco é no NH_3 . 3-motores de combustão interna e suas otimizações.

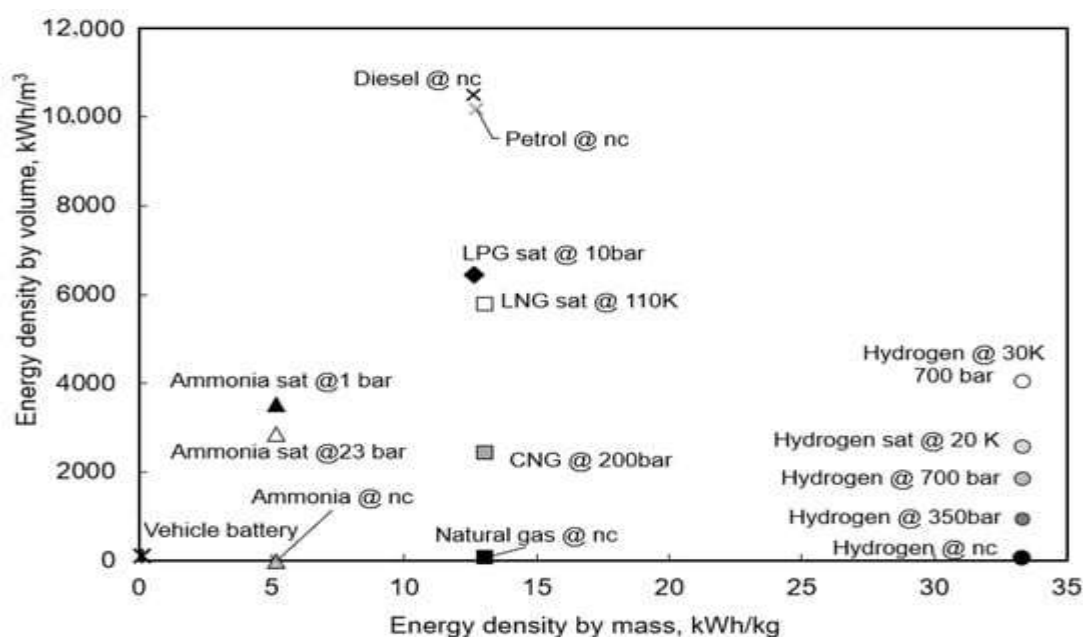


Figura 6. Comparação das densidades de energia da amônia com outros combustíveis [64].

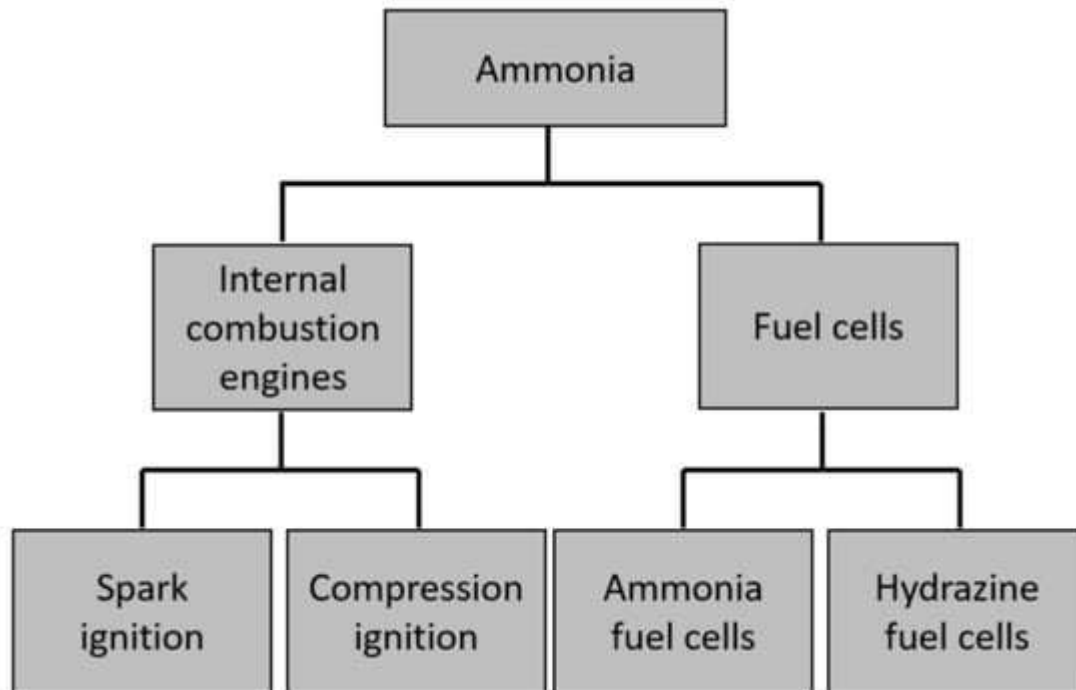


Figura 7. Diferentes caminhos tecnológicos a serem utilizados para a propulsão veicular usando combustíveis à base de nitrogênio.

6.1. Combustíveis à base de hidrogênio na indústria de transportes

Atualmente, combustíveis alternativos como amônia, metanol e hidrogênio têm uso marginal na indústria de transportes. No transporte terrestre, o uso de amônia é praticamente desconhecido, e a solução mais popular é o hidrogênio, utilizado principalmente em sistemas de células a combustível. Atualmente, carros ou trens movidos a hidrogênio com motores de combustão interna não estão disponíveis no mercado. No entanto, tentativas nesse sentido já foram feitas no passado, mas nenhuma das soluções decolou em larga escala e nenhuma está disponível comercialmente.

As células a combustível são mais populares no transporte de automóveis. A PEMFC já foi aplicada e é a única tecnologia de célula a combustível utilizada em escala industrial nesse setor. Contudo, em 2019, apenas três carros de passeio movidos a PEMFC alimentada por hidrogênio estavam disponíveis no mercado: (i) Hyundai ix35 FCEV (100 kW), (ii) Toyota Mirai (113 kW) e (iii) Honda Clarity (100 kW) [81].

Os ônibus têm requisitos de potência de propulsão ligeiramente superiores aos dos carros. Nesse setor, a demanda de energia chega a 300 kW, e o uso de hidrogênio e células de combustível é mais comum do que em veículos de transporte público. Isso se deve a programas de apoio mais abrangentes, como o JIVE I e o JIVE II [82], que incentivam a popularização do transporte urbano movido a hidrogênio. Isso estimula a indústria a introduzir novas soluções. O último segmento rodoviário é o de transporte pesado. A demanda de energia nesse setor varia de 30 kW a 500 kW. Essa ampla faixa de potência está relacionada ao fato de que alguns dos sistemas auxiliares podem ser alimentados por uma fonte de energia separada, o que possibilita a redução das emissões de CO₂ sem fazer alterações tecnológicas globais no caminhão. Em 2023, no âmbito do projeto H2Haul cofinanciado pela UE, deverão aparecer 16 novos caminhões pesados a hidrogênio PEMFC fabricados pela IVECO e pela VDL nas estradas da UE [83].

Ao discutir o transporte terrestre, o setor ferroviário não deve ser omitido. Trechos não eletrificados de linhas ferroviárias representam um problema significativo em toda a Europa.

Em 2013, foi apresentado um mapa das nove principais linhas de transporte ferroviário da UE, das quais quase 50% são utilizadas por trens movidos a motores a diesel [84]. A potência dos motores a diesel utilizados em locomotivas varia de 1 a 3 MW [85 , 86]. A redução do consumo de combustíveis fósseis exige mudanças tecnológicas também nessa parte do setor de transportes. A capacidade necessária para alimentar locomotivas é até várias vezes maior do que a necessária para o transporte rodoviário. Em 2018, o primeiro trem de passageiros movido a hidrogênio da Alemanha entrou em operação. A potência total das duas instalações de células de combustível é superior a 600 kW. A solução é baseada em hidrogênio comprimido e, como mostrado acima, possui uma densidade de potência volumétrica menor do que a da amônia.

Os requisitos de energia para o transporte terrestre variam de 30 a 500 kW para soluções rodoviárias e até vários MW para soluções ferroviárias (Figura 8). Atualmente, esse mercado é ocupado por motores de combustão interna movidos a combustíveis fósseis, mas a tendência mais recente (além de soluções de baterias ainda não anunciadas) aponta para a lenta implantação de sistemas de células a combustível PEM movidos a hidrogênio. No entanto, como descrito em capítulos anteriores, a amônia não parece ser um combustível pior que o hidrogênio em termos de densidade de potência. Por outro lado, o uso da amônia enfrenta problemas tecnológicos do ponto de vista da implementação, tanto em células a combustível quanto em motores de combustão interna.

As subseções a seguir discutem as vantagens e desvantagens potenciais das tecnologias de conversão de energia a amônia selecionadas.

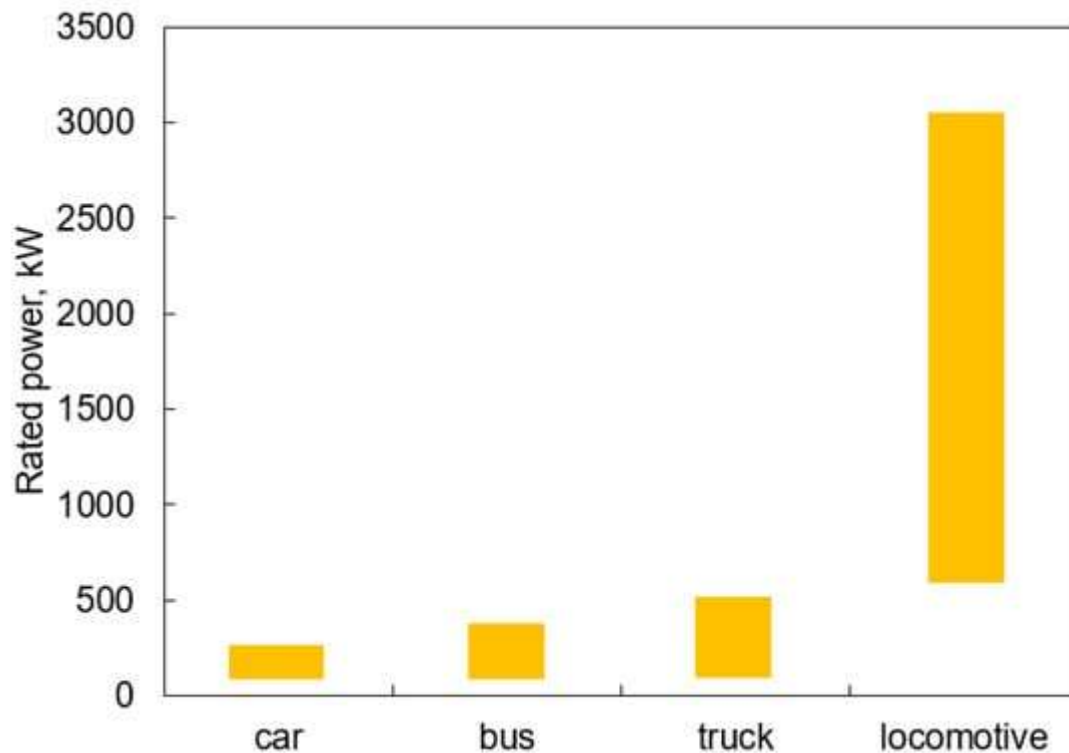


Figura 8. Demanda de energia para tipos selecionados de transporte terrestre na perspectiva da implantação de células de combustível com base em [81 , 82 , 83 , 84 , 85 , 86].

6.2. Motores de Combustão Interna (MCI) — Questões relacionadas à amônia como fonte de combustível. A utilização de amônia como combustível em sistemas de combustão enfrenta diversos desafios práticos. Esses desafios surgem devido à presença de NH_3 . 3A baixa qualidade de ignição, a alta temperatura de autoignição e a baixa velocidade da chama são características do NH_3 . Possui um Índice de Octano de Pesquisa (RON) superior a 130, considerado baixo, e uma alta temperatura de autoignição de 924 K.

Sua velocidade de chama também é significativamente menor do que a de combustíveis convencionais e álcoois, cerca de uma ordem de magnitude, e três vezes menor do que a do H_2O .²

Além disso, NH_3 possui limites de inflamabilidade estreitos no ar e uma Energia Mínima de Ignição (EMI) muito alta, de 680 mJ, em comparação com outros combustíveis (Tabela 4). Além disso, o NH_3 possui um elevado calor latente de vaporização de 1370 kJ/kg, muito superior ao do etanol, LH.2 e gasolina. Esse alto calor latente de vaporização pode levar a uma queda drástica na temperatura de combustão quando NH_3 é injetado nos motores, resultando em combustão incompleta e perda de eficiência do motor [14].

Em condições normais, a combustão da amônia geralmente leva à formação de níveis mais elevados de óxidos de nitrogênio em comparação com outros combustíveis.

Esses óxidos de nitrogênio consistem principalmente em óxido nítrico (NO) e dióxido de nitrogênio (NO_2).² Esses poluentes são ativos tanto quimicamente quanto radioativamente, contribuindo para o efeito estufa e desempenhando um papel significativo na formação da chuva ácida [87]. A questão dos NO_x e suas emissões são descritas em detalhes na próxima seção.

Para alcançar uma combustão estável na câmara, é necessário que a amônia esteja presente na forma de vapor. Isso requer o projeto e a implementação de sistemas embarcados capazes de vaporizar e craquear a amônia para aumentar a velocidade da chama e a taxa de combustão [88].

Tais sistemas podem incluir vários componentes, como vaporizadores, catalisadores e reatores, que trabalham em conjunto para garantir uma combustão eficiente e eficaz da amônia na aplicação desejada. Conforme descrito na Seção 3, a amônia também pode reagir com materiais e causar corrosão. O projeto e a operação adequados desses sistemas são cruciais para garantir um desempenho seguro e confiável [13].

6.3. Motores de Ignição por Faísca

Os motores de combustão interna (MCI) podem ser divididos em motores de ignição por centelha (IC) e motores de ignição por compressão (IC). Ambos os tipos de motor foram testados com amônia como combustível. Um dos primeiros artigos de pesquisa dedicados à IC foi o de Cornelius et al. [89], que examinaram a combustão de NH_3 gasoso puro.³ Em um motor de ignição por centelha (SI), a amônia líquida era vaporizada e injetada no coletor de admissão para se misturar com o ar admitido.

O início da ignição (SOI) do NH_3 ocorria.³ O motor precisava ser avançado em um ângulo de manivela (CM) de aproximadamente 100° antes do ponto morto superior (PMS) para atingir uma operação estável.

No entanto, mesmo com o avanço da ignição, a eficiência térmica indicada (ETI) do motor de amônia era aproximadamente 12% menor do que a de motores a gasolina pura operando a 2400 RPM. Além disso, o NH_3 motor movido a NH_3 só conseguia operar até 2400 RPM devido à baixa reatividade do NH_3 .³

Esses resultados sugerem que mais pesquisa e desenvolvimento são necessários para melhorar o desempenho e a eficiência do NH_3 -motores a combustível.

Pesquisas recentes demonstraram que uma mistura de amônia e hidrogênio pode alimentar um motor de ignição por centelha (SI). Nessa mistura, a amônia serve como combustível, enquanto o hidrogênio atua como um promotor de combustão gerado por um reator catalítico a bordo [93]. O calor produzido pelos gases de escape do motor mantém o hidrogênio em uma temperatura de trabalho, impedindo a quebra da amônia. Esse processo é significativamente mais benéfico do que a injeção de amônia pura, mas leva a temperaturas de combustão mais altas e, conseqüentemente, a níveis mais elevados de NO_x emissões [13].

6.4. Motores de Ignição por Compressão

O motor CI é um tipo de máquina de pistão comumente usada para geração de energia, e possui uma taxa de compressão (CR) mais alta (14–25) e eficiência térmica (η : 45–55%) do que os motores SI (CR: 8–12, η : 28–42%). A capacidade instalada anual de motores CI é aproximadamente dez vezes maior que a de motores SI. Ao contrário do motor SI, a combustão no motor CI ocorre em quatro estágios distintos: atraso de ignição, combustão pré-misturada, combustão controlada pela mistura e pós-combustão. A presença de NH_3 influencia o processo de combustão em cada estágio e a reação subsequente [11].

Nos últimos anos, muitos desenvolvimentos foram implementados em motores CI e novas soluções foram projetadas para um melhor desempenho do motor; uma lista resumida de diferentes soluções e suas respectivas vantagens e desvantagens.

Utilizar um ponto de injeção de combustível atrasado para o PMS (Ponto Morto Superior) não é uma forma eficaz de melhorar o NH (Índice de Desempenho).³ combustão em motores CI. Embora esse método possa reduzir significativamente o NO_x Além das emissões, também causa um aumento significativo no NH não queimado.³ A amônia aquosa é uma opção melhor para melhorar o desempenho e as emissões do motor. No entanto, é importante observar que o uso de amônia aquosa provavelmente aumentará o ruído do motor devido à maior liberação de calor na fase de combustão da pré-mistura. Quando NH₃³ Quando misturado com diesel fóssil, geralmente resulta em uma taxa de liberação de calor (HRR) do motor melhorada, mas também em níveis mais altos de NO_x. emissões. Em geral, combustão e emissões de NH₃ pode ser melhorado otimizando o fluxo de massa e o tempo de injeção piloto e principal, resultando em uma redução simultânea de N₂ emissões baseadas em - e um aumento no HRR do motor [11].

6.5. Amônia como combustível

Para auxiliar na descarbonização do setor energético e incentivar o uso generalizado do hidrogênio, a utilização da amônia diretamente como combustível, parcialmente decomposta ou misturada com outros combustíveis, pode apresentar inúmeras vantagens.

A amônia é um combustível e vetor energético atraente e sustentável devido à sua alta densidade energética volumétrica (em comparação com o hidrogênio) e à infraestrutura de produção e transporte já consolidada. No entanto, o uso da amônia na combustão apresenta diversos desafios significativos, como baixas velocidades de chama, limites de inflamabilidade estreitos e tendência à formação de NO_x .

Atualmente, não existem veículos produzidos em massa que utilizem amônia como fonte de combustível, mas já existem algumas soluções funcionais que utilizam esse combustível livre de carbono. No entanto, a MAN, principal fabricante de caminhões na Europa, está trabalhando no aprimoramento de motores de combustão interna para queimar amônia [110]. A pesquisa e o desenvolvimento dessa tecnologia estão sendo realizados com vistas à implementação na indústria marítima, mas envolvem motores de combustão interna, o que aumenta o potencial de implementação também em outros setores de transporte.

Existem algumas soluções automotivas funcionais com amônia como fonte de combustível. Em uma conferência de imprensa realizada em 27 de abril de 2015 na Fazenda Pinehurst em Blirstown, Iowa, foi apresentado o primeiro trator operando com combustíveis renováveis. Este trator tem a capacidade de funcionar com gás hidrogênio ou amônia, que é misturada com uma pequena quantidade de hidrogênio [111].

Outro carro movido a amônia foi o Marangoni GT 86-R Eco Explorer, apresentado no Salão Automóvel de Genebra em 2013.

O Eco Explorer era uma modificação que aprimorava a aparência e o desempenho do cupê esportivo da Toyota, além de reforçar suas características ecológicas. A Marangoni conseguiu isso instalando um tanque de GLP sob o porta-malas, permitindo que o GT 86 utilizasse amônia comprimida como combustível, resultando em uma autonomia de 179 km (111 milhas) sem gerar CO₂.² pois a amônia não contém carbono. Além disso, o veículo pode ser alternado para funcionar com gasolina para uma experiência de condução emocionante [112].

Analizando o TRL (nível de maturidade tecnológica), fica evidente que, durante a Segunda Guerra Mundial, os ônibus movidos a amônia estavam no TRL = 9, comprovado em operação no ambiente real. Contudo, essa era uma solução temporária, até que o retorno aos combustíveis fósseis se tornasse mais eficiente e menos perigoso. Hoje, essa tecnologia foi demonstrada em protótipos isolados e pode ser considerada no TRL = 7.

6.6. Células de Combustível — Estado Atual de Desenvolvimento

Durante as últimas duas décadas, a popularidade das células a combustível na indústria tem aumentado constantemente [113]. Os tipos mais populares de células a combustível são as de membrana de troca de prótons, alcalinas, de ácido fosfórico, de metanol direto, de carbonito fundido e de óxido sólido, que são abreviadas como PEMFC, AFC, PAFC, DMFC, MCFC e SOFC, respectivamente.

Cada uma das tecnologias é caracterizada por um propósito e método de operação diferentes, e seus pontos fortes e fracos são amplamente descritos na literatura [114].

Em 2021, a capacidade total dos sistemas de células a combustível foi estimada em 2330,4 MW [115]. Conforme demonstrado em um relatório de 2019 [113], o número de unidades estacionárias de células a combustível de grande escala (>200 kW) tem crescido continuamente. Entre 2007 e 2017, registrou-se um aumento de 10 vezes (de cerca de 80 MW para quase 800 MW) na capacidade instalada. Durante esse período, observou-se um aumento na potência das instalações estacionárias, principalmente para MCFC, PAFC e SOFC [113]. O maior aumento foi registrado para SOFC. As tecnologias de células a combustível são mais populares nos EUA e na Coreia [113]. Somente em 2019, dois projetos de sistemas estacionários de SOFC com potência de 80 e 100 MW foram aprovados na Coreia [116]. No entanto, ao se discutir células a combustível, não se pode esquecer a enorme participação de mercado ocupada pelas PEMFCs. Essa tecnologia é usada com mais frequência em unidades menores, aplicações portáteis ou em transporte [114 , 117]. Em 2022, de acordo com a Polaris Market Research, o mercado global de veículos com células a combustível foi estimado em 1,51 bilhão de dólares e era ocupado principalmente por PEMFCs. Prevê-se que esse mercado aumente para 62,88 bilhões de dólares até 2032 [118]. O possível uso de células a combustível está sendo considerado em quase todos os meios de transporte, incluindo trens, navios e até aviões [21 , 114 , 117 , 119].

O uso de células a combustível está em consonância com a crescente popularidade do uso de hidrogênio e outros combustíveis alternativos, como a amônia.

6.7. Métodos selecionados de fornecimento de amônia para células a combustível

Conforme mencionado acima, a fonte de energia em NH_3 é o hidrogênio. Durante a combustão, ocorre a geração de altas temperaturas que permitem a decomposição e oxidação da amônia. Devido aos problemas mencionados, como a baixa qualidade da ignição, a alta temperatura de autoignição e a baixa velocidade da chama, as células a combustível representam uma tecnologia interessante para a conversão de amônia em eletricidade, uma vez que não envolvem combustão típica, mas sim reações eletroquímicas. No caso das células a combustível, NH_3 a amônia deve ser decomposta em hidrogênio molecular, que então participa de processos eletroquímicos.

A decomposição da amônia (craqueamento), dependendo do catalisador, ocorre em temperaturas que variam de 350 a 400 °C. a 800 °C [120]. Por esse motivo, diferentemente das SOFCs, as células a combustível de baixa temperatura (por exemplo, PEMFCs, AFCs) requerem um reator externo para decompor a amônia em (H_2 e N_2) e um refrigerador para fornecê-los às células na temperatura de operação [121].

O uso de NH_3 tecnologia de célula a combustível selecionada requer diversos componentes auxiliares no sistema de processamento de combustível. A Figura 9 mostra possíveis configurações de células a combustível alimentadas com amônia. A decomposição da amônia pode ser realizada em um reator como um processo de craqueamento endotérmico ou como um processo autotérmico com combustão parcial de hidrogênio. No segundo caso, óxidos de nitrogênio e enxofre ou CO_2 são produzidos. Pode ser fornecido ar ao reator. Se os gases não forem purificados, podem envenenar as células de combustível. Além disso, no processo de decomposição autotérmica, ou seja, combustão parcial, existe a possibilidade de aparecimento de óxidos de nitrogênio, que podem afetar negativamente o funcionamento das células do tipo PEM [122]. CO_2 pode ser perigoso para AFC e o enxofre pode envenenar SOFC [123]. Por este motivo, são necessários filtros adicionais nas instalações.

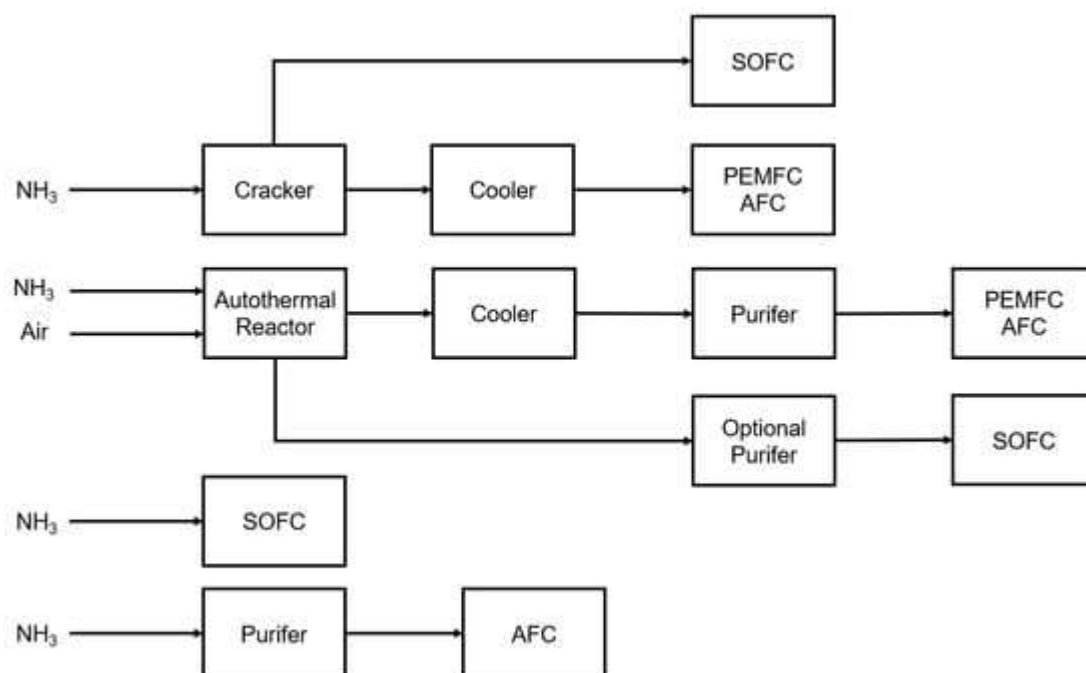


Figura 9. Configurações possíveis sugeridas de células de combustível alimentadas com amônia selecionadas com base em informações coletadas sobre limitações em tecnologias selecionadas [120 , 121 , 122 , 123 , 124 , 125 , 126 , 127 , 128 , 129].

A principal vantagem das células SOFC é que o alto teor de níquel dos substratos do ânodo significa que elas não requerem um craqueador [124 , 125 , 126 , 127 , 128]. Da mesma forma com a AFC, porém, se o desempenho das SOFCs alimentadas por amônia for muito semelhante ao de uma alimentada por hidrogênio, o desempenho da AFC é bastante baixo [129]. Por outro lado, a amônia envenena as células PEM [130]. Com base nisso, pode-se concluir que, para usar NH_3 , é necessário utilizar NH_3 .3Nos sistemas AFC ou PEMFC, são necessários componentes adicionais para permitir o processamento adequado do combustível. Além disso, as próprias células não requerem alterações tecnológicas, o que nos permite concluir que a tecnologia PEMFC já implementada no setor de transportes está pronta para o uso de NH_3 .3Embora todo o sistema precise ser redesenhado, isso pode inviabilizar a implementação de amônia nessas soluções.

Por outro lado, considerando o número de elementos adicionais que devem ser utilizados em tal sistema, bem como o NH_3 , também é importante avaliar a viabilidade do sistema.3Considerando as temperaturas de craqueamento e operação das células a combustível, parece ideal usar a tecnologia SOFC alimentada indiretamente ou diretamente por amônia.

De acordo com a IEA, os veículos elétricos SOFC alimentados por amônia estão em um nível TRL de 4–5 [131], mas nenhuma informação de TRL foi encontrada para sistemas PEMFC ou AFC alimentados por amônia.

6.8. Células de combustível de óxido sólido alimentadas com amônia

Atualmente, existem poucas empresas no mercado que produzem SOFCs ou sistemas de energia baseados nelas. A maioria das SOFCs propostas são de pequena escala, de 1 a 10 kW, ou seja, em uma faixa que não atende aos requisitos atuais do setor de transportes. Com base nas fontes encontradas, apenas cinco empresas oferecem sistemas de SOFC com soluções abaixo e acima de 100 kW [132 , 133 , 134 , 135]. Um estudo de mercado publicado no projeto NAUTILIUS coletou dados sobre a densidade de potência de pilhas de células a combustível, bem como de sistemas oferecidos no mercado. Uma comparação entre as tecnologias SOFC e PEM e uma comparação com um motor a diesel típico de 500 kW são apresentadas na Tabela 7. O resumo observa que os sistemas PEMFC e SOFC são competitivos com os motores a diesel em termos de densidade de potência. Vale ressaltar, no entanto, que a comparação do NAUTILUS encontrou dados limitados sobre a densidade de energia gravimétrica de pilhas de células a combustível PEMFC e SOFC. Isso pode ser observado, entre outras coisas, comparando a densidade de energia dos sistemas PEMFC com a das pilhas de SOFC. A densidade de energia máxima das pilhas de PEMFC, proveniente de fontes encontradas pelo NAUTILUS, é inferior à densidade de energia máxima dos sistemas. Isso se deve à informação limitada fornecida pelos fabricantes.

No entanto, a comparação mostra quais densidades de potência podem ser esperadas dos sistemas de células a combustível, que provavelmente se tornarão mais comuns no mercado. As eficiências elétricas máximas alcançadas por ambos os sistemas baseados em células ultrapassam 50%, chegando a 65% para as pilhas de SOFC. Contudo, o desempenho das pilhas movidas a hidrogênio é comparado ao de um motor a diesel de 500 kW, por exemplo. Devido à ausência de sistemas de células a combustível, bem como de motores movidos a amônia, no mercado, essa comparação apenas indica que a tecnologia de células tem um alto potencial para substituir as tecnologias de combustão [115].

Referindo-se a informações previamente coletadas sobre a construção de NH₃Sistemas movidos a energia elétrica e baseados em células de combustível, com instalação de equipamentos adicionais, incluindo um NH₃O reator reduzirá sua densidade de potência. Portanto, devido ao fato de que um método padrão de decomposição de amônia ocorre na presença de um catalisador de níquel a >550°C, a tecnologia SOFC é mais conveniente para discussão do que a PEMFC [136].

Estudos sobre pilhas SOFC alimentadas com amônia têm aparecido constantemente na literatura. Em 2015, Cinti e Desideri [138] apresentaram uma análise experimental com um modelo 0-dimensional (incluindo trocadores de calor, uma pilha SOFC e um pós-combustor) para determinar a eficiência de um sistema baseado em uma pilha de células SOFC alimentada por ureia, que se decompõe em amônia, entre outras substâncias.

Durante o processo de decomposição. A eficiência total do sistema modelado, dependendo do fator de utilização do combustível, atingiu 65% a 800 °C. Okanishi et al. [139] realizaram um estudo abrangente sobre uma pilha de células (materiais de ânodo NiO-YSZ, ZrO₂ eletrólito à base de -) a 770°C. No estudo, a análise foi realizada para três métodos de processamento de combustível: alimentação direta da pilha (DIC), craqueador de amônia e craqueador autotérmico, no qual a amônia é decomposta em hidrogênio na presença de traços de oxigênio, o que leva à conversão parcial do hidrogênio em vapor, permitindo a manutenção da temperatura constante no reator. Devido ao fornecimento de vapor à pilha, o desempenho com o craqueador autotérmico foi o mais baixo, especialmente para correntes baixas. No entanto, em cargas elevadas, os resultados mostraram que as densidades de potência foram comparáveis ao caso com um craqueador interno. A pilha apresentou o melhor desempenho para hidrogênio.

Em um teste de 1000 h, a operação da pilha alimentada com amônia foi estável e não apresentou maior degradação ao longo do tempo do que a pilha alimentada com hidrogênio [139]. Os pesquisadores então realizaram análises em uma pilha de 30 células de 1 kW; ambos os testes não mostraram efeitos negativos da amônia nas células, e os pesquisadores não observaram NH₃3 emissões [125]. Em 2018, foram publicados resultados [140] sobre uma pilha curta de SOLIDpower SpA em células com configuração Ni-YSZ/YSZ/GDC/LSCF-GDC.

A pilha foi alimentada com amônia distribuída em um craqueador para N_2 e H_2O s. Experimentos foram conduzidos a $700^\circ C$, $750^\circ C$ e $800^\circ C$. Uma densidade de potência de 375 mW/cm^2 foi alcançada, e a eficiência de conversão de energia da célula com base no modelo numérico foi de 67%. Um dos estudos mais recentes publicados por Quach et al. [141] também foi realizado em uma mistura de N_2 - e H_2 -amônia simulada.

Os experimentos foram realizados em uma pilha de 2,5 kW. Isso demonstra o interesse no uso de amônia em pilhas SOFC. Esse fato coincide com o aumento no número de células utilizadas na construção das pilhas em estudo. Isso indica um interesse crescente no assunto e um grande potencial para o desenvolvimento tecnológico nos próximos anos. Reúne os dados dos testes realizados com amônia. Pode-se observar que a eficiência elétrica do NH_3 a eficiência das pilhas SOFC alimentadas com amônia corresponde à eficiência elétrica dos sistemas SOFC alimentados com H_2 compilados na Tabela 7. Presume-se que a eficiência desses sistemas seja menor, visto que é necessária energia para os equipamentos auxiliares. No entanto, isso não altera o fato de que a eficiência das pilhas SOFC alimentadas com amônia pode ultrapassar 60%.

6.9. Transição de hidrogênio. Como mostrado, a transição de hidrogênio para NH_3 a utilização de NH_3 em sistemas de células a combustível pode não ser simples, pois envolve problemas como a necessidade de equipamentos adicionais para reduzir a densidade energética do sistema, o envenenamento das células a combustível e a incompatibilidade de temperatura.

As SOFCs (células a combustível de óxido sólido) são as melhores candidatas para a utilização de NH_3 como combustível. A AIE afirma que as células a combustível SOFC alimentadas com amônia que alimentam veículos elétricos estão em um nível de prontidão 4–5 [131], e não há informações sobre os níveis de prontidão tecnológica (TRLs) para outros tipos de células a combustível. No entanto, o uso de pilhas SOFC no transporte de curta distância parece ser impossível com o desenvolvimento atual dessa tecnologia. As pilhas SOFC funcionam principalmente em soluções estacionárias, onde não são necessárias mudanças frequentes de carga ou desligamentos frequentes. Portanto, essa tecnologia tem muito mais potencial para implementação no transporte marítimo de longa distância ou no transporte ferroviário de cargas. Atualmente, parece que o uso de amônia no transporte terrestre usando células a combustível apresenta grandes desafios, especialmente na perspectiva de alimentar o transporte rodoviário, sem trazer muitos benefícios.

7. Combustível de amônia no contexto das políticas de ar limpo

Por muitos dos motivos descritos acima (ver Seção 1), a amônia está sendo pesquisada e desenvolvida como um combustível livre de emissões de carbono. Além de remover o CO_2 , ela também possui outras propriedades que reduzem a emissão de CO_2 . As emissões provenientes do transporte, bem como a redução das emissões de poluentes atmosféricos, representam um desafio igualmente grande, uma vez que constituem uma das maiores ameaças à humanidade na atualidade [145].

A exposição à poluição atmosférica por partículas de até 2,5µm de diâmetro (PM_{2,5}), dióxido de nitrogênio (NO₂), e ozônio (O₃) está associada a uma redução da expectativa de vida devido ao aumento do risco de doenças cardíacas, acidente vascular cerebral e doença pulmonar obstrutiva crônica. Há também uma aparente ligação entre a exposição à poluição atmosférica e o diabetes e a doença de Alzheimer [146]. De acordo com as últimas recomendações da Organização Mundial da Saúde (OMS) sobre poluição atmosférica, em 2019, 97% da população urbana na Europa estava exposta a PM_{2,5} e 94% a NO₂ e 99% para O₃ [147].

Pessoas que vivem perto de rodovias com tráfego intenso apresentam riscos aumentados à saúde devido à poluição do tráfego [148 , 149]. De acordo com cálculos baseados em dados de 2014 [150], o setor de transportes foi responsável por 8,6% das emissões globais de PM_{2,5}, contribuindo para 330.000 mortes prematuras e 891 bilhões de dólares em perdas econômicas anualmente [151]. Apesar da ausência de emissões de PM pelo escapamento de carros elétricos ou movidos a células de combustível, essas partículas ainda são emitidas principalmente pela ressuspensão, desgaste dos freios e atrito com a superfície da estrada [152]. Estudos mostram que a emissão de PM não proveniente do escapamento em carros elétricos é maior do que a emissão total de poeira de carros a gasolina ou diesel com padrões EURO 6. Considerando os diferentes tipos de estradas, essa emissão pode ser de 7 a 12% maior, em comparação com motores de combustão interna [153]. Isso está relacionado ao aumento do peso dos carros elétricos devido à utilização de baterias.

Dado que os carros que utilizam amoníaco também terão células de combustível instaladas juntamente com a bateria, o peso do carro pode ser semelhante ou mesmo superior ao de um VE. Isto pode contribuir para emissões não relacionadas com o escape ainda maiores. No entanto, devido à impossibilidade de comparar o peso de veículos semelhantes, à falta de conhecimento da tecnologia utilizada no sistema de travagem e a outras variáveis, a estimativa das emissões é afetada por um elevado nível de incerteza. Vale a pena lembrar, contudo, que as emissões dos carros de passageiros anteriores à norma EURO 5 apresentam emissões de partículas significativamente mais elevadas para o ar do que as dos carros com células de combustível, como resultado da combustão do combustível, principalmente dos motores a diesel [154].

Na Europa, o setor dos transportes é responsável por 48% das emissões totais de óxidos de azoto, e nos EUA, a taxa é de 41% [155]. É importante notar que os veículos a diesel são responsáveis pela maior parte dessas concentrações devido à sua participação relativamente maior de NOXemissões em comparação com motores a gasolina, especialmente em carros com padrões de emissão inferiores a EURO 5 [156]. NOXé um poluente de particular importância porque atua como precursor na formação de O3e partículas secundárias PM2,5. Estudos indicam que veículos que utilizam amônia como combustível no processo de combustão catalítica emitem óxidos de nitrogênio [157]. NOXAs concentrações em gases de escape de motores a diesel não tratados situam-se tipicamente entre 50 e 1000 ppm (partículas por milhão).

Em veículos que utilizam combustão de amoníaco, o NOXAs emissões variam de 0 a 6 ppm, dependendo da temperatura de combustão e do catalisador utilizado [158]. Com a tecnologia de utilização de amônia como combustível para células a combustível, não há emissões de óxidos de nitrogênio [143]. Esse tipo de tecnologia seria mais benéfico em termos de redução de NOXna atmosfera.

Embora a amônia esteja sendo estudada para uso como combustível de baixo carbono para o transporte, é importante lembrar que as emissões atmosféricas de amônia são consideradas um problema político e científico, pois representam riscos à saúde e ao meio ambiente.³É extremamente volátil e altamente tóxico para os seres humanos, como mencionado na Seção 3. A agricultura é a maior fonte global de NH_3 .³emissões, representando 81%. As emissões de amônia representam uma ameaça significativa à qualidade do ar urbano devido ao seu importante papel na formação de partículas secundárias [159]. Reações químicas na atmosfera envolvendo amônia contribuem significativamente para a formação de $\text{PM}_{2,5}$ [160]. NH_3 é responsável por metade da poluição por $\text{PM}_{2,5}$ na Europa e por 30% nos EUA [161], e os aerossóis derivados da amônia representam uma grande parcela do total de PM [162].

Dados esses efeitos tóxicos da amônia, NH_3 As emissões do setor de transporte rodoviário são significativas. As novas normas de emissão que estão sendo introduzidas para veículos também têm um impacto direto na redução da poluição por amônia [163].

NH₃As taxas de emissão para motores a gasolina variam de 300 a 470 ppm, para veículos a diesel de 340 a 500 ppm e para veículos movidos a outros combustíveis de 290 a 600 ppm. No caso de um motor de ignição por compressão bicom bustível com amônia e diesel, a concentração de amônia não queimada no escapamento úmido variou de 7 ppm para o caso somente com diesel a 14.800 ppm para a contribuição máxima de energia da amônia (84,2% da entrada de energia) [164].

Usando células de combustível de óxido sólido, as emissões de amônia foram observadas na faixa de 40 a 250 ppm [143]. É importante notar que os sistemas baseados em SOFC normalmente usam um pós-combustor de gás de pós-reação adicional, como um queimador catalítico, onde a amônia pode se decompor ainda mais. Além disso, a maioria dos estudos mencionados na seção anterior, que utilizavam amônia como combustível, também apresentou uma solução com um reator de amônia adicional a montante da pilha de células a combustível. Essas soluções implicam na ausência de NH₃.3emissões nas aplicações-alvo.

7.1. Utilização de amoníaco em combinação com outro combustível

A utilização de amoníaco em combinação com outro combustível (gasolina ou diesel) não resolve o problema da redução total dos óxidos de nitrogênio e, em alguns casos, estes são mais elevados para veículos a combustão que atendem aos padrões de emissão EURO 6. Se forem aplicadas células de combustível de amoníaco, o NO_xNão ocorrem emissões, o que é benéfico do ponto de vista da melhoria da qualidade do ar.

Os carros movidos a células de combustível podem contribuir com emissões de MP iguais ou até maiores em comparação com carros a combustão com padrão EURO 5 ou superior, como mencionado anteriormente. Isso ocorre devido à maior emissão de gases não provenientes do escapamento, resultante do peso significativamente maior dos carros movidos a células de combustível. Além disso, a quantidade de emissões de MP resultantes da combustão de amônia em conjunto com outros combustíveis ainda não foi estimada. Devido à alta toxicidade da amônia, conforme indicado acima, uma análise mais detalhada de NH_3 é necessária.³ É necessário avaliar as emissões atmosféricas de carros que utilizam amônia como combustível. Ainda existe muita incerteza na avaliação do impacto desses tipos de veículos na poluição do ar. Algumas emissões indiretas, como os efeitos na saúde dos vapores de amônia liberados durante o abastecimento do veículo, são, até onde sabemos, desconhecidas.

8. Resumo: Indicação dos pontos fortes e fracos da amônia verde como combustível e direções necessárias para pesquisas e otimizações futuras.

O artigo apresenta uma análise dos desafios associados ao uso da amônia como combustível. Apesar da demonstração de um grande número de desafios, cabe ressaltar que todos eles já são tecnicamente superados em outros setores industriais. Esses desafios não são maiores do que os associados a outros tipos de combustíveis comumente usados hoje, mas são simplesmente diferentes e exigem uma abordagem distinta.

A principal barreira que impede o uso generalizado da amônia como combustível não são os riscos a ela associados, mas sim a falta de legislação adequada que regule tal processo. Portanto, o passo imediato deve ser o desenvolvimento de tais regulamentações; infelizmente, o setor marítimo permanece o único regulamentado nesse sentido até o momento, e não há informações sobre trabalhos em andamento nessa direção em outros setores de transporte.

Em termos de produção de amônia, é importante destacar que as tecnologias atuais para a produção de amônia são completamente maduras, mas, no cenário atual, não podem ser consideradas sustentáveis. Portanto, o principal desafio está relacionado ao fornecimento de energia renovável para a produção de amônia verde. O investimento inicial (CAPEX) dessa conversão é considerado muito alto, o que pode ser um obstáculo potencial. Além disso, com base nas análises técnico-econômicas disponíveis para plantas de amônia verde, prevê-se que o preço da amônia verde exceda os preços atuais da amônia em 100 a 200%. Isso certamente limitará a aplicação da amônia como combustível no transporte rodoviário. Apesar dos desafios significativos resumidos acima, a maior ameaça, na opinião dos autores, continua sendo a possível interferência em outros mercados dependentes de amônia, especialmente o setor agroalimentar, que tem um impacto muito severo nos preços e na disponibilidade de alimentos. Para prosseguir com segurança com o desenvolvimento de novos setores que demandam amônia, a proteção do fornecimento de amônia pode ser necessária para setores estratégicos e prioritários como a agricultura e a produção de alimentos.

Os tanques de armazenamento de amônia indicam um nível avançado de maturidade tecnológica. No entanto, essas soluções são voltadas principalmente para as indústrias de refrigeração e fertilizantes. Para o uso de amônia na produção de energia para transporte terrestre, a infraestrutura existente precisa de adaptação e modernização. Dada a similaridade dos parâmetros termodinâmicos entre a amônia e o GLP, as instalações de GLP poderiam ser potencialmente reaproveitadas para o armazenamento de amônia, desde que equipadas com sistemas de segurança adicionais. Essa adaptação é crucial para o uso seguro e eficiente da amônia no setor energético. Apesar do alto nível de maturidade tecnológica (TRL) das soluções atuais de armazenamento de amônia, sua conversão para novas aplicações energéticas exigirá mais inovação e modificações.

A amônia como fonte de combustível já foi implementada em larga escala durante a Segunda Guerra Mundial e, atualmente, existem protótipos funcionais com motores de melhor eficiência. A maioria desses automóveis implementados baseava-se em soluções bicomcombustíveis devido às propriedades de combustão deficientes da amônia, que levam à baixa estabilidade do motor. Devido a esse fato, veículos com motores de combustão que funcionam apenas com amônia não parecem estar sendo introduzidos no transporte de massa. A operação bicomcombustível traz consigo um aumento na complexidade do sistema; no entanto, não é excludente, como bem exemplificado pelos carros que funcionam com gasolina e GLP.

Embora nessas soluções o motor geralmente opere alternadamente em modos de combustível único, ele possui o equipamento necessário para processar ambos os combustíveis. Contudo, a desvantagem dessa solução reside no fato de que ela não resulta na eliminação do CO_2 emissões, mas apenas na sua redução, contribuindo inclusive para um aumento de NO_x emissões. Portanto, o uso de amônia tem benefícios, mas não parece ser uma solução revolucionária.

As células a combustível estão ganhando cada vez mais espaço no mercado de energia. No entanto, atualmente, elas são adaptadas para operar com hidrogênio e, possivelmente, metano. Como mostrou a revisão, são necessárias alterações de projeto para implementar amônia em sistemas de células a combustível. A expansão dos sistemas atualmente utilizados na indústria automotiva parece irracional. O primeiro motivo é que o mercado é dominado principalmente por células PEM, que não são compatíveis em termos de temperatura com o processo de craqueamento da amônia necessário para que o combustível chegue às pilhas de células. O segundo motivo é a necessidade de expansão do sistema com diversos componentes, o que acaba reduzindo a densidade energética gravimétrica e volumétrica, impactando negativamente o tamanho potencial dos veículos, bem como a viabilidade econômica de sua produção. A diferença na temperatura de operação das células e no craqueamento da amônia pode ser eliminada com o uso de células SOFC. Contudo, as características de operação dos sistemas baseados em SOFC parecem inadequadas para aplicações automotivas.

O longo tempo de inicialização do sistema e a capacidade limitada de operar no modo de mudança dinâmica tornam as SOFC candidatas mais adequadas para aplicações de transporte de longa distância, principalmente marítimo e possivelmente ferroviário, do que para soluções rodoviárias. Compilando informações sobre a alimentação de motores de combustão interna e células a combustível, parece que o uso de amônia no transporte terrestre, especialmente no rodoviário, traz muito mais desafios do que benefícios com a transformação do setor de combustíveis. Contudo, é importante ressaltar que, se as mudanças visam reduzir a quantidade de substâncias nocivas liberadas na atmosfera a poucos centímetros do solo, é compreensível a busca por novas soluções mais seguras.

Este artigo também discute o uso da amônia como um potencial combustível livre de carbono no setor de transportes, com foco em seu impacto na poluição do ar. Poluentes perigosos como PM_{2,5} e NO_x são abordados.² Consideram-se poluentes associados a diversos problemas de saúde. O setor de transportes é identificado como um importante contribuinte para esses poluentes. A utilização de amônia como combustível reduz significativamente o CO₂.² emissões e pode ser um passo em direção ao transporte neutro em carbono. Veículos que utilizam amônia como combustível em processos de combustão catalítica produzem baixíssimas emissões de NO_x. As emissões, em comparação com veículos a diesel e gasolina, também contribuem para a redução do ozono e das partículas secundárias PM_{2,5}.

A utilização da tecnologia SOFC elimina o NO_x emissões, proporcionando outra vantagem potencial da amônia sobre os combustíveis convencionais. No entanto, a queima conjunta com outros combustíveis não resolve o problema da redução de NO_x concentrações elevadas de amônia reduzem sua eficácia como combustível de baixa emissão. Além disso, veículos com células a combustível podem emitir mais material particulado do que veículos com motores de combustão interna com padrão EURO 5 ou anterior, devido às maiores emissões não relacionadas ao escapamento. Ademais, devido à alta toxicidade da amônia, seu uso crescente no transporte pode representar um risco significativo para a saúde pública e o meio ambiente. Mais pesquisas são necessárias para quantificar e reduzir as emissões não relacionadas ao escapamento de veículos elétricos ou com células a combustível de grande porte, incluindo aqueles movidos a amônia. Estudos adicionais são necessários para avaliar os impactos da amônia.³ As emissões de veículos que utilizam amônia como combustível são preocupantes devido à sua alta toxicidade.

Embora a tecnologia SOFC seja promissora, ainda são necessários mais estudos para otimizar seu desempenho e reduzir o potencial de emissões de material particulado (MP). Como a co-combustão não reduz adequadamente o NO_x, a emissão de MP pode ser um problema. X Para reduzir as emissões, outros métodos de combinação de amônia com combustíveis convencionais precisam ser investigados. Isso também pode incluir a exploração de tecnologias avançadas de pós-tratamento para reduzir o NO_x. X emissões de motores de combustão conjunta.

As perspectivas de utilização da amônia verde como combustível não são óbvias. Embora a amônia já seja utilizada para alimentar motores de combustão interna há muitas décadas, suas propriedades são incomparavelmente menos favoráveis do que as do petróleo bruto, da gasolina, do metano ou do GLP, tanto em termos de desempenho quanto de segurança. Isso exige a instalação de sistemas adicionais e materiais mais caros, o que pode afetar o preço, a vida útil e o conforto de uso. Uma alternativa interessante parece ser o uso da amônia para alimentar células de combustível, mas são necessárias mais pesquisas nessa área. No entanto, a questão mais importante pode ser o impacto negativo do uso massivo de amônia como combustível nos preços dos alimentos, já que a amônia é essencial para a produção de alimentos.

Contribuições dos autores

Conceitualização: MC, ML, KM, ZM, DP, PP, ZR, MS; redação – preparação do rascunho original: ML, KM, ZM, DP, PP, ZR e MS; redação – revisão e edição: ML, KM, ZM, DP, PP, ZR e MS; visualização: ML, KM e ZR; supervisão: ZR e ZM. Todos os autores leram e aprovaram a versão final do manuscrito.

Financiamento

Este trabalho foi parcialmente financiado pelo Fundo Nacional para a Proteção Ambiental e Gestão da Água em Varsóvia, Polônia. O trabalho também contou com o apoio de fundos estatutários.

Declaração do Comitê de Revisão Institucional

Não aplicável.

Declaração de Consentimento Informado

Não aplicável.

Declaração de Disponibilidade de Dados

Não aplicável.

Agradecimentos

Do Ministério da Ciência e do Ensino Superior da Polônia.

Conflitos de interesse

Os autores declaram não haver conflito de interesses.

Abreviações

As seguintes abreviações são utilizadas neste manuscrito:

AFC Célula de combustível alcalina

AIT Autoignição

CAPEX Despesas de capital

CEM Ministro da Energia Limpa

CI Ignição por compressão

GNV Gás Natural Comprimido

CR Taxa de compressão

DMFC Célula de combustível de metanol direto

UE União Europeia

EVI Iniciativa de Veículos Elétricos

FC Célula de combustível

GEE Gases de efeito estufa

HRR Taxa de liberação de calor

GELO Motor de combustão interna

IEA Agência Internacional de Energia

Na minha opinião Organização Marinha Internacional

IRENA Agência Internacional de Energia Renovável

LC Concentração letal

LCOA Custo Nivelado da Amônia

LD Dose letal

GNL Gás Natural Liquefeito

GLP Gás Liquefeito de Petróleo

MCFC Célula de combustível de carbonita fundida

MIE Energia mínima de ignição

NIOSH Instituto Nacional de Segurança e Saúde Ocupacional

OCDE Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

PAFC Célula de combustível de ácido fosfórico

PEMFC Célula de combustível de membrana de troca de prótons

PM Material Particulado

RON Número de octano de pesquisa

SI Ignição por faísca

SOFC Célula de combustível de óxido sólido

TRL Nível de prontidão tecnológica

Referências

Eliminação gradual dos veículos movidos a combustíveis fósseis. 2023. Disponível online: https://en.wikipedia.org/wiki/Phase-out_of_fossil_fuel_vehicles (acessado em 10 de maio de 2023).

Mais de 25 países e estados dos EUA planejam proibir a venda de carros a gasolina. 2021. Disponível online: <https://insideevs.com/news/534890/countries-states-gas-car-bans/> (acessado em 11 de maio de 2023).

Emissões de CO₂ dos automóveis: fatos e números (infográfico). 2019. Disponível online: <https://www.europarl.europa.eu/news/en/headlines/society/20190313STO31218/co2-emissions-from-cars-facts-and-figures-infographics> (acessado em 11 de maio de 2023).

Unijny Zakaz Sprzedaży Nowych Samochodów Spalinowych de 2035 r.-co para Oznacza? 2022. Disponível online: <https://www.europarl.europa.eu/news/pl/headlines/economy/20221019STO44572/unijny-zakaz-sprzedazy-nowych-samochodow-spalinowych-od-2035-r-co-to-oznacza> (acedido em 11 de maio de 2023).

China entra para a lista de países que proíbem a venda de veículos antigos movidos a combustíveis fósseis. 2020. Disponível online: <https://europeansting.com/2020/11/17/china-joins-list-of-nations-banning-the-sale-of-old-style-fossil-fuelled-vehicles/> (acessado em 11 de maio de 2023).

Powell, A. Sonhando com a Califórnia? Não. 2022. Disponível online: <https://environment.harvard.edu/news/california-dreaming-nope> (acessado em 11 de maio de 2023).

DNV. Combustíveis alternativos para navios porta-contentores ; Relatório Técnico 4; DNV GL: Bærum, Noruega, 2021. [Google Scholar]

IEA. Global EV Outlook 2020: Relatório de Tecnologia ; IEA: Paris, França, 2020; pp. 39–85. [Google Scholar]

Como aumentar o uso de combustíveis alternativos para carros. 2022. Disponível online: <https://www.europarl.europa.eu/news/en/headlines/economy/20221013STO43019/how-to-increase-the-use-of-alternative-fuels-for-cars> (acessado em 11 de maio de 2023).

Associação Europeia de Biogás. O potencial do biometano para uma descarbonização mais rápida dos transportes não deve ser desperdiçado. Créditos da foto: Deva Darshan ; Relatório Técnico; Associação Europeia de Biogás: Bruxelas, Bélgica, 2020. [Google Scholar]

Chiong, MC; Chong, CT; Ng, JH; Mashruk, S.; Chong, WWF; Samiran, NA; Mong, GR; Valera-Medina, A. Avanços nas tecnologias de combustão em motores movidos a amônia. Energy Convers. Manag. 2021 , 244 , 114460. [Google Scholar] [CrossRef]

Frigo, S.; Gentili, R. Análise do comportamento de um motor Si de 4 tempos alimentado com amônia e hidrogênio. Int. J. Hydrogen Energy 2013 , 38 , 1607–1615. [Google Scholar] [CrossRef]

Chehade, G.; Dincer, I. Progresso na produção de amônia verde como potencial combustível livre de carbono. *Fuel* 2021 , 299 , 120845. [Google Scholar] [CrossRef]

Tornatore, C.; Marchitto, L.; Sabia, P.; De Joannon, M. Amônia como combustível verde em motores de combustão interna: estado da arte e perspectivas futuras. *Front. Mech. Eng.* 2022 , 8 , 944201. [Google Scholar] [CrossRef]

Elbaz, AM; Wang, S.; Guiberti, TF; Roberts, WL. Revisão sobre os avanços recentes na combustão de amônia, desde os fundamentos até as aplicações. *Fuel Commun.* 2022 , 10 , 100053. [Google Scholar] [CrossRef]

Ryu, K.; Zacharakis-Jutz, GE; Kong, SC. Aprimoramento do desempenho de um motor movido a amônia utilizando um catalisador de dissociação para geração de hidrogênio. *Int. J. Hydrogen Energy* 2014 , 39 , 2390–2398. [Google Scholar] [CrossRef]

Yüzbaşıoğlu, AE; Avşar, C.; Gezerman, AO. Situação atual do uso da amônia como fonte de energia sustentável e seu potencial industrial. *Curr. Res. Green Sustain. Chem.* 2022 , 5 , 100307. [Google Scholar] [CrossRef]

IRENA; AEA. Perspectivas de Inovação: Amônia Renovável ; Relatório Técnico; Agência Internacional de Energia Renovável: Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos, 2022. [Google Scholar]

Pearson, A. Refrigeração com amônia. *Int. J. Refrig.* 2008 , 31 , 545–551. [Google Scholar] [CrossRef]

Khudhur, DA; Tuan Abdullah, TA; Norazahar, N. Uma revisão das questões de segurança e avaliação de risco do sistema de refrigeração industrial com amônia. *Acs Chem. Health Saf.* 2022 , 29 , 394–404. [Google Scholar] [CrossRef]

Machaj, K.; Kupecki, J.; Malecha, Z.; Morawski, A.; Skrzypkiewicz, M.; Stanlik, M.; Chorowski, M. Amônia como potencial combustível marítimo: uma revisão. *Estratégia Energética Rev.*

Linde. Ficha técnica de amônia ; Relatório técnico; Linde AG: Dublin, Irlanda, 2023. [Google Scholar]

Birken, GA; Fabri, PJ; Carey, LC. Intoxicação aguda por amônia como complicação de politraumatismo. J. Trauma 1981 , 21 , 820–822. [Google Scholar] [CrossRef] [PubMed]

Instituto Nacional de Segurança e Saúde Ocupacional. Padrões recomendados pelo NIOSH para exposição ocupacional à amônia e ao benzeno. Int. J. Occup. Health Saf. 1974 , 43 , 32–33. [Google Scholar]

Instituto de Fertilizantes. Efeitos da amônia na saúde ; Relatório Técnico; Instituto de Fertilizantes: Arlington, VA, EUA, 2020. [Google Scholar]

CE - Comissão Europeia. Regulamento (UE) n.º 582/2011 da Comissão, de 25 de maio de 2011, que executa e altera o Regulamento (CE) n.º 595/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho no que respeita às emissões dos veículos pesados (Euro VI) e que altera os anexos I e III da Diretiva 2007/46/CE do Parlamento Europeu e do Conselho ; Relatório Técnico; CE - Comissão Europeia: Bruxelas, Bélgica, 2011. [Google Scholar]

CE - Comissão Europeia. Regulamento (UE) n.º 64/2012 da Comissão, de 23 de janeiro de 2012, que altera o Regulamento (UE) n.º 582/2011 que executa e altera o Regulamento (CE) n.º 595/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho no que respeita às emissões dos veículos pesados (Euro VI). Texto relevante para o EEE ; Relatório Técnico; CE - Comissão Europeia: Bruxelas, Bélgica, 2012. [Google Scholar]

Ziegler, B.; Trepp, C. Equação de estado para misturas de amônia e água. Int. J. Refrig. 1984 , 7 , 101–106. [Google Scholar] [CrossRef]

Patterson, P.; Adrizal. Estratégias de gestão para reduzir as emissões atmosféricas: Ênfase em poeira e amônia. J. Appl. Poult. Res. 2005 , 14 , 638–650. [Google Scholar] [CrossRef]

Wang, XB; Xiang, Y.; Li, XY. Risco ambiental da aplicação de lama branca de amônia-soda em solos na China. J. Integr. Agric. 2020 , 19 , 601–611. [Google Scholar] [CrossRef]

Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos. Atualização de 1999 dos critérios de qualidade da água ambiente para amônia. EPA-822-R-99-014 ; Relatório Técnico; USEPA: Washington, DC, EUA, 1999.

Wicks, B.; Joensen, R.; Tang, Q.; Randall, D. Natação e toxicidade da amônia em salmonídeos: O efeito da exposição subletal à amônia no desempenho de natação do salmão coho e a toxicidade aguda da amônia em trutas arco-íris nadando e em repouso. *Aquat. Toxicol.* 2002 , 59 , 55–69. [Google Scholar] [CrossRef] [PubMed]

Tepper, JS; Weiss, B.; Wood, RW Alterações no comportamento produzidas pela inalação de ozônio ou amônia. *Fundam. Appl. Toxicol.* 1985 , 5 , 1110–1118. [Google Scholar] [CrossRef]

Johnson, I.; Sorokin, N.; Atkinson, C.; Rule, K.; Hope, SJ. Proposta de EQS para Substâncias do Anexo VIII da Diretiva Quadro da Água: Amônia (não ionizada) ; Relatório Técnico; Agência Ambiental: Bristol, Reino Unido, 2007.

Levit, SM Revisão da literatura sobre os efeitos da amônia em peixes ; Relatório técnico; Centro para a Ciência na Participação Pública: Bozeman, MT, EUA, 2010. [Google Scholar]

Kobayashi, H.; Hayakawa, A.; Somarathne, K.; Okafor, E. Ciência e tecnologia da combustão de amônia. *Proc. Combust. Inst.* 2019 , 37 , 109–133. [Google Scholar] [CrossRef]

American Bureau of Shipping, Guia para Embarcações Movidas a Amônia, setembro de 2021 ; Relatório Técnico; American Bureau of Shipping: Houston, TX, EUA, 2021.

DNV. RU-SHIP Parte 6 Notações de Classe Adicionais Capítulo 2 Propulsão, Geração de Energia e Sistemas Auxiliares Seção 14 Instalações Navais a Gás — Amônia a Gás ; Relatório Técnico; DNV: Bærum, Noruega, 2021. [Google Scholar]

Organização Marítima Internacional. Estratégia da OMI sobre a Redução das Emissões de GEE dos Navios. Disponível online: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/250_IMO%20submission_Talanoa%20Dialogue_April%202018.pdf (acessado em 10 de maio de 2023).

Grupo de Tecnologia e Pesquisa, D&G. Amônia como combustível marítimo ; Relatório Técnico; DNV-GL: Bærum, Noruega, 2020. [Google Scholar]

Rogala, Z.; Stanclik, M.; Łuszkiewicz, D.; Malecha, Z. Perspectivas para o uso de biogás e biometano no contexto da transformação da energia verde no exemplo de um país da UE. *Energies* 2023 , 16 , 1911. [Google Scholar] [CrossRef]

Bertilsson, OB; Kirchmann, H. Produção sustentável de fertilizantes N baseada em um ciclo: Palha—Biogás—processo 'Haber-Bosch'. *Agric. Syst.* 2021 , 190 , 103100. [Google Scholar] [CrossRef]

Laval, A.; Háfnia, HT; Vestas, SG Ammonfuel — Uma visão industrial da amônia como combustível marítimo. *Hafnia* 2020 , 7 , 32–59. [Google Acadêmico]

Ofori-Bah, CO; Amanor-Boadu, V. Direcionando o vento: Viabilidade técnico-econômica da amônia verde para agricultores e viabilidade econômica da comunidade. *Front. Environ. Sci.* 2023 , 10 , 1070212. [Google Scholar] [CrossRef]

Campion, N.; Nami, H.; Swisher, PR; Vang Hendriksen, P.; Münster, M. Avaliação técnico-econômica da produção de amônia verde com diferentes potenciais eólicos e solares. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2023 , 173 , 113057. [Google Scholar] [CrossRef]

Morgan, ER. Estudo de Viabilidade Tecnoeconômica de Usinas de Amônia Alimentadas por Energia Eólica Offshore. Tese de Doutorado, Universidade de Massachusetts Amherst, Amherst, MA, EUA, 2013. [Google Scholar]

Nayak-Luke, RM; Bañares-Alcántara, R. Viabilidade tecnoeconômica da amônia verde insular como vetor energético livre de carbono e como substituto da produção convencional. *Energy Environ. Sci.* 2020 , 13 , 2957–2966. [Google Scholar] [CrossRef]

Nayak-Luke, R.; Bañares-Alcántara, R.; Wilkinson, I. Amônia “verde”: impacto da intermitência da energia renovável no dimensionamento da planta e no custo nivelado da amônia. *Ind. Eng. Chem. Res.* 2018 , 57 , 14607–14616. [Google Scholar] [CrossRef]

Ikäheimo, J.; Kiviluoma, J.; Weiss, R.; Holttinen, H. Conversão de energia em amônia no futuro sistema de energia e calor 100% renovável do norte da Europa. *Int. J. Hydrogen Energy* 2018 , 43 , 17295–17308. [Google Scholar] [CrossRef]

Osman, O.; Sgouridis, S.; Sleptchenko, A. Escala da produção de amônia renovável: uma otimização técnico-econômica aplicada em regiões com alta insolação. *J. Clean. Prod.* 2020 , 271 , 121627. [Google Scholar] [CrossRef]

Sousa, J.; Waiblinger, W.; Friedrich, KA Estudo tecnoeconômico de uma planta de produção de amônia verde baseada em eletrólise. *Ind. Eng. Chem. Res.* 2022 , 61 , 14515–14530. [Google Scholar] [CrossRef]

IEA. O Futuro do Hidrogênio ; Relatório Técnico Junho; IEA: Paris, França, 2019. [Google Scholar] [CrossRef]

IRENA. Custos de geração de energia renovável ; IRENA: Masdar City, Emirados Árabes Unidos, 2018; p. 160. [Google Scholar]

Administração de Informação Energética dos EUA. Consumo de energia no setor de transportes. Em *Perspectivas Energéticas Internacionais 2016* ; Administração de Informação Energética dos EUA: Washington, DC, EUA, 2016; Volume 2016, pp. 127–137. [Google Scholar]

Escritório de Administração e Orçamento. Orçamento do Governo dos EUA ; Relatório Técnico; Escritório de Administração e Orçamento: Washington, DC, EUA, 2022.

Ivanic, M.; Martin, W.; Zaman, H. Estimando os impactos de curto prazo na pobreza decorrentes do aumento dos preços dos alimentos em 2010–2011. *World Dev.* 2012 , 40 , 2302–2317. [Google Scholar] [CrossRef]

Lomborg, B. Alarme Falso: Como o Pânico das Mudanças Climáticas nos Custa Trilhões, Prejudica os Pobres e Não Conserta o Planeta ; Basic Books: Hachette, Reino Unido, 2020. [Google Scholar]

Patonia, A.; Poudineh, R. Amônia como solução de armazenamento para futuros sistemas de energia descarbonizados ; Relatório Técnico; Artigo OIES: Oxford, Reino Unido, 2020. [Google Scholar]

IEA. Roteiro tecnológico da amônia: rumo a uma produção de fertilizantes nitrogenados mais sustentável ; Agência Internacional de Energia: Paris, França, 2021; p. 163. [Google Scholar]

Appl, M. Amônia ; KGaA: Weinheim, Alemanha, 2006. [Google Scholar] [CrossRef]

Ferramentas de Engenharia: Combustíveis — Valores Caloríficos Mais Altos e Mais Baixos. Disponível online: https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html (acessado em 15 de maio de 2023).

Rouwenhorst, KH; der Ham, AGV; Mul, G.; Kersten, SR Sistemas de energia de amônia isolados: revisão de tecnologia e projeto conceitual de processo. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2019 , 114 , 109339. [Google Scholar] [CrossRef]

Richter, TM; Niewa, R. Química da síntese amonotérmica. *Inorganics* 2014 , 2 , 29–78. [Google Scholar] [CrossRef]

Lemmon, EW; Bell, IH; Huber, ML; McLinden, MO. Banco de Dados de Referência Padrão NIST 23: Propriedades Termodinâmicas e de Transporte de Fluidos de Referência - REFPROP, Versão 10.0 ; Instituto Nacional de Padrões e Tecnologia: Gaithersburg, MD, EUA, 2018. [CrossRef]

Christensen, CH; Johannessen, T.; Sorensen, RZ; Nørskov, JK Rumo a uma economia do hidrogênio mediada pelo amoníaco? *Catalão. Hoje* 2006 , 111 , 140–144. [Google Scholar] [CrossRef]

Sorensen, RZ; Hummelshøj, JS; Klerke, A.; Revés, JB; Vegeta, T.; Nørskov, JK; Christensen, CH Armazenamento indireto e reversível de hidrogênio de alta densidade em sais de amina metálicos compactos. *J. Sou. Química. Soc.* 2008 , 130 , 8660–8668. [Google Scholar] [CrossRef] [PubMed]

Jensen, PB; Lysgaard, S.; Quaade, UJ; Vegge, T. Designing mixed metal haletos ammines for ammonia storage using density functional theory and genetic algorithms. *Phys. Chem. Chem. Phys.* 2014 , 16 , 19732–19740. [Google Scholar] [CrossRef] [PubMed]

Zhang, T.; Miyaoka, H.; Miyaoka, H.; Ichikawa, T.; Kojima, Y. Revisão sobre materiais de absorção de amônia: hidretos metálicos, haletos e borohidretos. *Acs Appl. Energy Mater.* 2018 , 1 , 232–242. [Google Scholar] [CrossRef]

Malmali, M.; Le, G.; Hendrickson, J.; Prince, J.; McCormick, AV; Cussler, EL. Melhores absorventes para separação de amônia. *ACS Sustain. Chem. Eng.* 2018 , 6 , 6536–6546. [Google Scholar] [CrossRef]

Langmi, HW; Engelbrecht, N.; Modisha, PM; Bessarabov, D. Armazenamento de hidrogênio. Em Fontes de energia eletroquímica: fundamentos, sistemas e aplicações ; Elsevier: Amsterdã, Holanda, 2022; pp. 455–486. [Google Scholar] [CrossRef]

Dimitriou, P.; Javaid, R. Uma revisão da amônia como combustível para motores de ignição por compressão. Int. J. Hydrogen Energy 2020 , 45 , 7098–7118. [Google Scholar] [CrossRef]

Barelli, L.; Bidini, G.; Perla, M.; Pilo, F.; Trombetti, L. Emissão de gases de evaporação do tanque de combustível de um caminhão movido a GNL. Fuel 2022 , 325 , 124954. [Google Scholar] [CrossRef]

Farzaneh-Gord, M.; Saadat-Targhi, M.; Khadem, J. Selecionando a proporção ideal de volume dos tanques de reservatório em um posto de abastecimento de GNV com sistema de armazenamento multilinhas. Int. J. Hydrogen Energy 2016 , 41 , 23109–23119. [Google Scholar] [CrossRef]

Duijm, N.; Markert, F.; Paulsen, JL Avaliação de Segurança da Amônia como Combustível de Transporte ; Relatório Técnico; Forskningscenter Risoe: Roskilde, Dinamarca, 2005. [Google Scholar]

Amelina, L.; Biliaiev, M.; Berlov, O.; Verhun, O.; Rusakova, T. Modelagem da poluição ambiental por emissão de amônia de um oleoduto danificado. Sci. Transp. Prog. 2021 , 1 , 5–14. [Google Scholar] [CrossRef]

Hang, T.; Wu, J.; Xiao, S.; Li, B.; Li, H.; Yang, C.; Hu, N.; Xu, Y.; Zhang, Y.; Xie, X. Sensor de gás NH₃ anti-incrustação biológica baseado em nanoparedes híbridas de ZnO/grafeno espinhosas reentrantes. Microsystems Nanoeng. 2020 , 6 , 41. [Google Scholar] [CrossRef]

Ezzat, MF; Dincer, I. Desenvolvimento e avaliação de um novo veículo híbrido com amônia e hidrogênio. Appl. Energy 2018 , 219 , 226–239. [Google Scholar] [CrossRef]

Willmann, M.; Berger, I.; Barrow, E. Nova geração de injetores da Woodward L'Orange — Uma plataforma ideal para a combustão de combustíveis sintéticos em motores de grande porte ; Springer: Berlim/Heidelberg, Alemanha, 2020. [Google Scholar] [CrossRef]

Brohi, EA Amônia como combustível para motores de combustão interna? Uma avaliação da viabilidade do uso de combustíveis à base de nitrogênio em motores de combustão interna ; Universidade de Tecnologia de Chalmers: Gotemburgo, Suécia, 2014. [Google Scholar]

Kurien, C.; Mittal, M. Revisão sobre a produção e utilização de amônia verde como combustível alternativo em motores de ignição por compressão de combustível duplo. *Energy Convers. Manag.* 2022 , 251 , 114990. [Google Scholar] [CrossRef]

Pielecha, I. Modelagem das características das células de combustível em relação às condições reais de condução de veículos FCHEV. *Energies* 2022 , 15 , 6753. [Google Scholar] [CrossRef]

JIVE 2 em andamento para acelerar o início comercial de ônibus com células de combustível. *Fuel Cells Bull.* 2018 , 2018 , 2. [CrossRef]

Disponível online: <https://cordis.europa.eu/project/id/826236> (acessado em 13 de março de 2023).

Audítores, CE Transporte ferroviário de mercadorias na UE: ainda não estamos no caminho certo ; Relatório Especial n.º 08; Serviço de Publicações: Luxemburgo, 2016. [Google Scholar]

Ibrahim Ozgiz, I.; Oche, J.; Lawal, N. Locomotivas e o futuro da propulsão ferroviária automotiva na África: uma revisão. *Niger. J. Technol.* 2021 , 40 , 660–673. [Google Scholar] [CrossRef]

García-Garre, A.; Gabaldón, A. Análise, avaliação e simulação de unidades diesel-elétricas e híbridas ferroviárias como recursos de energia distribuída. *Appl. Sci.* 2019 , 9 , 3605. [Google Scholar] [CrossRef]

Grennfelt, P.; Engleryd, A.; Forsius, M.; Hov, Ø.; Rodhe, H.; Cowling, E. Chuva ácida e poluição do ar: 50 anos de progresso na ciência e política ambiental. *Ambio* 2020 , 49 , 849–864. [Google Scholar] [CrossRef]

Valera-Medina, A.; Morris, S.; Runyon, J.; Pugh, DG; Marsh, R.; Beasley, P.; Hughes, T. Amônia, metano e hidrogênio para turbinas a gás. *Energy Procedia* 2015 , 75 , 118–123. [Google Scholar] [CrossRef]

Cornelius, W.; Huellmantel, LW; Mitchell, HR. Amônia como combustível para motores. In: Anais do Congresso e Exposição Internacional de Engenharia Automotiva de 1965 ; SAE International: Warrendale, PA, EUA, 1965. [Google Scholar] [CrossRef]

Lhuillier, C.; Brequigny, P.; Rousselle, C.; Contino, F. Desempenho e Emissões de um Motor SI Alimentado com Amônia e Enriquecido com Hidrogênio. In Anais da 14ª Conferência Internacional sobre Motores e Veículos ; SAE International: Warrendale, PA, EUA, 2019. [Google Scholar] [CrossRef]

Grannell, S.; Assanis, D.; Bohac, S.; Gillespie, D. Características operacionais de um motor de ignição por faísca com combustível duplo estequiométrico, amônia e gasolina. In Congresso e Exposição Internacional de Engenharia Mecânica da ASME ; ASME: Nova York, NY, EUA, 2006. [Google Scholar] [CrossRef]

Haputhanthri, S.; Maxwell, T.; Fleming, J.; Austin, C. Misturas de gasolina com amônia e etanol/metanol como combustível terciário alternativo para automóveis. In Anais do Congresso e Exposição Internacional de Engenharia Mecânica da ASME (IMECE) ; Sociedade Americana de Engenheiros Mecânicos: Nova York, NY, EUA, 2014; Volume 6. [Google Scholar] [CrossRef]

Comotti, M.; Frigo, S. Sistema de geração de hidrogênio para motores de combustão interna movidos a amônia-hidrogênio. Int. J. Hydrogen Energy 2015 , 40 , 10673–10686. [Google Scholar] [CrossRef]

Frigo, S.; Gentili, R.; Doveri, N. Amônia mais hidrogênio como combustível em um motor SI: resultados experimentais. SAE Tech. Pap. 2012 , 4. [Google Scholar] [CrossRef]

Ryu, K.; Zacharakis-Jutz, GE; Kong, SC. Efeitos da injeção direta de amônia gasosa nas características de desempenho de um motor de ignição por faísca. Appl. Energy 2014 , 116 , 206–215. [Google Scholar] [CrossRef]

Niki, Y.; Nitta, Y.; Sekiguchi, H.; Hirata, K. Efeitos múltiplos da injeção de combustível diesel nas características de emissão do motor diesel misturado com gás amônia no ar de admissão. J. Eng. Potência de turbinas a gás 2019 , 141 , 061020. [Google Scholar] [CrossRef]

Tay, KL; Yang, W.; Li, J.; Zhou, D.; Yu, W.; Zhao, F.; Chou, SK; Mohan, B. Investigação numérica da combustão e emissões de um motor de ignição por compressão alimentado com querosene-diesel e auxiliado por fumigação de amônia. *Appl. Energy* 2017 , 204 , 1476–1488. [Google Scholar] [CrossRef]

Lamas Galdo, MI; Castro-Santos, L.; Rodriguez Vidal, CG. Análise numérica da redução de NOx usando injeção de amônia e comparação com injeção de água. *J. Mar. Sci. Eng.* 2020 , 8 , 109. [Google Scholar] [CrossRef]

Lamas, M.; Rodriguez, C. Modelo numérico para analisar a redução de NOx por injeção de amônia em motores diesel-hidrogênio. *Int. J. Hydrogen Energy* 2017 , 42 , 26132–26141. [Google Scholar] [CrossRef]

Pyrç, M.; Gruca, M.; Jamrozik, A.; Tutak, W.; Juknelevičius, R. Investigação experimental do desempenho, emissões e estabilidade da combustão de um motor de ignição por compressão alimentado por diesel e solução de amônia (NH₄OH). *Int. J. Engine Res.* 2021 , 22 , 2639–2653. [Google Scholar] [CrossRef]

Schönborn, A. Solução aquosa de amônia como combustível marítimo. *Processo. Inst. Mecânico. Eng. J. Eng. Marit. Meio Ambiente.* 2021 , 235 , 142–151. [Google Scholar] [CrossRef]

Şahin, Z.; Akcanca, İ.Z.; Durgun, O. Investigação experimental dos efeitos da solução de amônia (NH₃OH) no desempenho do motor e nas emissões de escape de um pequeno motor diesel. *Fuel* 2018 , 214 , 330–341. [Google Scholar] [CrossRef]

Sivasubramanian, R.; Sajin, J.; Omanakuttan Pillai, G. Efeito da amônia para reduzir as emissões do motor diesel movido a biodiesel. *Internacional J. Ambiente. Energia* 2022 , 43 , 661–665. [Google Scholar] [CrossRef]

Lin, CY; Lin, HA Desempenho do motor e características de emissão de uma emulsão trifásica de biodiesel produzida por peroxidação. *Fuel Process. Technol.* 2007 , 88 , 35–41. [Google Scholar] [CrossRef]

Zacharakis-Jutz, G.; Kong, SC; Ryu, KH. Efeitos da composição do combustível no desempenho de motores a diesel usando misturas de amônia-DME. In Anais do Congresso e Exposição Mundial da SAE 2013 ; SAE International: Warrendale, PA, EUA, 2013. [Google Scholar] [CrossRef]

Gross, CW; Kong, SC. Características de desempenho de um motor de ignição por compressão usando misturas de amônia-DME com injeção direta. Fuel 2013 , 103 , 1069–1079. [Google Scholar] [CrossRef]

Wang, W.; Herreros, JM; Tsolakis, A.; York, AP. Amônia como transportador de hidrogênio para transporte; investigação da reforma do combustível de gás de escape de amônia. Int. J. Hydrogen Energy 2013 , 38 , 9907–9917. [Google Scholar] [CrossRef]

Gill, S.; Chatha, G.; Tsolakis, A.; Golunski, S.; York, A. Avaliando os efeitos da descarbonização parcial de um motor a diesel por meio do abastecimento com amônia dissociada. Int. J. Hydrogen Energy 2012 , 37 , 6074–6083. [Google Scholar] [CrossRef]

Pochet, M.; Jeanmart, H.; Contino, F. Um motor HCCI de amônia-hidrogênio com taxa de compressão de 22:1: desempenho de combustão, carga e emissões. Front. Mech. Eng. 2020 , 6 , 43. [Google Scholar] [CrossRef]

Zhu, J.; Zhou, D.; Yang, W.; Qian, Y.; Mao, Y.; Lu, X. Investigação sobre o potencial de utilização de amônia livre de carbono em grandes motores marítimos de dois tempos por meio de estratégia de combustão de combustível duplo. Energy 2023 , 263 , 125748. [Google Scholar] [CrossRef]

O primeiro trator do mundo movido a combustíveis renováveis com zero emissões de carbono estreia em uma fazenda em Iowa. Disponível online: <https://solarhydrogensystem.com/2016/01/06/worlds-first-tractor-powered-by-renewable-fuels-with-zero-carbon-emissions-debuts-on-iowa-farm/> (acessado em 13 de abril de 2023).

Toyota GT86-R Marangoni Eco Explorer: Esporte e Tecnologia no Novo Carro-Conceito de 2013. Disponível online: <https://marangonipress.com/2013/02/28/toyota-gt86-r-marangoni-eco-explorer-sport-and-technology-in-the-new-2013-show-car-fitted-with-marangoni-m-power-evolved-tyres/?cookie-state-change=1670785787773> (acessado em 28 de fevereiro de 2023).

Comissão, E.; Centre, JR; Ortiz Cebolla, R.; Davies, J.; Weidner, E. Implantação global de células de combustível estacionárias de grande capacidade: fatores impulsionadores e barreiras à implantação de células de combustível estacionárias ; Escritório de Publicações: Luxemburgo, 2019. [Google Scholar] [CrossRef]

Fan, L.; Tu, Z.; Chan, SH. Desenvolvimento recente de tecnologias de hidrogênio e células a combustível: uma revisão. *Energy Rep.* 2021 , 7 , 8421–8446. [Google Scholar] [CrossRef]

Comparação de diferentes tecnologias para o fornecimento de energia a bordo de navios de cruzeiro ; Relatório Técnico da Nautilus; Observatório de Células de Combustível e Hidrogênio: Bruxelas, Bélgica, 2020; Disponível online: https://www.fchobservatory.eu/sites/default/files/reports/Chapter_1_Technology_and_Market_070920.pdf (acessado em 15 de maio de 2023).

Ministério de Assuntos Econômicos e Política Climática. Desenvolvimento da Economia do Hidrogênio na Coreia ; Ministério da Economia e Política Climática: Seul, República da Coreia, 2020.

E4tech. Análise da Indústria de Células de Combustível 2019 ; E4tech: Londres, Reino Unido, 2019. [Google Scholar]

Mercado de veículos com células de combustível de hidrogênio. Disponível online: <https://www.polarismarketresearch.com/industry-analysis/hydrogen-fuel-cell-vehicle-market> (acessado em 13 de fevereiro de 2023).

Hoelzen, J.; Silberhorn, D.; Zill, T.; Bensmann, B.; Hanke-Rauschenbach, R. Aviação movida a hidrogênio e sua dependência da infraestrutura de hidrogênio verde — Revisão e lacunas de pesquisa. *Int. J. Hydrogen Energy* 2022 , 47 , 3108–3130. [Google Scholar] [CrossRef]

Lucentini, I.; Garcia, X.; Vendrell, X.; Llorca, J. Revisão da decomposição da amônia para gerar hidrogênio. *Ind. Eng. Chem. Res.* 2021 , 60 , 18560–18611. [Google Scholar] [CrossRef]

Mekhilef, S.; Saidur, R.; Safari, A. Estudo comparativo de diferentes tecnologias de células a combustível. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2012 , 16 , 981–989. [Google Scholar] [CrossRef]

Shabani, B.; Hafttananian, M.; Khamani, S.; Ramiar, A.; Ranjbar, A. Envenenamento de células a combustível de membrana de troca de prótons por contaminantes e impurezas: revisão de mecanismos, efeitos e estratégias de mitigação. *J. Power Sources* 2019 , 427 , 21–48. [Google Scholar] [CrossRef]

Zarabi Golkhatmi, S.; Asghar, MI; Lund, PD. Uma revisão sobre a durabilidade das células de combustível de óxido sólido: progressos recentes, mecanismos e ferramentas de estudo. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2022 , 161 , 112339. [Google Scholar] [CrossRef]

Hagen, A.; Langnickel, H.; Sun, X. Operação de células de combustível de óxido sólido com transportadores de hidrogênio alternativos. *Int. J. Hydrogen Energy* 2019 , 44 , 18382–18392. [Google Scholar] [CrossRef]

Kishimoto, M.; Muroyama, H.; Suzuki, S.; Saito, M.; Koide, T.; Takahashi, Y.; Horiuchi, T.; Yamasaki, H.; Matsumoto, S.; Kubo, H.; et al. Desenvolvimento de uma pilha de células a combustível de óxido sólido alimentada por amônia de 1 kW. *Fuel Cells* 2020 , 20 , 80–88. [Google Scholar] [CrossRef]

Wang, Y.; Gu, Y.; Zhang, H.; Yang, J.; Wang, J.; Guan, W.; Chen, J.; Chi, B.; Jia, L.; Muroyama, H.; et al. Geração de energia de amônia eficiente e durável por células de combustível de óxido sólido de tubo plano simétrico. *Appl. Energy* 2020 , 270 , 115185. [Google Scholar] [CrossRef]

Fuerte, A.; Valenzuela, R.; Escudero, M.; Daza, L. Amônia como combustível eficiente para SOFC. *J. Power Sources* 2009 , 192 , 170–174. [Google Scholar] [CrossRef]

Hung, Y.; Shy, S. Uma célula de combustível de óxido sólido planar com ânodo suportado, alimentada com amônia pressurizada a 1–5 atm e 750–850 °C, e seu teste de estabilidade de curto prazo sob carga. *Int. J. Hydrogen Energy* 2020 , 45 , 27597–27610. [Google Scholar] [CrossRef]

Lan, R.; Tao, S. Amônia como um combustível adequado para células de combustível. *Front. Energy Res.* 2014 , 2 , 35. [Google Scholar] [CrossRef]

Zhao, JF; Liang, QC; Liang, YF. Simulação e estudo de um sistema PEMFC alimentado diretamente por gás de decomposição de amônia. *Front. Energy Res.* 2022 , 10 , 819939. [Google Scholar] [CrossRef]

IEA. Guia de Tecnologias de Energia Limpa do ETP. Disponível online: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide?search=ammonia> (acessado em 13 de fevereiro de 2023).

Mukerjee, S.; Leah, R.; Selby, M.; Stevenson, G.; Brandon, NP. Capítulo 9 — Vida útil e confiabilidade de produtos baseados em células de combustível de óxido sólido: uma revisão. Em Vida útil e confiabilidade de células de combustível de óxido sólido ; Brandon, NP, Ruiz-Trejo, E., Boldrin, P., Eds.; Academic Press: Nova York, NY, EUA, 2017; pp. 173–191. [Google Scholar] [CrossRef]

Ghezel-Ayagh, H.; Borglum, BP. Revisão do progresso em células de combustível de óxido sólido na FuelCell Energy. ECS Trans. 2017 , 78 , 77. [Google Scholar] [CrossRef]

Bloom conclui primeiro projeto internacional para o SoftBank no Japão. Fuel Cells Bull. 2013 , 2013 , 6. [CrossRef]

Corigliano, O.; Pagnotta, L.; Fragiaco, P. Sobre a tecnologia de sistemas de energia de células de combustível de óxido sólido (SOFC) para geração de energia estacionária: uma revisão. Sustainability 2022 , 14 , 15276. [Google Scholar] [CrossRef]

Kishimoto, M.; Furukawa, N.; Kume, T.; Iwai, H.; Yoshida, H. Formulação da taxa de decomposição de amônia no ânodo Ni-YSZ de células a combustível de óxido sólido. Int. J. Hydrogen Energy 2017 , 42 , 2370–2380. [Google Scholar] [CrossRef]

Motores, M. Motores a diesel rodoviários, eixos e caixas de transferência para caminhões. Disponível online: <https://pdf.directindustry.com/pdf/man-engines-division-man-truck-bus/brochure-truck/81737-302605.html> (acessado em 13 de fevereiro de 2023).

Cinti, G.; Desideri, U. SOFC alimentada com ureia reformada. Appl. Energy 2015 , 154 , 242–253. [Google Scholar] [CrossRef]

Okanishi, T.; Okura, K.; Srifa, A.; Muroyama, H.; Matsui, T.; Kishimoto, M.; Saito, M.; Iwai, H.; Yoshida, H.; Saito, M.; et al. Estudo comparativo de sistemas de células a combustível de óxido sólido alimentadas com amônia. Fuel Cells 2017 , 17 , 383–390. [Google Scholar] [CrossRef]

Tan, WC; Iwai, H.; Kishimoto, M.; Brus, G.; Szmyd, JS; Yoshida, H. Análise numérica do efeito da relação de aspecto de uma célula a combustível de óxido sólido plana alimentada com amônia decomposta. *J. Power Sources* 2018 , 384 , 367–378. [Google Scholar] [CrossRef]

Quach, TQ; Giap, VT; Keun Lee, D.; Pineda Israel, T.; Young Ahn, K. Sistemas de células de combustível de óxido sólido alimentadas com amônia de alta eficiência para geração de energia distribuída. *Appl. Energy* 2022 , 324 , 119718. [Google Scholar] [CrossRef]

Cinti, G.; Discepoli, G.; Sisani, E.; Desideri, U. SOFC operando com amônia: teste de pilha e análise do sistema. *Int. J. Hydrogen Energy* 2016 , 41 , 13583–13590. [Google Scholar] [CrossRef]

Barelli, L.; Bidini, G.; Cinti, G. Operação de um sistema de energia baseado em célula de combustível de óxido sólido com amônia como combustível: teste experimental e projeto do sistema. *Energies* 2020 , 13 , 6173. [Google Scholar] [CrossRef]

Stoeckl, B.; Preininger, M.; Subotić, V.; Megel, S.; Folgner, C.; Hochenauer, C. Rumo a um sistema de recuperação de energia de águas residuais: A utilização de amônia umidificada por uma pilha de células de combustível de óxido sólido. *J. Power Sources* 2020 , 450 , 227608. [Google Scholar] [CrossRef]

Poluição do ar, OMS. 2019. Disponível online: <https://www.who.int/health-topics/air-pollution> (acessado em 7 de março de 2023).

Mulholland, E.; Miller, J.; Bernard, Y.; Lee, K.; Rodríguez, F. O papel da redução das emissões de NO_x nos padrões de emissão de veículos Euro 7/VII para reduzir os impactos adversos à saúde na UE27 até 2050. *Transp. Eng.* 2022 , 9 , 100133. [Google Scholar] [CrossRef]

Agência Europeia do Ambiente. Relatório n.º 15/2021: Qualidade do ar na Europa — Relatório de 2021 ; Relatório Técnico; EEA: Copenhaga, Dinamarca, 2021. [Google Scholar]

Calderón-Garcidueñas, L.; Villarreal-Ríos, R. Morar perto de vias de tráfego intenso, poluição do ar e demência. *Lancet* 2017 , 389 , 675–677. [Google Scholar] [CrossRef] [PubMed]

Zhang, K.; Batterman, S. Poluição do ar e riscos à saúde devido ao tráfego de veículos. *Sci. Total Environ.* 2013 , 450 , 307–316. [Google Scholar] [CrossRef] [PubMed]

Weagle, CL; Snider, G.; Li, C.; Donkelaar, AV; Philip, S.; Bissonnette, P.; Burke, J.; Jackson, J.; Latimer, R.; Stone, E.; et al. Fontes globais de material particulado fino: interpretação da composição química do PM_{2,5} observada pelo SPARTAN usando um modelo global de transporte químico. *Environ. Sci. Technol.* 2018 , 52 , 11670–11681. [Google Scholar] [CrossRef] [PubMed]

Anenberg, SC; Miller, J.; Henze, DK; Minjares, R.; Achakulwisut, P. O impacto global das emissões de escapamento de veículos de transporte na mortalidade relacionada à poluição do ar em 2010 e 2015. *Environ. Res. Lett.* 2019 , 14 , 094012. [Google Scholar] [CrossRef]

Timmers, VR; Achten, PA Emissões de PM não provenientes do escapamento de veículos elétricos. *Atmos. Environ.* 2016 , 134 , 10–17. [Google Scholar] [CrossRef]

Liu, Y.; Chen, H.; Gao, J.; Li, Y.; Dave, K.; Chen, J.; Federici, M.; Perricone, G. Análise comparativa de partículas aerotransportadas não provenientes do escapamento de veículos elétricos e com motor de combustão interna. *J. Hazard. Mater.* 2021 , 420 , 126626. [Google Scholar] [CrossRef]

Beddows, DC; Harrison, RM Fatores de emissão de PM₁₀ e PM_{2,5} para partículas não provenientes do escapamento de veículos rodoviários: Dependência da massa do veículo e implicações para veículos elétricos a bateria. *Atmos. Environ.* 2021 , 244 , 117886. [Google Scholar] [CrossRef]

Shaw, S.; Heyst, BV Emissões de óxido de nitrogênio (NO_x) como indicador de sustentabilidade. *Environ. Sustain. Indic.* 2022 , 15 , 100188. [Google Scholar] [CrossRef]

Lozhkina, OV; Lozhkin, VN. Estimativa das emissões de óxidos de nitrogênio de carros de passageiros a gasolina e diesel por meio de monitoramento a bordo: efeito da velocidade do veículo, tecnologia do veículo e tipo de motor nas taxas de emissão. *Transp. Res. Transp. Environ.* 2016 , 47 , 251–264. [Google Scholar] [CrossRef]

Hinokuma, S.; Kiritoshi, S.; Kawabata, Y.; Araki, K.; Matsuki, S.; Sato, T.; Machida, M. Propriedades catalíticas de combustão de amônia e caracterização operando de óxidos de cobre suportados em silicatos de alumínio e óxidos de silício. *J. Catal.* 2018 , 361 , 267–277. [Google Scholar] [CrossRef]

Weissenberger, T.; Zapf, R.; Pennemann, H.; Kolb, G. Efeito do metal ativo na formação de NO_x durante a combustão catalítica de gases residuais de SOFC de amônia. *Catalysts* 2022 , 12 , 1186. [Google Scholar] [CrossRef]

Farren, NJ; Davison, J.; Rose, RA; Wagner, RL; Carslaw, DC. Caracterização das emissões de amônia de carros de passageiros a gasolina e híbridos a gasolina. *Atmos. Environ.* 2021 , 11 , 100117. [Google Scholar] [CrossRef]

Giannakis, E.; Kushta, J.; Bruggeman, A.; Lelieveld, J. Custos e benefícios das opções de redução das emissões de amônia na agricultura para conformidade com os regulamentos europeus de qualidade do ar. *Environ. Sci. Eur.* 2019 , 31 , 93. [Google Scholar] [CrossRef]

Wyer, KE; Kelleghan, DB; Blanes-Vidal, V.; Schaubberger, G.; Curran, TP. Emissões de amônia da agricultura e sua contribuição para material particulado fino: uma revisão das implicações para a saúde humana. *J. Environ. Manag.* 2022 , 323 , 116285. [Google Scholar] [CrossRef]

Werner, M.; Kryza, M.; Dore, AJ. Diferenças na distribuição espacial e composição química de PM₁₀ entre o Reino Unido e a Polônia. *Environ. Model.*

Zhang, Q.; Wei, N.; Zou, C.; Mao, H. Avaliação da emissão de amônia de veículos em uso utilizando teste de sensoriamento remoto em estrada. *Environ. Pollut.*

Aviso/Nota do Editor: As declarações, opiniões e dados contidos em todas as publicações são de exclusiva responsabilidade dos autores e colaboradores individuais, e não dos editores.

Os editores se eximem de qualquer responsabilidade por danos a pessoas ou bens decorrentes de ideias, métodos, instruções ou produtos mencionados no conteúdo.

© 2026 pelos autores. Este artigo é um artigo de acesso aberto distribuído sob os termos e condições da licença Creative Commons Attribution (CC BY)





ATUALIZANDO MERCADO INTERNACIONAL HIDROGÊNIO



Diretrizes Gerais. A produção de hidrogênio de baixa emissão pode crescer enormemente até 2030, mas os desafios de custo estão dificultando a implantação. O número de projetos anunciados para produção de hidrogênio de baixa emissão está se expandindo rapidamente. A produção anual de hidrogênio de baixa emissão pode chegar a 38 Mt em 2030, se todos os projetos anunciados forem realizados, embora 17 Mt venham de projetos em estágios iniciais de desenvolvimento. A produção potencial até 2030 de projetos anunciados até o momento é 50% maior do que era no momento do lançamento da Global Hydrogen Review 2024 da AIE.

Uso Global Hidrogênio. O uso global de hidrogênio atingiu 95 Mt, um aumento de quase 3% ano a ano, com forte crescimento em todas as principais regiões consumidoras, exceto a Europa, que sofreu um golpe na atividade industrial devido ao forte aumento nos preços do gás natural.

Hidrogênio e combustíveis à base de hidrogênio pode desempenhar um papel importante na descarbonização de setores onde as emissões são difíceis de reduzir e soluções alternativas não estão disponíveis ou são difíceis de implementar, como a indústria pesada e o transporte de longa distância.

Crescimento Novos Projetos de Hidrogênio. Os anúncios de novos projetos para a produção de hidrogênio de baixa emissão continuam crescendo, mas apenas 5% tomaram decisões firmes de investimento devido às incertezas em torno da evolução futura da demanda, à falta de clareza sobre certificação e regulamentação e à falta de infraestrutura disponível para fornecer hidrogênio aos usuários finais.

Do lado da demanda, a demanda por hidrogênio continua crescendo, mas permanece concentrada em aplicações tradicionais.

Novas aplicações na indústria pesada e no transporte de longa distância respondem por menos de 0,1% da demanda por hidrogênio, enquanto respondem por um terço da demanda global de hidrogênio até 2030 no Cenário de Emissões Líquidas Zero até 2050 (NZE).

Um número crescente de países está divulgando estratégias nacionais e adotando políticas concretas para dar suporte aos pioneiros. Mas os atrasos na implementação dessas políticas e a falta de políticas para criação de demanda estão impedindo a expansão da produção e uso de hidrogênio de baixa emissão.

Para entrar no caminho certo com o Cenário NZE, é necessária uma ação política acelerada para criar demanda por hidrogênio de baixa emissão e desbloquear investimentos que possam acelerar a expansão da produção e a implantação de infraestrutura.

Demanda Global Hidrogênio. A demanda global por hidrogênio aumentou para quase 100 milhões de toneladas (Mt) em 2024, um aumento de 2% em relação a 2023 e em linha com o crescimento da demanda geral de energia.

Esse aumento foi impulsionado pelo maior uso em setores que tradicionalmente consomem hidrogênio, como refino de petróleo e indústria.

A demanda de novas aplicações representou menos de 1% do total e concentrou-se quase inteiramente na produção de biocombustíveis. O fornecimento de hidrogênio continuou sendo dominado por combustíveis fósseis, com o uso de 290 bilhões de metros cúbicos (bcm) de gás natural e 90 milhões de toneladas equivalentes de carvão (Mtce) em 2024. A produção de hidrogênio de baixa emissão cresceu 10% em 2024 e está a caminho de atingir 1 Mt em 2025, mas ainda representa menos de 1% da produção global.

Embora a adoção do hidrogênio de baixa emissão ainda não esteja atingindo as ambições estabelecidas nos últimos anos – devido aos altos custos, à demanda incerta, aos ambientes regulatórios incertos e ao lento desenvolvimento da infraestrutura –, ainda há sinais notáveis de crescimento. Uma recente onda de atrasos e cancelamentos de projetos reduziu as expectativas para a implantação do hidrogênio de baixa emissão nesta década. No entanto, nos estágios iniciais da adoção de novas tecnologias, frequentemente há momentos de forte progresso, bem como períodos de desenvolvimento lento, e diversos indicadores sugerem que o setor continua a amadurecer. Por exemplo, embora as decisões finais de investimento (FIDs) ainda estejam bem atrás dos anúncios, mais de 200 projetos de produção de hidrogênio de baixa emissão as receberam desde 2020, quando havia apenas alguns projetos de demonstração em operação.

A inovação também está avançando em um ritmo impressionante, com um número recorde de tecnologias em toda a cadeia de valor do hidrogênio apresentando progresso significativo no último ano.

Apesar da recalibração dos planos da indústria, espera-se que a produção de hidrogênio de baixa emissão cresça fortemente até 2030. A produção de hidrogênio de baixa emissão proveniente de projetos que estão atualmente em operação ou que já obtiveram a Decisão Final de Investimento (FID) deverá atingir 4,2 milhões de toneladas por ano (Mtpa) até 2030, um aumento de cinco vezes em comparação com a produção de 2024.

Embora esse valor seja muito inferior às ambições do governo e da indústria no início desta década, representa um crescimento de menos de 1% da produção total de hidrogênio atualmente para cerca de 4% em 2030. Esse crescimento da produção de hidrogênio de baixa emissão até 2030 se assemelharia à rápida expansão de outras tecnologias de energia limpa observada nos últimos anos, como a energia solar fotovoltaica.

Além disso, uma nova avaliação abrangente das perspectivas dos projetos anunciados para a Revisão deste ano conclui que mais 6 milhões de toneladas (Mt) de projetos de produção de hidrogênio de baixa emissão têm grande potencial para entrar em operação até 2030, caso políticas eficazes para criar demanda e facilitar a sua comercialização sejam implementadas.

A diferença de custos entre o hidrogênio de baixa emissão e a produção a partir de combustíveis fósseis sem mitigação de emissões continua sendo uma barreira fundamental para o desenvolvimento de projetos, mas espera-se que diminua .

A forte queda nos preços do gás natural em relação aos níveis observados em 2022-23 – e o aumento no custo dos eletrolisadores devido à inflação e à implantação mais lenta do que o esperado da tecnologia – resultaram em uma diferença de custos maior em relação à produção a partir de combustíveis fósseis sem mitigação de emissões, o que significa que os programas de apoio continuarão sendo necessários por mais tempo. Espera-se que essa diferença diminua até 2030.

O hidrogênio renovável na China poderá se tornar competitivo em termos de custos até o final desta década devido aos baixos custos da tecnologia e do capital. Na Europa, a diferença também deverá diminuir devido aos preços do dióxido de carbono (CO₂) e em áreas com alto potencial de energias renováveis, e porque os preços do gás natural para usuários industriais na região deverão ser mais elevados do que em outros lugares.

Em regiões onde o gás natural é mais barato, como nos Estados Unidos e no Oriente Médio, a diferença de custos deverá permanecer maior, e a captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS) provavelmente será mais competitiva para a produção de hidrogênio com baixas emissões no curto prazo. Os Estados Unidos e a União Europeia lideram a ação política, enquanto a China assumiu a liderança na implementação

China Lidera Produção Eletrolisadores. A China é a força motriz na implantação e fabricação de eletrolisadores atualmente . A capacidade instalada global de eletrólise da água atingiu 2 gigawatts (GW) em 2024, e mais de 1 GW de capacidade foi adicionado a essa marca até julho deste ano.

A China agora responde por 65% da capacidade instalada global e da capacidade que já teve um investimento final aprovado. A China também abriga quase 60% da capacidade global de fabricação de eletrolisadores, com uma oferta crescente tanto de fabricantes tradicionais quanto de novos participantes do mercado.

Os fabricantes de eletrolisadores fora da China enfrentam dificuldades, o que aumenta as preocupações sobre a saúde do setor. O forte crescimento do mercado chinês contrasta com as perspectivas para os fabricantes em outros lugares, que estão sofrendo quedas acentuadas na receita e aumento das perdas financeiras. Para alguns, isso levou a falências ou aquisições, o que pode sinalizar uma onda de consolidação futura. Na China, o setor não está imune a esses acontecimentos; sua capacidade de produção atual de 20 GW por ano é significativamente superior à demanda atual, que era de cerca de 2 GW em 2024. Isso também pode levar à consolidação em breve.

Fora da China, o custo de instalação de eletrolisadores chineses não é significativamente menor do que o de eletrolisadores fabricados por outros produtores, quando todos os fatores são levados em consideração. O custo de fabricação e instalação de um eletrolisador fora da China em 2024 era de US\$ 2.000 a US\$ 2.600 por quilowatt (kW), em comparação com US\$ 600 a US\$ 1.200 por kW para eletrolisadores fabricados e instalados na China.

No entanto, o custo do equipamento representa apenas parte do investimento total necessário para instalar um eletrolisador. Mais da metade do total corresponde a custos de engenharia, aquisição, construção e contingências, que variam de acordo com a localização do projeto. Quando os custos de transporte e as tarifas alfandegárias também são considerados, o custo de instalação de um eletrolisador chinês fora da China passa a ser de US\$ 1.500 a US\$ 2.400 por kW – reduzindo a diferença em relação aos concorrentes não chineses.

Ainda existem barreiras que impedem o uso de eletrolisadores chineses fora da China, mas isso pode mudar em breve . Embora a instalação de eletrolisadores fabricados na China possa reduzir o investimento inicial, eles enfrentam problemas de eficiência e baixo desempenho, além da necessidade de adaptação às normas locais. Isso pode aumentar os custos operacionais, o que, por sua vez, pode encarecer a produção geral de hidrogênio e diminuir as vantagens de custo do investimento.

Atualmente, esses fatores limitam a adoção global de eletrolisadores chineses, juntamente com as incertezas relacionadas à manutenção e aos reparos ao longo da vida útil da planta. No entanto, os fabricantes chineses estão buscando soluções para muitas dessas barreiras por meio da inovação e da exploração da expansão de suas operações de fabricação no exterior.

Mercado Mundial. A União Europeia adotou dois atos delegados com regras para definir o hidrogênio renovável, aprovou financiamento para as duas primeiras ondas de Projetos Importantes de Interesse Europeu Comum relacionados ao hidrogênio e anunciou os primeiros leilões do Banco Europeu de Hidrogênio.

A Índia aprovou a Missão Nacional de Hidrogênio Verde com o objetivo de produzir 5 Mt de hidrogênio renovável até 2030 e se tornar um fabricante líder de eletrolisadores.

O Reino Unido lançou seu Low-Carbon Hydrogen Standard e lançou uma consulta para um esquema de certificação . A primeira Rodada de Alocação Eletrolítica para apoiar projetos de produção de hidrogênio usando eletrólise foi lançada, com o objetivo de conceder contratos.

Os Estados Unidos anunciaram incentivos importantes para a produção de hidrogênio limpo sob a Lei de Redução da Inflação (IRA).

A Namíbia lançou sua Estratégia de Hidrogênio Verde e Derivados, juntando-se à África do Sul como os únicos países subsaarianos que adotaram uma estratégia de hidrogênio .

Políticas Internacionais. O ritmo de contratos de fornecimento de hidrogênio diminuiu em 2024, com novos acordos concentrados nos setores de refino, químico e marítimo . Os novos contratos de fornecimento assinados em 2024 atingiram 1,7 Mtpa, em comparação com 2,4 Mtpa em 2023. No entanto, alguns acordos preliminares assinados em anos anteriores foram formalizados, levando a investimentos em projetos de produção.

Os usos existentes de hidrogênio nos setores de refino e químico – e o uso de combustíveis à base de hidrogênio no transporte marítimo e, em menor escala, na aviação e na geração de energia – representam quase todos os contratos de fornecimento firmes anunciados pelo setor privado até o momento e 80% do investimento em projetos de produção já comprometidos.

As licitações para aquisição de hidrogênio de baixa emissão apresentaram resultados mistos em 2024; as licitações no setor siderúrgico na Europa foram adiadas ou suspensas, enquanto as licitações para refino e fertilizantes levaram a decisões finais de investimento para plantas de produção na Europa e na Índia.

Políticas para criar demanda estão sendo implementadas, mas em ritmo lento . A Europa lidera a adoção de cotas setoriais para o uso de hidrogênio nos transportes e na indústria, no âmbito da Diretiva de Energias Renováveis (RED) da UE, e de mandatos para o setor de aviação. A Índia (com foco em refino e fertilizantes) e o Japão e a Coreia (com foco na geração de energia) também iniciaram programas ambiciosos.

A nova Estrutura de Emissões Líquidas Zero da Organização Marítima Internacional (OMI) pode impulsionar a adoção de combustíveis à base de hidrogênio no setor marítimo.

No entanto, o impacto total desses esforços ainda está por ser visto e, no curto prazo, as regulamentações da OMI podem, na verdade, estimular a demanda por gás natural liquefeito ou biocombustíveis.

As cotas da RED da UE precisam ser transpostas para a legislação nacional pelos Estados-membros da UE, e não haverá um sinal claro de demanda para o setor de hidrogênio até que isso seja concluído, uma vez que as abordagens podem variar.

Instalações Unidades Portuárias. Uma infraestrutura adequada de abastecimento portuário será necessária em breve para que os navios possam adotar combustíveis à base de hidrogênio . Esses combustíveis podem ser vitais para atingir as metas de descarbonização da IMO, juntamente com outros combustíveis e a eficiência energética. Sua adoção no transporte marítimo dependerá de fortes sinais regulatórios, da implantação de tecnologias navais compatíveis e da expansão da oferta e da infraestrutura.

Em junho de 2025, mais de 60 embarcações movidas a metanol estavam em operação e quase 300 estavam em carteira de encomendas. O desenvolvimento da infraestrutura de abastecimento é o próximo passo para evitar gargalos em um futuro próximo.

A modernização da infraestrutura de portos de abastecimento estrategicamente localizados poderia abranger a maioria das principais rotas comerciais . O abastecimento de combustível marítimo é altamente concentrado geograficamente: Singapura sozinha supre cerca de um quinto da demanda global, e apenas 17 portos atendem a mais de 60% das necessidades de reabastecimento do setor. Além disso, grande parte da produção e da demanda existentes por hidrogênio de origem fóssil sem controle de emissões tende a estar localizada perto de portos, tornando-os locais ideais para impulsionar a adoção em larga escala do hidrogênio.

A análise da infraestrutura existente e sua proximidade com a produção de hidrogênio de baixa emissão revela oportunidades iniciais.

Quase 80 portos possuem expertise consolidada na gestão de produtos químicos, indicando uma forte prontidão para também lidar com combustíveis à base de hidrogênio. Esses portos, amplamente distribuídos pelo mundo, incluem alguns dos maiores, como Rotterdam, Singapura e Ain Sokhna (Egito). Mais de 30 desses portos poderiam ter acesso a pelo menos 100 mil toneladas por ano (ktpa) de hidrogênio de baixa emissão proveniente de projetos anunciados em um raio de 400 quilômetros.

Demanda Hidrogênio Sudeste Asiático. A demanda por hidrogênio no Sudeste Asiático é dominada pelo setor químico, com o fornecimento baseado principalmente em gás natural .

A demanda por hidrogênio no Sudeste Asiático em 2024 atingiu 4 milhões de toneladas por ano (Mtpa), liderada pela Indonésia, que respondeu por 35%, Malásia, Vietnã e Singapura. O uso de hidrogênio na produção de amônia representou quase metade da demanda, seguido pelo refino e pela produção de metanol.

Quase 80% da demanda foi atendida com hidrogênio produzido a partir de gás natural não tratado, e o restante a partir de subprodutos industriais. A produção de hidrogênio consome cerca de 8% do suprimento de gás da região e responde por pouco mais de 1% das emissões de CO₂ relacionadas à energia.

O conjunto de projetos para a produção de hidrogênio de baixa emissão no Sudeste Asiático demonstra grande potencial, mas precisa amadurecer .

Com base nos projetos anunciados, a produção de hidrogênio de baixa emissão poderá atingir 480 mil toneladas por ano até 2030, concentrada principalmente na Indonésia e na Malásia.

No entanto, apenas 6% da produção anunciada obteve uma decisão final de investimento, e 60% permanece em estágios iniciais de desenvolvimento.

Uma exceção notável é um projeto de eletrolisador de 240 MW em construção no Vietnã – um dos poucos projetos dessa escala fora da China a obter a decisão final de investimento.

Cerca de 40% dos projetos são voltados para exportação – principalmente de amônia, que é o produto-alvo da grande maioria dos projetos em desenvolvimento.

As aplicações industriais existentes e o setor de transporte marítimo oferecem oportunidades importantes para a adoção precoce.

As maiores oportunidades para a adoção de hidrogênio de baixa emissão na região incluem a produção de amônia na Indonésia, Malásia e Vietnã, e a produção de metanol na Malásia, para melhorar a balança comercial reduzindo as importações de gás natural e produtos derivados do gás natural; a produção de aço na Indonésia e no Vietnã para atender à crescente demanda regional; e o abastecimento marítimo em Singapura para suprir as demandas emergentes no transporte marítimo internacional.

A concentração geográfica das aplicações existentes, particularmente em países com grandes empresas estatais, fornece uma base sólida para a expansão do setor.

O sucesso a curto prazo dependerá da aceleração da implantação de energias renováveis para reduzir os custos de produção, da implementação de políticas direcionadas à substituição de combustíveis e do desenvolvimento de projetos-piloto que permitam o progresso gradual rumo à comercialização.

Aplicações do Hidrogênio. As aplicações de hidrogênio desempenham um papel fundamental em setores onde as emissões são difíceis de reduzir, mas a produção precisa se tornar mais limpa.

No Cenário NZE, o uso de hidrogênio de baixa emissão e combustíveis à base de hidrogênio leva a reduções modestas nas emissões de CO₂ em 2030 .

Em comparação com outras medidas de mitigação importantes, como a implantação de energias renováveis, eletrificação direta e mudança comportamental.

No entanto, o hidrogênio e os combustíveis à base de hidrogênio podem desempenhar um papel importante em setores onde as emissões são difíceis de reduzir e outras medidas de mitigação podem não estar disponíveis ou seriam difíceis de implementar, ou seja, indústria pesada, transporte de longa distância, transporte marítimo e aviação.

A contribuição total do hidrogênio também é maior no longo prazo, à medida que as tecnologias baseadas em hidrogênio amadurecem.

Substituir o hidrogênio baseado em combustível fóssil sem redução por hidrogênio de baixa emissão em aplicações existentes (nomeadamente setores de refino e indústria) é uma prioridade de curto prazo, dado que apresenta desafios técnicos relativamente baixos, pois é uma substituição semelhante em vez de uma troca de combustível. A produção atual de hidrogênio para essas aplicações emite 1 100-1 300 Mt de CO₂ equivalente 1 (incluindo emissões a montante e a meio do fluxo do fornecimento de combustível fóssil).

No Cenário NZE, a intensidade média de emissões da produção de hidrogênio cai da faixa de 12-13,5 kg CO₂-eq/kg H₂ em 2022 para 6-7,5 kg CO₂-eq/kg H₂ em 2030.

A produção de hidrogênio de baixa emissão permaneceu abaixo de 1% da produção global de hidrogênio. A produção dedicada de hidrogênio hoje é baseada principalmente em tecnologias de combustíveis fósseis, com cerca de um sexto do suprimento global de hidrogênio vindo do hidrogênio “subproduto”, principalmente na indústria petroquímica.

Cerca de 70% da necessidade de energia para produção dedicada de hidrogênio foi atendida com gás natural e cerca de 30% com carvão (usado principalmente na China, que sozinha foi responsável por 90% do consumo global de carvão para produção de hidrogênio).

A produção de hidrogênio de baixa emissão representou menos de 1% da produção total de hidrogênio, apesar do crescimento de 5%.

Esse aumento na produção de hidrogênio de baixa emissão é resultado de 130 MW de capacidade de eletrólise e um projeto iniciando operação na China para a produção de hidrogênio a partir de carvão com CCUS.

Entrar no caminho certo com o Cenário NZE requer um rápido aumento de escala de hidrogênio de baixa emissão, com cerca de 50 Mt de produção de hidrogênio com base na eletrólise e mais de 30 Mt produzidos a partir de combustíveis fósseis com CCUS até 2030, para um total de mais de 50% da produção de hidrogênio.

Isso exigirá uma capacidade instalada de mais de 550 GW de eletrolisadores, o que, por sua vez, requer um rápido aumento de escala da capacidade de fabricação de eletrolisadores e implantação significativa de capacidade renovável dedicada para produção de hidrogênio e aprimoramento da rede elétrica.

Com relação aos combustíveis fósseis, até 2030 a demanda de gás natural para produção de hidrogênio será quase 30% maior do que em 2022 no Cenário NZE, enquanto a demanda por carvão cairá em quase um quinto.

Em ambos os casos, a capacidade de produção recém implantada é equipada com CCUS e uma fração das instalações existentes ainda operacionais em 2030 são adaptadas com CCUS.

A demanda global por hidrogênio cresceu cerca de 3%, mas ainda permanece concentrada em aplicações tradicionais com lenta penetração em novos usos.

A demanda global por hidrogênio atingiu 95 Mt, quase 3% a mais. A demanda por hidrogênio continua concentrada em aplicações tradicionais nos setores de refino e industrial (incluindo produtos químicos e Redução Direta de Ferro [DRI] baseada em gás natural), com penetração muito limitada em novas aplicações.

A demanda em novas aplicações, como transporte, calor de alta temperatura na indústria, DRI baseada em hidrogênio, energia e edifícios, representa menos de 0,1% da demanda global. A maior parte dessa demanda está concentrada no transporte rodoviário, embora outras aplicações estejam começando a ganhar alguma tração.

Várias demonstrações de usos finais importantes para hidrogênio de baixa emissão e combustíveis à base de hidrogênio entraram em operação no ano passado na produção de produtos químicos , refino , aquecimento de alta temperatura e transporte . Levar essas tecnologias à comercialização o mais rápido possível será essencial para desbloquear uma fração significativa da demanda nessas novas aplicações.

Entrar no caminho certo com o Cenário NZE exigirá uma mudança radical na criação de demanda, particularmente em novas aplicações. Até 2030, a demanda por hidrogênio aumentará em mais de 1,5 vezes para atingir mais de 150 Mt, com quase 30% dessa demanda vindo de novas aplicações.

A infraestrutura de transporte e armazenamento de hidrogênio e combustíveis à base de hidrogênio continua muito limitada, mas sua expansão é crucial à medida que surgem novas aplicações distribuídas.

O hidrogênio é hoje produzido e consumido principalmente no mesmo local, sem a necessidade de infraestrutura de transporte. Com a demanda por hidrogênio aumentando e o advento de novos usos distribuídos, há uma necessidade de desenvolver infraestrutura de hidrogênio que conecte centros de produção e demanda.

Os gasodutos são a forma mais eficiente e menos dispendiosa de transportar hidrogênio até uma distância de 2.500 a 3.000 km , para capacidades em torno de 200 kt por ano.

Cerca de 2.600 km de gasodutos de hidrogênio estão em operação nos Estados Unidos e 2.000 km na Europa, principalmente de propriedade de empresas privadas e usados para conectar usuários industriais. Vários países estão desenvolvendo planos para uma nova infraestrutura de hidrogênio, com a Europa liderando o caminho.

A iniciativa European Hydrogen Backbone estabelecida agrupa 32 operadores de infraestrutura de gás com o objetivo de estabelecer uma infraestrutura de hidrogênio pan-europeia.

O governo holandês anunciou um plano para investir EUR 750 milhões no desenvolvimento de uma rede nacional de transmissão de hidrogênio de 1.400 km.

Manter-se no caminho certo com o Cenário NZE exigiria cerca de 15.000 km de gasodutos de hidrogênio (incluindo tubos novos e reaproveitados) até 2030.

Para transportar hidrogênio por longas distâncias, o transporte de hidrogênio e os transportadores de hidrogênio são mais competitivos em termos de custo do que os gasodutos de hidrogênio.

O projeto Hydrogen Energy Supply Chain demonstrou pela primeira vez o transporte de hidrogênio liquefeito da Austrália para o Japão. No entanto, devido aos desafios técnicos do transporte de hidrogênio liquefeito, um número crescente de projetos está considerando a possibilidade de transportar amônia, embora todos esses projetos ainda estejam em estágios muito iniciais de desenvolvimento, com exceção do projeto NEOM, que atingiu o fechamento.

No cenário NZE, mais de 15 Mt de hidrogênio de baixa emissão (na forma de hidrogênio ou combustíveis à base de hidrogênio) são enviados globalmente até 2030. O desenvolvimento de infraestrutura para armazenamento de hidrogênio também será necessário. Cavernas de sal já estão em uso para armazenamento em escala industrial nos Estados Unidos e no Reino Unido.

O papel potencial do hidrogênio no equilíbrio da rede elétrica e o desenvolvimento potencial do comércio internacional exigiriam o desenvolvimento de mais capacidade de armazenamento e sua operação flexível.

Vários projetos de pesquisa estão em andamento para a demonstração de ciclo rápido em armazenamento de hidrogênio em larga escala, como HyCAVmobil na Alemanha e HyPSTER na França, com ambos planejando iniciar os testes este ano.

Outros projetos de pesquisa na Holanda, Alemanha e França estão analisando o potencial de reaproveitamento de cavernas de sal de gás natural para armazenamento de hidrogênio. A pesquisa e a demonstração também estão progredindo no desenvolvimento de outros tipos de locais de armazenamento subterrâneo (como campos de gás esgotados, aquíferos e cavernas de rocha dura revestidas).

Uma instalação de demonstração para armazenar hidrogênio em cavernas de rocha dura revestidas começou a operar na Suécia. No cenário NZE, a capacidade global de armazenamento em massa aumenta de 0,5 TWh hoje para 70 TWh até 2030.

As tecnologias de produção de hidrogênio de baixa emissão estão amadurecendo rapidamente, mas são necessários mais esforços nas tecnologias do lado da demanda

Nem todas as etapas da cadeia de valor do hidrogênio de baixa emissão estão operando em escala comercial hoje. Do lado da oferta, algumas tecnologias já estão disponíveis comercialmente, como eletrolisadores de troca de membrana alcalina e de prótons.

Outras tecnologias, como eletrolisadores de óxido sólido (SOEC), estão se aproximando da comercialização graças aos recentes esforços de inovação. Um eletrolisador SOEC de 2,6 MW foi instalado em uma refinaria da Neste na Holanda e, poucas semanas depois, a Bloom Energy instalou um sistema SOEC de 4 MW em um centro de pesquisa da NASA na Califórnia.

As tecnologias de transporte e armazenamento também são bastante maduras, embora ainda em pequena escala. Esforços de inovação e demonstração estão em andamento para levar essas tecnologias à escala necessária para facilitar a adoção do hidrogênio como um vetor de energia limpa. A primeira instalação de armazenamento de hidrogênio do mundo em um reservatório subterrâneo poroso começou a operar.

Do lado da demanda, a situação é diferente. Além dos usos tradicionais de hidrogênio em aplicações industriais e de refino que são totalmente comerciais, a maioria das tecnologias de demanda está apenas na fase de demonstração ou protótipo, mas houve algum progresso recente.

A primeira balsa de hidrogênio do mundo entrou em operação na Noruega. O projeto HyInHeat também começou com o objetivo de demonstrar o uso de hidrogênio em processos auxiliares de aquecimento de alta temperatura em aplicações industriais.

Mas esforços adicionais são necessários para desbloquear todo o potencial de demanda por hidrogênio em setores difíceis de reduzir.

Estratégia Mundial Hidrogênio. Os governos estão adotando estratégias e metas de hidrogênio para implantação de tecnologia, mas há uma falta de políticas para estimular a demanda por hidrogênio de baixa emissão.

Um número crescente de governos está a adoptar estratégias e metas para a implementação de tecnologia, mas há uma falta de implementação de políticas

Um total de 32 governos tinham uma estratégia de hidrogênio em vigor. As metas para a implantação de tecnologias de produção de hidrogênio estão crescendo, particularmente na capacidade de eletrólise, com metas nacionais atingindo um agregado de 160-210 GW, o que representa 30-40% da capacidade de eletrólise instalada até 2030 no Cenário NZE.

No entanto, houve um progresso muito limitado no estabelecimento de metas para aumentar a demanda por hidrogênio de baixa emissão, com exceção da União Europeia, que concordou com metas ambiciosas para estimular a demanda na indústria e no transporte.

Também houve um progresso limitado na adoção de políticas para estimular a criação de demanda no ano passado.

A maioria das políticas em vigor se concentra em apoiar a criação de demanda em aplicações de transporte, principalmente por meio de subsídios e subsídios de compra, enquanto um número muito pequeno de políticas tem como alvo aplicações industriais, apesar dessas aplicações serem responsáveis pela maior parte da demanda atual.

A adoção de cotas e mandatos é outra ferramenta que os governos começaram a considerar para apoiar a criação de demanda na indústria, aviação e transporte marítimo, embora nenhuma das cotas anunciadas tenha entrado em vigor ainda. O apoio à I&D está a crescer, com a Europa e os Estados Unidos a liderarem os esforços. Os governos estão intensificando esforços para estimular a demonstração estratégica de tecnologias-chave de hidrogênio, com novos programas em vigor:

União Europeia: A Parceria da UE para o Hidrogênio Limpo abriu um edital de 195 milhões de euros para apoiar projetos de soluções de produção, armazenamento e distribuição de hidrogênio renovável e para estimular o uso de hidrogênio de baixa emissão em setores de difícil redução.

Estados Unidos: O Departamento de Energia anunciou um programa de P&D de US\$ 750 milhões para tecnologias avançadas de hidrogênio limpo.

Reino Unido : o governo abriu a terceira rodada da Competição de Demonstração Marítima Limpa e lançou a segunda fase dos programas de P&D em produção de hidrogênio usando BECCS e substituição de diesel em veículos e máquinas off-road.

Os governos começaram a adotar novos mecanismos para apoiar os promotores de projetos e mitigar o risco de investimento.

Vários governos começaram a implementar políticas na forma de subsídios, empréstimos, incentivos fiscais e contratos de carbono por diferença. A atividade foi particularmente intensa com vários anúncios significativos:

União Europeia: a Comissão Europeia aprovou o financiamento para duas ondas de Projetos Importantes de Interesse Europeu Comum relacionados ao hidrogênio (Hy2Tech , com foco em tecnologias de hidrogênio, e Hy2Use , com foco em aplicações industriais).

Além disso, o primeiro leilão do Banco Europeu de Hidrogênio para apoiar projetos de produção doméstica de hidrogênio renovável.

Alemanha: o processo de licitação da iniciativa H2Global foi lançado , com entregas previstas para o final de 2025, embora os prazos de licitação tenham sido estendidos recentemente.

Japão : A NEDO destinou 220 bilhões de ienes do Projeto do Fundo de Inovação Verde para apoiar um projeto de cadeia de fornecimento de hidrogênio liquefeito entre a Austrália e o Japão.

Reino Unido: O governo abriu a primeira Rodada de Alocação Eletrolítica e pré-selecionou projetos, com o objetivo de dar suporte a pelo menos 250 MW de capacidade.

Estados Unidos: o governo anunciou a criação de um crédito fiscal, um crédito de investimento e financiamento de subsídios para projetos de produção de hidrogênio de baixa emissão. Além disso, o Departamento de Energia abriu uma chamada de USD 7 bilhões para hubs regionais de hidrogênio limpo.

O desenvolvimento de normas e esquemas de certificação para hidrogênio de baixas emissões está a ganhar ritmo

A International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy deve lançar a versão final de sua Metodologia para Determinar as Emissões de Gases de Efeito Estufa Associadas à Produção de Hidrogênio .

Essa metodologia servirá como base para um padrão da International Organization for Standardization (ISO). A ISO está buscando desenvolver um rascunho de especificação técnica e um rascunho de padrão internacional.

Paralelamente, os governos estão trabalhando no estabelecimento de estruturas regulatórias e esquemas de certificação. A Austrália está desenvolvendo um esquema voluntário para certificados de Garantia de Origem. A Comissão Europeia adotou dois atos delegados com regras para definir o hidrogênio renovável, que entrarão em vigor assim que o Conselho e o Parlamento os aprovarem.

A França está trabalhando nos detalhes de um esquema de certificação para as categorias de hidrogênio definidas em sua Portaria nº 2021-167.

O Reino Unido lançou um Padrão de Hidrogênio de Baixo Carbono e lançou uma consulta para um esquema de certificação.

E o Departamento de Energia dos EUA propôs um Padrão de Produção de Hidrogênio Limpo e está trabalhando nos detalhes metodológicos para sua aplicação em esquemas de apoio, como o Crédito Tributário de Produção de Hidrogênio Limpo do IRA.

No entanto, as metodologias definidas para esses esquemas de certificação não estão necessariamente alinhadas. Isso pode se tornar uma barreira importante, pois os investimentos que levarão ao comércio de hidrogênio de baixa emissão dependerão do reconhecimento internacional de padrões e certificados.

Recomendações AIE. Com base nos progressos alcançados até o momento e nos desafios em constante evolução que o setor enfrenta, a AIE atualizou suas recomendações políticas para ajudar os governos que desejam aproveitar o hidrogênio de baixa emissão para atingir suas metas energéticas: Manter os programas de apoio à produção de hidrogênio com baixas emissões, com foco em projetos prontos para execução que visem aplicações existentes . Um grande número de projetos voltados para aplicações existentes está pronto para tomar decisões de investimento, caso o apoio seja fornecido em tempo hábil para reduzir a diferença de custo entre o hidrogênio derivado de combustíveis fósseis sem mitigação de emissões e as tecnologias de baixas emissões.

Esses projetos poderiam impulsionar uma rápida expansão da produção de hidrogênio com baixas emissões e viabilizar a redução de custos.

Acelerar a criação de demanda por hidrogênio de baixa emissão e combustíveis à base de hidrogênio por meio de regulamentações e programas de apoio em setores-chave . A implementação acelerada de políticas para estimular a demanda pode facilitar a absorção e sustentar o investimento no fornecimento.

Medidas eficazes visam os usuários de hidrogênio existentes e aplicações de alto valor em setores emergentes, ao mesmo tempo que concentram a demanda em polos industriais para criar escala e reduzir riscos. Governos e indústria podem cooperar para criar mercados líderes para produtos de uso final sustentáveis, impulsionando a adoção em estágios iniciais.

Acelerar a implantação da infraestrutura de hidrogênio removendo barreiras e aproveitando oportunidades iniciais .

Estruturas regulatórias abrangentes, porém gerenciáveis, e a introdução de mecanismos financeiros podem ajudar a mitigar os riscos iniciais de investimento, enquanto processos de licenciamento eficientes e uma melhor coordenação entre as autoridades podem contribuir para a redução dos prazos de implementação. O foco em polos industriais e portuários que concentram projetos de produção junto a potenciais usuários pode facilitar a implantação precoce.

Aumentar o apoio público para reduzir o risco tecnológico e facilitar o financiamento de projetos . Os governos podem fortalecer os mecanismos de financiamento público para reduzir os riscos associados a tecnologias em fase inicial, que enfrentam dificuldades de financiamento devido à falta de um histórico comprovado de desempenho. Agências de crédito à exportação e instituições financeiras públicas podem expandir os programas de garantia para projetos pioneiros que buscam demonstrar e ampliar tecnologias inovadoras.

Apoiar as economias emergentes e em desenvolvimento na ascensão da cadeia de valor para produtos à base de hidrogênio de baixa emissão . Essas economias possuem um potencial significativo para a produção de hidrogênio de baixo custo e baixa emissão, mas enfrentam desafios importantes, como infraestrutura limitada e acesso restrito a financiamento, além da dependência das exportações para um mercado global em lento desenvolvimento.

As economias avançadas podem estabelecer parcerias com as economias emergentes e em desenvolvimento para incentivar novos usos domésticos (como a produção de fertilizantes) e abrir oportunidades de exportação para produtos à base de hidrogênio. Isso poderia permitir que as economias emergentes e em desenvolvimento ascendessem na cadeia de valor; aumentassem sua segurança energética e alimentar, reduzindo a dependência de importações; e impulsionassem o crescimento econômico.

Fonte AIE.



BRASIL BIOMASSA E ENERGIA RENOVÁVEL

LIVRO TECNOLOGIA INDUSTRIAL HIDROGÊNIO VERDE



EDITORA BRASIL BIOMASSA

2026

BRASIL BIOMASSA E ENERGIA RENOVÁVEL

**LIVRO TECNOLOGIA INDUSTRIAL HIDROGÊNIO VERDE
BIOMASSA ALGODÃO**



EDITORA BRASIL BIOMASSA

2026

BRASIL BIOMASSA E ENERGIA RENOVÁVEL

**LIVRO TECNOLOGIA INDUSTRIAL HIDROGÊNIO VERDE
BIOMASSA DO ARROZ**



EDITORIA BRASIL BIOMASSA

2026

BRASIL BIOMASSA E ENERGIA RENOVÁVEL

**LIVRO TECNOLOGIA INDUSTRIAL HIDROGÊNIO VERDE
BIOMASSA DO CAFÉ**



EDITORIA BRASIL BIOMASSA

2026

BRASIL BIOMASSA E ENERGIA RENOVÁVEL

**LIVRO TECNOLOGIA INDUSTRIAL HIDROGÊNIO VERDE
BIOMASSA CANA-DE-AÇÚCAR**



EDITORA BRASIL BIOMASSA

2026

BRASIL BIOMASSA E ENERGIA RENOVÁVEL

**LIVRO TECNOLOGIA INDUSTRIAL HIDROGÊNIO VERDE
BIOMASSA COCO VERDE**



EDITORIA BRASIL BIOMASSA

2026

BRASIL BIOMASSA E ENERGIA RENOVÁVEL

**LIVRO TECNOLOGIA INDUSTRIAL HIDROGÊNIO VERDE
BIOMASSA FLORESTAL MADEIRA**



EDITORIA BRASIL BIOMASSA

2026

BRASIL BIOMASSA E ENERGIA RENOVÁVEL

**LIVRO TECNOLOGIA INDUSTRIAL HIDROGÊNIO VERDE
BIOMASSA DA LARANJA**



EDITORA BRASIL BIOMASSA

2026

BRASIL BIOMASSA E ENERGIA RENOVÁVEL

**LIVRO TECNOLOGIA INDUSTRIAL HIDROGÊNIO VERDE
BIOMASSA DO MILHO**



EDITORIA BRASIL BIOMASSA

2026

BRASIL BIOMASSA E ENERGIA RENOVÁVEL

**LIVRO TECNOLOGIA INDUSTRIAL HIDROGÊNIO VERDE
BIOMASSA DO SORGO**



EDITORA BRASIL BIOMASSA

2026

ARTIGO INTERNACIONAL



Produção de hidrogênio verde para a descarbonização da indústria siderúrgica

Elvira Spatolisano 1,*, Antônio Trinca 2,3, Domenico Flagiello 4 e Giorgio Vilardi 2

1 Departamento de Química, Materiais e Engenharia Química «G. Natta», Politecnico di Milano, Piazza Leonardo da Vinci, 32, 20133 Milão, Itália

2 Departamento de Engenharia Química, Materiais e Meio Ambiente, Universidade Sapienza de Roma, Via Eudossiana 18, 00184 Roma, Itália

3 Instituto Italiano de Proteção e Pesquisa Ambiental (ISPRA), Departamento de VAL-RTEC, Via Vitaliano Brancati 48, 00144 Roma, Itália

4 Departamento de Engenharia Química, de Materiais e de Produção, Universidade de Nápoles Federico II, P.le V. Tecchio 80, 80125 Nápoles, Itália

Resumo

A transição global para uma economia de baixo carbono intensificou o interesse no hidrogênio verde como um facilitador fundamental da descarbonização industrial. Em particular, o setor siderúrgico, uma das indústrias com maior intensidade de carbono, oferece oportunidades significativas para a redução de emissões por meio de tecnologias baseadas em H_2 .

Este estudo apresenta uma avaliação técnico-econômica de vias alternativas de fornecimento de hidrogênio verde, nomeadamente a eletrólise alcalina e o craqueamento de amônia, e avalia a sua integração em rotas de redução direta com hidrogênio (HyDR). Simulações de processo são realizadas utilizando o Aspen Plus® V14 para quantificar o consumo de energia, a demanda de hidrogênio e as emissões de CO₂ associadas em múltiplas configurações e estudos de caso. Uma estrutura abrangente de avaliação 3E (energia, economia e meio ambiente) é aplicada para comparar o desempenho do sistema e avaliar a adequação de cada via para implantação em larga escala. Os resultados indicam que o craqueamento de amônia representa uma opção de fornecimento de hidrogênio tecnicamente viável e potencialmente competitiva para a descarbonização do aço nas condições operacionais assumidas, destacando a sua relevância como uma via de transição para a produção de aço com baixo teor de carbono.

Palavras-chave: eletrólise alcalina ; craqueamento de NH₃ ; avaliação técnico-econômica ; redução direta à base de hidrogênio ; forno de oxigênio básico

1. Introdução

Em 2023, foram fabricadas 1892 milhões de toneladas de aço bruto em todo o mundo [1]. Olhando para o futuro, espera-se que a produção de aço se expanda a uma taxa média de crescimento anual de 2,9% de 2024 a 2030, atingindo 2,2 mil milhões de toneladas métricas até ao final da década [2].

Apesar do seu crescimento, a indústria siderúrgica impõe um fardo ambiental significativo, principalmente devido às elevadas emissões de dióxido de carbono (CO₂) associadas aos métodos de produção convencionais. Com as alterações climáticas a representarem uma ameaça global crescente, a redução das emissões de CO₂ provenientes de fontes industriais tornou-se uma prioridade crucial.

Em média, a produção de uma tonelada de aço emite cerca de 1.891 toneladas de CO₂ [3]. O setor do ferro e do aço é uma das indústrias mais intensivas em energia a nível mundial, representando 7–9% das emissões globais de CO₂ e cerca de 8% do fornecimento total de energia mundial [4 , 5].

Em 2023, a produção global de aço bruto era realizada principalmente por meio de três métodos principais [6]. A rota alto-forno-forno de oxigênio básico (BF-BOF), a abordagem mais tradicional, representava cerca de 72% da produção global.

O forno elétrico a arco (EAF), que utiliza sucata metálica e eletricidade, contribuía com cerca de 21%, enquanto os 7% restantes do aço eram produzidos por meio de processos de redução direta de ferro (DRI), que frequentemente são integrados às operações do EAF.

O método BF-BOF depende do coque para gerar as altas temperaturas e reações químicas necessárias para converter o minério de ferro em aço, consumindo cerca de 500 kg de carvão por tonelada de produção e produzindo de 1,9 a 2,2 toneladas de CO₂ por tonelada de aço líquido [7 , 8].

Na rota integrada BF-BOF, a maior parte das emissões de CO₂ está associada ao uso de gás de alto-forno (BFG), representando aproximadamente 64–70% das emissões totais.

Uma outra parcela significativa, cerca de 25–27%, provém da produção de coque, enquanto 5–7% das emissões são atribuíveis ao processo de sinterização de matérias-primas [8].

Em comparação, os EAFs apresentam uma pegada de carbono significativamente menor (as suas emissões de carbono são de aproximadamente 0,6 toneladas de CO₂ por tonelada de aço), dependendo de fatores como a entrada de matéria-prima (sucata ou ferro-gusa), a eficiência energética e a fonte de eletricidade [9].

Como resultado, espera-se que a demanda por sucata de aço aumente consideravelmente com a implementação de políticas climáticas mais ambiciosas.

Na UE-27, a produção de aço em forno elétrico a arco (EAF), que depende quase inteiramente de sucata como matéria-prima, representa atualmente cerca de 45% da produção total de aço [10] e a previsão é de que esse percentual aumente ainda mais. No entanto, garantir quantidades adequadas de sucata de aço com qualidade suficiente exige esforços adicionais. Impurezas como o cobre podem restringir a gama de produtos que podem ser fabricados a partir da sucata e, se acumularem ao longo do tempo, podem tornar parte da sucata inutilizável [11].

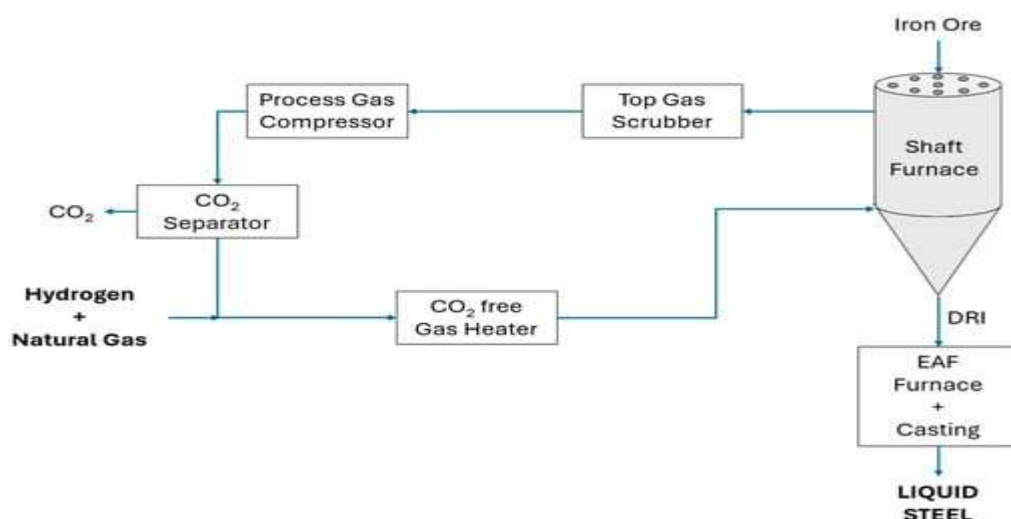
Uma economia circular vai além da simples reciclagem, abrangendo a redução do consumo de materiais, bem como a reutilização e a remanufatura de produtos. Iniciativas destinadas a melhorar tanto a qualidade quanto a quantidade da reciclagem de aço também devem influenciar as cadeias de suprimento de sucata.

Uma abordagem promissora para impulsionar a produção em fornos elétricos a arco (EAF) e solucionar a escassez de sucata é a integração da tecnologia DRI (redução direta de ferro). A DRI é um método de estado sólido que opera a temperaturas mais baixas do que o ponto de fusão do ferro, exigindo menos energia para a reação de redução. A redução é tipicamente realizada utilizando uma mistura gasosa de hidrogênio e monóxido de carbono (CO), frequentemente proveniente de gás natural ou carvão. Atualmente, o processo DRI-EAF alimentado por gás natural produz apenas 62% das emissões de carbono do método tradicional de alto-forno e conversor óxido de ferro (BF-BOF). Empresas líderes em tecnologia de redução direta, como a MIDREX e a Hojalata Y Lámina (HYL) Energiron, são reconhecidas por sua eficiência e produtividade, o que as torna altamente competitivas na produção de DRI de alta qualidade para a siderurgia. Notavelmente, a MIDREX é responsável por 65% da produção global de DRI.

Atingir a neutralidade de carbono na indústria siderúrgica exige mudanças tecnológicas e operacionais, e as tecnologias emergentes estão começando a abrir caminho.

Entre elas, a redução direta baseada em hidrogênio (HyDR) está ganhando força como uma alternativa de baixa emissão à siderurgia convencional. Ao contrário da tecnologia tradicional de alto-forno, a rota de produção global dominante com potencial limitado para descarbonização profunda [8], a HyDR não depende de fontes fósseis e reduz as emissões de CO₂.

O processo baseado em hidrogênio é conceitualmente semelhante ao processo convencional baseado em gás natural, sendo a principal diferença a substituição do metano pelo hidrogênio como gás redutor (Figura 1b). O hidrogênio pode ser fornecido por fontes externas ou produzido no local por meio de uma unidade de geração dedicada. Em um processo totalmente integrado ao hidrogênio, um reformador não é mais necessário; em vez disso, um sistema de aquecimento a gás é necessário para elevar o hidrogênio à temperatura operacional desejada, o que pode ser alcançado, por exemplo, por meio de um aquecedor elétrico [5]. Os reformadores existentes podem ser convertidos em aquecedores a gás com relativa facilidade, permitindo a modernização de plantas atuais baseadas em gás natural [13].



(c)

Figura 1. (a) Planta de processo MIDREX, (b) planta DRI totalmente baseada em hidrogênio e (c) planta DRI híbrida de hidrogênio e gás natural.

No entanto, a implementação do HyDR em escala comercial apresenta vários desafios técnicos e operacionais. Para cada tonelada de aço produzida, uma instalação HyDR requer cerca de 50 a 60 kg de hidrogênio [14 , 15 , 16], uma demanda que pode sobrecarregar as cadeias de suprimentos e a infraestrutura à medida que a tecnologia é ampliada.

Apesar desses obstáculos, o HyDR atingiu um estágio promissor de desenvolvimento, atualmente avaliado em um nível de prontidão tecnológica (TRL) entre 6 e 8 [17].

Diversos projetos-piloto e em escala comercial de produção de aço à base de hidrogênio estão atualmente em andamento em todo o mundo, demonstrando a viabilidade técnica e industrial do hidrogênio como agente redutor na produção de ferro e aço.

O projeto HYBRIT na Suécia representa uma das iniciativas mais avançadas, visando substituir o carvão coqueificável por hidrogênio verde na redução direta, com o objetivo de alcançar a produção de aço livre de combustíveis fósseis em escala industrial [17]. Na Europa, o projeto H2Future concentra-se na produção de hidrogênio verde em larga escala via eletrólise, fornecendo hidrogênio para indústrias de uso intensivo de energia, incluindo a siderurgia, e apoiando a descarbonização setorial [18].

Na Alemanha, a tkH2Steel, liderada pela ThyssenKrupp, está desenvolvendo tecnologias de alto-forno e redução direta preparadas para hidrogênio para permitir uma transição gradual da produção de aço baseada em carvão para a produção baseada em hidrogênio [18]. Da mesma forma, a SALCOS (Salzgitter Low CO 2 Steelmaking) da Salzgitter AG visa transformar a rota convencional BF-BOF em um processo DRI-EAF baseado em hidrogênio, reduzindo significativamente as emissões de CO 2 [19].

A ArcelorMittal está envolvida em vários projetos de aço de hidrogênio, incluindo o projeto de Hamburgo, que investiga o uso de hidrogênio na redução direta e na fabricação de aço baseada em DRI [20 , 21], e o HyDeal Espanha, uma iniciativa de grande escala que combina a produção de hidrogênio renovável com a compra industrial para a fabricação de aço de baixo carbono no sul da Europa [22].

Nos Estados Unidos, a MIDREX está desenvolvendo e implementando ativamente tecnologias de redução direta à base de hidrogênio, aproveitando sua tecnologia consolidada de forno de cuba para viabilizar a transição para a produção de aço com baixo ou nenhum teor de carbono.

Em conjunto, esses projetos destacam o crescente impulso global em direção à produção de aço baseada em hidrogênio como um caminho fundamental para a profunda descarbonização do setor siderúrgico. Outra tecnologia notável é a redução por plasma de hidrogênio (HPR). A HPR representa uma abordagem metalúrgica emergente e simples que vem despertando crescente interesse.

Esse método possibilita a produção de ferro com baixa emissão de carbono, reduzindo o minério de ferro com requisitos energéticos e emissões de CO₂ consideravelmente menores, aproveitando as espécies de hidrogênio altamente reativas geradas quando o gás hidrogênio é energizado. Embora os sistemas de geração de plasma tenham apresentado avanços tecnológicos significativos, sua adoção em larga escala ainda é limitada devido à confiabilidade dos equipamentos, fatores econômicos e demandas energéticas. Dentre as diversas abordagens, a redução por plasma de hidrogênio assistida por micro-ondas (MHPR) demonstra-se particularmente promissora, oferecendo maior vida útil da tocha de plasma, cinética de redução rápida, controle preciso do processo e fortes benefícios ambientais.

Uma solução intermediária envolve a substituição parcial do gás natural usado no forno de cuba por hidrogênio verde. Como a reação de redução com hidrogênio absorve calor, é necessária energia térmica extra para manter as temperaturas do forno e pré-aquecer a alimentação de hidrogênio. O processo atende a esses requisitos adicionais de aquecimento usando gás natural. É importante destacar que o hidrogênio é empregado apenas dentro do forno de cuba, enquanto o restante do processo, incluindo a laminação a quente, continua a depender inteiramente de gás natural para aquecimento [23].

Uma rota híbrida de produção de aço combina um forno de cuba com ferro fundido nodular (DRI) e um conversor LD para reduzir as emissões de CO₂ mantendo altos volumes de produção.

Nessa configuração, o DRI é produzido utilizando gás natural, como na rota tradicional DRI-EAF, mas, em vez de ser alimentado em um forno elétrico a arco, o ferro esponjoso sólido quente é fundido em um forno separado, utilizando gás natural como fonte de calor. O ferro líquido resultante é então introduzido no conversor LD, onde passa por um processo de sopro de oxigênio, similar ao método convencional BF-BOF. Ao integrar o DRI como matéria-prima parcial ou suplementar em substituição ao ferro-gusa do alto-forno, essa abordagem reduz a dependência do coque, diminuindo assim a pegada de carbono da produção de aço sem comprometer a escala de produção.

A rota HyDR-BOF, utilizando hidrogênio 100% verde, representa uma alternativa de baixo carbono à siderurgia convencional. Nesse sistema, o hidrogênio substitui completamente o gás natural no alto-forno para reduzir o minério de ferro, exigindo aporte térmico suplementar devido à natureza endotérmica da reação de redução do hidrogênio, bem como o pré-aquecimento do gás hidrogênio.

Como o ferro esponjoso resultante não contém carbono, a etapa de sopro de oxigênio no BOF gera menos calor do que nos processos tradicionais, necessitando de ajustes no gerenciamento térmico. Para minimizar ainda mais as emissões, presume-se que o forno de fusão utilizado para liquefazer o ferro esponjoso seja alimentado inteiramente por eletricidade, em vez de combustíveis fósseis.

A proporção de DRI que pode ser utilizada no processo BOF depende de diversos fatores, incluindo a forma do DRI, as especificações da planta e os requisitos metalúrgicos.

De acordo com a MIDREX Technologies, o ferro briquetado a quente (HBI), uma forma comprimida e mais estável de DRI, pode fornecer até um terço (aproximadamente 33% em peso) da carga do BOF sem exigir modificações significativas na instalação [24]. Em geral, o uso de DRI no BOF pode atingir até 30–33% da carga total, oferecendo benefícios tanto ambientais quanto metalúrgicos. No entanto, o gerenciamento cuidadoso das condições operacionais é necessário para manter a eficiência do processo.

Neste contexto, este estudo visa avaliar o potencial do hidrogênio verde para a descarbonização da indústria siderúrgica, explorando diferentes vias de produção, especificamente a eletrólise alcalina e o craqueamento de amônia. O foco está na sua aplicação na tecnologia HyDR. A análise quantifica as demandas de energia e hidrogênio, bem como as pegadas de carbono, de diversas configurações tecnológicas. Com base em simulações de processos no Aspen Plus® V14 , o estudo avalia o desempenho do sistema por meio de uma avaliação 3E (energia, economia e meio ambiente), fornecendo informações para impulsionar a descarbonização do setor siderúrgico.

2. Estudos de Caso

Esta seção descreve os estudos de caso nos quais as análises se baseiam.

Como caso de referência, considera-se a planta DRI mais comum — aquela que é alimentada por gás natural. Na configuração MIDREX (Figura 1a), o consumo total de gás natural é de 171 kg por tonelada de aço produzida (kg/t aço) [16]. O gás natural é usado tanto como fonte de gás redutor quanto como fonte de energia térmica.

Mais de 90% do gás natural é direcionado para o reformador, onde é convertido em gás de síntese, sendo este último útil para a redução do minério de ferro. A porção restante é parcialmente queimada diretamente para fornecer calor, e uma pequena quantidade é injetada no forno elétrico a arco (EAF).

A pegada de carbono desta planta consistiu em 770 kg de CO₂ por tonelada de aço (kg CO₂ /t aço), o que é mais do que metade em comparação com a rota tradicional BF/BOF [16]. O consumo total de energia é de 12,2 GJ/t.

No entanto, para alcançar uma redução mais significativa nas emissões de CO₂, é necessário substituir o gás natural, um combustível fóssil, por hidrogênio verde produzido a partir de fontes renováveis.

Portanto, os estudos de caso considerados incluem os seguintes:

Uma planta DRI alimentada com 100% de hidrogênio (Figura 1 b);

Uma planta DRI alimentada com uma mistura de 90% de hidrogênio e 10% de gás natural (Figura 1 c);

Uma planta DRI alimentada com uma mistura de 80% de hidrogênio e 20% de gás natural (Figura 1 c).

Nos três casos considerados, assume-se que tanto as fábricas de produção de aço quanto as de hidrogênio são totalmente alimentadas por eletricidade gerada a partir de fontes renováveis.

As misturas de hidrogênio-metano foram selecionadas para evitar a necessidade de reforma externa do metano, que se tornaria necessária em frações de CH₄ mais elevadas. Por esse motivo, o teor de metano foi limitado a 20%. As misturas investigadas podem ser injetadas diretamente no forno de cuba, em linha com o conceito de processo Zero-Reformer da ENERGIRON, eliminando assim a necessidade de um reformador dedicado [25].

A introdução de uma pequena fração de metano também é benéfica do ponto de vista industrial, pois ajuda a reduzir a demanda total de hidrogênio e aumenta a flexibilidade operacional do processo DRI. Ao mesmo tempo, essa configuração permite a manutenção de altos níveis de descarbonização, representando um compromisso eficaz entre viabilidade tecnológica e redução de emissões.

Esses casos são então analisados sob as duas configurações industriais mais amplamente adotadas, nomeadamente HyL-Energiron e MIDREX, que diferem principalmente nas condições de entrada do gás redutor, particularmente em termos de pressão e temperatura [16 , 26 , 27].

As diversas soluções tecnológicas são dimensionadas para uma capacidade de produção de 1 milhão de toneladas de aço líquido por ano, considerando 8.000 horas de operação anuais.

O processo DRI baseado em hidrogênio tem um consumo de energia de 19 GJ/ton de aço produzido [5]. Este valor inclui a energia necessária para a produção de DRI e o subsequente processo EAF, bem como a energia térmica introduzida com a vazão de hidrogênio. Considerando apenas o consumo de energia da planta (excluindo a energia necessária para a produção de hidrogênio), o consumo chega a 1,30 MWh/t de aço . A planta apresenta um consumo de energia maior em comparação com a planta movida a gás natural. Isso se deve principalmente à eletrificação do processo, em particular à introdução de aquecedores elétricos para substituir a combustão [5]. Os aquecedores elétricos são caracterizados por um alto consumo de energia. Para simplificar, assume-se que o consumo de energia (excluindo a energia necessária para o fornecimento de hidrogênio) permanece constante nos diferentes casos.

Com o objetivo de realizar uma avaliação preliminar da viabilidade de rotas de produção de aço baseadas em hidrogênio verde, este estudo investiga vias alternativas de produção de hidrogênio a partir de uma perspectiva de projeto de processo. Embora a produção de hidrogênio e o forno de cuba não estejam totalmente integrados em uma estrutura avançada de otimização de processos, os dois subsistemas são consistentemente interligados por meio de uma demanda de hidrogênio bem definida e suposições sobre os limites do sistema. A integração mais abrangente da produção, armazenamento e forno de cuba de hidrogênio, incorporando otimização de processos e interações dinâmicas, será parte de desenvolvimentos futuros deste trabalho.

3. Alternativas para a produção de H₂ in situ

O hidrogênio verde pode ser produzido por meio da eletrólise da água alimentada por energia renovável, sem emissões diretas de CO₂. Entre as tecnologias de eletrólise, a eletrólise alcalina da água (EAA), a eletrólise da água com membrana de troca de prótons (EAMP) e a eletrólise de óxido sólido (EOS) são as principais plataformas em desenvolvimento. A EAA permanece a opção mais madura e amplamente implantada, beneficiando-se de um alto nível de maturidade tecnológica (TRL 9), longos tempos de vida operacional e custos de capital comparativamente baixos, possibilitados por rotas de fabricação estabelecidas e materiais abundantes [28]. Os sistemas alcalinos de última geração normalmente operam a 60–80 °C e 1–30 bar, atingindo densidades de corrente de ~0,4–1,0 A cm⁻², eficiências elétricas de 63–70% e tempos de vida superiores a 100.000 h [29]. No entanto, limitações intrínsecas, como a passagem de gás em carga parcial, densidade de corrente moderada, projetos volumosos e uma resposta dinâmica limitada, restringem a flexibilidade operacional sob fornecimento variável de eletricidade renovável.

A PEMWE emergiu como uma alternativa líder para a produção de hidrogênio integrada a energias renováveis, oferecendo densidades de corrente mais altas, inicialização e rampa rápidas, operação em ampla faixa de carga parcial e alta pureza de hidrogênio. Os sistemas PEM normalmente operam em pressões mais altas (30–80 bar) e exibem dinâmica eletroquímica e elétrica mais rápida do que a AWE, tornando-os adequados para acoplamento com fontes de energia renováveis intermitentes e serviços de suporte à rede [29].

Esforços significativos de pesquisa têm se concentrado em melhorar o desempenho e a durabilidade da PEMWE por meio de avanços em catalisadores, placas bipolares, camadas de transporte porosas e membranas, bem como modelagem eletroquímica e termodinâmica refinada [28]. No entanto, a implantação da PEMWE permanece limitada por custos de capital mais altos, dependência de metais nobres escassos — particularmente irídio — e vidas úteis mais curtas da pilha em comparação com sistemas alcalinos, enquanto a SOE, apesar de sua alta eficiência teórica, permanece em um nível de maturidade tecnológica (TRL) mais baixo devido a desafios relacionados à ciclagem térmica, durabilidade do material e integração de energias renováveis [29].

Com base nessas considerações, a eletrólise alcalina foi selecionada como a tecnologia de eletrólise de referência neste estudo, devido à sua maturidade tecnológica, implantação comprovada em larga escala e desempenho robusto. Embora os eletrolisadores PEM e AEM possam atingir eficiências mais elevadas em condições específicas, não se espera que sua inclusão altere qualitativamente as conclusões em nível de sistema referentes à demanda de energia e aos custos de fornecimento de hidrogênio.

Complementar à eletrólise direta, o craqueamento de amônia representa uma via indireta de produção de hidrogênio que explora o alto teor de hidrogênio da amônia (17,7% em peso), a facilidade de liquefação a pressões moderadas e a infraestrutura global existente para armazenamento e transporte em larga escala [30].

O hidrogênio é recuperado por meio da decomposição catalítica da amônia ($2\text{NH}_3 \rightarrow \text{N}_2 + 3\text{H}_2$), uma reação endotérmica e limitada pelo equilíbrio que requer temperaturas elevadas e catalisadores eficientes. Análises termodinâmicas indicam que a conversão quase completa pode ser alcançada a temperaturas acima de $\sim 600\text{--}700\text{ }^\circ\text{C}$ à pressão atmosférica, com pressões mais baixas favorecendo uma maior conversão de equilíbrio [31]. O desenvolvimento de catalisadores é fundamental para o craqueamento de amônia, com catalisadores à base de Ru apresentando consistentemente a maior atividade intrínseca; no entanto, os altos custos e a disponibilidade limitada têm impulsionado extensas pesquisas em sistemas catalíticos alternativos, incluindo catalisadores à base de Fe, Ni e Co, bimetálicos, nitretos, carbetos e formulações promovidas [31].

De forma geral, o estado da arte posiciona a AWE (eletricidade assistida por água) e o craqueamento de amônia como duas vias de fornecimento de hidrogênio tecnologicamente distintas, porém complementares, motivando sua avaliação comparativa neste trabalho.

A eletrólise alcalina e o craqueamento de NH_3 são detalhados nas Seções 3.1 e 3.2 , respectivamente.

3.1. Eletrólise alcalina

De acordo com o primeiro estudo de caso, a produção de hidrogênio verde é realizada por meio de eletrólise alcalina da água, atualmente considerada a tecnologia mais confiável e madura disponível.

No processo, ilustrado na Figura 2, a água do mar é utilizada como matéria-prima. Após o pré-tratamento adequado para atingir a pureza necessária, a água doce resultante (H_2O - IN), juntamente com a corrente reciclada da seção de separação (REC1), entra nos limites da bateria e é alimentada no eletrolisador alcalino (STACK). Dentro do eletrolisador, o hidrogênio é produzido no cátodo e o oxigênio no ânodo. O sistema utiliza hidróxido de potássio (KOH) como eletrólito, alimentado em uma solução a 35% em peso, e opera a 7 bar com eficiência de 58% [32]. Cada stack tem capacidade nominal de 30 MW e, para atender à demanda de hidrogênio de 6,88 t H_2 /h — exigida pelo estudo de caso de H_2 100% verde na Tabela 1 — são necessárias aproximadamente 16 stacks.

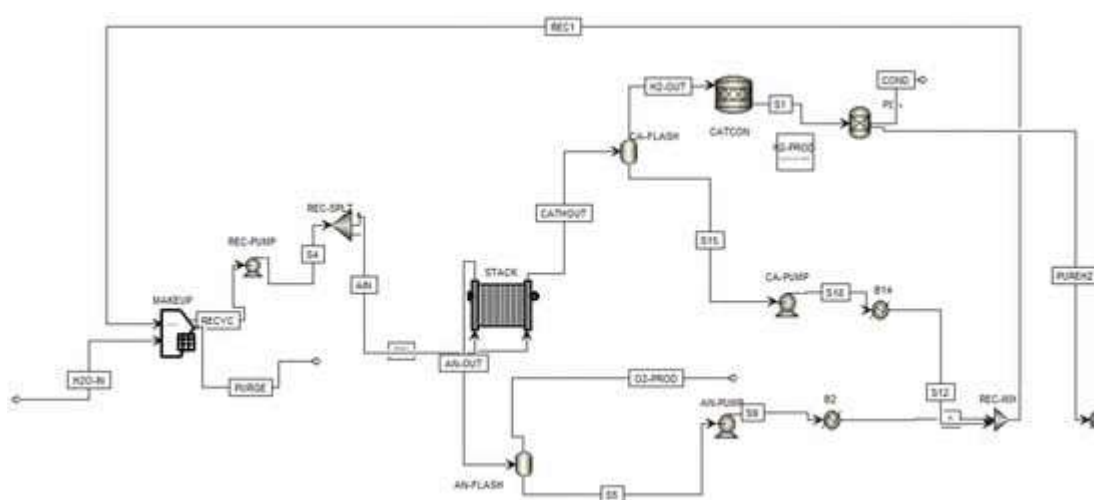


Figura 2.

Diagrama de fluxo do processo de produção de H_2 via eletrólise alcalina.

A jusante do eletrolisador, o fluxo de hidrogênio passa por um processo de purificação para remoção de oxigênio e água. Inicialmente, ele é direcionado para um conversor catalítico de desoxigenação (CATCON), onde o oxigênio residual é convertido em água.

O fluxo desoxigenado é então enviado para uma unidade de adsorção por oscilação de pressão (PSA) para reduzir o teor de água a níveis de ppm. O sistema em questão foi simulado no Aspen Plus® V14 , utilizando o método de propriedades ENRTL-RK para representar com precisão o comportamento do eletrólito na fase líquida.

As especificações para os fluxos de entrada e saída estão detalhadas na Tabela 2 , enquanto a Tabela 3 resume os requisitos de energia para o processo mostrado na Figura 2. Todos os requisitos de resfriamento, que normalmente seriam atendidos usando água de resfriamento como utilidade, são desprezados, e nenhum aquecimento externo é necessário para o processo.

3.2. Decomposição catalítica de NH_3 . De acordo com o segundo estudo de caso, considera-se uma planta de craqueamento de amônia alimentada com uma taxa de alimentação de NH_3 de $47,74 \text{ th}^{-1}$. Assume -se que a decomposição da amônia ocorre em um reator tubular a fogo operando a 40 bar, atingindo a conversão quase completa da amônia, consistente com os dados da literatura [33]. A separação de hidrogênio a jusante do reator é realizada usando uma unidade de adsorção por oscilação de pressão (PSA).

A Figura 3 ilustra o diagrama de fluxo do processo do forno de craqueamento de amônia examinado neste trabalho. O sistema de reator foi modelado no Aspen Plus® V14 , adotando a equação de estado PC-SAFT para representar com precisão as condições de alta pressão e alta temperatura características do processo de craqueamento.

A amônia líquida, armazenada a 25 °C e 15 bar, é pressurizada e pré-aquecida antes de entrar no forno, que consiste em tubos de reator dispostos verticalmente. Cada tubo é representado como um reator de leito fixo pseudo-homogêneo unidimensional com diâmetro interno de 0,04 m e comprimento de 5 m. Os tubos são preenchidos com partículas de catalisador à base de Ru, e a cinética da reação é descrita usando a expressão de taxa proposta por Sayas et al. (2020) [34]. Uma fração de vazios do leito de 0,4 é assumida, enquanto as perdas de pressão ao longo do reator são calculadas usando a equação de Ergun, considerando partículas de catalisador esféricas.

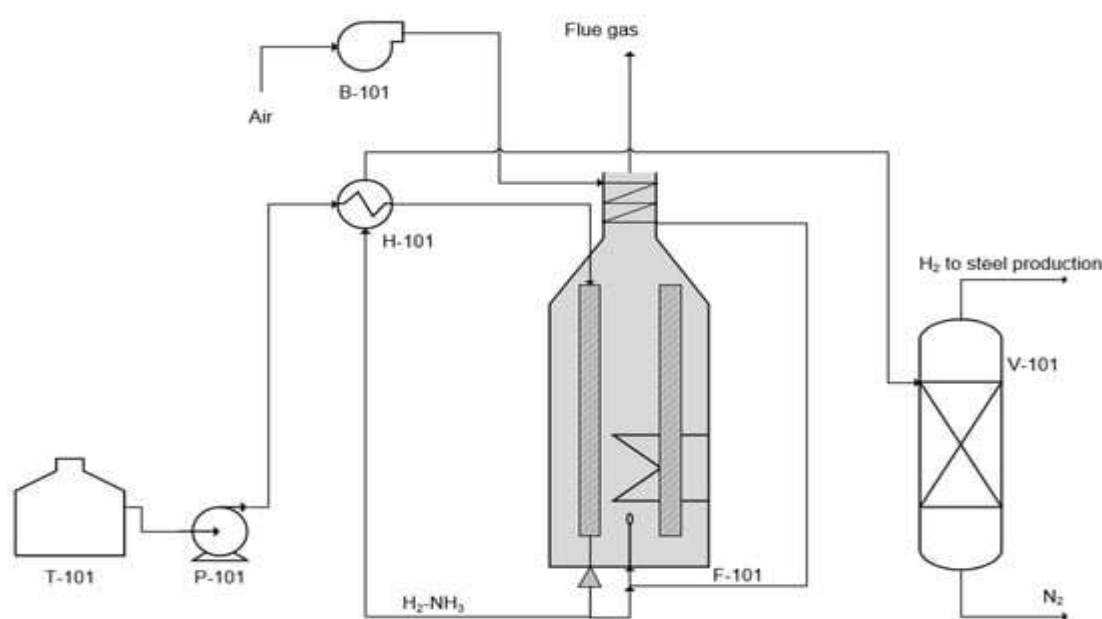


Figura 3.

Diagrama de fluxo do processo de produção de H₂ via decomposição catalítica de NH₃ .

Os tubos preenchidos com catalisador estão localizados na seção radiante do forno de craqueamento, onde o calor é fornecido por meio de uma combinação de mecanismos radiantes e convectivos para sustentar a reação de decomposição da amônia, que é fortemente endotérmica.

Uma fração do fluxo de produto craqueado é reciclada para os queimadores do forno, onde é queimada com ar pré-aquecido para fornecer a entrada térmica necessária.

O ar de combustão entra no sistema em condições ambientais e é pré-aquecido na seção convectiva do forno, recuperando-se o calor dos gases de combustão. Para garantir a integridade mecânica dos tubos de aço inoxidável do reator, a taxa de excesso de ar é controlada de forma que a temperatura da chama permaneça abaixo de 1400 °C.

O fluxo de gás craqueado restante é direcionado através de um pré-aquecedor de alimentação de amônia para recuperar o calor sensível antes da separação de hidrogênio e nitrogênio. Este trocador de calor foi projetado com uma diferença mínima de temperatura de aproximação de 10 °C para maximizar a integração térmica, mantendo um desempenho prático de transferência de calor.

4. Avaliação Técnica: Metodologia

Para comparar as duas vias de produção de hidrogênio verde nos diferentes estudos de caso, é realizada uma avaliação simplificada dos 3Es (energia, economia e meio ambiente). Em termos energéticos, ambos os métodos de produção de H₂ verde dependem exclusivamente de energia elétrica e não requerem energia térmica externa. O calor necessário para a reação de craqueamento da amônia é fornecido pela própria combustão da amônia; portanto, não são necessárias fontes externas de calor.

Consequentemente, a comparação do consumo de eletricidade entre eles reflete diretamente seu desempenho energético geral.

Demanda específica de eletricidade de cada processo, normalizada por tonelada de aço produzida. Para maior clareza, também é fornecido o consumo total equivalente de eletricidade de todo o sistema (fabricação de aço mais produção de H_2 verde) . Esse valor é derivado dos dados da Tabela 1 e calculado considerando a introdução de aquecedores elétricos para substituir a combustão, permitindo que todas as entradas de energia — térmica e elétrica — sejam expressas em uma base equivalente de eletricidade consistente.

Note-se que, no caso da eletrólise da água (H_2O) , o consumo de energia para o pré-tratamento da água do mar foi excluído, uma vez que sua contribuição para o balanço energético global é insignificante (bem abaixo de 0,1% do consumo total de eletricidade da eletrólise da água). Portanto, essa suposição não afeta as conclusões qualitativas ou quantitativas da presente análise.

No caso do craqueamento de NH_3 , o craqueador de NH_3 não é aquecido eletricamente, mas sim alimentado pela combustão da amônia. Consequentemente, o consumo de eletricidade se limita aos equipamentos auxiliares, incluindo bombeamento, compressão e a unidade PSA para purificação de H_2 .

Do ponto de vista ambiental, as emissões de CO_2 diretas e indiretas são consideradas para avaliar o desempenho ambiental das alternativas propostas para a produção de H_2 .

Em todos os estudos de caso, as emissões de CO_2 resultam da operação do forno elétrico a arco (FEA), devido à combustão de finos de carvão e metano (se presente), à oxidação dos eletrodos e à calcinação do CaCO_3 . Outros subprodutos e aspectos ambientais não foram, portanto, abordados explicitamente, uma vez que se espera que sejam semelhantes em todas as vias de fornecimento de hidrogênio comparadas.

Nos cenários baseados em H_2 verde, assume-se que a eletricidade é fornecida inteiramente por fontes renováveis. Consequentemente, nem a produção de hidrogênio verde nem o consumo de eletricidade associado geram emissões diretas ou indiretas de gases de efeito estufa. As reações de redução baseadas em hidrogênio produzem apenas água, e a energia térmica necessária para sustentar o processo endotérmico de redução do ferro é fornecida por aquecedores elétricos alimentados por eletricidade renovável, resultando em um fornecimento de calor livre de emissões.

Quando o metano é parcialmente introduzido no gás redutor, ocorrem emissões diretas devido a reações de redução envolvendo CO , que se forma por meio da reforma do metano dentro do forno de redução. As emissões de CO_2 derivam da estequiometria das reações de redução.

Em contraste, o estudo de caso do gás de síntese inclui emissões de CO_2 diretas e indiretas. As emissões diretas originam-se da combustão do metano necessário para sustentar o processo de reforma para a produção de gás de síntese, das reações de redução e da operação do forno elétrico a arco (EAF).

As emissões indiretas decorrem do consumo de eletricidade, ao qual é aplicado um fator de emissão de $445,3 \text{ gCO}_2 / \text{kWh}$ [36]. As emissões totais de CO_2 são , portanto, derivadas com base no modelo da literatura que simula todo o processo [16].

Para a avaliação econômica, os custos fixos da eletrólise são estimados com base em valores relatados na literatura [37], enquanto as despesas operacionais são calculadas usando a metodologia de Turton para garantir uma comparação consistente com o processo de craqueamento de NH_3 . A abordagem detalhada de estimativa de custos é descrita em Restelli et al. (2025) [38].

Para o processo de craqueamento de NH_3 , os dados de custos também são derivados da literatura disponível. Os custos de capital e operacionais são dimensionados de acordo com as respectivas capacidades da planta e atualizados para valores de 2024 usando o Índice de Custo de Plantas de Engenharia Química ($\text{CEPCI } 2024 = 800$) [39].

5. Resultados e Discussão

A Figura 4 ilustra o consumo total de energia elétrica do sistema integrado, abrangendo tanto a produção de hidrogênio verde quanto o processo de fabricação de aço a montante, nos diferentes estudos de caso analisados. Do ponto de vista energético, a rota de craqueamento de NH_3 para a produção de hidrogênio verde demonstra desempenho competitivo em comparação com a rota de referência de gás de síntese eletrificado.

Por outro lado, a eletrólise alcalina permanece significativamente mais intensiva em energia do que a alternativa convencional à base de carbono, indicando que melhorias adicionais na eficiência são necessárias para sua implantação em larga escala na descarbonização do aço.

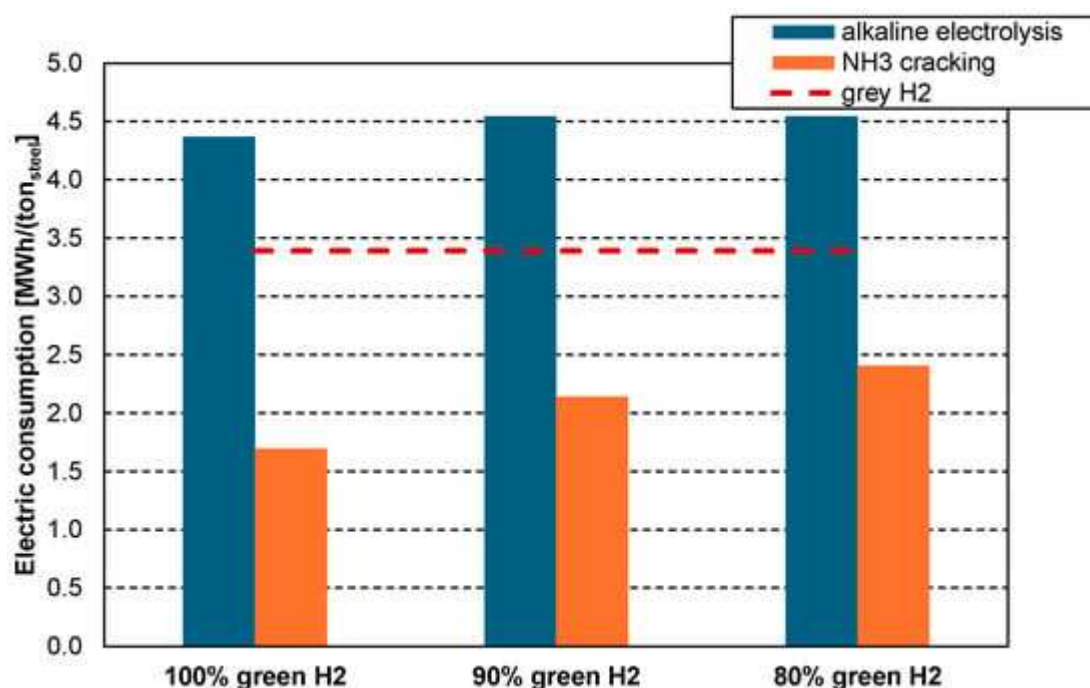


Figura 4. Consumo de energia elétrica [MWh/ton de aço] para os diferentes estudos de caso analisados, comparado com o processo de referência baseado em combustíveis fósseis.

Quanto à avaliação econômica, a Figura 5 mostra o custo nivelado do hidrogênio (LCOH) para os dois sistemas de produção de H₂ analisados , comparado ao hidrogênio cinza de referência proveniente de reforma a vapor de metano (SMR) para os dias atuais, em todos os estudos de caso analisados: 100% H₂ verde , 90% H₂ verde e 80% H₂ verde . Dois cenários são considerados: um atual, na Figura 5a , e um futuro, previsto para daqui a dez anos, em 2034.

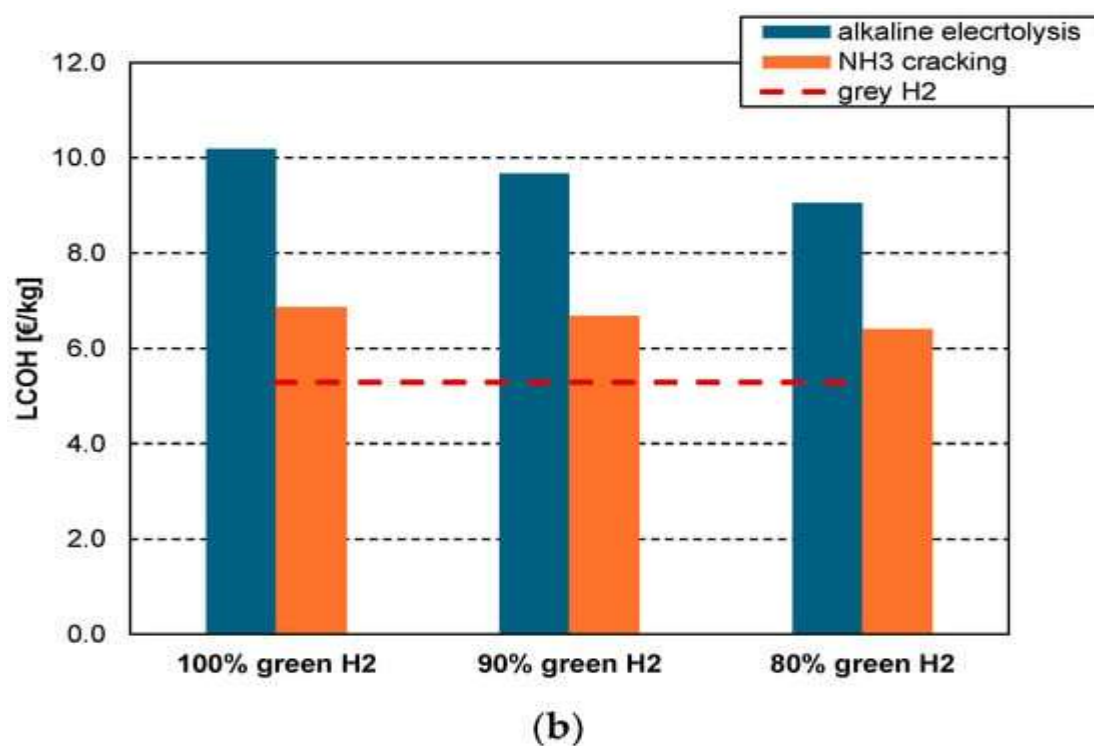
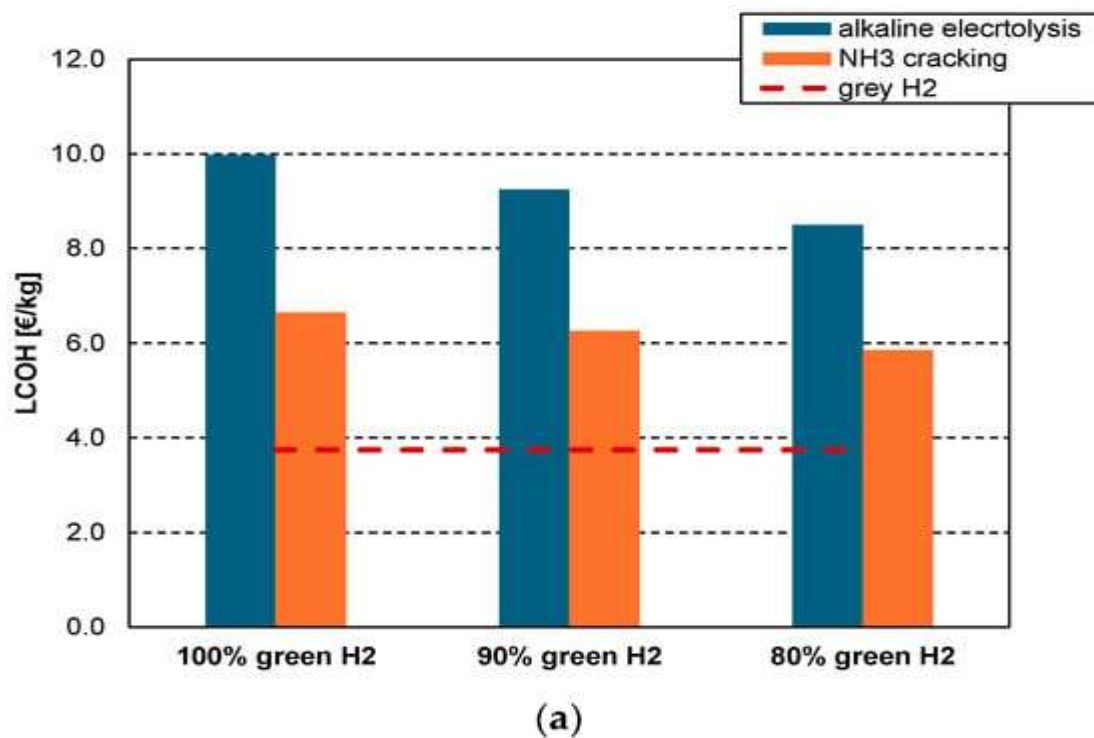


Figura 5. Custo nivelado do hidrogênio (LCOH) [EUR/kg H₂] para os diferentes estudos de caso analisados, comparado com o processo de referência baseado em combustíveis fósseis, para (a) o cenário atual e (b) um cenário futuro.

As análises incluem o custo médio "tudo incluído" de produção de 1 kg de H₂ ao longo de toda a vida útil da planta. Além do OPEX e do CAPEX já relatados na Tabela 8 , considera-se os custos do gás natural e os impostos sobre emissões de CO₂ , ou seja, o Sistema de Comércio de Emissões (SCE), um sistema de limite máximo e negociação que exige que as indústrias paguem por cada tonelada de CO₂ emitida por meio da compra de licenças.

Para o preço do gás natural, um valor de 0,7 EUR/kg foi selecionado como uma base realista, de acordo com o consumo industrial médio e aplicações de SMR, que variam entre 40 e 50 EUR/MWh [35]. Por simplicidade, este custo do gás natural foi mantido constante em 0,7 EUR/kg em todos os cenários.

Em relação aos custos relacionados às emissões de CO₂ , as licenças valem atualmente uma média de 90 EUR/ton CO₂ [40]. No entanto, deve-se notar que, atualmente, uma média de cerca de 70% das licenças gratuitas são alocadas ao setor siderúrgico, e espera-se que essas concessões expirem em 2034, exigindo o pagamento integral das emissões totais de CO₂ , que totalizam 150 EUR/ton CO₂ .

O valor de referência LCOH para H₂ cinza foi calculado com base nas seguintes premissas:

Custo do H₂ obtido por reforma a vapor, fixado em 2,8 EUR/kg H₂ [35];

O custo das licenças de emissão de CO₂ é de apenas 0,09 EUR/kg H₂ de acordo com o ETS 2024, enquanto um custo de 1,64 EUR/kg H₂ é esperado em 2034, quando as licenças gratuitas terminarão [40];

Outros valores de OPEX foram definidos em 0,6 EUR/kg H₂ de acordo com [35], levando em consideração os custos de eletricidade, água, catalisadores, manutenção, pessoal e despesas gerais;

O CAPEX foi considerado a 0,25 EUR/kg H₂ , que é o custo de uma planta que já foi parcialmente amortizada de acordo com [41].

Os dois gráficos mostram que o LCOH aumenta de 2024 para 2034, especialmente para o caso de referência (H₂ cinza) , pois considera o pagamento integral dos impostos de CO₂ . Como esse sistema tem uma pegada de carbono maior, ele é bastante afetado, subindo de € 3,74 para € 5,29 por kg de hidrogênio produzido, enquanto as outras duas tecnologias aumentam o custo em apenas alguns centavos. Em geral, o sistema de craqueamento de amônia se mostra mais eficiente, com um LCOH significativamente menor do que o uso de sistemas de eletrólise. Isso se deve principalmente aos menores custos de investimento da planta e ao OPEX, excluindo o consumo de gás natural e os impostos sobre emissões de CO₂ . A diferença observada em 2024 é de aproximadamente 50% ao comparar sistemas totalmente verdes, enquanto cai para 45% ao usar apenas uma opção 80% verde. No entanto, ao comparar os dois sistemas em 2034, o LCOH entre eles varia de 48% a 41%.

Por fim, cabe ressaltar que o LCOH diminui ligeiramente ao passar de uma configuração totalmente verde para uma utilização de 80%. Isso confirma que outras despesas operacionais têm um impacto maior do que o custo do gás natural e os impostos sobre o CO₂ .

Essa mesma tendência é observada no cenário de 2034, mesmo com o pagamento integral das licenças de emissão de CO₂ .

6. Conclusões

Este estudo apresenta uma avaliação tecnoeconômica e ambiental comparativa de duas vias de produção de hidrogênio verde, ou seja, eletrólise alcalina e craqueamento de amônia (NH₃) , para integração na redução direta de hidrogênio (HyDR). Simulações de processo realizadas no Aspen Plus® V14 permitiram a quantificação detalhada dos balanços de massa e energia para as configurações investigadas. A estrutura 3E (energia, economia e meio ambiente) destaca as compensações entre eficiência, custo e redução de emissões associadas a cada opção de fornecimento de hidrogênio.

Sob as condições assumidas e com fornecimento de eletricidade renovável, ambas as vias podem permitir emissões operacionais diretas de gases de efeito estufa próximas de zero, com o forno elétrico a arco (FEA) permanecendo como a principal fonte residual de CO₂ . A forte dependência do fornecimento de eletricidade ressalta a importância crucial do acesso a energia de baixo custo e baixa emissão de carbono para alcançar uma descarbonização competitiva da siderurgia.

Do ponto de vista econômico, o craqueamento de amônia oferece vantagens relacionadas à transportabilidade e flexibilidade de armazenamento do hidrogênio.

Os resultados indicam que, sob condições favoráveis em relação aos preços da energia e à configuração do sistema, a produção de hidrogênio via craqueamento de NH_3 pode se aproximar da faixa de custo da reforma convencional do metano a vapor no médio e longo prazo. Embora essas descobertas apontem o craqueamento de amônia como uma rota promissora para o fornecimento de hidrogênio, sua competitividade permanece dependente de desenvolvimentos futuros nos mercados de energia, da implantação da tecnologia e do apoio político.

Reconhece-se que a produção de hidrogênio verde está atualmente associada a custos elevados e que diversas iniciativas industriais foram adiadas ou reavaliadas em resposta às incertezas do mercado. As principais barreiras para a comercialização até 2034, de uma perspectiva sistêmica e industrial, e não apenas de um nível de processo, são as seguintes:

- O alto custo atual e a disponibilidade limitada de hidrogênio de baixo carbono na escala necessária para a produção primária de aço;
- A necessidade de um fornecimento de eletricidade renovável em larga escala e confiável, bem como da infraestrutura associada;
- Incertezas relacionadas à operação a longo prazo, durabilidade e integração de fornos de cuba movidos a hidrogênio em escala industrial;
- A ausência ou imaturidade de quadros políticos capazes de apoiar grandes investimentos de capital durante a fase de transição.

Pesquisas futuras devem se concentrar na integração de sistemas em larga escala, na operação dinâmica sob fornecimento variável de energia renovável e na avaliação das políticas e mecanismos de mercado necessários para viabilizar a economia e a implantação. Além disso, o transporte, o armazenamento e as considerações de segurança do hidrogênio continuam sendo fatores críticos a serem levados em conta. Uma representação mais detalhada da operação do forno — incorporando otimização avançada de processos, flexibilidade operacional e interações dinâmicas com os sistemas de produção e armazenamento de hidrogênio — é, portanto, identificada como uma importante direção para trabalhos futuros.

Contribuições dos autores

Conceitualização: ES, DF e GV; metodologia: ES, DF, AT e GV; software: ES e DF; validação: AT e DF; análise formal: ES; investigação: AT; curadoria de dados: AT e GV; redação – preparação do rascunho original: ES, AT e DF; redação – revisão e edição: ES e GV. Todos os autores leram e aprovaram a versão final do manuscrito.

Financiamento

Esta pesquisa não recebeu financiamento externo.

Declaração de Disponibilidade de Dados

Os dados apresentados neste estudo estão disponíveis mediante solicitação ao autor correspondente. Os dados não estão disponíveis publicamente devido a questões de privacidade.

Conflitos de interesse

Os autores declaram não haver conflitos de interesse.

Referências

World Steel in Figures 2024. Disponível online: <https://worldsteel.org/data/world-steel-in-figures-2024/> (acessado em 27 de dezembro de 2025).

Relatório de Análise de Negócios da Indústria Global de Aço. Disponível online: <https://www.globenewswire.com/news-release/2025/02/11/3023958/28124/en/Steel-Global-Industry-Industry-Business-Analysis-Report-2025-China-Remains-the-D> (acessado em 27 de dezembro de 2025).

Mudanças Climáticas e a Produção de Ferro e Aço. Disponível online: <https://worldsteel.org/climate-action/climate-change-and-the-production-of-iron-and-steel/> (acessado em 28 de dezembro de 2025).

Impacto do Hidrogênio DRI na Siderurgia em Forno Elétrico a Arco. Midrex Technologies, Inc. Disponível online: <https://www.midrex.com/tech-article/impact-of-hydrogen-dri-on-eaf-steelmaking/> (acessado em 29 de dezembro de 2025).

Trinca, A.; Vilardi, G.; Verdone, N. Rumo à neutralidade de carbono: a abordagem da amônia para o aço verde. *Energy Convers. Manag.* 2025 , 326 , 119482. [Google Scholar] [CrossRef]

de Boer, M.; Frascati, G.; Khawsam-ang, M.; Riaz, H.; Kim, HR; Wagner, G. Descarbonização do Aço ; Columbia Business School: Nova York, NY, EUA, 2024. [Google Scholar]

Ficha técnica sobre o aço. Disponível online: <https://ieefa.org/sites/default/files/2022-06/steel-fact-sheet.pdf> (acessado em 30 de dezembro de 2025).

Cavaliere, P. Processos limpos de produção de ferro e aço ; Springer International Publishing: Berlim/Heidelberg, Alemanha, 2019. [Google Scholar] [CrossRef]

Gawlik, L.; Mokrzycki, E. Determinantes da descarbonização da indústria siderúrgica. *Miner. Resour. Manag.* 2024 , 40 , 71–90. [Google Scholar] [CrossRef]

Associação, WS World Steel in Figures 2024. 2024. Disponível online: <https://worldsteel.org/wp-content/uploads/World-Steel-in-Figures-2024.pdf> (acessado em 30 de dezembro de 2025).

Daehn, KE; Cabrera Serrenho, A.; Allwood, JM. Como a contaminação por cobre restringirá a reciclagem global de aço no futuro? *Environ. Sci. Technol.* 2015 , 51 , 6599–6606. [Google Scholar] [CrossRef] [PubMed]

Eveloy, V.; Elsheikh, H. Redução direta de minério de ferro e produção de aço baseadas em hidrogênio renovável com assistência da rede elétrica. *Energy Convers. Manag.* 2023 , 297 , 117544. [Google Scholar] [CrossRef]

Shahabuddin, M.; Brooks, G.; Rhamdhani, MA. Descarbonização e integração do hidrogênio nas indústrias siderúrgicas: desenvolvimentos recentes, desafios e análise tecnoeconômica. *J. Clean. Prod.* 2023 , 395 , 136391. [Google Scholar] [CrossRef]

Vogl, V.; Åhman, M.; Nilsson, LJ. Avaliação da redução direta de hidrogênio para a produção de aço sem combustíveis fósseis. *J. Clean. Prod.* 2018 , 203 , 736–745. [Google Scholar] [CrossRef]

Bhaskar, A.; Abhishek, R.; Assadi, M.; Somehesaraei, HN. Descarbonização da produção primária de aço: avaliação técnico-econômica de uma planta de produção de aço verde baseada em hidrogênio na Noruega. *J. Clean. Prod.* 2022 , 350 , 131339. [Google Scholar] [CrossRef]

Trinca, A.; Patrizi, D.; Verdone, N.; Bassano, C.; Vilardi, G. Rumo ao aço verde: Modelagem e análise econômica ambiental da redução direta do ferro com diferentes gases redutores. *J. Clean. Prod.* 2023 , 427 , 139081. [Google Scholar] [CrossRef]

Pei, M.; Petäjäniemi, M.; Regnell, A.; Wijk, O. Rumo a um futuro livre de combustíveis fósseis com HYBRIT: Desenvolvimento da tecnologia de produção de ferro e aço na Suécia e Finlândia. *Metals* 2020 , 10 , 972. [Google Scholar] [CrossRef]

Graupner, Y.; Weckenborg, C.; Spengler, TS. Projetando a transformação tecnológica rumo à siderurgia sustentável: uma estrutura para fornecer suporte à decisão para profissionais da indústria. *Procedia CIRP* 2022 , 105 , 706–711. [Google Scholar] [CrossRef]

Srtil, a revista Salzgitter Ag. Disponível online: https://www.salzgitter-ag.com/fileadmin/footage/MEDIA/SZAG_microsites/salcos/STIL-02-19-SpecialPrint-Salcos-Hydrogen-en.pdf (acessado em 2 de janeiro de 2026).

Produção de aço a partir de hidrogênio terá início em Hamburgo. 2021. Disponível online: <https://corporate.arcelormittal.com/media/cases-studies/hydrogen-based-steelmaking-to-begin-in-hamburg> (acessado em 30 de dezembro de 2025).

H2, H. Trabalhando para a produção de aço com emissões zero de carbono utilizando hidrogênio. Disponível online: <https://corporate.arcelormittal.com/climate-action/technology-pathways-to-net-zero-steel> (acessado em 30 de dezembro de 2025).

Hill, C. ArcelorMittal patrocina joint venture de hidrogênio verde ; *Steel Times International*: Surrey, Reino Unido, 21 de fevereiro de 2022. [Google Scholar]

Scheer, A.; Dietz, S.; Amin, A. Documento de Discussão sobre Desempenho de Carbono. 2023. Disponível online: <https://www.transitionpathwayinitiative.org/publications/uploads/2023-carbon-performance-assessment-of-steelmakers-discussion-paper.pdf> (acessado em 30 de dezembro de 2025).

Usos do DRI. Midrex Technologies, Inc. Disponível online: <https://www.midrex.com/direct-reduced-iron/uses-of-dri/> (acessado em 30 de dezembro de 2025).

Duarte, P. ATUALIZAÇÃO DO DRI. Novembro de 2020. Disponível online: https://www.energiron.com/sites/default/files/documents/2020_11-Experience%20and%20Developments%20of%20the%20ENERGIRON%20DR%20Technology%20for%20H2%20Use.pdf (acessado em 30 de dezembro de 2025).

Canu, P.; Nogare, DD; Zugliano, A.; Primavera, A.; Melchiori, T. Simulação multifísica de um forno de cuba DRP. In *Anais da Conferência Internacional STEELSIM 2013 sobre Modelagem e Simulação de Processos Metalúrgicos na Siderurgia*, Ostrava, República Tcheca, 10–12 de setembro de 2013;

Disponível online: <https://www.researchgate.net/publication/314844152> (acessado em 30 de dezembro de 2025).

Marc, H.; Matthias, W.; Sebastian, G. Avaliação da produção de DRI baseada em hidrogênio. *Stahl Eisen* 2017 , 137 , 53. [Google Scholar]

Sezer, N.; Bayhan, S.; Fesli, U.; Sanfilippo, A. Uma revisão abrangente do estado da arte da eletrólise da água por membrana de troca de prótons. *Mater. Sci. Energy Technol.* 2025 , 8 , 44–65. [Google Scholar] [CrossRef]

Tofighi-Milani, M.; Fattaheian-Dehkordi, S.; Lehtonen, M. Eletrolisadores: uma revisão sobre tendências, modelagem elétrica e suas respostas dinâmicas. *IEEE Access* 2025 , 13 , 39870–39885. [Google Scholar] [CrossRef]

Pellegrini, LA; Spatolisano, E.; Restelli, F. Transporte de H₂ verde através de LH₂ , NH₃ e LOHC : Oportunidades e Desafios ; *Briefs in Applied Sciences and Technology*; Springer: Cham, Suíça, 2024. [Google Scholar]

Krishnan, V.; Hussain, K. Produção de hidrogênio a partir do craqueamento de amônia. Em *Processos catalíticos sustentáveis e verdes para a produção de combustíveis renováveis com emissões líquidas zero* ; Elsevier: Amsterdã, Holanda, 2025; pp. 261–286. [Google Scholar]

Amores, E.; Sànchez, MRN; Sànchez-Molina, M. 9—Produção de hidrogênio renovável por eletrólise da água. In *Sustainable Fuel Technologies Handbook* ; Academic Press: Cambridge, MA, EUA, 2021; pp. 271–313. [Google Scholar]

Spatolisano, E.; Restelli, F.; De Guido, G.; Moioli, S.; Pellegrini, LA. Catalisadores para desbloquear a produção de H₂ a partir de NH₃: uma perspectiva de projeto de processo. *Appl. Catal. A Gen.* 2026 , 710 , 120670. [Google Scholar] [CrossRef]

Sayas, S.; Morlanés, N.; Katikaneni, SP; Harale, A.; Solamib, B.; Gascon, J. Decomposição de amônia sob alta pressão em catalisadores Ru–K/CaO. *Catal. Sci. Technol.* 2020 , 10 , 5027–5035. [Google Scholar] [CrossRef]

O futuro do hidrogênio. Aproveitando as oportunidades de hoje ; Agência Internacional de Energia (IEA): Paris, França, 2019. [Google Scholar]

ISPRA. Indicadores de Eficiência e Descarbonização do Sistema Energético Nacional e do Conjunto Elétrico. Setembro de 2023. Disponível online: <https://www.isprambiente.gov.it/files2022/pubblicazioni/rapporti/r363-2022.pdf> (acessado em 30 de dezembro de 2025).

Observatório Europeu do Hidrogênio. Manual da Calculadora do Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH) ; Parceria Clear Hydrogen: Bruxelas, Bélgica, 2024. [Google Scholar]

Restelli, F.; Spatolisano, E.; Pellegrini, LA. Avaliação energética e econômica de LH₂, NH₃, TOL/MCH e H₀-DBT/H₁₈-DBT para transporte de hidrogênio em larga escala. Mater. Today Sustain. 2025 , 31 , 101187. [Google Scholar] [CrossRef]

Access Intelligence, LLC. Índice de Custos de Plantas de Engenharia Química. 2025. Disponível online: <https://www.chemengonline.com/pci-home> (acessado em 30 de dezembro de 2025).

Descarbonização do aço ; Observatório do mercado de carbono: Bruxelas, Bélgica, 2022.

Panorama do Mercado Europeu de Hidrogênio ; Observatório Europeu do Hidrogênio: Bruxelas, Bélgica, 2024.

ARTIGO INTERNACIONAL



Análise global das tecnologias de produção de hidrogênio azul e verde, tendências e perspectivas futuras até 2050

Muhammad Ammar 1 , Babatunde Oyeleke Oyewale 1, Ahmed Elseragy 2, Ibrahim M. Albayati 3,* e Aliyu M. Aliyu 1,*,

1 Escola de Engenharia e Ciências Físicas, Universidade de Lincoln, Lincoln LN6 7TS, Reino Unido

2 Faculdade de Arte e Design, Universidade Britânica do Egito, Estrada do Deserto de Suez, Cidade de El-Sherouk 11837, Egito

3 Escola de Engenharia e Ciências Físicas, Universidade Heriot-Watt, Edimburgo EH14 4AS, Reino Unido

Resumo

O hidrogênio está emergindo como um vetor energético fundamental na transição para uma economia de baixo carbono. Este estudo revisa o hidrogênio azul e o hidrogênio verde, analisando suas tecnologias de produção, impactos ambientais, viabilidade econômica e tendências de implantação global. O hidrogênio azul, derivado de gás natural, carvão ou biomassa com captura, utilização e armazenamento de carbono, oferece um caminho de transição ao reduzir as emissões em comparação com as rotas fósseis sem mitigação, mas seus benefícios dependem de altas eficiências de captura de CO₂ e de um rigoroso controle de vazamentos de metano.

O hidrogênio verde, produzido por meio de eletrólise alimentada por energias renováveis e métodos termoquímicos, fotoquímicos e fotoeletroquímicos avançados, representa a solução mais sustentável a longo prazo, embora atualmente esteja limitado por custos e escala. Esta avaliação comparativa demonstra que as emissões da produção de hidrogênio verde, na faixa de 0,67 kgCO₂-eq/kgH₂ a 1,74 kgCO₂ - eq/kgH₂ , são substancialmente menores do que as do hidrogênio azul, na faixa de 1,21 kgCO₂ - eq/kgH₂ a 4,56 kgCO₂ - eq/kgH₂ , reforçando seu alinhamento com as metas de neutralidade climática. A produção global proveniente de fontes de baixa emissão permanece abaixo de 1%, mas o ritmo de crescimento é acelerado, com regiões ricas em energias renováveis investindo em eletrolisadores de grande escala. Uma projeção de longo prazo sugere que o hidrogênio azul dominará no curto prazo, mas o hidrogênio verde o ultrapassará por volta de 2042. Juntos, ambos os caminhos são essenciais: o hidrogênio azul como uma opção de transição e o hidrogênio verde como a base de uma economia de hidrogênio sustentável.

Palavras-chave: hidrogênio ; hidrogênio azul ; hidrogênio verde ; combustível ; reforma a vapor do metano ; captura, utilização e armazenamento de carbono ; eletrólise da água ; descarbonização ; emissões líquidas zero ; previsão de memória de longo prazo (LSTM)

1. Introdução

O aquecimento global, atualmente a maior ameaça à humanidade, é consequência do uso descontrolado e excessivo de combustíveis fósseis e da dependência de combustíveis à base de carbono [1].

O planeta enfrenta agora um enorme problema na forma de mudanças climáticas, principalmente devido ao aumento das concentrações de emissões de carbono no ambiente, agravado pela crescente necessidade de energia resultante do crescimento da população mundial [2 , 3].

Portanto, há uma necessidade de combustíveis livres de carbono, e o hidrogênio (H_2), sendo um combustível livre de carbono devido às suas propriedades combustíveis, pode ser o combustível do futuro. Assim, há agora um foco maior no hidrogênio como combustível nos esforços globais de descarbonização, conforme prometido pelas nações durante o Acordo de Paris, adotado em 2015 por 196 países na Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC), a fim de atingir suas ambiciosas metas de emissões líquidas zero [4 , 5 , 6].

Como vetor energético limpo, o hidrogênio oferece uma solução versátil em diversos setores, incluindo transporte, indústria, aquecimento residencial e armazenamento de energia [7 , 8]. O hidrogênio é particularmente útil em cenários que envolvem eletrificação complexa, como serviços de transporte marítimo e aeronáuticos, indústria farmacêutica, siderurgia e armazenamento sazonal [9].

Este gás é produzido em todo o mundo por diferentes métodos e, devido à sua importância atual para garantir um planeta livre de carbono, há uma necessidade de analisar e avaliar sua relevância como a principal alternativa aos combustíveis fósseis, a fim de desenvolver uma economia livre de carbono baseada em combustíveis renováveis e verdes.

Esta revisão concentra-se em apenas duas principais vias de produção de hidrogênio de baixo carbono — o hidrogênio azul, produzido a partir de combustíveis fósseis [10 , 11 , 12], e o hidrogênio verde, produzido por eletrólise da água utilizando energia renovável [13 , 14 , 15] — porque ambas são as opções mais economicamente viáveis e ambientalmente amigáveis, com infraestrutura aprimorada na produção de hidrogênio combustível, obtida com os mais recentes avanços tecnológicos [16].

O objetivo deste estudo é apresentar uma avaliação aprofundada das dimensões tecnológicas, econômicas e regionais, bem como das tendências futuras do desenvolvimento do hidrogênio azul e verde, apoiada por visualização de dados e análise de cenários para auxiliar no planejamento estratégico para um futuro energético sustentável.

Segundo Hordeski [17], Zohuri [18] e Hoffmann [19], uma das principais razões pelas quais o hidrogênio é um combustível alternativo altamente desejável é a abundância quase infinita do componente hidrogênio em muitos compostos orgânicos e inorgânicos. Ele está presente em quantidades enormes como componente da água nos oceanos, calotas polares, rios, lagos e na atmosfera [19] e, apesar de ser o elemento mais abundante, o hidrogênio representa apenas 0,14% da crosta terrestre em termos de peso [20 , 21]. Embora o carbono tenha mais compostos conhecidos do que qualquer outro elemento, os compostos de hidrogênio são provavelmente mais numerosos, pois o hidrogênio é um componente de quase todos os compostos de carbono e forma uma grande variedade de compostos com outros elementos, exceto os gases nobres.

Esse gás é um componente de muitos compostos de carbono e é encontrado em todos os tecidos vegetais e animais, bem como no petróleo [22].

1.1. Propriedades do Hidrogênio

Uma lista das principais características do hidrogênio. As modestas forças de atração entre as moléculas de hidrogênio são as razões para os pontos de fusão ($-259,20\text{ }^{\circ}\text{C}$) e ebulição ($-252,77\text{ }^{\circ}\text{C}$) extraordinariamente baixos do gás [23]. O fato de o gás hidrogênio se expandir de alta para baixa pressão em temperatura ambiente, enquanto a maioria dos outros gases sofre quedas de temperatura, indica a presença dessas interações intermoleculares fracas [24]. Isso indica que, à temperatura ambiente, as forças repulsivas são maiores do que as interações atrativas entre as moléculas de hidrogênio, uma vez que a expansão resfriaria o gás hidrogênio. As forças de atração ocorrem a $-68,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ e, como resultado, o hidrogênio esfria ao se expandir abaixo dessa temperatura [25].

O hidrogênio pode ser comprimido na forma gasosa em cavernas subterrâneas, liquefeito ou contido em materiais de estado sólido, como hidretos metálicos, para pequenas aplicações, como drones [26]. Para armazenamento, o hidrogênio precisa ser comprimido a cerca de 350 a 700 vezes a pressão atmosférica [27] como gás, devido à sua densidade crítica muito baixa de $0,0310\text{ g/cm}^3$, ou resfriado criogenicamente a $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ como líquido, devido à sua temperatura crítica de $-240,0\text{ }^{\circ}\text{C}$ [28], para atingir sua densidade líquida de $0,07099\text{ g/cm}^3$.

Como o elemento mais leve com baixa densidade de energia volumétrica, o hidrogênio é difícil de armazenar e transportar devido às suas propriedades mencionadas e, para muitos usos práticos, precisa ser comprimido ou liquefeito [26]. O potencial do hidrogênio para fragilizar o aço e as soldas utilizadas na fabricação dos dutos [29] e a necessidade de controlar a permeação e os vazamentos de hidrogênio são os obstáculos envolvidos no transporte de hidrogênio [30]. Essas exigências significam que ele é tipicamente produzido próximo ao local de uso [26 , 31 , 32], uma situação que torna o hidrogênio combustível menos versátil e econômico como alternativa aos combustíveis fósseis. Outro método que está sendo explorado para o transporte de hidrogênio é o uso de amônia (NH_3) como seu transportador, mas a desvantagem desse método é o risco de poluição por amônia devido a vazamentos nos dutos, o que poderia ter impactos ambientais profundos [33]. O armazenamento e o transporte são bastante importantes na determinação do custo nivelado do hidrogênio (CNH) na produção de hidrogênio.

2. Tecnologias de produção de hidrogênio azul e verde

O hidrogênio é classificado em vários códigos de cores (que formam um espectro): hidrogênio cinza, azul, verde, marrom, amarelo, turquesa, rosa, água-marinha e branco [35]. O processo e a energia utilizados na produção, bem como a utilização ou não de captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS), determinam sua classificação nesses códigos de cores [16 , 36].

Quando o hidrogênio é produzido a partir da água por meio de eletrólise alimentada por uma fonte de energia renovável, ele é denominado hidrogênio verde [37], e o hidrogênio produzido a partir de gás natural que incorpora CCUS ao processo, de modo a ser um processo de baixo carbono, é classificado como hidrogênio azul [10]. O hidrogênio produzido a partir de gás natural e outras fontes de energia ricas em carbono que não incorporam CCUS ao processo é chamado de hidrogênio cinza [38]. O hidrogênio rosa é produzido por eletrólise da água utilizando eletricidade de uma usina nuclear, enquanto o hidrogênio roxo é obtido utilizando energia nuclear e calor por meio de eletrólise combinada com a divisão termoquímica da água [16]. O hidrogênio amarelo é produzido por eletrólise utilizando eletricidade da rede elétrica, com emissões de carbono que variam significativamente ao longo do tempo, dependendo das fontes de energia da rede [39].

O hidrogênio turquesa também utiliza metano (CH_4) como matéria-prima, mas é produzido por pirólise de CH_4 e, ao contrário da reforma a vapor do metano (SMR), o subproduto é carbono sólido que aparece como carbono filamentosos ou nanotubos de carbono [40 , 41]. Considerando o uso de carvão mineral ou linhita (carvão marrom) no processo de produção de hidrogênio, esses hidrogênios preto e marrom são o oposto absoluto do hidrogênio verde no espectro do hidrogênio e os mais prejudiciais ao meio ambiente [16 , 42], criando tanto dióxido de carbono (CO_2) quanto a queima do combustível original teria criado [16]. A tecnologia de hidrogênio aquoso envolve a injeção de oxigênio em reservatórios de petróleo pesado ou areias betuminosas em profundidade no subsolo, após o que ocorre uma reação química onde uma forma espontânea de oxidação libera calor [10].

O hidrogênio branco é o hidrogênio de ocorrência natural encontrado na natureza como um gás livre em camadas da crosta continental; em profundidade na crosta oceânica; ou em gases vulcânicos, gêiseres e sistemas hidrotermais [16 , 43]. O escopo deste artigo, no entanto, limita-se a examinar criticamente a produção, as tendências e o potencial futuro do hidrogênio azul e verde. Isso ocorre porque, de todos os tipos de hidrogênio mencionados acima, o hidrogênio azul e o hidrogênio verde ainda permanecem os mais viáveis do ponto de vista econômico, ambiental e de infraestrutura [16]. A produção de hidrogênio azul consiste em vários processos, como a reforma a vapor do metano e de hidrocarbonetos leves e a gaseificação do carvão, da biomassa e de hidrocarbonetos pesados.

2.1. Hidrogênio Azul

O hidrogênio azul baseia-se na ideia de que os processos atuais utilizados para produzir hidrogênio a partir de combustíveis fósseis podem ser acoplados a tecnologias de CCUS (Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono) para reduzir suas emissões de gases de efeito estufa (GEE) [44 , 45]. Embora essa estratégia pareça ser menos dispendiosa do que a transição para o hidrogênio verde, é fundamental ter em mente que a implementação do CCUS e o investimento de capital (CAPEX) associado frequentemente apresentam desafios tecnológicos, além de problemas de aceitabilidade social [46]. Os níveis de prontidão tecnológica (TRL) para rotas de hidrogênio azul variam de 7 (gaseificação de carvão + CCUS) a 8 (SMR + CCUS) [47]. A taxa de captura de CO₂ necessária para a conversão de hidrogênio cinza em hidrogênio azul não parece ter uma definição padrão.

Dependendo da tecnologia e das etapas em que a captura de CO₂ é utilizada, a maioria dos estudos relata taxas máximas de captura entre 70% e 95% na transição do hidrogênio cinza para o hidrogênio azul. Por exemplo, Arcos e Santos [16] confirmaram a captura de CO₂ de qualquer um dos três fluxos mostrados na Figura 1 , com uma eficiência de remoção de cerca de 90% do gás residual da adsorção por oscilação de pressão (PSA) e do gás de combustão da reforma a vapor, e mais de 99% do hidrogênio bruto em pressão mais alta.

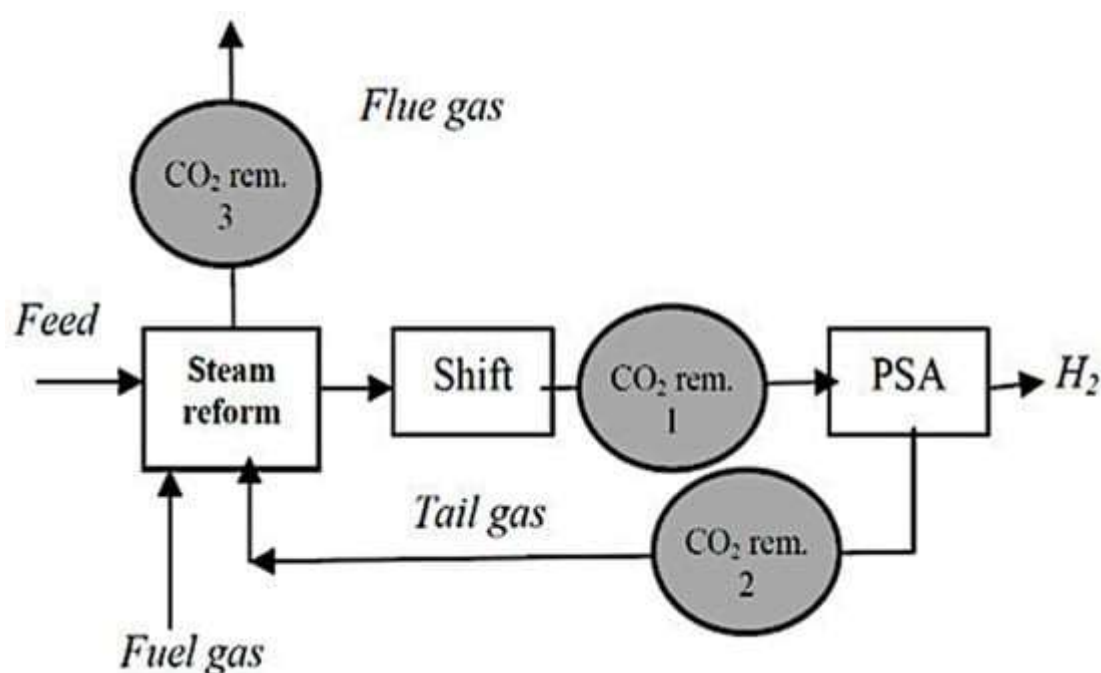


Figura 1. Fluxograma de uma planta moderna de hidrogênio por reforma de metano a vapor com remoção de CO₂ [16].

É crucial lembrar o impacto adicional que o vazamento de CH₄ nas fases iniciais tem ao se considerar o hidrogênio azul derivado do gás natural [47]. O Grupo Diretivo CertifHy, um projeto criado para alcançar uma definição comum em toda a Europa de hidrogênio verde e de baixo carbono, propôs um limite de referência para definir hidrogênio de baixo carbono (também conhecido como hidrogênio azul) em 2019.

Levando em consideração uma redução de 60% nas emissões de GEE em comparação com um processo de referência baseado em SMR [48]. Esse limite foi definido em 36,4 gCO₂e / MJ (131 gCO₂e / kWh), partindo de um valor de referência de 91 gCO₂e / MJ de hidrogênio (328 gCO₂e / kWh) [47]. Simões et al. [49] observaram que, ao se considerar a via do hidrogênio azul, a taxa de consumo de água geralmente não é levada em conta. Embora uma alta taxa de consumo de água seja frequentemente associada ao processo de eletrólise, a produção de hidrogênio azul geralmente consome mais água do que o processo de eletrólise [49]. Ao comparar a água incorporada após um inventário do ciclo de vida, os resultados mostram que o consumo de água por kg de H₂ pode chegar a 24 litros para SMR e 38 litros para gaseificação de carvão [47 , 50 , 51].

2.1.1. Produção de Hidrogênio Azul por Reforma a Vapor de Metano e Hidrocarbonetos Leves. O processo SMR inclui três reações, que são a separação de hidrocarbonetos com vapor, a conversão de água-gás (WGS) e a formação de CH₄ . Um elemento importante que define o processo de reforma a vapor do metano (SMR) é a relação hidrogênio/carbono da matéria-prima. A formação de dióxido de carbono diminui com uma maior proporção de hidrogênio. O metano tem uma relação H:C de 4:1, resultando na menor emissão de CO₂ de cerca de 7 kg CO₂ / kg H₂ [53] . Os produtos são controlados pela termodinâmica, que favorece o processamento de CH₄ a uma temperatura mais baixa, próxima de 623 K, enquanto valores mais altos de hidrogênio podem ser alcançados a uma temperatura mais alta, de aproximadamente 1273 K [54].

Durante a reação de reforma a vapor, o catalisador utilizado é composto principalmente de níquel (Ni) como principal componente metálico [55]. A atividade catalítica depende da área metálica e funciona em condições operacionais severas, como temperaturas que variam de 600 K a 1300 K e uma pressão parcial de vapor de no máximo 35 bar [45]. Um catalisador típico de Ni acelera a frequência de renovação para aproximadamente $0,5 \text{ s}^{-1}$ a 723 K em condições industriais, levando a uma conversão de CH_4 de cerca de 10% [56 , 57] .

O principal obstáculo é a conversão de equilíbrio, que só determina conversões extremamente elevadas a temperaturas superiores a 1170 K. Devido às severas restrições no transporte de massa e calor, a cinética raramente é o fator limitante para os reformadores clássicos, que são, em vez disso, limitados pelo fator de eficácia dos catalisadores peletizados, ou seja, pellets de níquel/óxido de alumínio ($\text{Ni}/\text{Al}_2\text{O}_3$) , que geralmente é inferior a 10% [58]. Em escala industrial, o processo SMR produz hidrogênio com uma eficiência térmica entre 80 e 85% [59 , 60].

O processo SMR consiste nas seguintes unidades, conforme ilustrado na Figura 2 : uma unidade de pré-aquecimento ou pré-tratamento do gás de alimentação, uma unidade de pré-reforma, uma unidade de reforma, conversão de gás de água em alta temperatura (HTWGS), conversão de gás de água em baixa temperatura (LWTGS) e uma unidade de purificação. Todos os hidrocarbonetos pesados alimentados na unidade de pré-reforma são instantaneamente transformados em componentes C1 (CH_4 e óxidos de carbono) no pré-reformador a uma baixa temperatura, geralmente entre 673 K e 823 K [61].

O risco de produção de carbono a partir do craqueamento térmico do combustível antes de atingir o leito catalítico para reforma pode ser reduzido pelo aquecimento dos produtos do pré-reformador a temperaturas de até 1073 K. A baixa temperatura de operação torna o catalisador de pré-reforma particularmente vulnerável à desativação por carbono [62]. O método de pré-reforma utiliza catalisadores com alto teor de níquel precipitado ($\text{Ni} = 20$ a 30% em peso) com suportes de propriedade alcalina (óxido de magnésio (MgO) = 60 a 70% em peso) e uma alta área superficial [45].

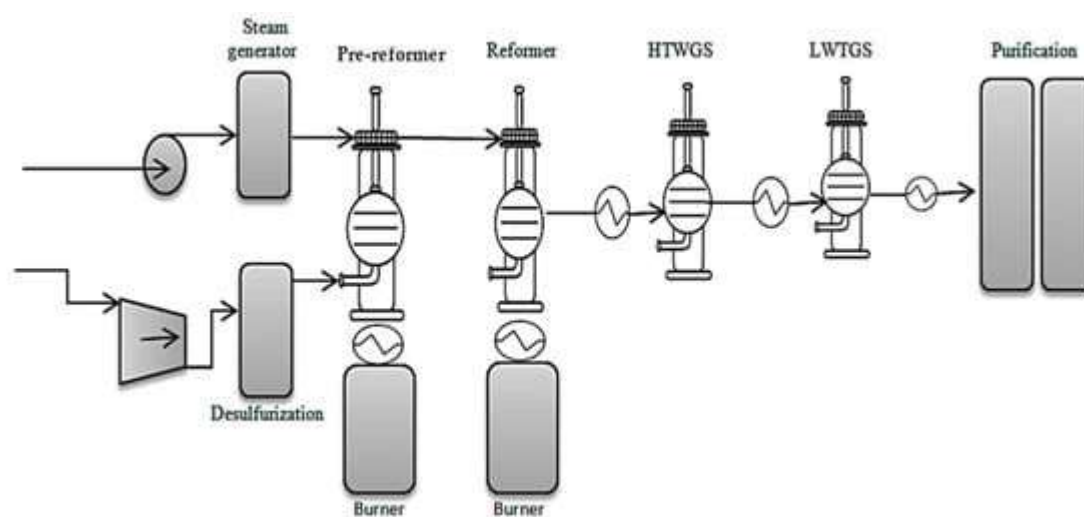


Figura 2. Diagrama de fluxo do processo convencional de reforma de metano a vapor de hidrocarbonetos [63].

A conversão a alta temperatura (HTS) e a conversão a baixa temperatura (LTS) são os dois estágios catalíticos utilizados no processo WGS e, ao longo do processo WGS, mais hidrogênio é produzido a partir do monóxido de carbono (CO) remanescente após a reforma, conforme ilustrado na Equação (2). O teor de CO é então idealmente reduzido para menos de 0,5% em volume por essas duas unidades situadas a jusante do reformador [63]. Fe_2O_3 - Cr_2O_3 e $\text{Cu-ZnO-Al}_2\text{O}_3$ [64].

São as composições de catalisadores tradicionais utilizadas em aplicações industriais para as unidades HTS e LTS, respectivamente. Para correntes de reformado típicas (8–10% de CO em volume), o reator HTS opera próximo ao equilíbrio (623–693 K), reduzindo o nível de CO para aproximadamente 4% em volume, enquanto o LTS opera a 453–613 K, atingindo 0,4–0,8% de CO em volume [56].

Chakrabarti et al. [65], no entanto, observaram que no fluxo rico em H₂ criado pelo WGS, ainda existem alguns poluentes presentes, como CH₄ não convertido e traços de CO.

Os sistemas de adsorção por oscilação de pressão (PSA) são frequentemente usados, de acordo com Krótki et al. [66], para remover esses gases e, no processo, produzir um fluxo de H₂ filtrado que geralmente apresenta uma pureza de 99,99% em volume, como mostrado na Figura 3.

O PSA é o método industrial mais comum para purificar hidrogênio dos processos SMR e WGS [67 , 68]. Após o processo SMR-WGS, o gás de síntese contém principalmente H₂ , CO₂ , CO, CH₄ e nitrogênio (N₂) [69]. O PSA utiliza então adsorventes (zeólitas, carvão ativado, gel de sílica, etc.) que adsorvem preferencialmente CO₂ , CO, CH₄ e N₂ , permitindo que o H₂ passe como gás produto [66].

O processo funciona através de ciclos entre alta pressão (onde as impurezas são adsorvidas) e baixa pressão (etapa de dessorção) para regenerar o adsorvente e, no processo, produzir hidrogênio de alta pureza (até 99,9%) a partir dos fluxos de gás de síntese WGS/SMR [70].

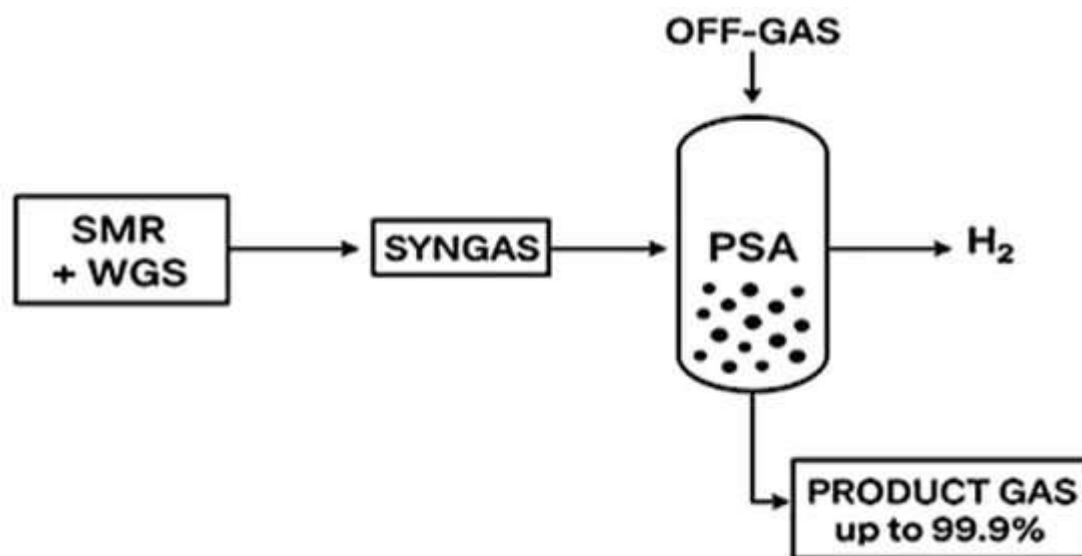


Figura 3. Um diagrama de fluxo de blocos da produção de hidrogênio azul através dos processos SMR, WGS e PSA [66].

O vazamento de metano é um dos desafios na produção de hidrogênio azul usando a técnica SMR [71]. Davids et al. [72] atribuíram uma parcela significativa do aquecimento global antropogênico observado até o momento ao CH₄, um potente gás de efeito estufa e o principal componente do gás natural. Estima-se que 22% das emissões globais anuais de CH₄ (80 Tg/ano) provenham das cadeias de suprimento e utilização de petróleo e gás [72]. Portanto, há necessidade de mitigar as emissões de CH₄ durante a produção de hidrogênio, pois pequenas taxas de vazamento (1–3%) podem reverter os ganhos de redução de emissões obtidos pelo CCUS [73]. O vazamento de metano na produção de hidrogênio azul surge de emissões fugitivas durante a extração e o transporte de gás natural e durante o processo de reforma [74]. Sem um controle rigoroso das emissões de CH₄, o hidrogênio azul pode não atingir os objetivos de descarbonização pretendidos e pode até mesmo exceder o impacto climático do uso de combustíveis fósseis [75].

A mitigação do vazamento de CH₄ nas vias de produção de hidrogênio azul requer medidas tecnológicas, regulatórias e operacionais [73]. Programas avançados de detecção e reparo de vazamentos (LDAR), com o uso de câmeras infravermelhas, sensores de monitoramento contínuo e rastreamento via satélite, podem ser implementados para identificar e reduzir emissões fugitivas ao longo de dutos e instalações de processamento [76]. Além disso, a substituição de equipamentos obsoletos, como controladores pneumáticos de alta vazão, a melhoria da integridade dos dutos e a implementação de melhores práticas nos locais de produção podem reduzir os vazamentos [77]. A produção no local, onde o hidrogênio azul é fabricado na própria instalação de extração, também pode minimizar as emissões relacionadas ao transporte [78]. Regulamentações políticas que exigem monitoramento, relato e verificação (MRV) rigorosos das emissões de CH₄, com incentivos ou penalidades econômicas, podem promover a conformidade [79]. A integração dessas técnicas de mitigação alinha a produção de hidrogênio azul aos objetivos mais amplos de alcançar emissões líquidas zero globalmente e fortalecer sua credibilidade climática [80].

2.1.2. Produção de hidrogênio azul por gaseificação de carvão e biomassa

O processo de gaseificação inclui a interação de uma fonte de carbono, como carvão ou biomassa, com uma fonte de hidrogênio, geralmente vapor ou oxigênio, em altas temperaturas (1200–1400 K) e pressões moderadas (5–10 bar) [81 , 82]. A gaseificação pode ser realizada em um reator de leito fixo ou de leito fluidizado, com ou sem catalisador, sendo que este último produz os melhores resultados [83].

A separação do oxigênio do ar para ser utilizado como oxidante limpo no gaseificador é necessária para a síntese de hidrogênio, sendo a criogenia utilizada para essa separação [84]. O processo de gaseificação promove oxidação limitada em processos de pirólise devido à presença de oxigênio. Processos de pirólise rápida geralmente resultam na produção de bio-óleos, alcatrão (hidrocarbonetos aromáticos) e carvão vegetal [85]. A principal diferença entre os processos de gaseificação de carvão e biomassa é a composição da matéria-prima, que também afeta a composição dos produtos gasosos [86]. Além disso, a gaseificação do carvão é uma tecnologia relativamente madura e em grande escala que utiliza carvão, um recurso finito com elevadas emissões iniciais de carbono [87], enquanto a gaseificação da biomassa utiliza matéria orgânica renovável e é uma via mais sustentável com potencial para menor consumo de energia e forte competitividade económica; pode ser neutra em carbono ou mesmo negativa em carbono quando acompanhada de CCUS, mas enfrenta os desafios da disponibilidade e triagem da matéria-prima [88].

Na gaseificação do carvão, as faixas de composição dos produtos gasosos são as seguintes: H_2 (25–40%), CO (15–30%), CO_2 (12–18%) e CH_4 (0–5%) [89].

Quando Romero et al. [90] determinaram as composições gasosas na gaseificação da biomassa, quando o processo foi realizado em casca de palmiste a 750 °C, observou-se que CO e CO_2 eram as espécies dominantes, com teores de 48% e 22%, seguidos por CH_4 e H_2 , com teores de 14% e 13%, respectivamente.

Condições como taxa de aquecimento, temperatura de aquecimento e tempo de residência podem ser otimizadas para maximizar a gaseificação com a mínima formação de subprodutos [92].

O processo de gaseificação é complexo e consiste em craqueamento, oxidação parcial, gaseificação a vapor e reação de deslocamento do gás de água. A Figura 4 mostra a configuração, composta por uma unidade de gaseificação, bem como unidades de reação de deslocamento do gás de água de baixa e alta temperatura acopladas a uma unidade de purificação de hidrogênio.

O esquema ilustra um processo de gaseificação de carvão/biomassa com oxigênio para produção e purificação de hidrogênio. O oxigênio é fornecido ao gaseificador após ser separado do ar em uma unidade de separação criogênica. O uso de O_2 puro em vez de ar produz gás de síntese livre de nitrogênio em processos de gaseificação [93 , 94].

A matéria-prima reage com O_2 e vapor (gerado pelo gerador de vapor) a alta pressão (20–80 bar) e temperatura (1200–1600 °C) [95] para produzir gás de síntese (H_2 , CO_x , CH_4 e impurezas menores), conforme mostrado na Equação (4).

O gás de síntese bruto passa por um processo de purificação para remover partículas e compostos de enxofre antes de entrar em um reformador, onde os hidrocarbonetos residuais são convertidos em H_2 e CO [96].

O fluxo de gás é subsequentemente condicionado por meio de um reator de conversão de gás de água em alta temperatura (HTWGS) em

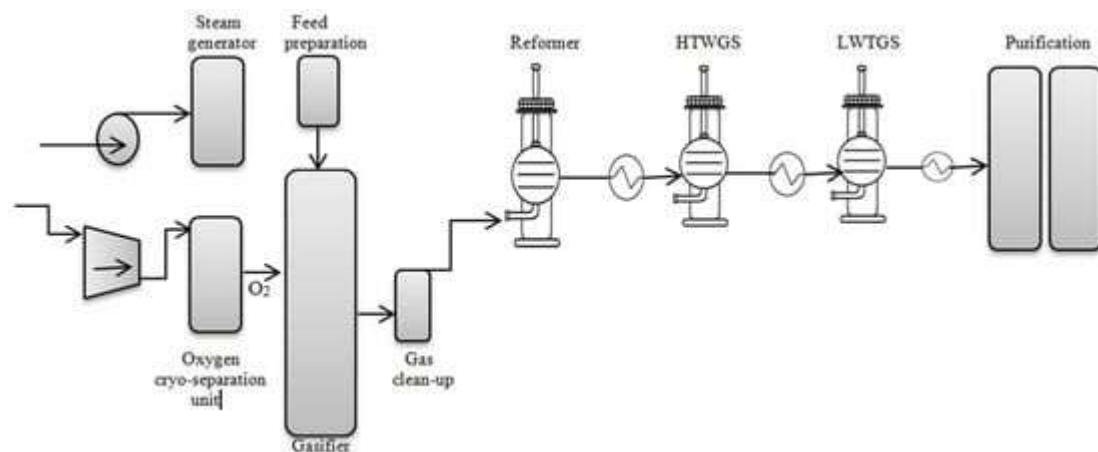


Figura 4. Diagrama de fluxo da gaseificação de carvão e biomassa com processos CCUS [97].

350–400 °C e um reator de conversão de gás de água em baixa temperatura (LWTGS) a 200–250 °C para maximizar o rendimento de hidrogênio, convertendo CO em CO₂ e H₂ [98 , 99]. Finalmente, uma unidade de purificação, tipicamente adsorção por oscilação de pressão (PSA), produz hidrogênio de alta pureza (≈99,9%) removendo CO e CH₄ e capturando CO₂ para potencial armazenamento ou utilização [70]. Em um gaseificador com condições redutoras, a maior parte do enxofre presente na matéria-prima é convertida em sulfeto de hidrogênio, enquanto uma pequena porção, até 10%, forma sulfeto de carbonila [100], e o nitrogênio encontrado na heteroestrutura orgânica produz amônia e quantidades muito pequenas de cianeto de hidrogênio [101]. Esses contaminantes precisam ser removidos, o que geralmente é realizado por adsorção física (gases ácidos) seguida por dispositivos de membrana ou PSA.

Todas as condições de gaseificação resultam em processos de pirólise e de conversão [102]. H₂, CO e CH₄ são produzidos devido aos processos de hidrocracking e gaseificação pelos quais a matéria-prima passa.

Os processos de gaseificação, que podem utilizar água ou O_2 , são exotérmicos e preferem temperaturas acima de 1023 K devido à sua alta entalpia de 120–160 kJ/mol [103]. Com uma entalpia de 32 a 88 kJ/mol e condições moderadamente exotérmicas, os processos de hidrogaseificação e de conversão são mais favoráveis em temperaturas inferiores a 1023 K [104]. A entalpia da reação de combustão é de 376 kJ/mol, tornando-a um processo muito exotérmico [104]. A constante de equilíbrio para esta última reação indica que, a temperaturas em torno de 2473 K, a reação apresenta poucas restrições termodinâmicas. Em condições reais de gaseificação, a reação de combustão se completa à medida que os processos de gaseificação e hidrogaseificação se aproximam do pseudoequilíbrio [104]. O alcatrão, um subproduto indesejado da gaseificação de carvão ou hidrocarbonetos pesados, é o maior problema, pois polimeriza-se em estruturas complexas, o que não é vantajoso para a produção de hidrogênio pelo método de reforma a vapor [105]. Os métodos utilizados para minimizar a formação de alcatrão incluem o projeto adequado do gaseificador; a incorporação de um catalisador apropriado; e o controle de parâmetros como temperatura, tempo de residência e agente gaseificante. Dolomita, olivina e carvão vegetal são catalisadores adequados que podem ser usados para realizar o craqueamento térmico do alcatrão [106].

Óxidos de níquel (Ni), platina (Pt), paládio (Pd), rutênio (Ru) e metais alcalinos suportados por dolomita e CeO_2/SiO_2 podem ser utilizados para catalisar o processo de gaseificação, a fim de diminuir a formação de alcatrão e aumentar a conversão do gás produto e a eficiência de purificação [107 , 108]. Estudos anteriores demonstraram que os catalisadores à base de níquel são extremamente ativos para a destruição do alcatrão [109].

2.2. Hidrogênio Verde

A via do hidrogênio verde utiliza a geração de energia a partir de fontes renováveis para eletrolisar a água e produzir hidrogênio e oxigênio [20 , 47 , 110]. Na eletrólise da água, existem muitas novas tecnologias em uso, incluindo eletrolisadores alcalinos, membranas de troca de prótons (PEMs) e eletrolisadores de óxido sólido. Um método comum e importante para a produção de hidrogênio verde é a eletrólise, que consiste na quebra das moléculas de água em hidrogênio e oxigênio por meios eletroquímicos [111]. No entanto, existem vários outros métodos, como a conversão termoquímica direta, a conversão fotoquímica e a conversão fotoeletroquímica, que são atualmente utilizados para produzir hidrogênio verde.

2.2.1. Produção de hidrogênio verde por eletrólise da água

Os sistemas eletrolíticos mais utilizados para a decomposição da água incluem eletrolisadores alcalinos, membranas de eletrólito polimérico (PEMs) e eletrolisadores de óxido sólido (SOEs) devido à pureza do gás e à eficiência [112]. O eletrolisador PEM opera sob alta pressão (com uma espessura que varia de 50 a 300 μm) e possui forte condutividade protônica [113]. O eletrólito nos eletrolisadores PEM é mais fino do que o eletrólito alcalino, com redução nas cargas de operação da eletrólise devido à capacidade da PEM de funcionar com alta densidade de energia e gases que possuem um alto nível de pureza [112 , 114]. Os eletrolisadores PEM são notavelmente eficientes em altas voltagens, mas suas desvantagens incluem alto custo dos componentes, baixa durabilidade e vulnerabilidade à corrosão e a ácidos [114 , 115].

Embora a eletrólise alcalina da água seja uma técnica muito cara, ainda é um dos processos mais simples para a produção de hidrogênio. A eletrólise da água no local pode ser mais rentável do que tecnologias alternativas quando apenas pequenas quantidades de hidrogênio são necessárias, e gás hidrogênio com pureza superior a 99,989% é produzido usando este método [116], que é extremamente limpo. Normalmente, um meio alcalino (20–30% KOH) é usado na produção de hidrogênio verde por eletrólise [117].

A tensão reversível e a tensão termoneutra para a reação de decomposição da água total são representadas pela energia livre de Gibbs e pela variação de entalpia [118]. De acordo com a termoquímica, uma discrepância entre esses dois valores é causada por mudanças de entropia e deve ser estabilizada adicionando calor ao sistema ou removendo-o. A reação de decomposição da água é um processo endotérmico, e o calor do ambiente é absorvido pela célula de eletrólise se a tensão da célula estiver abaixo da tensão termoneutra (mas acima da tensão reversível) [119]. Por outro lado, se a tensão da célula for maior que a tensão termoneutra, calor extra é produzido, levando à ineficiência energética [120]. Como resultado, normalmente é preferível operar a tensão da célula o mais próximo possível da tensão termoneutra. Como a eletrólise alcalina atualmente tem uma eficiência de corrente muito próxima de 100% [116], a potência necessária para o processo é precisamente proporcional à tensão da célula.

A eficiência de tensão dos eletrolisadores atuais é limitada entre 68% e 80%, uma vez que operam entre 343 K e 363 K e possuem uma tensão de célula de 1,8–2,2 V [122].

Para aumentar a eficiência, a tensão entre o ânodo e o cátodo deve ser reduzida, juntamente com a resistência intereletrodo proveniente do eletrólito, da membrana e das bolhas. Há um aumento na tensão da célula com uma alta densidade de corrente acima de 150 mA/cm^2 devido ao maior número de bolhas no eletrólito, visto que a produção de gás aumenta linearmente com a densidade de corrente [123]. Portanto, é necessário reduzir o tempo de residência das bolhas no espaço intereletrodo para diminuir a queda ôhmica interna. O tamanho típico da bolha afeta o arrasto e a força de flutuação do movimento da bolha, o que afeta a duração da residência [124]. A configuração da célula (geometria do eletrodo e célula) e as variáveis operacionais (condições de fluxo do eletrólito, densidade de corrente, pressão e temperatura) afetam o tamanho da bolha em sistemas eletrolíticos [125]. Uma ilustração diagramática de um processo típico de eletrólise da água é mostrada na Figura 5 .

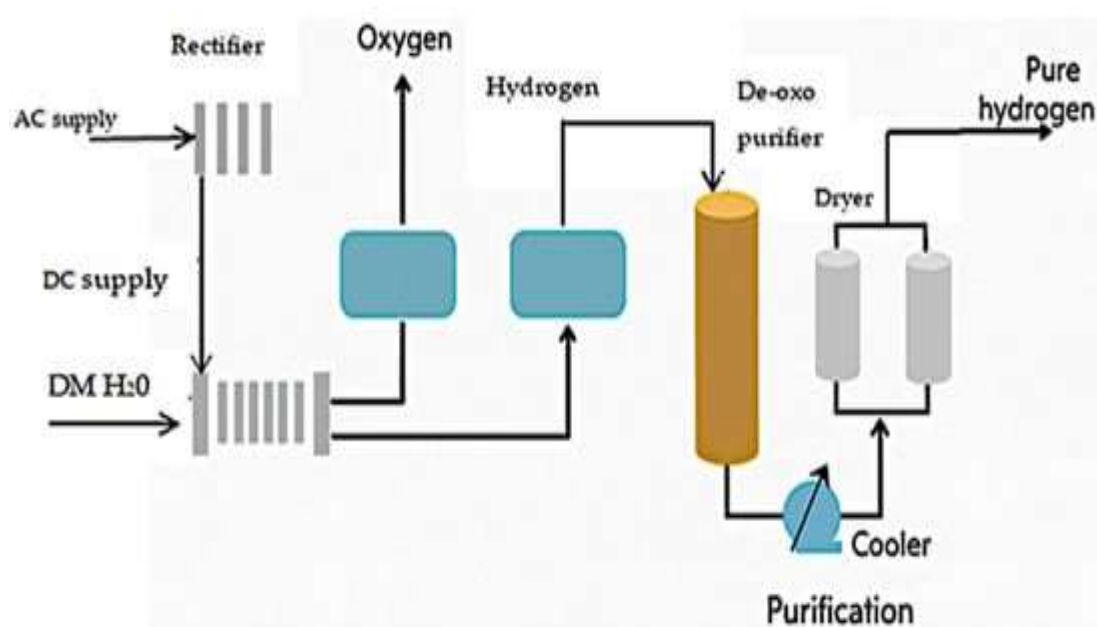


Figura 5. Um fluxograma típico da produção de hidrogênio por eletrólise [126].

Chatenet et al. [127] descreveram os eletrolisadores alcalinos como a tecnologia de eletrólise da água mais amplamente implantada e madura, operando com eletrólito aquoso de hidróxido de potássio (KOH) ou hidróxido de sódio (NaOH) para produzir H_2 e O_2 por meio da divisão eletroquímica da água. O eletrolisador normalmente utiliza separadores de diafragma porosos para evitar a passagem de gases, permitindo a condutividade iônica por meio de catalisadores não nobres, como eletrodos à base de Ni, o que reduz o custo em comparação com o dos sistemas de membrana de troca de prótons [128]. Os eletrolisadores alcalinos estão disponíveis comercialmente em tamanhos que variam de quilowatts a vários megawatts, com eficiências de 60–70% (com base no poder calorífico inferior), longa durabilidade operacional e custos de capital relativamente baixos, tornando-os uma tecnologia central para a produção de hidrogênio de baixo carbono em curto prazo [129]. Suas desvantagens residem na menor eficiência energética e densidade de corrente em comparação com os sistemas PEM e SOE [125]. Os eletrolisadores alcalinos também apresentam uma resposta deficiente a fontes de energia variáveis, limitando assim a sua utilização com energia renovável intermitente [130].

Uma membrana de troca de prótons (PEM) é um eletrólito polimérico sólido que conduz prótons, atuando simultaneamente como isolante eletrônico e separador de gases para permitir a conversão eletroquímica eficiente em células a combustível e eletrolisadores [131 , 132]. As PEMs tipicamente compreendem polímeros de ácido perfluorossulfônico, como o Nafion, para facilitar o transporte de prótons do ânodo para o cátodo em condições hidratadas, enquanto impedem a passagem de gases reagentes [133].

Alam Rimon [134] observou sua alta condutividade protônica, estabilidade química e formato de filme fino, características que as tornam essenciais para tecnologias de células a combustível de baixa temperatura, onde possibilitam um design compacto, inicialização rápida e alta densidade de potência. Os eletrolisadores de PEM também apresentam consumo de energia comparável quando operam em pressões de saída mais altas e condições de carga variáveis [135]. No entanto, suas limitações, como observado por Wang e Yang [136], são o alto custo e a durabilidade e o desempenho reduzidos em operações com baixa umidade ou alta temperatura.

Os eletrolisadores de óxido sólido (SOEs) são dispositivos eletroquímicos de alta temperatura que permitem a eletrólise eficiente de água e CO_2 para produzir hidrogênio ou gás de síntese [137]. Operando normalmente em faixas de temperatura de 700–900 °C, eles utilizam um eletrólito cerâmico sólido, mais comumente zircônia estabilizada com ítria, que conduz íons de oxigênio enquanto garante a separação de gases [138 , 139]. As altas temperaturas reduzem a entrada de energia elétrica necessária, fornecendo uma fração significativa da entalpia da reação como calor, aumentando assim a eficiência geral em comparação com os eletrolisadores de baixa temperatura [140]. Os SOEs são eficazes para integração com fontes de calor renováveis ou nucleares e têm potencial para operação reversível como células a combustível de óxido sólido, tornando-os uma tecnologia promissora para a produção sustentável de hidrogênio e aplicações power-to-X [141]. As suas desvantagens são que ainda não estão amplamente comercializados e requerem uma gestão térmica extensiva e novos projetos de sistemas, porque esses sistemas ainda estão em grande parte em fases de desenvolvimento e de laboratório [142].

2.2.2. Método de conversão termoquímica para a produção de hidrogênio verde

A conversão termoquímica direta ocorre a uma temperatura elevada (até 1000 °C), necessária para a fusão da água e sua dissociação em hidrogênio e oxigênio, resultando em custos energéticos exorbitantes para aquecimento, e a mistura instável apresenta um risco significativo de explosão [143]. Substâncias químicas como o óxido de ferro são adicionadas ao processo para reduzir a temperatura, formando um intermediário na fase de associação antes da liberação dos processos dissociativos de hidrogênio/oxigênio independentemente [144 , 145]. Safari e Dincer [146] destacaram que, diferentemente da eletrólise tradicional de baixa temperatura que utiliza eletricidade, os ciclos termoquímicos, como os ciclos de enxofre-iodo (S-I) e cobre-cloro (Cu-Cl), exploram a energia térmica para impulsionar parte das reações de quebra da água, reduzindo, assim, a demanda de energia elétrica. A água reage com outros compostos a temperaturas elevadas em ambos os ciclos, decompondo-se e sendo reformada por meio de um circuito químico fechado, produzindo hidrogênio e oxigênio puros no processo [147]. Como a energia térmica representa a maior parte da energia fornecida, em vez da eletricidade, a eficiência total do hidrogênio pode ser aumentada, especialmente quando acoplada a reatores nucleares de alta temperatura ou sistemas solares concentrados [148 , 149].

Isso permite o uso eficiente de fontes de energia renováveis intermitentes, onde a eletricidade proveniente da energia solar ou eólica pode ser equilibrada pelo calor proveniente de sistemas nucleares ou solares concentrados [150]. O resultado é a redução das emissões de gases de efeito estufa e a diminuição dos custos na produção de hidrogênio verde em larga escala [151].

A conversão termoquímica pode ser uma rota promissora no portfólio de tecnologias de hidrogênio de próxima geração, conectando o calor renovável com a eletrólise da água [152].

No entanto, os sistemas termoquímicos são muito complexos e envolvem múltiplas etapas de reação e ambientes químicos agressivos, o que cria desafios na busca por materiais de reator e catalisadores duráveis e economicamente viáveis que possam suportar ciclos repetidos sem degradação rápida [153].

Além disso, a ampliação desses sistemas ainda está na fase de pesquisa e piloto, o que significa que eles enfrentam barreiras significativas de engenharia, segurança e econômicas em comparação com tecnologias mais maduras, como eletrólise alcalina ou membranas de troca de prótons (PEMs) [154].

As Figuras 6a e 6b mostram os ciclos termoquímicos S-I e Cu-Cl, respectivamente, para a produção de hidrogênio.

A Figura 6a mostra como o calor de alta temperatura e a eletricidade limitada no ciclo S-I impulsionam três reações principais em um circuito fechado, produzindo, em última análise, H_2 e O_2 com os compostos S e I reciclados [155].

O ciclo Cu-Cl é atraente porque, como mostrado na Figura 6b , opera em temperaturas moderadas de 400–500 °C em comparação com o ciclo S-I (~850 °C), integrando calor e eletrólise para produzir H_2 de forma eficiente [147].

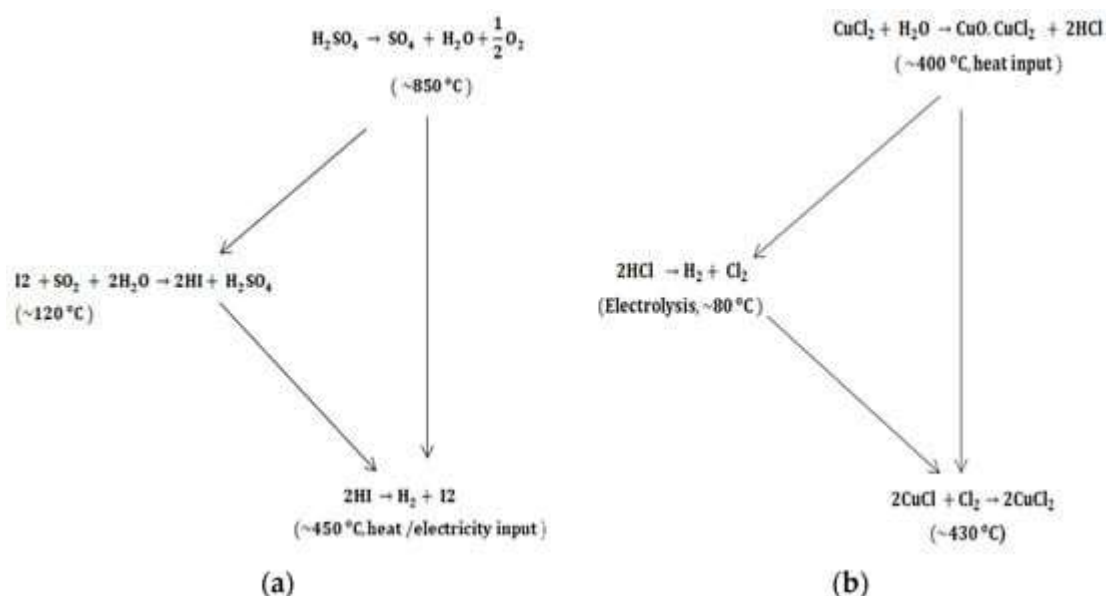


Figura 6. (a) Ciclo termoquímico enxofre-iodo [155]. (b) Ciclo termoquímico cobre-cloreto [147].

2.2.3. Método de conversão fotoquímica para a produção de hidrogênio verde

A conversão fotoquímica utiliza a luz solar para impulsionar reações químicas que dividem a água em H_2 e O_2 com o auxílio de fotocatalisadores semicondutores que geram pares elétron-lacuna sob iluminação [156]. Um reator fotoquímico é utilizado no processo de conversão fotoquímica para ativar um fotocatalisador quando a luz incide sobre ele [156]. No entanto, para remover os elétrons gerados pela luz e transferi-los para os catalisadores funcionais do sistema, para que possam utilizar sua energia potencial, vários componentes devem ser organizados em complexos supramoleculares, de forma semelhante à fotossíntese natural, onde a dissociação da água é impulsionada pela energia solar [157 , 158]. O processo envolve a absorção de luz; a excitação de portadores de carga; e a separação e migração de elétrons e lacunas, bem como sua transferência para moléculas de água, para produzir H_2 e O_2 [159].

A eficiência do processo é determinada pela quantidade de luz visível que o material semicondutor absorve, suprime a recombinação de cargas e facilita a transferência de carga para as moléculas de água [160].

Uma revisão abrangente de Pei et al. [161] destacou o desenvolvimento e a modificação de semicondutores como nitreto de carbono grafítico (C_3N_4), dióxido de titânio (TiO_2), sulfeto de cádmio (CdS) e sulfeto de zinco (ZnS) com estratégias como a formação de heterojunções para aumentar a captação de luz no espectro visível, a fim de melhorar a dinâmica de separação de cargas e, assim, aumentar as taxas de produção de H_2 .

A integração de cocatalisadores na superfície do fotocatalisador reduz ainda mais os estados de armadilha na superfície, diminui a fotocorrosão e melhora a eficiência geral da reação [162].

Na divisão da água, Li et al. [163] confirmaram que quando um fotocatalisador semicondutor absorve fótons com energia igual ou superior à sua banda proibida, um par elétron-buraco é formado.

A Figura 7 ilustra como os elétrons excitados se movem para a banda de condução, onde reduzem prótons (H^+) a gás H_2 , enquanto os buracos correspondentes na banda de valência oxidam moléculas de água a O_2 [165].

Este processo sustenta a produção de hidrogênio solar, frequentemente denominado fotossíntese artificial, uma vez que imita os processos fotossintéticos naturais em plantas verdes [166].

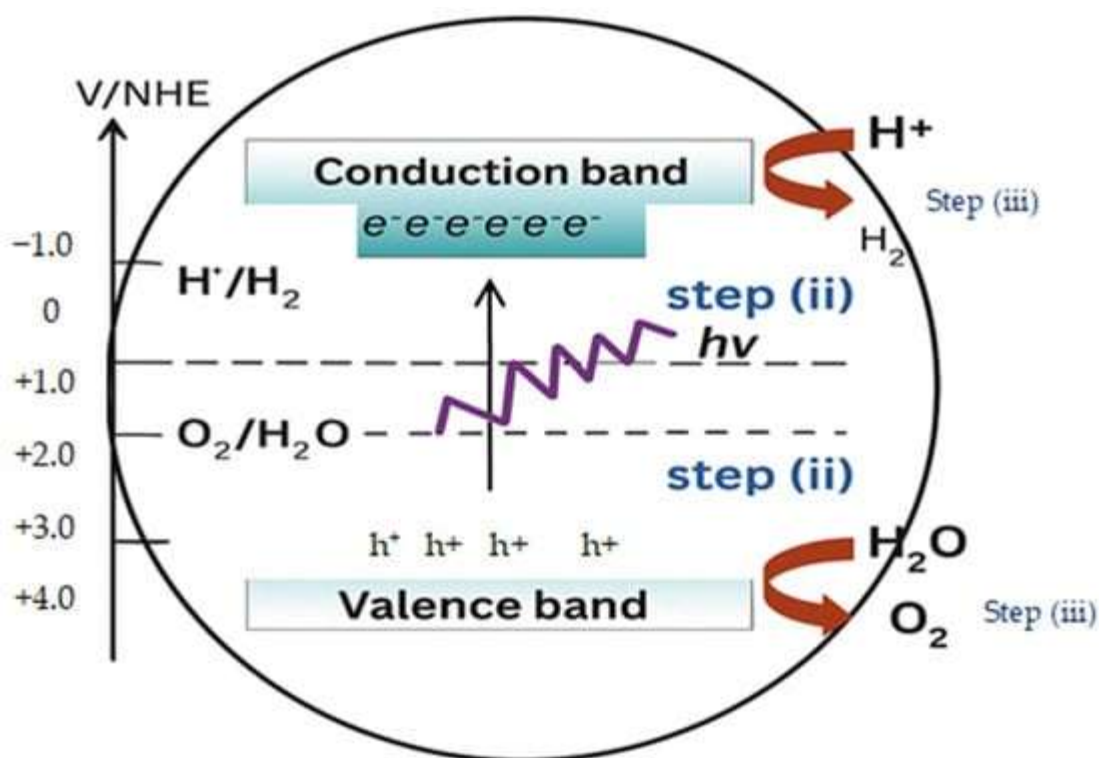


Figura 7. Reação fotocatalítica de divisão da água usando energia fotônica [165].

Os sistemas de conversão fotoquímica são conceitualmente simples, sem necessidade de circuitos externos, membranas ou conjuntos de eletrodos complexos, ao contrário da eletrólise. Existe potencial para a geração de hidrogênio em larga escala e a baixo custo, especialmente se forem desenvolvidos fotocatalisadores escaláveis, abundantes na Terra e estáveis [167].

No entanto, os sistemas fotoquímicos atuais apresentam problemas de eficiência de conversão de energia solar em hidrogênio (STH) muito baixa (<1-2%), bem abaixo do patamar de 10% necessário para a viabilidade comercial [168]. Os fotocatalisadores também enfrentam problemas de estabilidade, como a fotocorrosão, e muitas vezes requerem agentes sacrificiais que limitam sua aplicação prática [169].

2.2.4. Conversão fotoeletroquímica

O método fotoeletroquímico (PEC) utiliza a luz solar diretamente através de fotoeletródos semicondutores imersos em água, onde os fótons absorvidos produzem pares elétron-lacuna que impulsionam reações de quebra da água para produzir H_2 e O_2 [170 , 171]. Esta técnica começa com a absorção de luz, onde fótons com energia acima da banda proibida do semicondutor movem elétrons da banda de valência para a banda de condução [171]. Em seguida, ocorre a separação e o transporte de cargas, nos quais elétrons e lacunas fotogerados alcançam sítios reativos sem recombinar [172]. Por fim, ocorrem reações redox de superfície, onde elétrons reduzem prótons a hidrogênio (HER) no cátodo e lacunas oxidam a água a oxigênio (OER) no ânodo [173]. A divisão fotoeletroquímica da água utiliza materiais semelhantes aos fotovoltaicos, mas estes estão incorporados em eletrólitos aquosos, como mostrado na Figura 8 , para converter diretamente a energia solar em combustível químico com alto potencial para emissões de gases de efeito estufa baixas ou nulas [174].

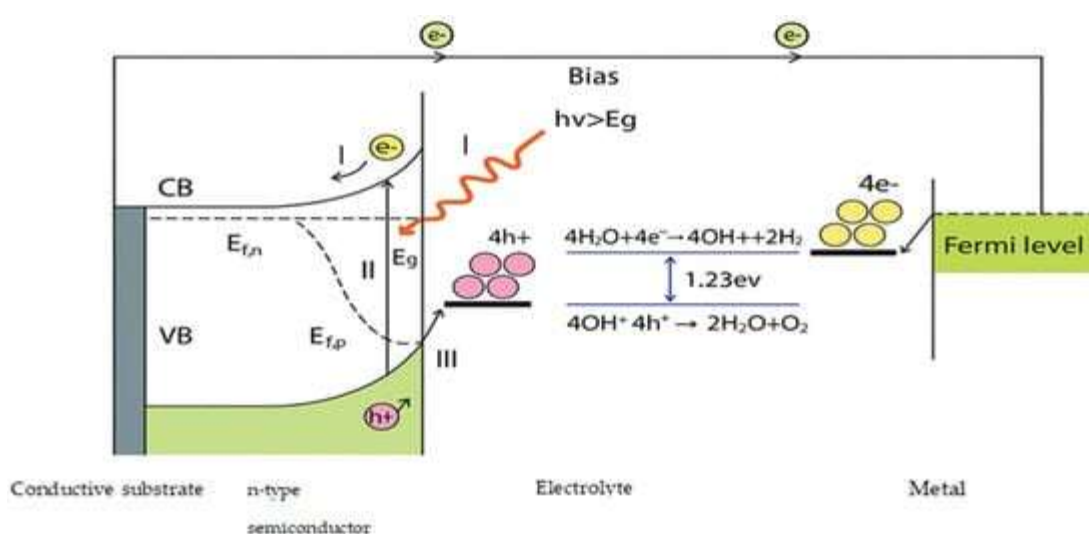


Figura 8. Diagrama esquemático de uma célula PEC simples em condições alcalinas [174].

A reação global de divisão da água é a mesma que a Equação (9), que é a reação PEC líquida onde a energia solar é convertida em energia química armazenada

No fotoânodo onde ocorre a oxidação, os buracos foto gerados (h^+) no semicondutor oxidam moléculas de água em gás oxigênio e, no processo, liberam prótons e elétrons. A equação da reação de evolução de oxigênio (OER).

No fotocátodo onde ocorre a redução, os elétrons (e^-) gerados pela absorção de luz reduzem os prótons em gás hidrogênio. A reação de evolução de hidrogênio (HER).

Quando há fotoexcitação de semicondutor, descrita como quando um semicondutor absorve um fóton ($h\nu$) com energia maior que a banda proibida.

Onde e^- é o elétron na banda de condução que impulsiona a reação de evolução de hidrogênio (HER) no cátodo, e h^+ são os buracos na banda de valência que impulsionam a reação de evolução de oxigênio (OER) no ânodo.

A PEC é considerada um dos métodos mais eficientes para a produção de hidrogênio, mas, apesar de seu potencial, a geração de hidrogênio por PEC ainda enfrenta desafios significativos. Estabilidade e eficiência são as principais barreiras [176]. Embora as eficiências teóricas de conversão de energia solar em hidrogênio (STH) possam chegar a aproximadamente 30%, células práticas estáveis a longo prazo mal ultrapassam 8% devido a problemas como fotocorrosão e posicionamento desfavorável da borda da banda [177 , 178]. Alguns avanços que foram feitos para superar essas limitações incluem o desenvolvimento de materiais avançados, como heterojunções, semicondutores dopados ou nanoestruturados e revestimentos protetores [179].

Além disso, existem também técnicas de caracterização operando e in situ para desvendar mecanismos de reação, vias de transferência de carga e processos de degradação. Adicionalmente, pesquisas emergentes estão explorando a possibilidade de usar materiais semicondutores orgânicos e à base de carbono para alcançar um melhor equilíbrio entre absorção solar, cinética de reação de separação de carga na superfície e durabilidade [180].

2.3. Comparação das emissões de hidrogênio verde e azul

O hidrogênio verde produz uma quantidade muito baixa de emissões de carbono, o que é atribuído à fabricação de infraestrutura de energia renovável, como painéis solares e turbinas eólicas, e ao próprio equipamento de eletrólise [181]. A pegada de carbono do hidrogênio verde é influenciada pelas emissões da fabricação de componentes de energia renovável, pela intensidade de carbono de qualquer eletricidade da rede integrada ao processo e pela eficiência energética do próprio eletrolisador [182]. Isso implica que as emissões totais do ciclo de vida da produção de hidrogênio verde estão ligadas às emissões a montante da construção da infraestrutura renovável e à eficácia do processo de conversão [183]. Geralmente, as baixas emissões do hidrogênio verde o tornam particularmente atraente para setores de difícil descarbonização, onde a substituição do hidrogênio de origem fóssil pode gerar benefícios significativos de descarbonização [184]. O hidrogênio azul, em contraste, é derivado do gás natural por meio de processos como reforma a vapor de metano (SMR), reforma autotérmica (ATR), pirólise de CH_4 , gaseificação de carvão, ciclo químico de gás de síntese (SCL) e reforma por ciclo químico (CLR) integrados com captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS).

Embora a CCUS reduza as emissões em comparação com as rotas fósseis sem mitigação, seu desempenho depende fortemente da eficiência de captura, do vazamento de CH₄ a montante e da permanência do armazenamento de CO₂ [71] . Um sistema típico de hidrogênio azul ainda produz emissões devido às emissões residuais do processo e ao CH₄ fugitivo ao longo da cadeia de suprimento de gás natural [185]. Portanto, embora o hidrogênio azul possa atuar como uma opção de descarbonização transitória, de acordo com Ameli et al. [186], somente o hidrogênio verde oferece uma solução totalmente sustentável e de longo prazo, consistente com as metas de neutralidade climática, de acordo com Angelico et al. [187].

A Figura 9a ilustra as emissões de CO₂ da produção de hidrogênio verde por eletrólise da água utilizando fontes de energia eólica onshore e solar fotovoltaica (FV), com uma variação de 0,67 kgCO₂ - eq/kgH₂ a 1,74 kgCO₂ - eq /kgH₂ . A Figura 9b resume as emissões de CO₂ dos processos de produção de hidrogênio azul envolvendo reforma a vapor de metano (SMR) com captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS), gaseificação de carvão com CCUS e reforma autotérmica (ATR) com CCUS, com emissões variando de 1,21 kgCO₂ - eq /kgH₂ a 4,56 kgCO₂ - eq /kgH₂ .

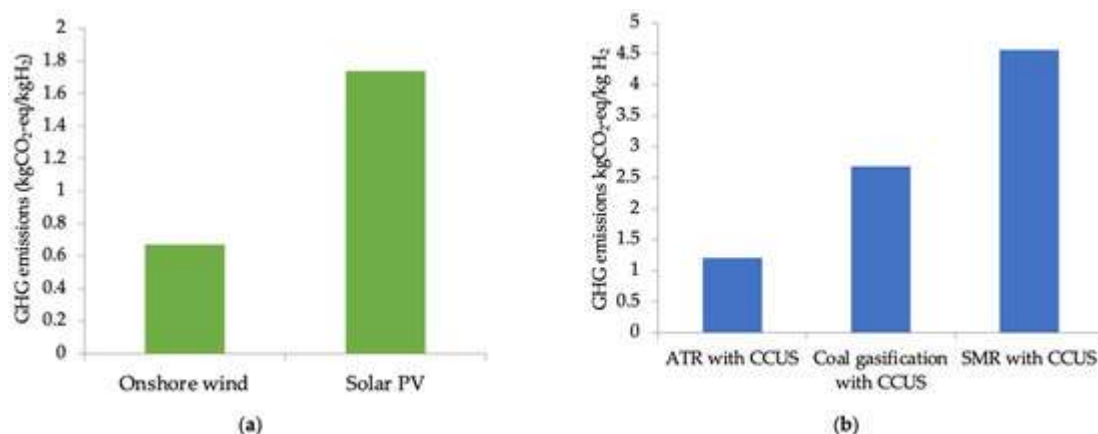


Figura 9. (a) Emissões de gases de efeito estufa para a produção de hidrogênio verde. (b) Emissões de gases de efeito estufa para a produção de hidrogênio azul [188].

3. Produção global de hidrogênio

A atenção dada à produção de hidrogênio azul e verde está crescendo significativamente devido à necessidade de descarbonizar vários setores e fazer a transição para soluções energéticas sustentáveis. Em 2023, a produção global de hidrogênio atingiu 97 milhões de toneladas métricas por ano (Mtpa), com menos de 1% proveniente de fontes de baixa emissão [188 , 189]. Bal [190] observou que o hidrogênio azul, produzido por SMR ou gaseificação de carvão combinada com CCS, está emergindo como uma solução de transição. Ele aproveita a infraestrutura energética existente, reduzindo as emissões de carbono e oferecendo um caminho para a produção de hidrogênio com menores emissões [191]. Os Estados Unidos, por exemplo, estão avançando com projetos de hidrogênio azul incentivados por créditos fiscais e planejando aumentar a produção nos próximos anos [73 , 192].

Por outro lado, o hidrogênio verde, produzido principalmente por eletrólise da água alimentada por fontes de energia renováveis, representa uma solução a longo prazo para uma economia global de hidrogênio totalmente sustentável. Mas, apesar das metas ambiciosas, o desenvolvimento do projeto de hidrogênio verde enfrenta desafios como lacunas de financiamento, barreiras tecnológicas e incertezas políticas [193]. Consequentemente, a produção atual de hidrogênio verde é limitada devido aos altos custos e barreiras técnicas.

Em 2024, a capacidade global de eletrolisadores atingiu 1,4 gigawatts, com a China liderando em termos de projetos comprometidos [188]. Odenweller e Ueckerdt [194] observaram que apenas 2% dos anúncios de capacidade global foram concluídos dentro do prazo, evidenciando uma lacuna significativa na implementação.

Regiões com abundantes recursos renováveis, como Chile e Brasil, estão, no entanto, desenvolvendo estratégias para se tornarem os principais exportadores de hidrogênio verde até 2040 [195].

3.1. Produção global de hidrogênio verde e azul

A produção de hidrogênio de baixa emissão cresceu marginalmente desde 2023 e está abaixo de 1 Mtpa de H_2 , o que representa menos de 1% da produção global [188].

O hidrogênio de baixa emissão depende principalmente da produção a partir de combustíveis fósseis com CCUS [196]. A produção eletrolítica de hidrogênio representa apenas uma pequena parcela do total, permanecendo abaixo de 100 quilotons (kt) de hidrogênio em 2023. A tecnologia de eletrolisadores alcalinos detém a maior participação, representando mais de 60% da capacidade instalada de eletrolisadores em 2023, seguida pela tecnologia PEM com 22%, conforme mostrado na Figura 10 [188].

Vários projetos utilizando eletrolisadores já iniciaram suas operações, por exemplo, o eletrolisador de 50 MW nos Estados Unidos e o eletrolisador de 10 MW na refinaria de Szazhalombatta, na Hungria [188].

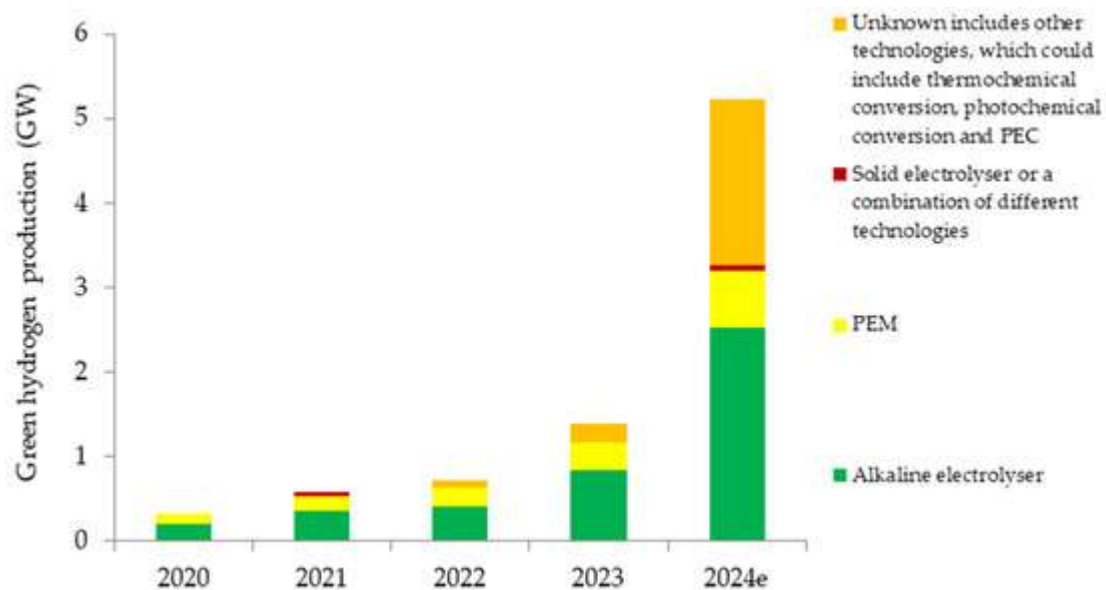


Figura 10. Produção global de hidrogênio verde de 2020 a 2024 usando várias tecnologias [188].

A maior parte do hidrogênio eletrolítico vem da China, Europa e Estados Unidos, que juntos produzem cerca de 75% do hidrogênio eletrolítico global [188], como visto na Figura 11 . No entanto, a dinâmica de distribuição regional está mudando, com regiões com bons recursos renováveis, como a América Latina e a África, investindo, e a produção de hidrogênio eletrolítico de cada uma dessas regiões poderia potencialmente aumentar para representar 17% da capacidade instalada global total, de apenas 65 MW do total atual [197].

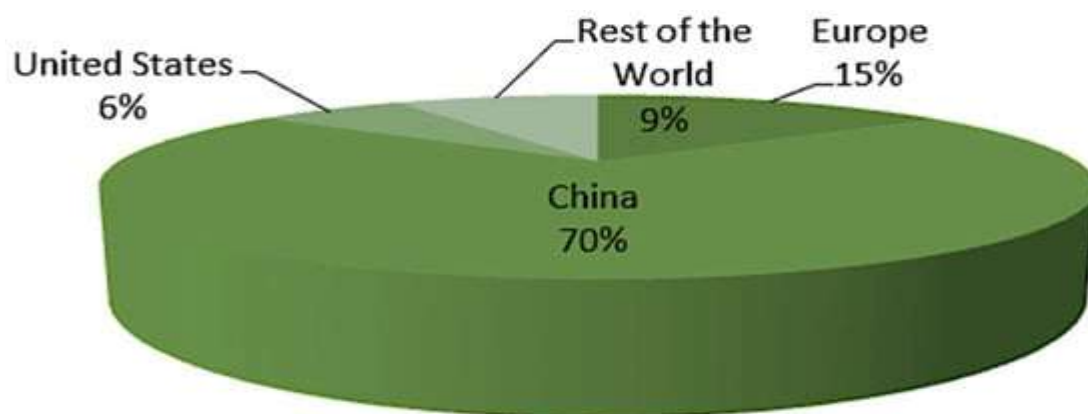


Figura 11. Produção de hidrogênio verde por região em 2024 [188].

Cerca de 15 instalações de hidrogênio em todo o mundo estão equipadas com CCUS, com uma capacidade de captura cumulativa de cerca de 12 Mtpa de CO₂ [188] . A maioria das instalações são unidades de produção de hidrogênio adaptadas, utilizadas em refinarias e na produção de fertilizantes na América do Norte, com a primeira operação datando do início da década de 1980 [198] . Na Europa, os anúncios de produção de hidrogênio baseada em CCUS estão localizados principalmente na região do Mar do Norte, com acesso a gás natural e instalações de armazenamento de CO₂ [199] .

Os Países Baixos possuem os projetos de hidrogênio baseados em CCUS mais avançados da Europa, com três projetos que alcançaram uma decisão final de investimento (FID) em 2023, e planos estão em andamento para conexão com a grande infraestrutura de transporte e armazenamento de CO₂ offshore da Noruega e dos Países Baixos [200] . A Figura 12 ilustra o aumento de 0,5212 Mt/ano para 0,6281 Mt/ano, representando um aumento de 21% na produção global de hidrogênio azul entre 2020 e 2024.

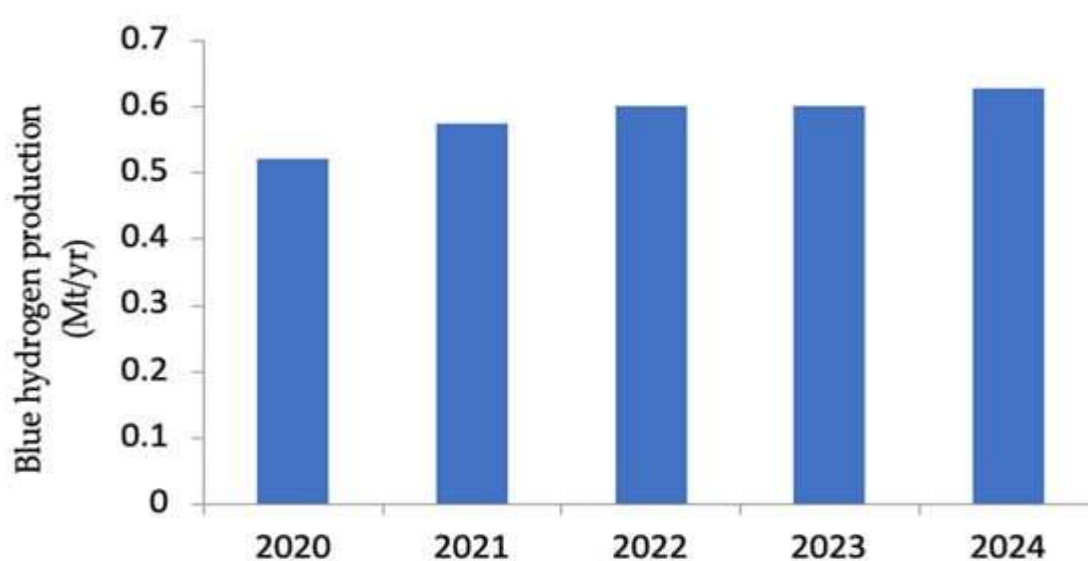


Figura 12. Produção global de hidrogênio azul de 2020 a 2024 usando várias tecnologias [188] .

Como mostrado na Figura 13 , a China e o Canadá foram os maiores produtores de hidrogênio azul em 2024. A China se comprometeu a atingir o pico de emissões de dióxido de carbono antes de 2030 e a alcançar a neutralidade de carbono antes de 2060, e o hidrogênio azul poderia desempenhar um papel importante e complementar para atingir essa meta ambiciosa [201]. Com uma produção média de hidrogênio de aproximadamente 36,8 Mtpa em 2023, a modernização de algumas das instalações de produção de hidrogênio aumentaria a produção de hidrogênio azul no país [201].

No Canadá, os fabricantes de produção de hidrogênio azul têm acesso a créditos fiscais de investimento em CCUS [202]. O desenvolvimento de instalações de armazenamento de carbono está avançando rapidamente na província de Alberta, com a ATCO EnPower atingindo a Decisão Final de Investimento (FID) em junho de 2024 para prosseguir com a primeira fase do Atlas Carbon Storage Hub [203]. Os projetos de hidrogênio azul no Oriente Médio também estão progredindo; A Fertiglobe, em maio de 2024, anunciou a FID para uma nova instalação de produção de amônia de 1 Mtpa nos Emirados Árabes Unidos .

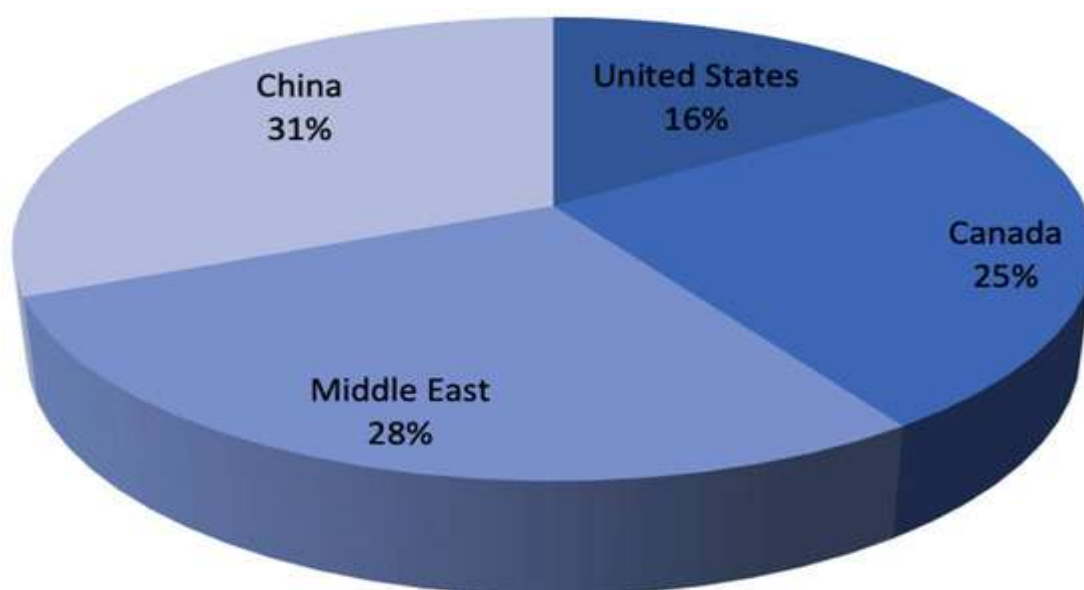


Figura 13. Participação da produção de hidrogênio azul por região em 2023 [188].

3.2. Produção de Hidrogênio Azul e Verde na Europa

A quantidade de produção de hidrogênio azul e verde na Europa em 2023 é mostrada na Figura 14. Os principais produtores de hidrogênio azul na Europa utilizam a reforma a vapor de metano (SMR) ou o hidrogênio produzido a partir de subprodutos de gás de refinaria ou cloro-álcali, seguido por captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS) [205]. Um total de 95% do hidrogênio produzido na Europa, de acordo com Wu et al. [73], Riera et al. [206] e Khatiwada et al. [207], é produzido principalmente a partir de combustíveis fósseis utilizando o método SMR sem CCUS. A maior parte do hidrogênio azul na Europa é produzida em poucos países, incluindo Holanda, França e Itália, como pode ser visto na Figura 14. O hidrogênio verde é produzido na Europa principalmente por eletrólise da água.

A escassez de instalações de geração de hidrogênio verde e de infraestruturas de armazenamento e transporte de hidrogênio são as principais barreiras para o estabelecimento e crescimento de uma economia do hidrogênio [206]. No entanto, existem muitos projetos-piloto em andamento sobre hidrogênio verde, e espera-se que isso mude o foco para métodos mais renováveis de produção de hidrogênio [208]. Avanços significativos em tecnologias de produção de hidrogênio, como eletrolisadores e células de combustível de hidrogênio, também estão sendo feitos; espera-se que isso diminua os custos de investimento ao longo dos anos devido ao aumento da eficiência tecnológica [209].

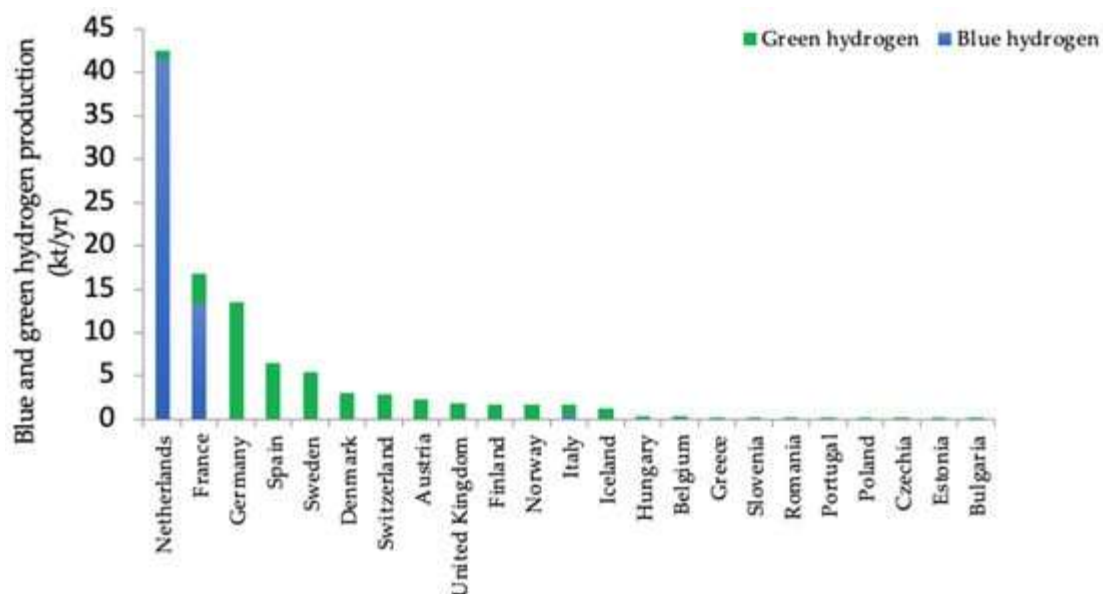


Figura 14. Produção de hidrogênio azul e verde na Europa em 2023 [189 , 210 , 211 , 212].

4. Perspectivas futuras da produção e demanda de hidrogênio azul e verde

4.1. Perspectivas futuras do hidrogênio azul e verde como combustível

Nos processos de reforma a vapor de metano (SMR), como mostrado na Equação (2), uma enorme quantidade de dióxido de carbono é produzida no processo de geração de hidrogênio. A tecnologia de captura, utilização e armazenamento de carbono é então usada para remover o dióxido de carbono produzido, resultando em hidrogênio quase puro. Como nem todos os poluentes desse processo de geração de hidrogênio podem ser eliminados, o hidrogênio azul sempre apresenta uma pegada de carbono maior do que o hidrogênio verde [213]. Embora seja crucial para o futuro da energia sustentável, uma economia de hidrogênio azul com baixas emissões de carbono ainda representa um desafio para o setor energético.

Existem diversas maneiras de produzir hidrogênio, mas, para que ele contribua para o combate às mudanças climáticas, o processo de produção de hidrogênio combustível deve apresentar emissões de carbono muito baixas. As emissões reais variam substancialmente de acordo com os métodos e procedimentos selecionados ao longo de toda a cadeia de valor [71 , 214]. Portanto, é necessária uma combinação de tecnologias de produção de hidrogênio e captura de carbono que priorizem altas taxas de conversão do CO₂ capturado e emissões mínimas de CO₂ e CH₄ relacionadas ao processo [214].

De acordo com alguns intervenientes, o hidrogénio azul é considerado totalmente incompatível com um futuro de energia descarbonizada [215]. Consideram que as emissões de CO₂ das centrais de hidrogénio e as emissões de CH₄ das cadeias de abastecimento de gás natural são problemas fundamentais que desafiam soluções [215]. Foi ainda afirmado que a pegada de gases com efeito de estufa do hidrogénio azul é 20% superior à da queima de gás natural [215]. Riemer e Duscha [216] sugeriram que tais opiniões são motivadas pelo interesse próprio da indústria do petróleo e do gás, ao mesmo tempo que afirmam apresentar o cenário “ideal”. Estas conclusões visam provar a viabilidade técnica em vez de otimizar a produtividade e foram contestadas por outros especialistas. Por outro lado, outros estudos demonstraram que as emissões de carbono associadas ao hidrogénio azul podem ser reduzidas garantindo baixas emissões de CH₄ e elevadas taxas de captura de CO₂ [217]. Raganati e Ammendola [218] observaram que o uso de tecnologia avançada de captura de CO₂, como ATR com separação de CO₂ pré-combustão e MEA, pode ser crucial para alcançar altas taxas de captura.

Para garantir baixas emissões de CH₄, é essencial usar gás natural de fontes com emissões inerentemente baixas a montante e aprimorar os protocolos de detecção e resposta a vazamentos em toda a cadeia de suprimentos [219]. Essas descobertas, apoiadas por mais pesquisas, indicam que o hidrogênio azul é uma tecnologia de transição desejável, com efeitos comparáveis aos do hidrogênio verde no aquecimento global e compatibilidade com economias de baixo carbono [71]. A dependência persistente do hidrogênio azul em combustíveis fósseis, que expõe os preços e o fornecimento à incerteza econômica e também não atende ao objetivo de maior segurança energética [220], é uma questão de séria preocupação na busca global por energia alternativa. No entanto, as vantagens de incentivar o investimento na produção de hidrogênio azul superam as de desistir completamente da busca por alternativas à energia de combustíveis fósseis, visto que o hidrogênio azul pode ser uma tecnologia de transição nas próximas décadas [71].

O hidrogênio azul, como qualquer tecnologia emergente, necessita de regulamentações rigorosas [73]. Para garantir que o hidrogênio azul contribua para a descarbonização, limites relevantes para a produção de CH₄ e taxas de captura de carbono são essenciais [73]. O aumento da produção de hidrogênio em curto prazo e o desenvolvimento comercial de tecnologias e infraestrutura relacionadas ao longo da cadeia de valor impulsionarão o desenvolvimento do hidrogênio azul, desde que essas condições sejam atendidas [221]. Além disso, o desenvolvimento de infraestrutura nas áreas de armazenamento de H₂ em larga escala e gasodutos dedicados de longa distância entre regiões reduziria o custo do hidrogênio azul e o tornaria mais acessível aos diversos setores da economia global [222].

O hidrogênio azul, que é 2 a 3 vezes mais barato que o hidrogênio verde [193], oferece uma tecnologia de transição atraente que, com regulamentação rigorosa pelas agências governamentais competentes, poderia ter um impacto ambiental favorável e auxiliar na transição para um sistema energético descarbonizado até que a produção de hidrogênio verde em escala comercial seja efetivamente implementada e se torne competitiva em termos de custos.

A produção de hidrogênio a partir de combustíveis fósseis e biomassa com CCUS tem o potencial de reduzir as emissões em uma escala de múltiplas gigatoneladas por ano [223].

Mesmo sendo menos desenvolvido que o hidrogênio azul, o hidrogênio produzido a partir de biomassa (quando combinado com CCUS) ainda pode remover entre 15 e 20 kg de CO₂ da atmosfera para cada kg de hidrogênio gerado [224]. O hidrogênio azul está em uma posição favorável para liderar a rápida expansão do uso de hidrogênio limpo para mitigação das mudanças climáticas.

No entanto, com algumas configurações características, Ueckerdt et al. [225] projetaram que o hidrogênio azul ultrapassará os níveis de custo nivelado do hidrogênio (LCOH) da alternativa de energia renovável em 2050 devido ao aumento substancial no custo (preço de mercado) do CO₂ após 2030.

As estimativas das faixas de preço médio do CO₂ para uma transição do hidrogênio azul para o hidrogênio verde, excluindo os impostos especiais de consumo, são mostradas na Figura 15 para paridade de custos. O gráfico mostra que os custos médios da transição da energia azul para a energia verde diminuirão de 5.300 euros em 2025 para 3.500 euros em 2050.

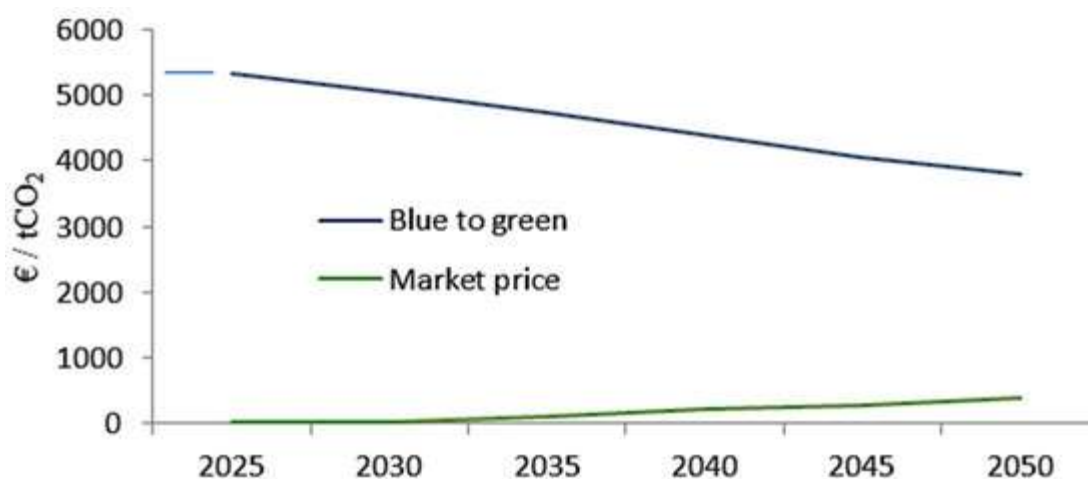


Figura 15. Faixas médias de preços de CO₂ do azul ao verde, excluindo taxas de imposto especial de consumo [226].

A utilização de fontes de energia renováveis para a eletrólise da água, visando a obtenção de hidrogênio verde, está ganhando força devido às suas baixas emissões de carbono em comparação com o hidrogênio azul, e o hidrogênio produzido é posteriormente tratado para aumentar sua densidade energética [227 , 228]. A liquefação, a utilização de transportadores orgânicos líquidos de hidrogênio ou sua transformação em amônio, metanol, ferro ou combustíveis sintéticos é um exemplo de tratamento ou processamento subsequente [229]. Os processos de transformação adicionais resultam em perda de energia, o que aumenta o preço por unidade de energia fornecida [230]. A capacidade instalada de produção de energia para a produção de hidrogênio verde até 2050 é mostrada na Figura 16. A capacidade regional varia consideravelmente, e o potencial ideal do eletrolisador varia de 30% a 60% da capacidade total de produção de energia, com base em diferentes variáveis, como a proporção de energia fotovoltaica (FV) versus energia eólica, as capacidades de FV e eólica, a capacidade instalada de baterias e os padrões sazonais de reservas [231].

Com uma proporção média global de 43%, são necessários no máximo 10.280 GW de energia eólica e solar para alimentar 4.400 GW de eletrólise da água [232].

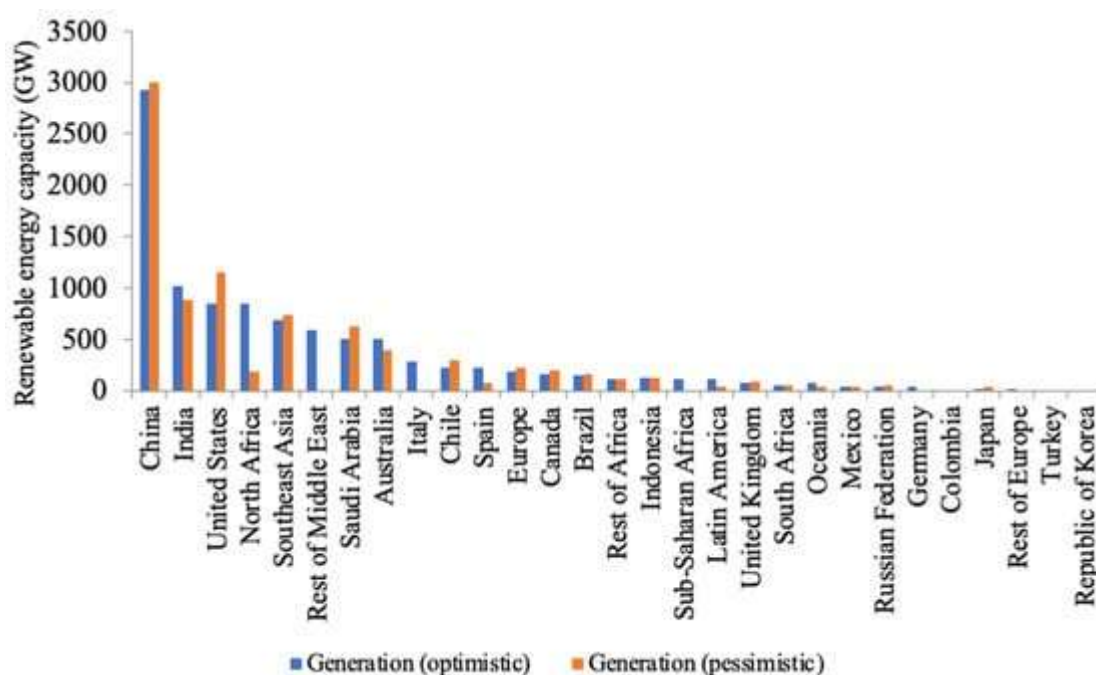


Figura 16. Capacidade instalada de geração de energia renovável (GW) para produção de hidrogênio verde por região em 2050 para cenários otimistas e pessimistas [233].

A Figura 17 mostra o LCOH (Custo Líquido de Hidrogênio) para cada região nos cenários otimista e pessimista, com os custos aumentando de forma constante à medida que os suprimentos são consumidos.

O ponto ideal apresenta um custo único, uma vez estabelecida a produtividade global ótima de cada área, com base no consumo e na disponibilidade de hidrogênio.

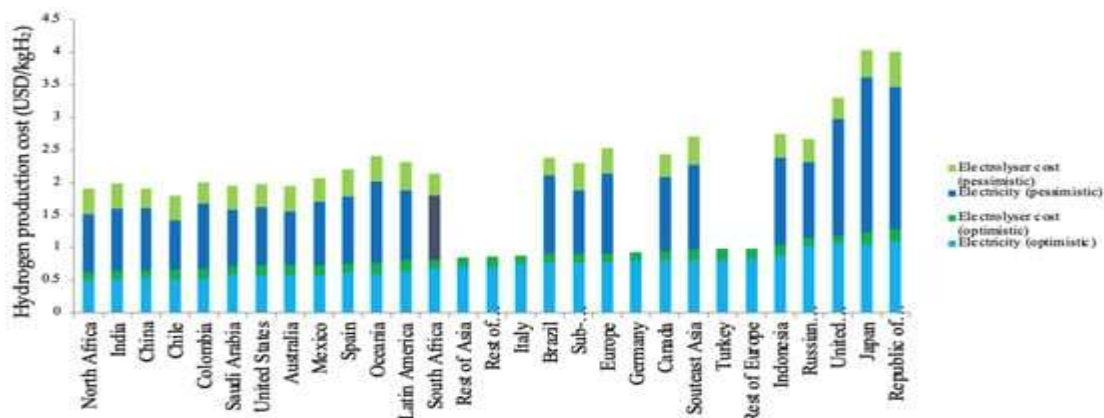


Figura 17. LCOH por região em 2050 para cenários otimistas e pessimistas [189 , 234].

À medida que o preço dos eletrolisadores cai, essas despesas são consistentes com um estudo anterior da IRENA [234] sobre o valor relativo da eletricidade versus eletrólise mostrado na Figura 18. Globalmente, até 2050, de acordo com a análise atual, espera-se que uma enorme infraestrutura solar e eólica para a produção de hidrogênio forneça energia para a eletrólise da água a uma taxa de USD 10–20/MWh [235], com muitas áreas previstas para atingir a produção de hidrogênio verde muito abaixo de USD 1/kg de acordo com as projeções otimistas e USD 1,5/kg [234 , 236] de acordo com o cenário pessimista.

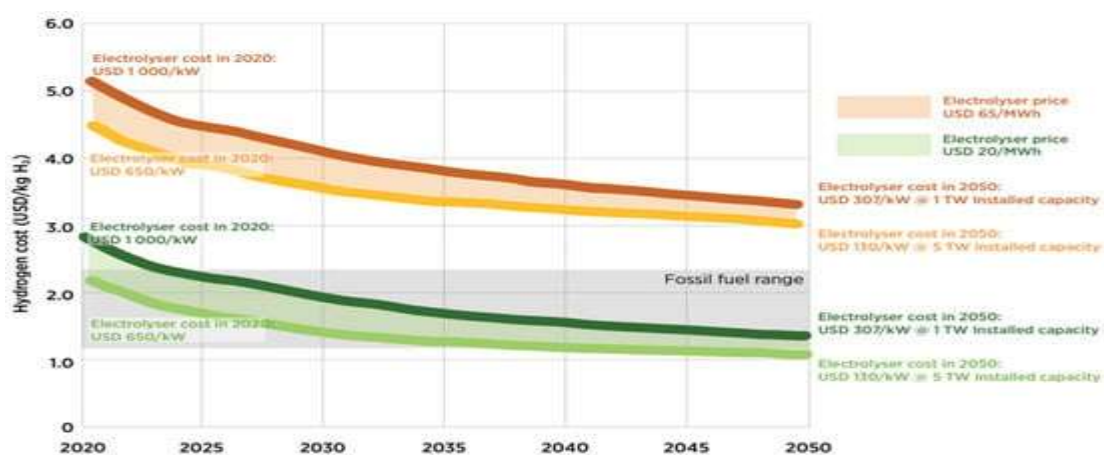


Figura 18. Potencial de redução de custos para hidrogênio verde até 2050 para vários cenários e condições [234 , 237].

4.2. Análise comparativa do hidrogênio azul e do hidrogênio verde

A Tabela 3 mostra uma comparação entre o hidrogênio azul e o hidrogênio verde. O uso de CCSU para reduzir as emissões do hidrogênio azul já está sendo implementado em escala comercial globalmente, como discutido anteriormente.

Mas, como pode ser visto na tabela, o ciclo de vida do hidrogênio azul apresenta uma maior emissão de gases de efeito estufa em comparação com o hidrogênio verde. As emissões totais de CO₂ para o hidrogênio azul são de 10 a 30 gCO₂ / MJ , enquanto as emissões de CO₂ para o hidrogênio verde são <5 gCO₂ / MJ [238], o que é consideravelmente menor. Há também vazamentos de emissões fugitivas de CH₄ associados ao hidrogênio azul, que são importantes emissões de gases de efeito estufa [71], enquanto o hidrogênio verde não apresenta vazamento de CH₄ e produz emissões indiretas de carbono muito baixas, que são atribuídas às emissões geradas durante a fabricação de infraestruturas de energia renovável e equipamentos de eletrólise.

Apesar das desvantagens do hidrogênio azul, o hidrogênio verde é significativamente mais caro (USD 3,5–6,0/kg H₂) do que o hidrogênio azul (USD 2,0–3,5/kg H₂) em níveis mais elevados de consumo de hidrogênio.

Para justificar isso, o gás natural pode ser transformado em hidrogênio a um custo muito menor do que sua conversão em eletricidade, enquanto o hidrogênio produzido por eletrólise é sempre mais caro do que a eletricidade utilizada para produzi-lo [239].

O aumento da produção de hidrogênio verde eleva o custo nivelado de energia elétrica e hidrogênio (LCOEH), enquanto o LCOEH diminui com o aumento da produção de hidrogênio azul [225]. Espera-se que os avanços e a eficiência na produção de eletrolisadores levem a uma queda no custo de produção do hidrogênio verde [240]. Os efeitos combinados de eletrolisadores mais baratos e eficientes e da queda nos preços da energia renovável devem tornar o hidrogênio verde mais competitivo em termos de custo do que o hidrogênio azul [241].

4.3. Redução das emissões de CO₂ utilizando energia de hidrogênio

À medida que os países se esforçam para atingir as metas de mudança climática, Dincer e Aydin [243] afirmam que a energia do hidrogênio ainda é o principal caminho para eliminar a dependência global dos combustíveis fósseis. A energia do hidrogênio pode auxiliar no armazenamento e transporte de energia renovável, reduzindo as emissões de CO₂ nos setores industrial e de transporte [7 , 244]. O hidrogênio verde é a principal fonte de esperança para a independência total dos combustíveis fósseis e para a transição rumo a um futuro com emissões líquidas zero de carbono [245 , 246].

A energia do hidrogênio verde irá reformar indústrias altamente poluentes, como as siderúrgicas e cimenteiras, e ajudará a zerar as emissões líquidas [247]. O uso do hidrogênio azul já demonstrou ter o potencial de reduzir drasticamente as emissões de CO₂ se tecnologias adequadas de CCUS forem implementadas [46].

O hidrogênio, que já foi considerado o combustível do futuro, apresenta agora um potencial muito promissor, visto que muitas das nações mais poluentes do mundo, incluindo China, EUA, Índia, Canadá e Reino Unido, estão atualmente adotando-o e fazendo investimentos significativos em tecnologias de hidrogênio azul e verde para reduzir as emissões líquidas de carbono [248].

A redução a longo prazo dessas emissões seria alcançada e sustentada com uma transição completa para o uso de hidrogênio verde.

Os efeitos positivos da energia do hidrogênio em termos de redução das emissões globais serão notáveis em setores como o de ferro, aço e cimento, que produzem muitas emissões de CO₂ [249], utilizam muito carvão e são difíceis de eletrificar.

No transporte, o uso de combustíveis à base de hidrogênio em automóveis e caminhões com células de combustível de hidrogênio, bem como no transporte marítimo e na aviação, promoverá o objetivo de reduzir as emissões globais [250].

Nas áreas de transporte e armazenamento de energia renovável, essas novas fontes de energia proporcionariam maior acesso à energia renovável em áreas com disponibilidade limitada de recursos renováveis [251]. O hidrogênio verde seria particularmente útil na Califórnia, nos EUA, que aprovou uma lei em junho de 2020 que exige que, até 2035, mais da metade dos caminhões vendidos tenham emissão zero [252 , 253]. A produção de caminhões com células de combustível acelerou devido a essa regra, e espera-se que o Canadá lucre quando mais deles se tornarem acessíveis para uso comercial.

Para atingir as metas climáticas globais e desbloquear todo o potencial da energia do hidrogênio, é necessária uma ação política coordenada de potências globais como os EUA e a China (também os maiores consumidores de energia e os maiores emissores de CO₂) para apoiar investimentos em P&D, ampliar a infraestrutura, padronizar os limites de emissões na energia do hidrogênio e estimular a demanda de mercado [254]. Nesse sentido, a cooperação internacional, a transferência de tecnologia e o financiamento de longo prazo serão cruciais para equilibrar a relação custo-benefício com a integridade ambiental [255].

4.4. Modelo de previsão de memória de longo prazo (LSTM) para a produção de hidrogênio azul e verde até 2050

A memória de longo prazo (LSTM, do inglês Long Short-Term Memory) é uma rede neural profunda projetada para capturar informações históricas de dados de séries temporais e é adequada para prever séries não lineares de longo prazo [256]. Ela consiste em portas, como uma porta de esquecimento, uma porta de entrada e uma porta de saída, que capturam a memória de longo e curto prazo ao longo dos passos de tempo e evitam a explosão e/ou o desaparecimento do gradiente em redes neurais recorrentes (RNNs) padrão [257]. A unidade LSTM também possui uma célula que armazena as informações acumuladas em intervalos de tempo arbitrários [258]. A LSTM foi usada para modelar a projeção da produção de hidrogênio do Reino Unido de 2025 a 2050, utilizando dados históricos disponíveis de 2010 a 2022.

O modelo utilizou dados históricos de produção abrangendo os anos de 2010 a 2022. Utilizou também dados históricos de hidrogênio azul, referentes ao mesmo período, e dados históricos de hidrogênio verde, também referentes ao mesmo período. Essas duas séries serviram como entradas multivariadas (azul, verde), sendo o ano a variável independente. Um modelo sintético no estilo LSTM foi empregado para simular o comportamento de uma rede neural LSTM treinada. A lógica por trás dessa abordagem baseia-se no seguinte: o crescimento do hidrogênio azul apresenta uma trajetória estável, com um incremento médio anual de aproximadamente 0,15 Mt e pequena variância ($\sigma = 0,03$); o crescimento do hidrogênio verde apresenta uma trajetória acelerada, com um incremento médio anual de aproximadamente 0,25 Mt e maior variância ($\sigma = 0,06$), para refletir as incertezas tecnológicas, políticas e de mercado.

A previsão foi gerada utilizando uma equação de crescimento estocástico, que é um processo de série temporal.

Essa abordagem simula como uma LSTM captura padrões de crescimento não lineares e variabilidade de curto prazo.

Nesta simulação sintética, a validação foi feita conceitualmente, garantindo que as saídas do modelo se alinhem com as taxas de crescimento e os pontos de inflexão descritos em relatórios de referência.

A limitação deste modelo é que ele não considera explicitamente mudanças de políticas, preços de energia, precificação de carbono ou disrupções tecnológicas que poderiam alterar as trajetórias.

Além disso, o modelo não apresenta métricas de erro convencionais (por exemplo, erro médio absoluto (MAE), erro quadrático médio (RMSE) e erro percentual médio absoluto (MAPE)) em relação a um conjunto de validação, mas, em vez disso, alinha-se qualitativamente com as perspectivas energéticas internacionais.

A projeção é mostrada na Figura 19, e o Apêndice A mostra como o modelo LSTM foi codificado para produzir o resultado. Pode-se observar, a partir deste modelo LSTM, que tanto o hidrogênio azul quanto o verde devem apresentar uma tendência de crescimento a partir de 2025, com uma produção maior de hidrogênio azul do que de hidrogênio verde até 2042, quando haverá equilíbrio na quantidade de ambos os hidrogênios produzidos. A partir de 2042, a produção de hidrogênio verde deverá superar a produção de hidrogênio azul. Esse ponto de inflexão sinaliza uma mudança crucial nas preferências da tecnologia de hidrogênio.

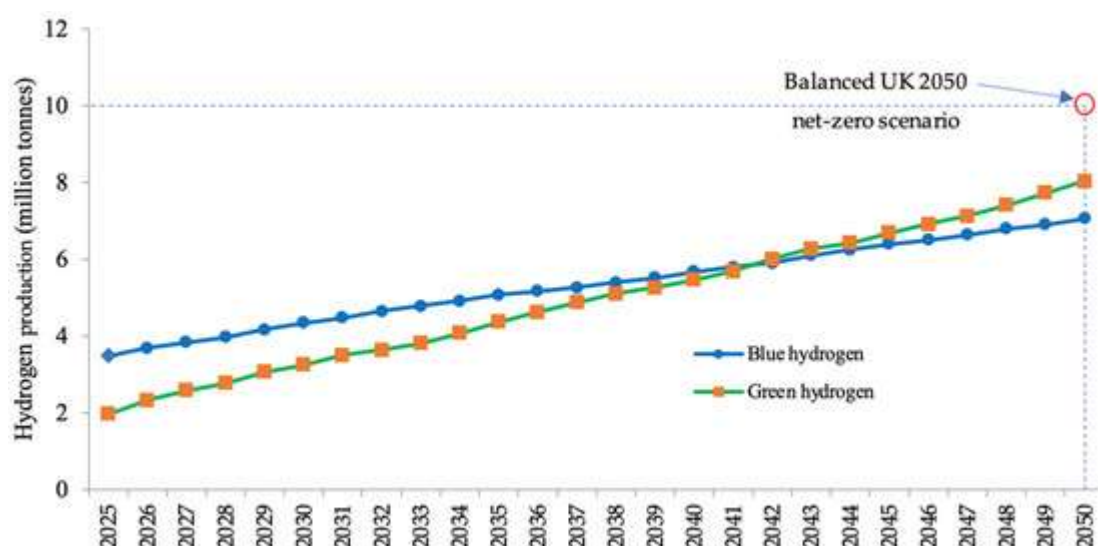


Figura 19. Previsão LSTM da produção de hidrogênio azul e verde (2025–2050).

Além disso, prevê-se claramente que o hidrogênio verde tenha uma trajetória de produção ascendente mais acentuada do que o hidrogênio azul. Isso pode ser resultado do foco crescente atual em mais pesquisa e desenvolvimento de tecnologias para otimizar a produção de hidrogênio verde e reduzir os custos de produção, já que essa fonte de energia é agora amplamente vista como uma panaceia para reduzir substancialmente as emissões de carbono e reverter os efeitos adversos das mudanças climáticas [259 , 260].

Este resultado está alinhado com as metas globais de descarbonização e sugere que o investimento e a I&D devem favorecer cada vez mais o hidrogênio verde para garantir a sustentabilidade a longo prazo [261]. As projeções na Figura 19 para o hidrogênio azul e verde (individualmente) ficam ligeiramente abaixo das metas especificadas pelo Sexto Orçamento de Carbono do Comité de Alterações Climáticas (CCC) do Reino Unido [262], que recomendou um 'Caminho Equilibrado para o Zero Líquido' de 10 milhões de toneladas para atingir o zero líquido até 2050.

Embora nem o hidrogênio verde nem o azul alcancem essa meta, a combinação de ambos superará a do plano "Caminho Equilibrado para Emissões Líquidas Zero". É provável que isso ocorra em todo o mundo. Consequentemente, os compromissos e investimentos devem ser intensificados para atingir as diversas metas globais de emissões líquidas zero.

5. Conclusões

O hidrogênio é cada vez mais reconhecido como um pilar dos futuros sistemas energéticos, oferecendo um vetor energético versátil e livre de carbono.

Que pode impulsionar a descarbonização profunda em geração de energia, indústria, transporte e armazenamento de energia. Esta revisão apresenta uma avaliação crítica do hidrogênio azul e do hidrogênio verde como as duas vias de baixo carbono mais viáveis.

A análise começou destacando as propriedades únicas do hidrogênio que o tornam promissor e tecnicamente desafiador, particularmente em relação ao seu armazenamento, transporte e segurança. Essas características intrínsecas ressaltam a importância do desenvolvimento de métodos de produção eficientes e infraestrutura robusta para desbloquear todo o potencial do hidrogênio.

O hidrogênio azul, derivado principalmente do gás natural via reforma a vapor de metano (SMR) ou gaseificação de carvão e biomassa integrada com captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS), oferece atualmente a opção de baixo carbono mais escalável e economicamente viável.

Sua eficácia climática, no entanto, depende fortemente de altas taxas de captura e do controle rigoroso do vazamento de metano ao longo da cadeia de suprimento de gás natural. Sem tais medidas, corremos o risco de comprometer o papel do hidrogênio azul como ferramenta de descarbonização. Em contrapartida, o hidrogênio verde, produzido por eletrólise da água alimentada por energia renovável ou por rotas avançadas como a conversão termoquímica, fotoquímica e fotoeletroquímica, emergiu como a solução mais sustentável a longo prazo. Embora ainda limitado por altos custos de capital, baixa eficiência dos eletrolisadores e restrições de infraestrutura, o rápido progresso tecnológico e a queda dos preços da energia renovável estão reduzindo gradualmente a diferença de competitividade.

Avaliações comparativas do ciclo de vida mostram que o hidrogênio verde tem uma pegada de carbono substancialmente menor, variando de 0,67 kgCO₂ - eq/kgH₂ a 1,74 kgCO₂ - eq /kgH₂ , em comparação com o hidrogênio azul, que varia de 1,21 kgCO₂ - eq/kgH₂ a 4,56 kgCO₂ - eq /kgH₂ , reforçando seu alinhamento com as metas climáticas de emissões líquidas zero. A análise da produção global revela que, embora a capacidade total de hidrogênio de baixa emissão permaneça abaixo de 1% da produção total, seu crescimento está se acelerando, com regiões como a Europa, a China e a América do Norte avançando com projetos de hidrogênio azul e verde. As tendências atuais de produção mostram o hidrogênio azul liderando em termos de implantação, enquanto o hidrogênio verde está atrasado devido a obstáculos financeiros e tecnológicos. No entanto, estratégias regionais, particularmente em áreas ricas em energias renováveis, como a América Latina e o Oriente Médio, indicam um forte potencial para polos de exportação de hidrogênio verde até 2040.

As projeções futuras destacam que ambas as vias serão indispensáveis no curto e médio prazo, com o hidrogênio azul servindo como uma tecnologia de transição para permitir reduções iniciais de emissões enquanto o hidrogênio verde se expande. As projeções de custos a longo prazo sugerem um ponto de inflexão por volta de meados do século, quando o hidrogênio verde poderá se tornar competitivo em termos de custo ou até mais barato que o hidrogênio azul, devido à queda nos custos dos eletrolisadores, à maior eficiência e à ampla integração de energias renováveis. A previsão LSTM desenvolvida neste estudo reforça ainda mais essa trajetória, prevendo que a produção global de hidrogênio verde ultrapassará a de hidrogênio azul por volta de 2042, marcando uma mudança crítica nas preferências tecnológicas do hidrogênio.

É importante ressaltar que o modelo está alinhado com perspectivas energéticas mais amplas, enfatizando que nenhuma das vias isoladamente pode atingir as metas de emissões líquidas zero; em vez disso, suas contribuições combinadas, apoiadas por políticas e estruturas de investimento robustas, serão necessárias. O papel do hidrogênio na transição energética não se resume a escolher entre hidrogênio azul e verde, mas sim a implantar estrategicamente ambos de forma complementar. O hidrogênio azul, se rigorosamente regulamentado e combinado com CCUS de alto desempenho, pode proporcionar benefícios imediatos de descarbonização e aproveitar a infraestrutura existente. O hidrogênio verde, por outro lado, representa o caminho definitivo para a neutralidade climática e a segurança energética, com potencial para transformar setores de difícil descarbonização, como o siderúrgico, o cimenteiro e o de transporte de longa distância. A ação internacional coordenada por meio de políticas, investimentos em pesquisa e desenvolvimento, provisão de infraestrutura e padronização da contabilização de carbono será crucial para ampliar a produção de hidrogênio, reduzir custos e garantir a integridade ambiental. Ao conciliar a praticidade a curto prazo com a sustentabilidade a longo prazo, o hidrogênio azul e o hidrogênio verde, juntos, podem formar a espinha dorsal de uma economia global resiliente e de baixo carbono.

Contribuições dos autores

Conceitualização: AMA, MA e BOO; metodologia: AMA, MA e BOO; análise formal: MA e BOO; curadoria de dados: MA e BOO; redação – preparação do rascunho original: MA e BOO; redação – revisão e edição: MA, AMA, BOO, AE e IMA; visualização: BOO; supervisão: AMA e BOO. Todos os autores leram e aprovaram a versão final do manuscrito.

Financiamento

Esta pesquisa não recebeu financiamento externo.

Declaração de Disponibilidade de Dados

Os dados estão contidos no artigo.

Conflitos de interesse

Os autores declaram não haver conflitos de interesse.

Referências

Zhang, J. Desafio do acesso à energia e o papel dos combustíveis fósseis no atendimento da demanda de eletricidade: promovendo a capacidade de energia renovável para o desenvolvimento sustentável. *Geosci. Front.* 2024 , 15 , 101873. [[Google Scholar](#)] [[CrossRef](#)]

Kabir, M.; Habiba, UE; Khan, W.; Shah, A.; Rahim, S.; De los Rios-Escalante, PR; Farooqi, ZUR; Ali, L. Mudanças climáticas devido ao aumento da concentração de dióxido de carbono e seus impactos no meio ambiente no século XXI: uma mini revisão. *J. King Saud Univ. Sci.* 2023 , 35 , 102693. [[Google Scholar](#)] [[CrossRef](#)]

Kabir, M.; Habiba, U.; Iqbal, MZ; Shafiq, M.; Farooqi, ZR; Shah, A.; Khan, W. Impactos das atividades antropogênicas e das mudanças climáticas resultantes do aumento da concentração de dióxido de carbono no meio ambiente no século XXI: uma revisão crítica. *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.* 2023 , 1194 , 012010. [[Google Scholar](#)] [[CrossRef](#)]

Höhne, N.; Giden, MJ; den Elzen, M.; Hans, F.; Fyson, C.; Geiges, A.; Jeffery, ML; Gonzales-Zuñiga, S.; Mooldijk, S.; Lebre, W.; e outros. Onda de metas de emissões líquidas zero abre janela para o cumprimento do Acordo de Paris. *Nat. Clim. Altere* 2021 , 11 , 820–822. [[Google Scholar](#)] [[CrossRef](#)]

Muchiri, MK; Erdei-Gally, S.; Fekete-Farkas, M.; Lakner, Z. Análise bibliométrica de finanças verdes e mudanças climáticas na era pós-Acordo de Paris. *J. Risk Financ. Manag.* 2022 , 15 , 561. [[Google Scholar](#)] [[CrossRef](#)]

King, LC; van den Bergh, JCJM Potencial vazamento de carbono sob o Acordo de Paris. *Mudanças Climáticas* 2021 , 165 , 52. [Google Scholar] [CrossRef]

Hassan, Q.; Algburi, S.; Sameen, AZ; Jaszczur, M.; Salman, HM. Hidrogênio como vetor energético: propriedades, métodos de armazenamento, desafios e implicações futuras. *Environ. Syst. Decis.* 2024 , 44 , 327–350. [Google Scholar] [CrossRef]

Zhang, L.; Jia, C.; Bai, F.; Wang, W.; An, S.; Zhao, K.; Li, Z.; Li, J.; Sun, H. Uma revisão abrangente do promissor vetor de energia limpa: Tecnologias de produção, transporte, armazenamento e utilização de hidrogênio (HPTSU). *Fuel* 2024 , 355 , 129455. [Google Scholar] [CrossRef]

Geopolítica da Transformação Energética: O Fator Hidrogênio ; Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA): Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos, 2022; p. 117.

Yu, M.; Wang, K.; Vredenburg, H. Insights into Low-Carbon Hydrogen Production Methods: Green, Blue and Aqua Hydrogen. *Int. J. Hydrogen Energy* 2021 , 46 , 21261–21273. [Google Scholar] [CrossRef]

Rosenow, J.; Lowes, R. O hidrogênio azul nos prenderá aos combustíveis fósseis para sempre? *One Earth* 2021 , 4 , 1527–1529. [Google Scholar] [CrossRef]

Cloete, S.; Arnaiz del Pozo, C.; Jiménez Álvaro, Á. Projeto de Processo Amigável ao Sistema: Otimizando a Produção de Hidrogênio Azul para Futuros Sistemas de Energia. *Energy* 2022 , 259 , 124954. [Google Scholar] [CrossRef]

Hassan, Q.; Sameen, AZ; Salman, HM; Jaszczur, M. Produção de hidrogênio verde em larga escala via eletrólise alcalina da água usando energia solar e eólica. *Int. J. Hydrogen Energy* 2023 , 48 , 34299–34315. [Google Scholar] [CrossRef]

Hassan, NS; Jalil, AA; Rajendran, S.; Khusnun, NF; Bahari, MB; Johari, A.; Kamaruddin, MJ; Ismail, M. Revisão e avaliação recentes da produção de hidrogênio verde via eletrólise da água para uma sociedade de energia sustentável e limpa. *Int. J. Hydrogen Energy* 2024 , 52 , 420–441. [Google Scholar] [CrossRef]

Shin, H.; Jang, D.; Lee, S.; Cho, HS; Kim, KH; Kang, S. Avaliação técnico-econômica da produção de hidrogênio verde com tecnologias de eletrólise da água em baixa temperatura acopladas diretamente a

fontes de energia renováveis. *Energy Convers. Manag.* 2023 , 286 , 117083. [Google Scholar] [CrossRef]

Arcos, JMM; Santos, DMF O espectro de cores do hidrogênio: análise técnico-econômica das tecnologias disponíveis para a produção de hidrogênio. *Gases* 2023 , 3 , 25–46. [Google Scholar] [CrossRef]

Hordeski, MF. *Combustíveis Alternativos: O Futuro do Hidrogênio* , 3ª ed.; Taylor & Francis Group: Oxford, Reino Unido, 2020. [Google Scholar] [CrossRef]

Zohuri, B. *Energia de hidrogênio: desafios e soluções para um futuro mais limpo* ; Springer International Publishing AG: Cham, Suíça, 2018; pp. 1–283. [Google Scholar] [CrossRef]

Hoffmann, P. *O Combustível Eterno: A História do Hidrogênio* ; Westview Press: Boulder, CO, EUA, 2019; pp. 1–271. [Google Scholar] [CrossRef]

Nouni, MR; Manna, J. Hidrogênio Verde: Uma Introdução. Em *Desafios e Oportunidades na Produção de Hidrogênio Verde. Energia, Meio Ambiente e Sustentabilidade* ; Parte F2879; Springer: Singapura, 2024; pp. 9–38. [Google Scholar] [CrossRef]

Bin Navaid, H.; Emadi, H.; Watson, M. Uma revisão abrangente da literatura sobre os desafios associados ao armazenamento subterrâneo de hidrogênio. *Int. J. Hydrogen Energy* 2023 , 48 , 10603–10635. [Google Scholar] [CrossRef]

Ince, M.; Ince, OK *Poluição por hidrocarbonetos e seu efeito no meio ambiente* ; IntechOpen: Londres, Reino Unido, 2019. [Google Scholar]

Panigrahi, PK; Chandu, B.; Motapothula, MR; Puvvada, N. Benefícios potenciais, desafios e perspectivas de vários métodos e materiais usados para armazenamento de hidrogênio. *Energy Fuels* 2024 , 38 , 2630–2653. [Google Scholar] [CrossRef]

Lin, ZJ; Mahammed, SAR; Liu, TF; Cao, R. Estruturas orgânicas multifuncionais porosas com ligações de hidrogênio: estado atual e perspectivas futuras. *ACS Cent. Sci.* 2022 , 8 , 1589–1608. [Google Scholar] [CrossRef] [PubMed]

Peng, S. Armazenamento e aplicação de energia de hidrogênio. Em Produção eletroquímica de hidrogênio a partir da eletrólise da água ; Springer: Singapura, 2023; pp. 203–235. [Google Scholar] [CrossRef]

Mudanças Climáticas: Ciência e Soluções Hidrogênio e Amônia 1 Mudanças Climáticas: Ciência e Soluções|Resumo 4. Disponível online: <https://pdf4pro.com/view/climate-change-science-and-solutions-briefing-4-663daa.html> (acessado em 5 de novembro de 2025).

Orlova, S.; Mezeckis, N.; Vasudev, VPK Compressão de gás hidrogênio para armazenamento de energia: uma revisão. Latv. J. Phys. Tech. Sci. 2023 , 60 , 4–16. [Google Scholar] [CrossRef]

Sakoda, N.; Shindo, K.; Shinzato, K.; Kohno, M.; Takata, Y.; Fujii, M. Revisão das propriedades termodinâmicas do hidrogênio com base nas equações de estado existentes. Int. J. Thermophys. 2010 , 31 , 276–296. [Google Scholar] [CrossRef]

Hoschke, J.; Chowdhury, MFW; Venezuela, J.; Atrens, A. Uma revisão da fragilização por hidrogênio em aços para gasodutos. Corros. Rev. 2023 , 41 , 277–317. [Google Scholar] [CrossRef]

Li, H.; Cao, X.; Liu, Y.; Shao, Y.; Nan, Z.; Teng, L.; Peng, W.; Bian, J. Segurança do armazenamento e transporte de hidrogênio: uma visão geral sobre mecanismos, técnicas e desafios. Energy Rep. 2022 , 8 , 6258–6269. [Google Scholar] [CrossRef]

Gasodutos de Hidrogênio | Departamento de Energia. Disponível online: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-pipelines> (acessado em 19 de agosto de 2025).

Ausfelder, F.; Beilmann, C.; Bertau, M.; Bräuninger, S.; Heinzl, A.; Hoer, R.; Koch, W.; Mahlendorf, F.; Metzelthin, A.; Peuckert, M.; e outros. Armazenamento de energia como parte de um fornecimento seguro de energia. 2017 , 4 , 144–210 . [Google Scholar] [CrossRef]

Chatterjee, S.; Parsapur, RK; Huang, KW Limitações da amônia como vetor energético de hidrogênio para o setor de transportes. ACS Energy Lett. 2021 , 6 , 4390–4394. [Google Scholar] [CrossRef]

Di Martino, RMC; Maxwell, BD; Pirali, T. Deutério na descoberta de fármacos: progressos, oportunidades e desafios. Nat. Rev. Drug Discov. 2023 , 22 , 562–584. [Google Scholar] [CrossRef] [PubMed]

Incer-Valverde, J.; Korayem, A.; Tsatsaronis, G.; Morosuk, T. “Cores” do Hidrogênio: Definições e Intensidade de Carbono. *Energy Convers. Manag.* 2023 , 291 , 117294. [Google Scholar] [CrossRef]

El-Adawy, M.; Dalha, IB; Ismael, MA; Al-Absi, ZA; Nemitallah, MA. Revisão de processos de energia de hidrogênio sustentável: produção, armazenamento, transporte e classificações por código de cores. *Energy Fuels* 2024 , 38 , 22686–22718. [Google Scholar] [CrossRef]

Franco, A.; Giovannini, C. Avanços recentes e futuros na eletrólise da água para geração de hidrogênio verde: análise crítica e perspectivas. *Sustainability* 2023 , 15 , 16917. [Google Scholar] [CrossRef]

Hasan, MM; Rasul, MG; Jahirul, MI; Sattar, MA; Hassan, NMS Horizontes do Hidrogênio: Navegando Desafios e Oportunidades para um Futuro Energético Sustentável. In *Anais da Conferência Internacional de Tecnologia e Engenharia Sustentáveis de 2023 (i-COSTE)*, Nadi, Fiji, 4–6 de dezembro de 2023. [Google Scholar] [CrossRef]

Lubbé, F.; Rongé, J.; Bossérez, T.; Martens, JA Hidrogênio Dourado. *Curr. Opinião. Sustentação Verde. Química.* 2023 , 39 , 100732. [Google Scholar] [CrossRef]

Ingale, GU; Kwon, HM; Jeong, S.; Park, D.; Kim, W.; Bang, B.; Lim, Y., II; Kim, SW; Kang, YB; Mun, J.; et al. Avaliação das emissões de gases de efeito estufa dos processos de produção de hidrogênio: Hidrogênio Turquoise vs. Reforma a vapor do metano. *Energies* 2022 , 15 , 8679. [Google Scholar] [CrossRef]

Boretti, DA. Avanços na produção sustentável de hidrogênio turquesa via pirólise de metano em metais fundidos. *Clean. Chem. Eng.* 2025 , 11 , 100139. [Google Scholar] [CrossRef]

Espectro de Cores do Hidrogênio | National Grid. Disponível online: <https://www.nationalgrid.com/stories/energy-explained/hydrogen-colour-spectrum> (acessado em 5 de novembro de 2025).

Joseph, V.; Oghenegare, E. Artigo nº JENRR.99222 Artigo de revisão Joseph e Oghenegare. *J. Energy Res. Rev.* 2023 , 13 , 64–79. [Google Scholar] [CrossRef]

AlHumaidan, FS; Absi Halabi, M.; Rana, MS; Vinoba, M. Hidrogênio Azul: Estado Atual e Tecnologias Futuras. *Energy Convers. Manag.* 2023 , 283 , 116840. [Google Scholar] [CrossRef]

Massarweh, O.; Al-khuzaei, M.; Al-Shafi, M.; Bicer, Y.; Abushaikh, AS. Produção de hidrogênio azul a partir de reservatórios de gás natural: uma revisão de aplicação e viabilidade. J. CO2 Util. 2023 , 70 , 102438. [Google Scholar] [CrossRef]

Sovacool, BK; Del Rio, DF; Herman, K.; Iskandarova, M.; Uratani, JM; Griffiths, S. Reconfigurando a indústria europeia para emissões líquidas zero: uma revisão qualitativa dos benefícios e desafios de implementação da captura, utilização e armazenamento de hidrogênio e carbono. Energy Environ. Sci. 2024 , 17 , 3523–3569. [Google Scholar] [CrossRef]

Noussan, M.; Raimondi, PP; Scita, R.; Hafner, M. O papel do hidrogênio verde e azul na transição energética — uma perspectiva tecnológica e geopolítica. Sustentabilidade 2020 , 13 , 298. [Google Scholar] [CrossRef]

Página No Encontrada—CERTIFHY. Disponível online: https://www.certifhy.eu/images/media/files/CertifHy_2_deliverables/CertifHy_H2-criteria-definition_V1-1_2019-03-13_clean_endorsed.pdf (acessado em 20 de agosto de 2025).

Simões, SG; Catarino, J.; Picado, A.; Lopes, TF; di Berardino, S.; Amorim, F.; Gírio, F.; Rangel, CM; Ponce de Leão, T. Disponibilidade de água e soluções de uso de água para eletrólise na produção de hidrogênio. J. Clean. Prod. 2021 , 315 , 128124. [Google Scholar] [CrossRef]

Verma, A.; Kumar, A. Avaliação do ciclo de vida da produção de hidrogênio a partir da gaseificação subterrânea de carvão. Appl. Energy 2015 , 147 , 556–568. [Google Scholar] [CrossRef]

Al-Qahtani, A.; Parkinson, B.; Hellgardt, K.; Shah, N.; Guillen-Gosalbez, G. Revelando o verdadeiro custo das rotas de produção de hidrogênio usando a monetização do ciclo de vida. Appl. Energy 2021 , 281 , 115958. [Google Scholar] [CrossRef]

Rafique, N.; Khalil, FK; Ullah, IU; Abbas, MT; Safdar, M.; Aziz, U. Tecnologia de células de combustível de hidrogênio: um futuro sustentável para sistemas de energia mecânica. Spectr. Eng. Sci. 2025 , 3 , 214–224. [Google Scholar] [CrossRef]

Wismann, ST Reforma de metano a vapor aquecido eletricamente ; Universidade Técnica da Dinamarca: Lyngby, Dinamarca, 2019. [Google Scholar]

Wang, N.; Otor, HO; Rivera-Castro, G.; Hicks, JC. Catálise de plasma para produção de hidrogênio: um futuro promissor para a descarbonização. *ACS Catal.* 2024 , 14 , 6749–6798. [Google Scholar] [CrossRef]

Yusuf, BO; Umar, M.; Kotob, E.; Abdulhakam, A.; Taialla, OA; Awad, MM; Hussain, I.; Alhooshani, KR; Ganiyu, SA. Avanços recentes em catalisadores bimetálicos para reforma a vapor de metano na produção de hidrogênio: tendências atuais, desafios e perspectivas futuras. *Chem. An Asian J.* 2024 , 19 , e202300641. [Google Scholar] [CrossRef] [PubMed]

Navarro, RM; Guil, R.; Fierro, JLG. Introdução à Produção de Hidrogênio. In: *Compêndio de Energia de Hidrogênio* ; Woodhead Publishing: Londres, Reino Unido, 2015; pp. 21–61. [Google Scholar] [CrossRef]

Metais suportados em catálise (2ª edição) — Google Books. Disponível online: [https://books.google.co.uk/books?hl=en&lr=&id=Bk67CgAAQBAJ&oi=fnd&pg=PA301&dq=A+typical+nickel+\(Ni\)+catalyst+speeds+the+turnover+frequency+of+approximately+0.5s-1+at+723+K+under+industrial+conditions,+leading+to+CH4+conversion+of+about+10%25&ots=NYtV VjPi6b&sig=x0Xnv4UEm0BRlIHca7pi0RIjmpk&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false](https://books.google.co.uk/books?hl=en&lr=&id=Bk67CgAAQBAJ&oi=fnd&pg=PA301&dq=A+typical+nickel+(Ni)+catalyst+speeds+the+turnover+frequency+of+approximately+0.5s-1+at+723+K+under+industrial+conditions,+leading+to+CH4+conversion+of+about+10%25&ots=NYtV VjPi6b&sig=x0Xnv4UEm0BRlIHca7pi0RIjmpk&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false) (acessado em 20 de agosto de 2025).

Pashchenko, D. Limitação da difusão intrapartícula para a reforma do metano a vapor sobre um catalisador à base de Ni. *Fuel* 2023 , 353 , 129205. [Google Scholar] [CrossRef]

Deng, M.; Liu, J.; Zhang, X.; Li, J.; Fu, L. Análise de energia e parâmetros do sistema SOFC para produção de hidrogênio a partir da reforma a vapor do metano. *J. Therm. Sci.* 2022 , 31 , 2088–2110. [Google Scholar] [CrossRef]

Ma, J.; Jiang, B.; Gao, Y.; Yu, K.; Lv, Z.; Si-ma, W.; Yuan, D.; Tang, D. Um reator eletrificado compacto e de alta eficiência para produção de hidrogênio por reforma a vapor de metano. *Int. J. Hydrogen Energy* 2022 , 47 , 41421–41431. [Google Scholar] [CrossRef]

Didenko, LP; Babak, VN; Sementsova, LA; Dorofeeva, TV; Chizhov, PE; Gorbunov, SV. Conversão a vapor de etano e misturas de metano-etano em um reator de membrana com uma folha feita de uma liga de Pd-Ru. *Membr. Membr. Technol.* 2023 , 5 , 69-79. [Google Scholar] [CrossRef]

Gupta, A.; Kumar, R.; Sharma, JP; Ahmadi, MH; Najser, J.; Blazek, V.; Prokop, L. O papel do catalisador na produção de hidrogênio: uma revisão crítica. *J. Therm. Anal. Calorim.* 2024 , 149 , 14517–14534. [Google Scholar] [CrossRef]

Fowles, M.; Carlsson, M. Reforma a vapor de hidrocarbonetos para produção de gás de síntese. *Top. Catal.* 2021 , 64 , 856–875. [Google Scholar] [CrossRef]

Jeong, DW; Subramanian, V.; Shim, JO; Jang, WJ; Seo, YC; Roh, HS; Gu, JH; Lim, YT. Reação de deslocamento de gás de água em alta temperatura sobre catalisadores à base de óxido de Fe/Al/Cu usando gás de síntese derivado de resíduos simulado. *Catal. Lett.* 2013 , 143 , 438–444. [Google Scholar] [CrossRef]

Chakrabarti, D.; De Klerk, A.; Prasad, V.; Gnanamani, MK; Shafer, WD; Jacobs, G.; Sparks, DE; Davis, BH. Conversão de CO₂ sobre um catalisador Fischer-Tropsch à base de Co. *Ind. Eng. Chem. Res.* 2015 , 54 , 1189–1196. [Google Scholar] [CrossRef]

Krótki, A.; Bigda, J.; Spietz, T.; Ignasiak, K.; Matusiak, P.; Kowol, D. Avaliação do desempenho da adsorção por oscilação de pressão para separação de hidrogênio de gás de síntese e gás de síntese de deslocamento de água-gás. *Energies* 2025 , 18 , 1887. [Google Scholar] [CrossRef]

Kim, Y.; Yang, H. Pureza do hidrogênio: influência dos métodos de produção, técnicas de purificação e abordagens analíticas. *Energies* 2025 , 18 , 741. [Google Scholar] [CrossRef]

Mohd Yunus, S.; Yusup, S.; Johari, SS; Mohd Afandi, N.; Manap, A.; Mohamed, H. Rotas comparativas de produção de hidrogênio via reforma a vapor de metano e reforma por ciclo químico de gás natural como matéria-prima. *Hydrogen* 2024 , 5 , 761–775. [Google Scholar] [CrossRef]

Pangestu, MRG; Malaibari, Z.; Muhammad, A.; Al-Rowaili, FN; Zahid, U. Revisão abrangente sobre pirólise de metano para produção sustentável de hidrogênio. *Energy Fuels* 2024 , 38 , 13514–13538. [Google Scholar] [CrossRef]

Oh, T.; Lee, S. Otimização do processo de reforma a vapor de metano usando gás residual PSA. *Int. J. Hydrogen Energy* 2024 , 95 , 902–915. [Google Scholar] [CrossRef]

Bauer, C.; Treyer, K.; Antonini, C.; Bergerson, J.; Gazzani, M.; Gencer, E.; Gibbins, J.; Mazzotti, M.; McCoy, ST; McKenna, R.; et al. Sobre os impactos climáticos da produção de hidrogênio azul. *Sustain. Energy Fuels* 2021 , 6 , 66–75. [Google Scholar] [CrossRef]

Davids, D.; Grant, N.; Mittal, S.; Hawkes, A.; Oluleye, G. Impacto da taxa de vazamento de metano e da taxa de captura de carbono na sustentabilidade do hidrogênio azul usando o índice de aquecimento combinado. *Appl. Energy* 2025 , 394 , 125888. [Google Scholar] [CrossRef]

Wu, W.; Zhai, H.; Holubnyak, E. Evolução tecnológica da produção em larga escala de hidrogênio azul em direção ao projeto Earthshot de energia de hidrogênio dos EUA. *Nat. Commun.* 2024 , 15 , 5684. [Google Scholar] [CrossRef]

Novotny, V. O hidrogênio azul pode ser uma fonte de energia verde no período de descarbonização. *Int. J. Hydrogen Energy* 2023 , 48 , 7202–7218. [Google Scholar] [CrossRef]

Shirizadeh, B.; Villavicencio, M.; Douguet, S.; Trüby, J.; Bou Issa, C.; Seck, GS; D'herbemont, V.; Hache, E.; Malbec, LM; Sabathier, J.; et al. O impacto do vazamento de metano no papel do gás natural na transição energética europeia. *Nat. Commun.* 2023 , 14 , 5756. [Google Scholar] [CrossRef] [PubMed]

Fox, TA; Barchyn, TE; Risk, D.; Ravikumar, AP; Hugenholtz, CH. Uma revisão das tecnologias de curto alcance e de triagem para mitigar emissões fugitivas de metano na exploração e produção de petróleo e gás. *Environ. Res. Lett.* 2019 , 14 , 053002. [Google Scholar] [CrossRef]

Soluções de financiamento para reduzir a queima de gás natural e as emissões de metano — Gianni Lorenzato, Silvana Tordo, Berend van Den Berg, Huw Martyn Howells — Google Books. Disponível online:

[https://books.google.co.uk/books?hl=en&lr=&id=TU9uEAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=replacing+outdated+equipment+such+as+high-](https://books.google.co.uk/books?hl=en&lr=&id=TU9uEAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=replacing+outdated+equipment+such+as+high-bleed+pneumatic+controllers,+improving+pipeline+integrity+and+implementing+best+practices+in+natural+gas+production+sites+can+minimize+methane+leakage&ots=rixXngyumO&sig=f9Y38Ba3iiemeEM2Wr6TEKe3MJg&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false)

[bleed+pneumatic+controllers,+improving+pipeline+integrity+and+implementing+best+practices+in+natural+gas+production+sites+can+minimize+methane+leakage&ots=rixXngyumO&sig=f9Y38Ba3iiemeEM2Wr6TEKe3MJg&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false](https://books.google.co.uk/books?hl=en&lr=&id=TU9uEAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=replacing+outdated+equipment+such+as+high-bleed+pneumatic+controllers,+improving+pipeline+integrity+and+implementing+best+practices+in+natural+gas+production+sites+can+minimize+methane+leakage&ots=rixXngyumO&sig=f9Y38Ba3iiemeEM2Wr6TEKe3MJg&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false) (acessado em 27 de agosto de 2025).

Ruokonen, J.; Nieminen, H.; Dahiru, AR; Laari, A.; Koiranen, T.; Laaksonen, P.; Vuokila, A.; Huuhtanen, M. Modelagem e estimativa de custos para conversão de metanol verde em combustíveis líquidos renováveis para transporte por meio de oligomerização de olefinas. *Processos* 2021 , 9 , 1046. [Google Scholar] [CrossRef]

Olczak, M.; Piebalgs, A.; Balcombe, P. Uma revisão global das políticas de metano revela que apenas 13% das emissões são cobertas com eficácia incerta. *One Earth* 2023 , 6 , 519–535. [Google Scholar] [CrossRef]

Pettersen, J.; Steeneveldt, R.; Grainger, D.; Scott, T.; Holst, LM; Hamborg, ES. O hidrogênio azul deve ser produzido corretamente. *Energy Sci. Eng.* 2022 , 10 , 3220–3236. [Google Scholar] [CrossRef]

Sharma, G.; Dewangan, AK; Yadav, AK; Ahmad, A. Viabilidade de um sistema de geração de hidrogênio a partir de resíduos baseado em gaseificação/pirólise: uma revisão abrangente de estudos experimentais. *J. Therm. Anal. Calorim.* 2024 , 149 , 13629–13651. [Google Scholar] [CrossRef]

Wang, B.; Li, W.; Ma, C.; Yang, W.; Pudasainee, D.; Gupta, R.; Sun, L. Efeito sinérgico na cogaseificação de coque de petróleo e matérias-primas à base de carbono: uma revisão do estado da arte. *J. Energy Inst.* 2022 , 102 , 1–13. [Google Scholar] [CrossRef]

Rauch, R.; Kiros, Y.; Engvall, K.; Kantarelis, E.; Brito, P.; Nobre, C.; Santos, SM; Graefe, PA. Hidrogênio a partir da gaseificação de resíduos. *Hydrogen* 2024 , 5 , 70–101. [Google Scholar] [CrossRef]

Singh, A.; Shivapuji, AM; Dasappa, S. Produção de hidrogênio por meio de gaseificação de resíduos agrícolas e separação adsortiva. *Appl. Therm. Eng.* 2023 , 234 , 121247. [Google Scholar] [CrossRef]

Dada, TK; Sheehan, M.; Murugavelh, S.; Antunes, E. Uma revisão sobre pirólise catalítica para produção de bio-óleo de alta qualidade a partir de biomassa. *Biomass Convers. Biorefinery* 2021 , 13 , 2595–2614. [Google Scholar] [CrossRef]

Brar, JS; Singh, K.; Wang, J.; Kumar, S. Cogasificação de carvão e biomassa: uma revisão. *Int. J. For. Res.* 2012 , 2012 , 363058. [Google Scholar] [CrossRef]

Istiqamah, DA; Boedoyo, MS; Thamrin, S. Tecnologia de gaseificação de carvão para apoiar a transição energética: oportunidades e desafios. *Int. J. Humanit. Educ. Soc. Sci.* 2024 , 3 , 2007–2015. [Google Scholar] [CrossRef]

Smith, KH; Stanislawski, JJ; Swanson, ML; Siefert, NS. Gaseificação com co-combustão de biomassa e carvão com captura de carbono pré-combustão: impacto de matérias-primas mistas na absorção de CO₂ usando um solvente físico. *Int. J. Greenh. Gas Control* 2025 , 141 , 104300. [Google Scholar] [CrossRef]

Emery Energy Company, LLC. Resumo Executivo: Testes Operacionais Prolongados do Gasificador Híbrido da Emery para Acelerar a Adoção Comercial. 2012. Disponível online: https://www.uwyo.edu/ser/_files/docs/cleancoal/executive-summary-reports/2009/final-executive-summary-phillips-2009.pdf (acessado em 20 de agosto de 2025).

Romero, M.; German, B.; Rivadeneira, D.; Chulde, D.; Chico-Proano, A.; Narvaez, RA; Martinez-Gomez, J. Avaliação da produção de gás de pirólise em escala piloto como combustível para cogeração. Chem. Eng. Trans. 2022 , 92 , 211–216. [Google Scholar] [CrossRef]

Estado, RN; Volceanov, A.; Muley, P.; Boldor, D. Uma revisão dos catalisadores usados na pirólise e gaseificação assistidas por micro-ondas. Bioresour. Technol. 2019 , 277 , 179–194. [Google Scholar] [CrossRef]

Miroshnichenko, D.; Korchak, B.; Ungureanu, N.; Vlăduț, N.-V.; Tefan, B.; Ionescu, M.; Gheorghită, N.-E. Gaseificação de Resíduos Sólidos Urbanos: Tecnologias, Parâmetros de Processo e Valorização Sustentável de Subprodutos numa Economia Circular. Sustentabilidade 2025 , 17 , 6704. [Google Scholar] [CrossRef]

Frolov, SM. Gaseificação de resíduos orgânicos: uma revisão seletiva. Fuels 2021 , 2 , 556–650. [Google Scholar] [CrossRef]

Kun, UH; Ksepko, E. Avanços na gestão de resíduos sólidos urbanos por meio da tecnologia de gaseificação. Process 2025 , 13 , 2000. [Google Scholar] [CrossRef]

Kelley, MA; Jakulewicz, MS; Dreyer, CB; Parker, TE; Porter, JM. Visão geral e caracterização de um gasificador de alta temperatura, alta pressão e fluxo arrastado em escala laboratorial. Rev. Sci. Instrum. 2015 , 86 , 55106. [Google Scholar] [CrossRef] [PubMed]

Dossow, M.; Klüh, D.; Umeki, K.; Gaderer, M.; Spliethoff, H.; Fendt, S. Eletrificação de processos de conversão de biomassa em X baseados em gaseificação — uma revisão crítica e avaliação aprofundada. Energy Environ. Sci. 2024 , 17 , 925–973. [Google Scholar] [CrossRef]

Zisopoulos, G.; Detsios, N.; Atsonios, K.; Nikolopoulos, N.; Grammelis, P. Análise de Processo e Considerações de Projeto de uma Planta de Síntese de Metanol de Baixo Carbono a partir da Gaseificação de Lignito/Resíduos. Fuels 2022 , 3 , 245–274. [Google Scholar] [CrossRef]

Baraj, E.; Ciahotný, K.; Hlinčík, T. A reação de deslocamento do gás de água: catalisadores e mecanismo de reação. *Fuel* 2021 , 288 , 119817. [Google Scholar] [CrossRef]

Cui, X.; Su, HY; Chen, R.; Yu, L.; Dong, J.; Ma, C.; Wang, S.; Li, J.; Yang, F.; Xiao, J.; et al. Reação eletroquímica de deslocamento de água-gás à temperatura ambiente para produção de hidrogênio de alta pureza. *Nat. Commun.* 2019 , 10 , 86. [Google Scholar] [CrossRef]

Boruah, A.; Phukan, A.; Singh, S. Utilização de carvão para geração de hidrogênio. *Int. J. Coal Prep. Util.* 2024 , 45 , 1412–1433. [Google Scholar] [CrossRef]

Oviroh, PO; Oyinbo, ST; Karimzadeh, S.; Imoisili, PE; Jen, T.-C. Tecnologias de geração e purificação de hidrogênio. *Emerg. At. Layer Depos. Hydrog. Energy* 2025 , 348 , 27–76. [Google Scholar] [CrossRef]

Porshnov, D. Evolução da pirólise e gaseificação como ferramentas de conversão de resíduos em energia para uma economia de baixo carbono. *Wiley Interdiscip. Rev. Energy Environ.* 2022 , 11 , e421. [Google Scholar] [CrossRef]

Mishra, A.; Gautam, S.; Sharma, T. Efeito dos parâmetros operacionais na gaseificação do carvão. *Int. J. Coal Sci. Technol.* 2018 , 5 , 113–125. [Google Scholar] [CrossRef]

Wu, Y.; Wang, H.; Li, H.; Han, X.; Zhang, M.; Sun, Y.; Fan, X.; Tu, R.; Zeng, Y.; Xu, CC; et al. Aplicações de catalisadores na conversão termoquímica de biomassa (pirólise, liquefação hidrotérmica e gaseificação): uma revisão crítica. *Renew. Energy* 2022 , 196 , 462–481. [Google Scholar] [CrossRef]

Bashir, MA; Ji, T.; Weidman, J.; Soong, Y.; Gray, M.; Shi, F.; Wang, P. Gaseificação de resíduos plásticos para produção de hidrogênio de baixo carbono: uma revisão abrangente. *Energy Adv.* 2025 , 4 , 330–363. [Google Scholar] [CrossRef]

Jayanarasimhan, A.; Pathak, RM; Shivapuji, AM; Rao, L. Formação de alcatrão em sistemas de gaseificação: uma revisão holística de abordagens de remediação e métodos de remoção. *ACS Omega* 2024 , 9 , 2060–2079. [Google Scholar] [CrossRef]

Lysne, A.; Saxrud, I.; Snidaro, RLG; Blekkan, EA. Catalisadores Ni-Co/Mg(Al)O promovidos por metais nobres (Pt, Pd e Rh) para reforma a vapor de impurezas de alcatrão da gaseificação de biomassa. *J. Catal.* 2024 , 436 , 115567. [Google Scholar] [CrossRef]

Xu, M.-X.; Liu, Z.-S.; Zhang, X.-Y.; Di, J.-Y.; Meng, X.-X.; Zhao, L.; Lu, Q. Reforma a vapor do alcatrão da gaseificação de biomassa sobre catalisador à base de Ni suportado por compósito de TiO_2 - SiO_2 . Fuel 2023 , 343 , 127934. [Google Scholar] [CrossRef]

Naikoo, GA; Arshad, F.; Hassan, IU; Tabook, MA; Pedram, MZ; Mustaqeem, M.; Tabassum, H.; Ahmed, W.; Rezakazemi, M. Produção termocatalítica de hidrogênio por meio da decomposição de metano - Uma revisão. Front. Chem. 2021 , 9 , 736801. [Google Scholar] [CrossRef]

Panigrahy, B.; Narayan, K.; Ramachandra Rao, B. Produção de hidrogênio verde por eletrólise da água: uma perspectiva de energia renovável. Mater. Today Proc. 2022 , 67 , 1310–1314. [Google Scholar] [CrossRef]

Hassan, Q.; Tabar, VS; Sameen, AZ; Salman, HM; Jaszczur, M. Uma revisão da produção de hidrogênio verde baseada em energia solar; técnicas e métodos. Energy Harvest. Syst. 2024 , 11 , 20220134. [Google Scholar] [CrossRef]

Noor Azam, AMI; Li, NK; Zulkefli, NN; Masdar, MS; Majlan, EH; Baharuddin, NA; Mohd Zainoodin, A.; Mohamad Yunus, R.; Shamsul, NS; Husaini, T.; et al. Estudo paramétrico e eletrocatalisador do desempenho da eletrólise da membrana de eletrólito polimérico (PEM). Polymers 2023 , 15 , 560. [Google Scholar] [CrossRef] [PubMed]

Yuan, XZ; Shaigan, N.; Song, C.; Aujla, M.; Neburchilov, V.; Kwan, JTH; Wilkinson, DP; Bazylak, A.; Fatih, K. A camada de transporte porosa na eletrólise da água por membrana de troca de prótons: perspectivas sobre um componente complexo. Sustain. Energy Fuels 2022 , 6 , 1824–1853. [Google Scholar] [CrossRef]

Wang, Y.; Pang, Y.; Xu, H.; Martinez, A.; Chen, KS. Tecnologias de células a combustível PEM e células de eletrólise e desenvolvimento de infraestrutura de hidrogênio — uma revisão. Energy Environ. Sci. 2022 , 15 , 2288–2328. [Google Scholar] [CrossRef]

Ahmed, KW; Jang, MJ; Park, MG; Chen, Z.; Fowler, M. Efeito dos componentes e das condições de operação no desempenho de eletrolisadores PEM: uma revisão. Electrochem 2022 , 3 , 581–612. [Google Scholar] [CrossRef]

Liao, Y.; Deng, G.; Ding, L.; Wang, H. Uma membrana composta fina e flexível com baixa resistência de área e alta pressão de ponto de bolha para eletrólise alcalina avançada da água. J. Memb. Sci. 2024 , 689 , 122182. [Google Scholar] [CrossRef]

Tüysüz, H. Eletrólise alcalina da água para produção de hidrogênio verde. *Acc. Chem. Res.* 2023 , 57 , 558–567. [Google Scholar] [CrossRef]

Sher, F.; Ziani, I.; Al-Shara, NK; Chupin, A.; Horo, N.; Wang, B.; Rahman, S.; Fareed, B.; Nemțanu, MR. Análises críticas da eletrólise de hidróxido fundido eutético para a produção sustentável de hidrogênio verde. *Sustain. Energy Fuels* 2024 , 8 , 4429–4452. [Google Scholar] [CrossRef]

Cavaliere, P. Eletrólise da água com eletrólito líquido alcalino. Em *Eletrólise da água para produção de hidrogênio* ; Springer: Cham, Suíça, 2023; pp. 203–232. [Google Scholar] [CrossRef]

Tello, A.; Cataño, FA; Arunachalam, A.; Oyarzún, D.; Henriquez, R.; Valdivia, P.; Ramalinga Viswanathan, M.; Gómez, H. Produção de hidrogênio verde por eletrólise alcalina da água assistida por energia fotovoltaica: uma revisão sobre a conceitualização e os avanços. *Int. J. Hydrogen Energy* 2025 , 107 , 378–395. [Google Scholar] [CrossRef]

Lopes, FDC; Watanabe, EH. Desenvolvimento experimental e teórico de um modelo de eletrolisador PEM aplicado a sistemas de armazenamento de energia. In *Anais do Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência de 2009*, Bonito, Mato Grosso do Sul, Brasil, 27 de setembro a 1 de outubro de 2009; pp. 775–782. [Google Scholar] [CrossRef]

Li, Y.; Feng, A.; Dai, L.; Xi, B.; An, X.; Xiong, S.; An, C. Progresso no projeto de eletrocatalisadores para produção de hidrogênio de alta corrente por meio do ajuste de fatores termodinâmicos e cinéticos. *Adv. Funct. Mater.* 2024 , 34 , 2316296. [Google Scholar] [CrossRef]

Bashkatov, A.; Park, S.; Demirkir, Ç.; Wood, JA; Koper, MTM; Lohse, D.; Krug, D. Aprimoramento do desempenho da evolução eletrocatalítica de hidrogênio por meio da dinâmica de bolhas induzida por coalescência. *J. Am. Chem. Soc.* 2024 , 146 , 10177–10186. [Google Scholar] [CrossRef]

Sangtam, BT; Park, H. Revisão sobre a dinâmica de bolhas na eletrólise da água por membrana de troca de prótons: em direção ao rendimento ideal de hidrogênio verde. *Micromachines* 2023 , 14 , 2234. [Google Scholar] [CrossRef]

Riaz, MA; Trogadas, P.; Aymé-Perrot, D.; Sachs, C.; Dubouis, N.; Girault, H.; Coppens, MO. Tecnologias de eletrólise da água: a importância de novos projetos de células e modelagem fundamental para orientar o desenvolvimento em escala industrial. *Energy Environ. Sci.* 2025 , 18 , 5190–5214. [Google Scholar] [CrossRef]

Le, TT; Sharma, P.; Bora, BJ; Tran, VD; Truong, TH; Le, HC; Nguyen, PQP. Alimentando o futuro: uma revisão abrangente dos sistemas de energia de hidrogênio e seus desafios. *Int. J. Hydrogen Energy* 2024 , 54 , 791–816. [Google Scholar] [CrossRef]

Chatenet, M.; Pollet, BG; Dekel, DR; Dionigi, F.; Deseure, J.; Millet, P.; Braatz, RD; Bazant, MZ; Eikerling, M.; Staffell, I.; et al. Eletrolise da água: do conhecimento teórico às mais recentes estratégias científicas e desenvolvimentos industriais. *Chem. Soc. Rev.* 2022 , 51 , 4583–4762. [Google Scholar] [CrossRef]

Henkensmeier, D.; Cho, WC; Jannasch, P.; Stojadinovic, J.; Li, Q.; Aili, D.; Jensen, JO. Separadores e membranas para eletrolise alcalina avançada da água. *Chem. Rev.* 2024 , 124 , 6393–6443. [Google Scholar] [CrossRef] [PubMed]

Krishnan, S.; Koning, V.; Theodorus de Groot, M.; de Groot, A.; Mendoza, PG; Junginger, M.; Kramer, GJ. Custo atual e futuro de pilhas de eletrolisadores alcalinos e PEM. *Int. J. Hydrogen Energy* 2023 , 48 , 32313–32330. [Google Scholar] [CrossRef]

Paulec, T.; Tvarožek, J.; Resutík, P.; Špánik, P.; Praženica, M. Revisão da Resposta Dinâmica do Eletrolisador de Água. *Eletr. Eng.* 2025 , 107 , 10499–10506. [Google Scholar] [CrossRef]

Ahmad Kamaroddin, MF; Sabli, N.; Tuan Abdullah, TA; Siajam, SI; Abdullah, LC; Abdul Jalil, A.; Ahmad, A. Eletrolise Baseada em Membrana para Produção de Hidrogênio: Uma Revisão. *Membranas* 2021 , 11 , 810. [Google Scholar] [CrossRef] [PubMed]

Nagao, Y. Polímeros condutores de prótons: chave para células de combustível, eletrolisadores, baterias, atuadores e sensores de próxima geração. *ChemElectroChem* 2024 , 11 , e202300846. [Google Scholar] [CrossRef]

Safronova, EY; Lysova, AA; Voropaeva, DY; Yaroslavtsev, AB. Abordagens para a modificação de membranas de ácido perfluorossulfônico. *Membranes* 2023 , 13 , 721. [Google Scholar] [CrossRef]

Alam Rimon, ST; Mourshed, M.; Kibria, MG. Células a combustível de membrana de troca de prótons: avanços no desenvolvimento de materiais, otimização de desempenho e perspectivas futuras. *Energy Convers. Manag.* 2025 , 27 , 101102. [Google Scholar] [CrossRef]

Hancke, R.; Bujlo, P.; Holm, T.; Ulleberg, Ø. Desempenho de eletrolisador de água PEM de alta pressão até 180 bar de pressão diferencial. *J. Power Sources* 2024 , 601 , 234271. [Google Scholar] [CrossRef]

Wang, H.; Yang, L. Análise de membranas de troca de prótons para células a combustível com base na teoria estatística e mineração de dados. *iScience* 2024 , 27 , 109360. [Google Scholar] [CrossRef]

Hou, X.; Jiang, Y.; Wei, K.; Jiang, C.; Jen, TC; Yao, Y.; Liu, X.; Ma, J.; Irvine, JTS. Produção de gás de síntese a partir de CO₂ e H₂O via células eletrolíticas de óxido sólido: fundamentos, materiais, degradação, condições operacionais e aplicações. *Chem. Rev.* 2024 , 124 , 5119–5166. [Google Scholar] [CrossRef]

Matkin, DE; Starostina, IA; Hanif, MB; Medvedev, DA. Revisitando a condutividade iônica de eletrólitos de óxido sólido: uma revisão técnica. *J. Mater. Chem. A* 2024 , 12 , 25696–25714. [Google Scholar] [CrossRef]

Li, J.; Cai, Q.; Amini Horri, B. Eletrólitos altamente condutores e estáveis para eletrólise de óxido sólido e células a combustível: fabricação, caracterização, progressos recentes e desafios. *Mater. Adv.* 2025 , 6 , 39–83. [Google Scholar] [CrossRef]

Yoon, KJ; Lee, S.; Park, SY; Minh, NQ. Avanços na tecnologia de eletrólise de óxido sólido em alta temperatura para produção limpa de hidrogênio e produtos químicos: materiais, células, conjuntos, sistemas e economia. *Prog. Mater. Sci.* 2025 , 154 , 101520. [Google Scholar] [CrossRef]

Reznicek, EP; Braun, RJ Sistemas de células de óxido sólido reversíveis para integração com gasodutos e infraestrutura de captura de carbono para gerenciamento de energia da rede. *Appl. Energy* 2020 , 259 , 114118. [Google Scholar] [CrossRef]

Naeini, M.; Cotton, JS; Adams, TA. Uma análise ecotecnoeconômica da produção de hidrogênio usando células de eletrólise de óxido sólido que leva em consideração a degradação a longo prazo. *Front. Energy Res.* 2022 , 10 , 1015465. [Google Scholar] [CrossRef]

Mehrpooya, M.; Habibi, R. Uma revisão sobre ciclos termoquímicos de produção de hidrogênio por divisão da água. *J. Clean. Prod.* 2020 , 275 , 123836. [Google Scholar] [CrossRef]

Peng, S. Produção eletroquímica de hidrogênio a partir da eletrólise da água: fundamentos, materiais e progressos ; Springer Nature: Singapura, 2023; pp. 1–243. [Google Scholar] [CrossRef]

Sameer; Havilah, PR; Yadav, US; Sharma, AK Produção e Utilização de Hidrogênio por meio de Técnicas Eletroquímicas. Em Desafios e Oportunidades na Produção de Hidrogênio Verde. Energia, Meio Ambiente e Sustentabilidade ; Parte F2879; Springer: Singapura, 2024; pp. 177–209. [Google Scholar] [CrossRef]

Safari, F.; Dincer, I. Uma revisão e avaliação comparativa de ciclos de divisão termoquímica da água para produção de hidrogênio. Energy Convers. Manag. 2020 , 205 , 112182. [Google Scholar] [CrossRef]

Farsi, A.; Zamfirescu, C.; Dincer, I.; Naterer, GF. Avaliação termodinâmica de um ciclo experimental de cobre-cloro em escala laboratorial para produção sustentável de hidrogênio. Int. J. Hydrogen Energy 2019 , 44 , 17595–17610. [Google Scholar] [CrossRef]

Boretti, A. Energia solar concentrada com armazenamento de energia térmica para produção de hidrogênio por ciclos termoquímicos de divisão da água em três etapas. Energy Fuels 2021 , 35 , 10832–10840. [Google Scholar] [CrossRef]

Araya, SS; Liso, V.; Venizelou, V.; Poullikkas, A. Visão geral abrangente das pesquisas recentes e dos avanços industriais na produção de hidrogênio nuclear. Energies 2024 , 17 , 2836. [Google Scholar] [CrossRef]

Temiz, M.; Dincer, I. Usina de produção termoquímica de hidrogênio movida a energia solar concentrada com armazenamento de energia térmica e sistemas geotérmicos. Energy 2021 , 219 , 119554. [Google Scholar] [CrossRef]

Lee, JE; Shafiq, I.; Hussain, M.; Lam, SS; Rhee, GH; Park, YK. Uma revisão sobre a produção termoquímica integrada de hidrogênio a partir da água. Int. J. Hydrogen Energy 2022 , 47 , 4346–4356. [Google Scholar] [CrossRef]

Mehrpooya, M.; Ghorbani, B.; Khodaverdi, M. Produção de hidrogênio por ciclo de divisão termoquímica da água usando calor solar de baixa qualidade e sistema de armazenamento de energia de material de mudança de fase. Int. J. Energy Res. 2022 , 46 , 7590–7609. [Google Scholar] [CrossRef]

Kumar, G.; Eswari, AP; Kavitha, S.; Kumar, MD; Kannah, RY; How, LC; Muthukaruppan, G.; Banu, JR. Rotas de conversão termoquímica para a produção de hidrogênio a partir de biomassa orgânica: processos, desafios e limitações. *Biomass Convers. Biorefinery* 2023 , 13 , 8509–8534. [Google Scholar] [CrossRef]

Jolaoso, LA; Bello, IT; Ojelade, OA; Yousuf, A.; Duan, C.; Kazempoor, P. Barreiras operacionais e de ampliação de SOEC e estratégias de mitigação para impulsionar a produção de H₂ - uma revisão abrangente. *Int. J. Hydrogen Energy* 2023 , 48 , 33017–33041. [Google Scholar] [CrossRef]

Zhang, J.; He, Y.; Zeng, J.; Song, W.; Weng, W.; Wang, Z. Atualização e teste de 24 horas do sistema de produção de hidrogênio por eletrólise da água do ciclo termoquímico iodo-enxofre do Laboratório Estatal de Utilização de Energia Limpa. *Appl. Sci.* 2025 , 15 , 5183. [Google Scholar] [CrossRef]

Molaei, MJ. Avanços recentes na produção de hidrogênio por meio da fotólise da água: uma revisão. *Fuel* 2024 , 365 , 131159. [Google Scholar] [CrossRef]

Kumar, M.; Singh, NK; Kumar, RS; Singh, R. Produção de hidrogênio verde por meio de fotocatalise. *ACS Symp. Ser.* 2024 , 1468 , 1–24. [Google Scholar] [CrossRef]

Sahu, PK; Champati, A.; Pradhan, A.; Naik, B. Design and Development of Nanostructured Photocatalysts for Large-Scale Solar Green Hydrogen Generation. *Sustain. Energy Fuels* 2024 , 8 , 1872–1917. [Google Scholar] [CrossRef]

Navalón, S.; Dhakshinamoorthy, A.; Álvaro, M.; Ferrer, B.; García, H. Estruturas metalorgânicas como fotocatalisadores para a divisão global da água impulsionada pela energia solar. *Chem. Rev.* 2023 , 123 , 445–490. [Google Scholar] [CrossRef]

Nasir, JA; Rehman, ZU; Shah, SNA; Khan, A.; Butler, IS; Catlow, CRA. Desenvolvimentos recentes e perspectivas em fotocatalisadores à base de CdS para a fotólise da água. *J. Mater. Chem. A* 2020 , 8 , 20752–20780. [Google Scholar] [CrossRef]

Pei, J.; Li, H.; Yu, D.; Zhang, D. Heterojunção baseada em G-C₃N₄ para desempenho fotocatalítico aprimorado: uma revisão de fabricações, aplicações e perspectivas. *Catalysts* 2024 , 14 , 825. [Google Scholar] [CrossRef]

Melchionna, M.; Fornasiero, P. Atualizações no roteiro para fotocatalise. *ACS Catal.* 2020 , 10 , 5493–5501. [Google Scholar] [CrossRef]

Li, R.; Luan, J.; Zhang, Y.; Jiang, L.; Yan, H.; Chi, Q.; Yan, Z. Uma revisão da divisão fotocatalítica eficiente da água para a produção de hidrogênio. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2024 , 206 , 114863. [Google Scholar] [CrossRef]

Srinivasu, K.; Ghosh, SK. Fotocatálise da divisão da água em nitreto de carbono grafitico à base de S-triazina: uma investigação ab initio. *J. Mater. Chem. A* 2015 , 3 , 23011–23016. [Google Scholar] [CrossRef]

Zong, X.; Li, C. 7-Fotocatálise da divisão da água em fotocatalisadores semicondutores à base de óxidos metálicos. Em *Óxidos metálicos em catálise heterogênea* ; Elsevier: Amsterdã, Holanda, 2018; pp. 355–399. ISBN 978-0-12-811631-9. [Google Scholar] [CrossRef]

Allakhverdiev, SI Fotossíntese artificial: impulsionando um novo acordo verde para energia sustentável. *Int. J. Hydrogen Energy* 2024 , 90 , 199–209. [Google Scholar] [CrossRef]

Lakhera, SK; Rajan, A.; Bernaurdshaw, N. Uma revisão sobre o sistema de produção de hidrogênio fotocatalítico particulado: progresso alcançado na obtenção de alta eficiência de conversão de energia e principais desafios futuros. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2021 , 152 , 111694. [Google Scholar] [CrossRef]

Bahnemann, D.; Robertson, P.; Wang, C.; Choi, W.; Daly, H.; Danish, M.; de Lasa, H.; Escobedo, S.; Hardacre, C.; Jeon, TH; et al. Roteiro de 2023 para a fotocatálise da quebra da água. *J. Phys. Energy* 2023 , 5 , 012004. [Google Scholar] [CrossRef]

Wang, Y.; Wang, R.; Ding, S.; Wawrzyńczak, A.; Wawrzyńczak, W.; Feliczak-Guzik, A. Produção de hidrogênio usando fotocatalisadores modernos. *Coatings* 2024 , 14 , 366. [Google Scholar] [CrossRef]

Zhao, Y.; Niu, Z.; Zhao, J.; Xue, L.; Fu, X.; Long, J. Avanços recentes na fotólise da água para a produção de hidrogênio. *Electrochem. Energy Rev.* 2023 , 6 , 14. [Google Scholar] [CrossRef]

Khan, H.; Bera, S.; Jung, MJ; Kwon, SH. Projeto racional de fotoânodos para produzir produtos químicos de valor agregado acoplados com hidrogênio. *ChemElectroChem* 2024 , 11 , e202400239. [Google Scholar] [CrossRef]

Li, S.; Xu, W.; Meng, L.; Tian, W.; Li, L. Progresso recente em fotoânodos baseados em heterojunções semicondutoras para a divisão fotoeletroquímica da água. *Small Sci.* 2022 , 2 , 2100112. [Google Scholar] [CrossRef]

Zeng, Y.; Zhao, M.; Huang, Z.; Zhu, W.; Zheng, J.; Jiang, Q.; Wang, Z.; Liang, H. Reconstrução da superfície de eletrocatalisadores para a eletrólise da água. *Adv. Energy Mater.* 2022 , 12 , 2201713. [Google Scholar] [CrossRef]

Liu, D.; Kuang, Y. Fotoeletrodos baseados em partículas para a divisão fotoeletroquímica da água: conceitos e perspectivas. *Adv. Mater.* 2024 , 36 , 2311692. [Google Scholar] [CrossRef]

Jiang, C.; Moniz, SJA; Wang, A.; Zhang, T.; Tang, J. Dispositivos fotoeletroquímicos para a fotólise da água — Materiais e desafios. *Chem. Soc. Rev.* 2017 , 46 , 4645–4660. [Google Scholar] [CrossRef]

Zabara, MA; Ölmez, B.; Buldu-Akturk, M.; Yazar Kaplan, B.; Kirlioğlu, AC; Alkan Gürsel, S.; Ozkan, M.; Ozkan, CS; Yürüm, A. Geração de hidrogênio fotoeletrocatalítico: avanços atuais em materiais e caracterização operacional. *Globo. Desafio.* 2024 , 8 , 2400011. [Google Scholar] [CrossRef]

Moss, B.; Babacan, O.; Kafizas, A.; Hankin, A. Uma revisão dos desenvolvimentos de fotoeletrodos inorgânicos e dos desafios de ampliação de reatores para a produção de hidrogênio solar. *Adv. Energy Mater.* 2021 , 11 , 2003286. [Google Scholar] [CrossRef]

Thangamuthu, M.; Ruan, Q.; Ohemeng, PO; Luo, B.; Jing, D.; Godin, R.; Tang, J. Fotoeletrodos de polímero para produção de combustível solar: progresso e desafios. *Chem. Rev.* 2022 , 122 , 11778–11829. [Google Scholar] [CrossRef] [PubMed]

Suri, D.; Das, S.; Choudhary, S.; Venkanna, G.; Sharma, B.; Afroz, MA; Tailor, NK; Joshi, R.; Satapathi, S.; Tripathi, K. Enigma da conversão sustentável de CO₂ em combustíveis e produtos químicos renováveis por meio de fotocatalise, eletrocatalise e fotoeletrocatalise: estratégias de design e insights em nível atômico. *Small* 2025 , 21 , 2408981. [Google Scholar] [CrossRef] [PubMed]

Feng, ZY; Jiang, JC; Meng, LY Sensores fotoeletroquímicos à base de carbono: desenvolvimentos recentes e perspectivas futuras. *Dalt. Trans.* 2024 , 53 , 11192–11215. [Google Scholar] [CrossRef]

Garcia, GM; Oliva, HS Avaliação técnica, econômica e de emissões de CO₂ da produção de hidrogênio verde a partir de energia solar/eólica: o caso do Chile. *Energy* 2023 , 278 , 127981. [Google Scholar] [CrossRef]

de Kleijne, K.; Huijbregts, MAJ; Knobloch, F.; van Zelm, R.; Hilbers, JP; de Coninck, H.; Hanssen, SV Emissões mundiais de gases de efeito estufa da produção e transporte de hidrogênio verde. *Nat. Energia* 2024 , 9 , 1139–1152. [Google Scholar] [CrossRef]

Akhtar, MS; Dickson, R.; Liu, JJ. Avaliação do ciclo de vida de redes de cadeia de suprimentos de hidrogênio verde no interior, com desafios atuais e perspectivas futuras. *ACS Sustain. Chem. Eng.* 2021 , 9 , 17152–17163. [Google Scholar] [CrossRef]

Franco, A. Hidrogênio Verde e a Transição Energética: Esperanças, Desafios e Oportunidades Realistas. *Hydrogen* 2025 , 6 , 28. [Google Scholar] [CrossRef]

Romano, MC; Antonini, C.; Bardow, A.; Bertsch, V.; Brandon, NP; Brouwer, J.; Campanari, S.; Crema, L.; Dodds, PE; Gardarsdottir, S.; et al. Comentário sobre “Quão Verde é o Hidrogênio Azul? ” *Energy Sci. Eng.* 2022 , 10 , 1944–1954. [Google Scholar] [CrossRef]

Ameli, H.; Strbac, G.; Pudjianto, D.; Ameli, MT. Uma revisão do papel do hidrogênio na descarbonização térmica de futuros sistemas energéticos: insights e perspectivas. *Energies* 2024 , 17 , 1688. [Google Scholar] [CrossRef]

Angelico, R.; Giametta, F.; Bianchi, B.; Catalano, P. Hidrogênio verde para a transição energética: uma perspectiva crítica. *Energies* 2025 , 18 , 404. [Google Scholar] [CrossRef]

Produção de hidrogênio — Revisão global do hidrogênio 2024 — Análise — AIE. Disponível online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024/hydrogen-production> (acessado em 28 de agosto de 2025).

Relatório Global sobre Hidrogênio 2023 — Análise — AIE. Disponível online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023> (acessado em 16 de julho de 2025).

Bal, S. Tendências globais em inovação nas cadeias de produção, fornecimento e demanda de hidrogênio. *Int. J. Thermofluids* 2025 , 29 , 101365. [Google Scholar] [CrossRef]

Ishaq, H.; Crawford, C. Rumo a um hidrogênio azul menos intensivo em carbono: abordagem integrada de reforma de gás natural e captura de CO₂. *J. Environ. Chem. Eng.* 2025 , 13 , 115043. [Google Scholar] [CrossRef]

Vallejo, V.; Nguyen, Q.; Ravikumar, AP. Variação geoespacial na contabilização de carbono da produção de hidrogênio e implicações para a Lei de Redução da Inflação dos EUA. *Nat. Energy* 2024 , 9 , 1571–1582. [Google Scholar] [CrossRef]

Patonia, A.; Rahmatallah, P. Hidrogênio verde com custo competitivo: como reduzir o custo dos eletrolisadores? The Oxford Institute for Energy Studies: Oxford, Reino Unido, 2022. [Google Scholar]

Odenweller, A.; Ueckerdt, F. A ambição do hidrogênio verde e a lacuna de implementação. *Nat. Energy* 2025 , 10 , 110–123. [Google Scholar] [CrossRef]

Spilleir, D.; Castañeda-Ayarza, J.; de Mello-Ayres, R.; Brucieri, A. Características e influência do macroambiente no setor de energia de hidrogênio brasileiro. *Clean. Prod. Lett.* 2024 , 6 , 100059. [Google Scholar] [CrossRef]

Saha, P.; Akash, FA; Shovon, SM; Monir, MU; Ahmed, MT; Khan, MFH; Sarkar, SM; Islam, MK; Hasan, MM; Vo, DVN; et al. Hidrogênio cinza, azul e verde: uma revisão abrangente dos métodos de produção e perspectivas para energia de emissão zero. *Int. J. Green Energy* 2024 , 21 , 1383–1397. [Google Scholar] [CrossRef]

Nuttall, WJ; Powell, JB; Anaya-Stucchi, KL; Bakenne, AT; Wilson, A. Hidrogênio ao redor do mundo. Em *Insights into the New Hydrogen Economy* ; Springer: Cham, Suíça, 2025; pp. 85–112. [Google Scholar] [CrossRef]

Capacidade de produção de hidrogênio em refinarias dos EUA em 1º de janeiro (milhões de pés cúbicos por dia). Disponível online: https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=8_NA_8PH_NUS_6&f=A (acessado em 29 de agosto de 2025).

Bolscher, H.; Brownsort, P.; Guevara Opinska, L.; Jordal, K.; Kraemer, D.; Mikunda, T.; Parmiter, P.; Rycroft, L.; Yearwood, J. Relatório de Alto Nível: CCUS na Europa. 2019. Disponível online: <https://www.ccusnetwork.eu/?wsidchk=17844817> (acessado em 27 de agosto de 2025).

Akerboom, S.; Waldmann, S.; Mukherjee, A.; Agaton, C.; Sanders, M.; Kramer, GJ. Desta vez será diferente? As perspectivas do CCS nos Países Baixos na década de 2020. *Front. Energy Res.* 2021 , 9 , 644796. [Google Scholar] [CrossRef]

Kollar, DJ; Qin, S.; Xiao, Y. Resumo Executivo 2 do Relatório sobre a Economia do Hidrogênio na China. Disponível online: https://www.s-ge.com/sites/default/files/publication/free/2024_e_campaign_clean_website_gatedcontent_text_ct5_en_china-hyd.pdf (acessado em 29 de agosto de 2025).

Ghorbani, B.; Zendeboudi, S.; Saady, NMC; Naterer, GF. O futuro do hidrogênio no Canadá: inovações, políticas e perspectivas globais. *Energy Fuels* 2025 , 39 , 7605–7648. [Google Scholar] [CrossRef]

ATCO EnPower dará prosseguimento ao projeto Atlas Carbon Storage Hub: “Um passo significativo na transição energética de Alberta”. Disponível online: <https://www.atco.com/en-ca/about-us/news/2024/123013-atco-enpower-to-proceed-with-atlas-carbon-storage-hub-a-signific.html> (acessado em 29 de agosto de 2025).

Friedmann, J. Sobre a Qamar Energy. 2021. Disponível online: <https://www.qamarenergy.com/sites/default/files/The%20UAE%27s%20Role%20in%20the%20Global%20Hydrogen%20Economy.pdf> (acessado em 29 de agosto de 2025).

IOGP. Projetos de CCUS na Europa. Disponível online: <https://iogpeurope.org/wp-content/uploads/2022/11/Map-of-EU-CCUS-Projects.pdf> (acessado em 29 de agosto de 2025).

Riera, JA; Lima, RM; Knio, OM. Uma revisão da modelagem e otimização da cadeia de produção e suprimento de hidrogênio. *Int. J. Hydrogen Energy* 2023 , 48 , 13731–13755. [Google Scholar] [CrossRef]

Khatiwada, D.; Vasudevan, RA; Santos, BH. Descarbonização de sistemas de gás natural na UE — Custos, barreiras e restrições da produção de hidrogênio com um estudo de caso em Portugal. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2022 , 168 , 112775. [Google Scholar] [CrossRef]

Algburi, S.; Munther, H.; Al-Dulaimi, O.; Fakhruideen, HF; Sapaev, IB; Al Seedi, KFK; Khalaf, D.H.; Jabbar, FI; Hassan, Q.; Khudhair, A.; e outros. Papel do hidrogênio verde nas transformações energéticas sustentáveis: uma revisão. *Resultados Eng.* 2025 , 26 , 105109. [Google Scholar] [CrossRef]

Nyangon, J.; Darekar, A. Avanços em sistemas de energia de hidrogênio: uma revisão de custos nivelados, incentivos financeiros e inovações tecnológicas. *Innov. Green Dev.* 2024 , 3 , 100149. [Google Scholar] [CrossRef]

Hidrogênio — IEA. Disponível online: <https://www.iea.org/energy-system/low-emissions-fuels/hydrogen> (acessado em 16 de julho de 2025).

Capacidades das usinas de hidrogênio comerciais na Europa | H2tools | Ferramentas de hidrogênio. Disponível online: <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/merchant-hydrogen-plant-capacities-europe> (acessado em 18 de julho de 2025).

Capacidade de Produção de Hidrogênio | Tableau Public. Disponível online: <https://public.tableau.com/app/profile/h2observatory/viz/Hydrogenproductioncapacity/Productioncostsdashboard> (acessado em 27 de agosto de 2025).

Osman, AI; Mehta, N.; Elgarahy, AM; Hefny, M.; Al-Hinai, A.; Al-Muhtaseb, AH; Rooney, DW. Produção, armazenamento, utilização e impactos ambientais do hidrogênio: uma revisão. *Environ. Chem. Lett.* 2021 , 20 , 153–188. [Google Scholar] [CrossRef]

Ramezani, R.; Di Felice, L.; Gallucci, F. Uma revisão das tecnologias de reforma por ciclo químico para a produção de hidrogênio: avanços recentes e desafios futuros. *J. Phys. Energy* 2023 , 5 , 024010. [Google Scholar] [CrossRef]

Howarth, RW; Jacobson, MZ Resposta ao comentário sobre “Quão verde é o hidrogênio azul?”. *Energy Sci. Eng.* 2022 , 10 , 1955–1960. [Google Scholar] [CrossRef]

Riemer, M.; Duscha, V. Captura de carbono na produção de hidrogênio azul não está onde deveria estar — avaliando a lacuna entre a experiência prática e as estimativas da literatura. *Appl. Energy* 2023 , 349 , 121622. [Google Scholar] [CrossRef]

Ocko, IB; Hamburgo, SP Consequências climáticas das emissões de hidrogênio. *Atmos. Chem. Phys.* 2022 , 22 , 9349–9368. [Google Scholar] [CrossRef]

Raganati, F.; Ammendola, P. Captura de CO₂ pós -combustão: uma revisão crítica das tecnologias atuais e direções futuras. *Energy Fuels* 2024 , 38 , 13858–13905. [Google Scholar] [CrossRef]

Williams Rioux, B. Reduzindo as emissões de metano. *Lect. Notes Energy* 2023 , 98 , 145–182. [Google Scholar] [CrossRef]

Hancock, L.; Ralph, N. Uma estrutura para avaliar as exportações de hidrogênio "adaptado" de combustíveis fósseis: implicações de segurança e justiça das exportações australianas de hidrogênio gerado a partir de carvão para o Japão. *Energy* 2021 , 223 , 119938. [Google Scholar] [CrossRef]

Jesse, BJ; Kramer, GJ; Koning, V.; Vögele, S.; Kuckshinrichs, W. Perspectivas das partes interessadas sobre a ampliação do hidrogênio verde e dos eletrolisadores. *Energy Rep.* 2024 , 11 , 208–217. [Google Scholar] [CrossRef]

Xie, Z.; Jin, Q.; Su, G.; Lu, W. Uma revisão do armazenamento e transporte de hidrogênio: progressos e desafios. *Energies* 2024 , 17 , 4070. [Google Scholar] [CrossRef]

Osman, AI; Hefny, M.; Abdel Maksoud, MIA; Elgarahy, AM; Rooney, DW. Avanços recentes em tecnologias de captura, armazenamento e utilização de carbono: uma revisão. *Environ. Chem. Lett.* 2020 , 19 , 797–849. [Google Scholar] [CrossRef]

Chari, S.; Sebastiani, A.; Paulillo, A.; Materazzi, M. O desempenho ambiental da gaseificação de resíduos plásticos mistos com captura e armazenamento de carbono para produzir hidrogênio no Reino Unido. *ACS Sustain. Chem. Eng.* 2023 , 11 , 3248–3259. [Google Scholar] [CrossRef]

Ueckerdt, F.; Verpoort, PC; Anantharaman, R.; Bauer, C.; Beck, F.; Longden, T.; Roussanaly, S. Sobre a competitividade de custos do hidrogênio azul e verde. *Joule* 2024 , 8 , 104–128. [Google Scholar] [CrossRef]

George, JF; Müller, VP; Winkler, J.; Ragwitz, M. O hidrogênio azul é uma tecnologia de transição? Os limites de um preço para o CO₂ e o papel dos componentes de preço induzidos pelo Estado para a produção de hidrogênio verde na Alemanha. *Energy Policy* 2022 , 167 , 113072. [Google Scholar] [CrossRef]

Jumah, A. bin. Uma revisão abrangente da produção, aplicações e o caminho para um futuro energético sustentável com hidrogênio. *RSC Adv.* 2024 , 14 , 26400–26423. [Google Scholar] [CrossRef]

Boettcher, SW Introdução ao Hidrogênio Verde. *Chem. Rev.* 2024 , 124 , 13095–13098. [Google Scholar] [CrossRef]

Southall, E.; Lukashuk, L. Tecnologias de armazenamento e transporte de hidrogênio para viabilizar a economia do hidrogênio: transportadores orgânicos líquidos de hidrogênio: visão geral e perspectivas sobre a tecnologia de transportadores orgânicos líquidos de hidrogênio. *Johnson Matthey Technol. Rev.* 2022 , 66 , 246–258. [Google Scholar] [CrossRef]

Athia, N.; Pandey, M.; Sen, M.; Saxena, S. Fatores que afetam o custo de produção do hidrogênio verde e seu desafio para o desenvolvimento sustentável. *Environ. Dev. Sustain.* 2024 , 1–45. [Google Scholar] [CrossRef]

Liponi, A.; Pasini, G.; Baccioli, A.; Ferrari, L. Avaliando o potencial e os limites da eletrólise verde em cenários energéticos futuros com alta participação de energias renováveis. *Energies* 2025 , 18 , 1654. [Google Scholar] [CrossRef]

Ikuerowo, T.; Bade, SO; Akinmoladun, A.; Oni, BA. A integração de energia eólica e solar em eletrolisador de água para produção de hidrogênio verde. *Int. J. Hydrogen Energy* 2024 , 76 , 75–96. [Google Scholar] [CrossRef]

Capacidade global planejada de eletrolisadores e estimativa da capacidade adicional de energia renovável por país/região — Gráficos — Dados e estatísticas — AIE. Disponível online: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-planned-electrolyser-capacity-and-estimation-of-additional-renewable-capacity-by-country-region> (acessado em 13 de julho de 2025).

IRENA (Agência Internacional de Energia Renovável). Comércio global de hidrogênio para atingir a meta climática de 1,5 °C: custo e potencial do hidrogênio verde ; Agência Internacional de Energia Renovável: Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos, 2022; pp. 1–114. [Google Scholar]

Comissão Europeia; Centro Comum de Investigação; Bolard, J.; Dolci, F.; Gryc, K.; Eynard, U.; Georgakaki, A.; Letout, S.; Mountraki, A.; Ince, E.; et al. Observatório de Tecnologias de Energia Limpa: Eletrólise da Água e Hidrogênio na União Europeia — Relatório de Situação de 2024 sobre Desenvolvimento Tecnológico, Tendências, Cadeias de Valor e Mercados ; Serviço de Publicações da União Europeia: Luxemburgo, 2024. [Google Scholar] [CrossRef]

Madadi Avargani, V.; Habibzadeh, M.; Abdlla Maarof, H.; Zendeboudi, S.; Duan, X. Aproveitamento de energia renovável para a produção de hidrogênio: avanços, desafios e oportunidades. *Ind. Eng. Chem. Res.* 2025 , 64 , 12368–12418. [Google Scholar] [CrossRef]

Koeva, D.; Rachev, S. Integração da capacidade de produção de hidrogênio na transição energética: eficiência energética e desafios. In *Anais da 4ª Conferência Internacional sobre Comunicações, Informação, Sistemas Eletrônicos e de Energia (CIEES)*, Plovdiv, Bulgária, 23–25 de novembro de 2023. [Google Scholar] [CrossRef]

Curcio, E. Análise Tecnoeconômica da Produção de Hidrogênio: Custos, Políticas e Escalabilidade na Transição para Emissões Líquidas Zero. *Int. J. Hydrogen Energy* 2025 , 128 , 473–487. [Google Scholar] [CrossRef]

Frieden, F.; Leker, J. Custos futuros do hidrogênio: uma revisão quantitativa. *Sustain. Energy Fuels* 2024 , 8 , 1806–1822. [Google Scholar] [CrossRef]

Zun, MT; McLellan, BC. Projeção de custos de cenários de produção global de hidrogênio verde. *Hydrogen* 2023 , 4 , 932–960. [Google Scholar] [CrossRef]

Durakovic, G.; del Granado, PC; Tomasgard, A. O hidrogênio verde e o hidrogênio azul são competitivos ou complementares? Insights de uma análise do sistema de energia europeu descarbonizado. *Energy* 2023 , 282 , 128282. [Google Scholar] [CrossRef]

Benalcazar, P.; Komorowska, A. Tecnoeconomia do Hidrogênio Verde: Tendências Atuais e Perspectivas Futuras. Em *Desafios e Oportunidades na Produção de Hidrogênio Verde*. Energia, Meio Ambiente e Sustentabilidade ; Parte F2879; Springer: Singapura, 2024; pp. 569–597. [Google Scholar] [CrossRef]

Dincer, I.; Aydin, MI Novos paradigmas em sistemas de energia sustentável com hidrogênio. *Energy Convers. Manag.* 2023 , 283 , 116950. [Google Scholar] [CrossRef]

Borup, R.; Krause, T.; Brouwer, J. O hidrogênio é essencial para a descarbonização da indústria e do transporte. *Electrochem. Soc. Interface* 2021 , 30 , 79–83. [Google Scholar] [CrossRef]

Shaterabadi, M.; Sadeghi, S.; Jirdehi, MA. O papel do hidrogênio verde na obtenção de baixas e zero emissões líquidas de carbono: mudanças climáticas e aquecimento global. Em *Hidrogênio verde em sistemas de energia*. Energia e tecnologia verdes ; Parte F2414; Springer: Cham, Suíça, 2024; pp. 141–153. [Google Scholar] [CrossRef]

Sakthimurugan, V.; Lakshmikanth, G.; Balaji, N.; Roopashree, R.; Kumar, D.; Devarajan, Y. Revolução do Hidrogênio Verde: Avançando a Eletrólise, a Integração de Mercado e as Transições Energéticas

Sustentáveis rumo a um Futuro com Emissões Líquidas Zero. Results Eng. 2025 , 26 , 104849. [Google Scholar] [CrossRef]

Bataille, C.; Nilsson, LJ; Jotzo, F. Indústria em um mundo com emissões líquidas zero: novos caminhos de mitigação, novas cadeias de suprimentos, necessidades de modelagem e implicações políticas. Energy Clim. Change 2021 , 2 , 100059. [Google Scholar] [CrossRef]

Marouani, I.; Guesmi, T.; Alshammari, BM; Alqunun, K.; Alzamil, A.; Alturki, M.; Hadj Abdallah, H. Integração do hidrogênio verde baseado em energia renovável no futuro energético. Process 2023 , 11 , 2685. [Google Scholar] [CrossRef]

Patnaik, D.; Pattanaik, AK; Bagal, DK; Rath, A. Reduzindo as emissões de CO₂ na indústria do ferro com hidrogênio verde. Int. J. Hydrogen Energy 2023 , 48 , 23449–23458. [Google Scholar] [CrossRef]

Dash, SK; Chakraborty, S.; Roccotelli, M.; Sahu, UK. Combustível de hidrogênio para a mobilidade do futuro: desafios e perspectivas futuras. Sustainability 2022 , 14 , 8285. [Google Scholar] [CrossRef]

Kyriakopoulos, GL; Aravossis, KG. Revisão da literatura sobre sistemas de energia de hidrogênio e fontes de energia renováveis. Energies 2023 , 16 , 7493. [Google Scholar] [CrossRef]

Brown, AL; Sperling, D.; Austin, B.; DeShazo, J.; Fulton, L.; Lipman, T.; Murphy, CW; Saphores, JD; Tal, G.; Abrams, C.; et al. Reduzindo as emissões de transporte da Califórnia a zero. 2021. Disponível online: <https://escholarship.org/uc/item/3np3p2t0> (acessado em 22 de agosto de 2025).

Jeffers, M.; Kelly, K.; Lipman, T.; Fernandes Tomon Avelino, A.; Johnson, C.; Li, M.; Post, M.; Zhang, Y. Revisão Abrangente da Regulamentação Inovadora de Transporte Limpo da Califórnia: Relatório Resumido da Fase I. 2022. Disponível online: <https://research-hub.nrel.gov/en/publications/comprehensive-review-of-californiaaposs-innovative-clean-transit/> (acessado em 20 de agosto de 2025).

Dou, Y.; Sun, L.; Ren, J.; Dong, L. Oportunidades e desafios futuros na economia do hidrogênio para o desenvolvimento sustentável. In: Economia do Hidrogênio ; Academic Press: Berlim, Alemanha, 2023; pp. 537–569. [Google Scholar] [CrossRef]

Jaradat, M.; Almashaileh, S.; Bendea, C.; Juaidi, A.; Bendea, G.; Bungau, T. Hidrogênio Verde em Foco: Uma Revisão das Tecnologias de Produção, Impacto Político e Desenvolvimentos de Mercado. *Energies* 2024 , 17 , 3992. [Google Scholar] [CrossRef]

Zaheer, S.; Anjum, N.; Hussain, S.; Algarni, AD; Iqbal, J.; Bourouis, S.; Ullah, SS. Previsão de múltiplos parâmetros para dados de séries temporais de ações usando LSTM e modelo de aprendizado profundo. *Mathematics* 2023 , 11 , 590. [Google Scholar] [CrossRef]

Malashin, I.; Tynchenko, V.; Gantimurov, A.; Nelyub, V.; Borodulin, A. Aplicações de redes de memória de longo prazo (LSTM) em ciências poliméricas: uma revisão. *Polymers* 2024 , 16 , 2607.

Bui, V.; Le, NT; Nguyen, VH; Kim, J.; Jang, YM. LSTM com múltiplos comportamentos e características de gargalo para previsão de carga em sistemas de gerenciamento de energia predial. *Electronics* 2021 , 10 , 1026. [Google Scholar] [CrossRef]

Elegbeleye, I.; Oguntona, O.; Elegbeleye, F. Hidrogênio Verde: Caminho para Emissão Líquida Zero de Gases de Efeito Estufa e Mitigação das Mudanças Climáticas Globais. *Hydrogen* 2025 , 6 , 29.

Li, X.; Raorane, CJ; Xia, C.; Wu, Y.; Tran, TKN; Khademi, T. Abordagens recentes sobre o hidrogênio verde como uma fonte potencial de energia renovável para a energia sustentável: destaque para inovações recentes, desafios e perspectivas futuras. *Fuel* 2023 , 334 , 126684. [Google Scholar]

Segóvia-Hernández, JG; Hernández, S.; Cossío-Vargas, E.; Juarez-García, M.; Sánchez-Ramírez, E. Produção de Hidrogênio Verde para o Desenvolvimento Sustentável: Um Exame Crítico de Barreiras e Oportunidades Estratégicas. *RSC Sustentar.* 2025 , 3 , 134–157. [Google Scholar] [CrossRef]

Dudley, H.; Jordan, A.; Lorenzoni, I. Aconselhando os formuladores de políticas climáticas nacionais: uma análise longitudinal do Comitê de Mudanças Climáticas do Reino Unido. *Glob. Environ. Change* 2022 , 76 , 102589. [Google Scholar] [CrossRef]

Aviso/Nota do Editor: As declarações, opiniões e dados contidos em todas as publicações são de exclusiva responsabilidade dos autores e colaboradores individuais, e não dos editores. Os editores se eximem de qualquer responsabilidade por danos a pessoas ou bens decorrentes de ideias, métodos, instruções ou produtos mencionados no conteúdo.

ARTIGO INTERNACIONAL



O papel do hidrogênio verde na descarbonização das indústrias de refino e petroquímica

Eugeniusz Mokrzycki e Lídia Gawlik *

Instituto de Pesquisa em Economia Mineral e Energética da Academia Polonesa de Ciências, Wybickiego 7, 31-261 Cracóvia, Polônia

Resumo

As indústrias de refino e petroquímica desempenham um papel extremamente importante no atendimento às necessidades da sociedade, fornecendo produtos essenciais para diversas atividades econômicas. Devido à sua dependência de combustíveis fósseis (carvão, petróleo bruto e gás natural), utilizados tanto como fonte de energia quanto como matéria-prima, elas representam uma fonte significativa de emissões de gases de efeito estufa. O objetivo deste artigo de revisão é apresentar o potencial de descarbonização nas indústrias de refino e petroquímica. O hidrogênio é utilizado em grandes quantidades nos processos de refino e na produção de produtos e intermediários-chave na indústria petroquímica. Este artigo examina a dependência dos setores de refino e petroquímica em relação ao hidrogênio. Para tanto, foram utilizadas plataformas/bases de dados importantes que coletam informações sobre publicações, como Web of Science e Scopus. Estudos da Agência Internacional de Energia e da Comissão Europeia sobre o desenvolvimento de políticas para os setores de hidrogênio, redução de emissões e indústria orientaram a seleção dos artigos.

Este artigo concentra-se em tecnologias relacionadas à produção de produtos petroquímicos. Dá-se grande ênfase ao fato de que a principal causa de emissões neste setor é o uso de grandes quantidades de hidrogênio, o que significa que uma das principais maneiras de reduzir as emissões de CO₂ é substituir o hidrogênio produzido tradicionalmente por hidrogênio verde, obtido por meio de tecnologias que não produzem emissões de dióxido de carbono em todo o processo. A intensidade de emissão da produção de hidrogênio é, portanto, uma questão fundamental que determina a descarbonização dessas indústrias. Atingir a neutralidade de carbono até 2050 não será possível sem a cooperação global de todas as partes interessadas, incluindo o apoio financeiro a este setor. As metas de descarbonização estabelecidas nos níveis nacional e global devem refletir esse fato.

Palavras-chave: hidrogênio verde ; refino ; petroquímica ; descarbonização da indústria

1. Introdução

As indústrias de refino e petroquímica são componentes essenciais da gestão de matérias-primas e da economia de energia, estando intimamente interligadas. Embora desempenhem funções distintas na cadeia de processamento de recursos petrolíferos, seus objetivos, processos tecnológicos e produtos finais diferem significativamente.

A indústria de refino processa o petróleo bruto, transformando-o em produtos acabados de energia e combustíveis. Esses processos são essencialmente físico-químicos e não provocam alterações profundas na estrutura molecular das matérias-primas (com exceção do craqueamento).

A indústria petroquímica utiliza produtos de refinaria como matéria-prima para síntese química. Frações como etileno, propano, butano e benzeno são usadas para criar compostos químicos que servem de base para a produção de plásticos, borrachas, fibras sintéticas, detergentes, fertilizantes e outros produtos industriais. Os processos que ocorrem na indústria petroquímica são de natureza química, levando à criação de novos compostos orgânicos de alto valor agregado. Portanto, é o setor que transforma matérias-primas em materiais com uma ampla gama de aplicações na indústria e no cotidiano.

A indústria petroquímica não pode funcionar sem a indústria de refino, que lhe fornece intermediários essenciais. Em complexos industriais modernos, ambos os setores são frequentemente integrados em uma única instalação (refinaria-petroquímica), permitindo o uso eficiente de matérias-primas e minimizando as perdas de energia. Uma característica comum às indústrias de refino e petroquímica é o uso de hidrogênio em seus processos. Ambos os setores econômicos geram poluição significativa, principalmente na forma de emissões de gases de efeito estufa. A descarbonização dos processos de refino e petroquímica é de grande importância para a redução das emissões em toda a economia. A maior parte das emissões resulta da produção de hidrogênio, que é então utilizado em processos tecnológicos.

O método tradicional de produção de hidrogênio é a reforma a vapor do metano, utilizando gás natural como matéria-prima. Esse processo produz, entre outras coisas, dióxido de carbono. Devido a essas emissões em larga escala, a descarbonização das indústrias de refino e petroquímica é fundamental no processo geral de redução das emissões de gases de efeito estufa para mitigar os impactos das mudanças climáticas.

2. Métodos e estrutura do artigo

O objetivo deste artigo de revisão é apresentar o potencial de descarbonização nas indústrias de refino e petroquímica. Para tanto, foram utilizadas plataformas/bases de dados importantes que coletam informações sobre publicações, como Web of Science e Scopus. Estudos da Agência Internacional de Energia e da Comissão Europeia sobre o desenvolvimento de políticas para hidrogênio, redução de emissões e setores industriais orientaram a seleção dos artigos. O artigo baseia-se na literatura sobre tecnologias relacionadas à produção de produtos petroquímicos. Dá-se grande ênfase ao fato de que a principal causa de emissões nessa indústria é o uso de grandes quantidades de hidrogênio, o que significa que uma das principais maneiras de reduzir as emissões de CO₂ é substituir o hidrogênio produzido tradicionalmente por hidrogênio verde, obtido por meio de tecnologias que não produzem emissões de dióxido de carbono em todo o processo. Portanto, o foco recai nessas tecnologias.

O restante do artigo está estruturado da seguinte forma. A Seção 3 discute as tecnologias de produção de hidrogênio atualmente amplamente utilizadas ou em rápido desenvolvimento, destacando seus pontos fortes, pontos fracos e desafios. As Seções 4 e 5 discutem o papel do hidrogênio nas indústrias de refino e petroquímica, demonstrando que o hidrogênio é uma matéria-prima fundamental. A Seção 6 apresenta uma ampla revisão da literatura, identificando os temas dominantes na descarbonização relacionados às indústrias discutidas. Grupos temáticos são identificados, com foco nos problemas, desafios e inovações mais significativos relacionados à redução do impacto ambiental negativo das indústrias de refino e petroquímica.

A Seção 7 discute as direções que podem se tornar alavancas para a descarbonização. Além dos métodos tradicionais, como a melhoria da eficiência da produção e a introdução de métodos de captura de poluentes, a importância do uso de fontes de energia de baixa emissão, a expansão da economia circular e o aumento do uso de hidrogênio verde são enfatizados. Atenção é dada aos fatores econômicos por trás dessas atividades. Finalmente, a Seção 8 resume o processo de revisão da literatura.

3. Produção de Hidrogênio — Tecnologias, Custos, Problemas

Atualmente, três tecnologias principais são utilizadas para a produção de hidrogênio: reforma a vapor do metano (SMR), pirólise do metano e eletrólise.

3.1. Reforma a vapor do metano

A tecnologia de reforma a vapor do metano (SMR) é atualmente o método mais utilizado para a produção de hidrogênio industrial [1]. Trata-se de um processo no qual o metano (CH_4) reage com vapor na presença de um catalisador a altas temperaturas (700–1000 °C). Na indústria de petróleo e gás, essa tecnologia responde por aproximadamente 95% da produção global de hidrogênio [2]. A produção de uma tonelada de hidrogênio pelo processo SMR gera a emissão de aproximadamente 9–12 toneladas de CO_2 [3]. Portanto, esse processo é especialmente importante para a possibilidade de transformação energética da indústria de petróleo e gás visando a redução das emissões de CO_2 [4].

O processo de reforma a vapor do metano (SMR) normalmente utiliza gás natural (metano, CH_4) ou outros hidrocarbonetos leves.

A primeira etapa envolve a reforma a vapor, onde o metano reage com um fluxo de vapor na presença de um catalisador (geralmente níquel) a altas temperaturas, produzindo uma mistura de hidrogênio (H_2) e monóxido de carbono (CO) — o chamado gás de síntese (syngas)

O gás de síntese é então submetido a uma reação de deslocamento do gás de água (WGS), onde o CO reage com o vapor de água para formar mais hidrogênio e CO_2

Para obter hidrogênio puro, são então utilizadas técnicas de separação/purificação, mais frequentemente adsorção por oscilação de pressão (PSA) [5 , 6 , 7].

Um dos principais desafios do processo são as emissões de CO_2 — tanto da própria reação quanto da necessidade de queimar combustível fóssil (por exemplo, gás natural) para atingir a alta temperatura necessária para a reação. A produção de 1 kg de hidrogênio cinza usando SMR gera aproximadamente ~9–12 kg de CO_2 . Este valor é aproximado e depende das condições operacionais, da eficiência do processo e da proporção de combustível auxiliar [8].

Algumas análises indicam que, ao incorporar a captura de CO_2 (CCS), as emissões podem ser reduzidas em até ~50% ou mais, embora isso exija investimento significativo e energia adicional (este é o chamado uso de hidrogênio azul) [9].

Somente o uso de hidrogênio verde (produzido por eletrólise da água utilizando energia renovável) permite a eliminação praticamente completa das emissões de CO_2 na fase de produção de hidrogênio.

A reforma a vapor de metano (SMR) é a tecnologia líder, produzindo principalmente hidrogênio "cinza" ou, com o apoio de captura e armazenamento de carbono (CCS), hidrogênio "azul". A literatura enfatiza que, embora a SMR tenha dominado até o momento, seu papel pode ser limitado pelo desenvolvimento de tecnologias de baixa emissão.

A tecnologia SMR (remodelação a vapor de metano) é madura e amplamente utilizada em refinarias e plantas petroquímicas, pois se integra facilmente à infraestrutura existente. É economicamente viável se houver disponibilidade de gás natural a baixo custo. No entanto, deve-se observar que as emissões de CO₂ são significativas e o processo não atende às metas de descarbonização. O custo do hidrogênio obtido depende dos combustíveis fósseis — seus preços e as restrições impostas pelas regulamentações climáticas. A redução de emissões é possível se os custos associados aos investimentos adicionais em CCS (captura e armazenamento de carbono) forem absorvidos.

Em setores como refinarias e a indústria petroquímica, os SMRs (reatores de mini-renovação) são a principal fonte de hidrogênio, essencial para processos-chave. Considerando as crescentes demandas de descarbonização, os SMRs precisarão ser modernizados (com a adição de CCS, aumento da eficiência) ou substituídos por tecnologias de geração de hidrogênio com menor pegada de carbono (por exemplo, eletrólise a partir de fontes de energia renováveis).

No contexto da transição energética, os SMRs podem servir como uma ponte, mantendo o fornecimento de hidrogênio durante o período de transição enquanto as tecnologias de hidrogênio verde são desenvolvidas.

No entanto, para atingir metas climáticas ambiciosas, as emissões dos SMRs precisarão ser reduzidas, ou a tecnologia deverá ser substituída por outros métodos de produção de hidrogênio.

3.2. Pirólise do Metano

A pirólise do metano (às vezes chamada de craqueamento ou divisão do metano) é a decomposição térmica do metano em hidrogênio e carbono sólido sem emissões de CO₂ [3 , 10] . É um processo termoquímico no qual a molécula de metano (CH₄) se decompõe em hidrogênio (H₂) e carvão sólido ou carbono (C, em formas que variam de negro de fumo a grafite/fibras de carbono), sem emissões diretas de CO₂ no local da reação:



O hidrogênio produzido neste processo foi chamado de “hidrogênio turquesa”. Na prática, o processo requer energia (calor ou eletricidade) e frequentemente catalisadores, e a eficiência e o tipo de produto de carbono dependem da configuração do reator (por exemplo, reatores térmicos de alta temperatura, reatores de plasma, metais líquidos, reatores catalíticos ou reatores de leito fluidizado) [10]:

Pirólise térmica (de alta temperatura): O gás é aquecido a temperaturas extremamente altas (500–1500+ °C), com ou sem um catalisador especial; caracteriza-se por um design simples, mas com alto consumo de energia.

Pirólise catalítica do metano: Temperaturas mais baixas são necessárias graças ao catalisador utilizado (por exemplo, metais e carbetos); no processo, a durabilidade do catalisador torna-se um desafio [11].

Pirólise em metal líquido/meio fundido: bolhas de metano através do metal quente (por exemplo, liga Cu/Fe), facilitando a separação de H_2 e carbono. Além do hidrogênio, formas específicas de carbono, como grafite de alta qualidade, são obtidas [12].

Os reatores de pirólise de plasma/micro-ondas são caracterizados por temperaturas de plasma extremamente altas e conversão rápida. Os desafios neste processo incluem custos de energia e durabilidade do dispositivo [13].

Cada uma dessas tecnologias difere no tipo e na qualidade do produto de carbono — desde o “negro de fumo” de baixa qualidade até o grafite/fibra de alta qualidade. Isso é importante para a eficiência econômica do processo.

A pirólise do metano é uma tecnologia de demonstração/comercialização inicial — a maioria das instalações são projetos-piloto ou pequenas plantas (por exemplo, demonstrações de várias dezenas a várias centenas de toneladas de H_2 por ano). Mesmo os planos ambiciosos de empresas individuais (vários milhares de toneladas por ano) são marginais dada a escala atual da produção global. A participação atual da pirólise do metano na produção global é praticamente insignificante [14]. Os obstáculos ao desenvolvimento da tecnologia são principalmente econômicos. Além dos elementos padrão que compõem os custos de produção: preço do gás, custo da energia, CAPEX/OPEX, a falta de um mercado estável para o subproduto de carbono de alto valor também é significativa [15]. A longo prazo, em condições ótimas (energia limpa e barata e comercialização do carbono produzido), a pirólise pode se tornar competitiva, mas a escala industrial requer tempo, investimento e condições de mercado e regulatórias favoráveis [16].

As análises atuais mostram uma ampla gama de LCOH de ~1–4+ USD/kg H₂, dependendo da escala, do preço do gás, do preço da energia e do valor do carbono [17]. Custos e riscos adicionais estão associados ao armazenamento e transporte de hidrogênio [16]. Embora o processo não emita CO₂ no local, as emissões totais dependem da etapa anterior (extração e transmissão de gás) e da fonte de energia utilizada para a pirólise. Portanto, avaliações realistas devem considerar todo o ciclo de vida do hidrogênio [18].

3.3. Eletrólise da água

A eletrólise da água é um método de produção de hidrogênio, especificamente hidrogênio verde, que utiliza fontes de energia renováveis para separar a água (H₂O) em hidrogênio e oxigênio.

Apesar das suas vantagens, a eletrólise apresenta desafios relacionados com a eficiência e o custo [3].

O processo ocorre em um dispositivo chamado eletrolisador, que consiste em um cátodo — onde o hidrogênio é produzido, um ânodo — onde o oxigênio é produzido, e um eletrólito — que conduz íons, permitindo o fluxo de carga elétrica.

3.3.1. Tipos de eletrolisadores

Existem vários tipos de eletrolisadores, sendo os mais utilizados:

3.3.1.1. Eletrolisador de água alcalina (AWE)

O eletrolisador alcalino opera com uma solução de hidróxido (por exemplo, KOH, NaOH) como eletrólito.

Esta tecnologia é a mais antiga e tecnologicamente madura [19]. Os eletrodos são feitos de níquel ou suas ligas, o que permite uma eficiência de 60–70%. É uma tecnologia industrial comprovada, que se distingue pelo seu baixo custo de material e design simples. Comparada a outras tecnologias, é flexível na resposta a mudanças de potência (o que é crucial para a integração com fontes de energia renováveis) e menor densidade de corrente [20].

3.3.1.2. Membrana de troca de prótons (PEM)

A eletrólise PEM utiliza uma membrana polimérica condutora de prótons (H^+). Comparada à eletrólise alcalina, o processo ocorre a uma temperatura mais baixa (tipicamente 50–80 °C) e é caracterizado por maior densidade de corrente e capacidade de resposta rápida a mudanças de carga [21]. A eficiência do processo varia de 65 a 80%. As vantagens incluem alta pureza do hidrogênio produzido, boa compatibilidade com fontes de energia renováveis e dimensões menores do dispositivo. As limitações desse tipo de eletrolisador incluem altos custos de materiais devido ao uso de metais preciosos como componentes do catalisador, como platina e irídio, bem como uma vida útil curta [21 , 22].

3.3.1.3. Células eletrolisadoras de óxido sólido (SOEC)

Nas SOECs, o eletrólito é uma cerâmica de óxido condutora (por exemplo, zircônia estabilizada com ítrio). Elas operam em altas temperaturas (tipicamente 500–1000 °C), o que significa que parte da energia é fornecida como calor, e não apenas como eletricidade. Isso melhora a eficiência do processo [20]. Portanto, espera-se que elas alcancem uma eficiência notavelmente alta (até ~80–90%) se as condições adequadas forem fornecidas [23].

Suas limitações incluem dificuldades tecnológicas relacionadas aos materiais — resistência a altas temperaturas, durabilidade, bem como alta sensibilidade a mudanças de temperatura e uma vida útil mais curta. Essas desvantagens resultam em comercialização limitada em comparação com AWE e PEM [19].

3.3.2. Perspectivas e Direções de Desenvolvimento

O desenvolvimento de eletrolisadores leva à criação e ao teste de soluções inovadoras. Tecnologias de membrana de eletrólise aniônica (MEA) estão emergindo, assim como diversas soluções híbridas. A geração de hidrogênio verde em um eletrolisador requer eletricidade proveniente de fontes renováveis (solar, eólica e hídrica). Caso contrário, o hidrogênio estará sujeito às emissões geradas durante a produção de eletricidade (a partir de combustíveis fósseis).

A produção de hidrogênio verde por eletrólise, baseada em fontes de energia renováveis, está associada a altos custos unitários, principalmente devido ao custo da eletricidade e ao custo dos eletrolisadores e sua operação [23]. De uma perspectiva global, embora o potencial da tecnologia seja grande, a participação da eletrólise na produção de hidrogênio ainda é relativamente baixa. Por outro lado, o uso do hidrogênio como vetor energético cria oportunidades para o armazenamento de energia, o equilíbrio com fontes de energia renováveis intermitentes e a descarbonização do transporte e da indústria [24]. O impacto ambiental também é significativo: o uso da água como matéria-prima e fonte limpa de hidrogênio (quando a energia é renovável) reduz as emissões de CO₂, embora a produção de materiais, o consumo de água, o impacto potencial sobre os recursos locais, etc., devam ser considerados.

O desenvolvimento adicional da produção de hidrogênio usando água está relacionado à necessidade [20 , 21 , 23 , 25]:

Reduzir o custo dos eletrolisadores — através do desenvolvimento de catalisadores e materiais de membrana mais baratos, aumento da densidade de corrente e melhoria da sua durabilidade.

Aumento da flexibilidade do sistema, melhor integração com fontes de energia renováveis, controle dinâmico e desenvolvimento de sistemas de energia e armazenamento.

O desenvolvimento de tecnologias eletroquímicas de alta temperatura (SOEC) é promissor, visto que estas são potencialmente muito eficazes, mas requerem uma transição da fase de pesquisa para a comercialização.

Ampliar a variedade de matérias-primas disponíveis para o processo — por exemplo, eletrólise da água do mar e utilização de águas residuais como matéria-prima.

Construção de infraestrutura para a economia do hidrogênio em termos de armazenamento, transporte, distribuição e conexões industriais.

Implementar políticas de apoio (subsídios, tarifas, regulamentações) e desenvolver cadeias de valor para o hidrogênio verde.

Os principais desafios incluem:

durabilidade dos eletrolisadores (corrosão, degradação da membrana, fadiga do material) [23],

custo da eletricidade, que é uma parte dominante do custo da produção de hidrogênio [26],

requisitos de qualidade da água de alimentação (alguns eletrolisadores requerem água muito pura, o que pode ser problemático, por exemplo, para água do mar) [27],

integração com fontes de energia renováveis instáveis — flexibilidade, mudanças rápidas de energia e armazenamento são necessárias [24].

A eletrólise da água é uma tecnologia com alto potencial no contexto da transição energética e da produção de hidrogênio limpo. As tecnologias PEM e SOEC estão se tornando cada vez mais competitivas. No entanto, barreiras econômicas e tecnológicas ainda representam limitações significativas. Uma restrição real ao desenvolvimento da tecnologia PEM pode ser a disponibilidade limitada de metais preciosos para catalisadores de eletrolisadores, como irídio ou platina. O desenvolvimento de materiais, a ampliação da escala de produção, a integração com fontes de energia renováveis e políticas adequadas serão cruciais para a ampla adoção da tecnologia. Também é importante estar ciente das restrições ao desenvolvimento resultantes de diferenças regionais devido ao clima (por exemplo, potencial de produção de energia renovável ou acesso à água). A longo prazo, o hidrogênio produzido por eletrólise poderá desempenhar um papel significativo na descarbonização da indústria, dos transportes e dos sistemas energéticos.

A produção tradicional de hidrogênio é um processo altamente intensivo em carbono, com apenas cerca de 4% do consumo global sendo hidrogênio verde, ou seja, hidrogênio produzido sem emissões de CO₂ [28] .

Aumentar o uso de hidrogênio verde é um requisito fundamental para a redução das emissões, mas a descarbonização da produção de hidrogênio exige a redução de seus custos de produção [29]. Atualmente, a produção de hidrogênio por eletrólise ainda é significativamente mais cara do que a produção convencional a partir de gás natural (por exemplo, reforma a vapor). O custo nivelado do hidrogênio (LCOH) para eletrólise em 2020 foi de aproximadamente 5,3 euros por kg, com uma redução projetada para aproximadamente 2,7 euros por kg até 2050 [9]. Até 2030, as análises sugerem uma redução nos custos de produção de hidrogênio por eletrólise em cerca de 50% em comparação com os níveis de 2020 [30].

Na Europa, os custos em 2030 podem ser relativamente altos (cerca de 5 a 6 euros por kg) devido à disponibilidade moderada da energia renovável mais barata e aos custos mais elevados de infraestrutura [26]. As curvas de aprendizagem e as economias de escala podem contribuir para reduções de custos significativas, por exemplo, no modelo europeu com desenvolvimento agressivo, os custos em 2050 podem atingir EUR ~1,26 por kg em alguns cenários de pesquisa [31]. Os intervalos de valores de custos (baixo-alto) permanecem amplos, especialmente para 2030-2040, devido a incertezas nos preços da energia, custos de materiais e políticas [32].

4. O papel do hidrogênio nos processos de refino de petróleo

Os produtos de refinaria são produzidos em várias etapas. Destilação fracionada (primeira etapa do processamento), na qual o petróleo bruto é aquecido a aproximadamente 350–400 °C e alimentado a uma torre de destilação.

Devido às diferenças nos pontos de ebulição, os componentes individuais se separam em frações [33].

Os processos secundários (de conversão) são utilizados para melhorar os rendimentos dos produtos [34]. Estes incluem:

craqueamento (térmico ou catalítico)—quebra longas cadeias de hidrocarbonetos em cadeias mais curtas [35 , 36 , 37],

reforma—melhora a qualidade da gasolina (aumenta o número de octano) [5 , 6 , 38].

hidrotratamento—remove enxofre e outras impurezas dos produtos [39].

Processos de purificação e mistura e adaptação aos padrões de qualidade.

As refinarias produzem uma gama de produtos. Estes são principalmente combustíveis prontos para uso.

O hidrogênio (H_2) desempenha um papel crucial nas refinarias de petróleo modernas. Ele é utilizado em diversos processos:

Na hidrotratamento, é utilizado para remover impurezas de frações de petróleo bruto, particularmente enxofre, nitrogênio, oxigênio e metais. O hidrogênio reage com essas impurezas para formar compostos facilmente separáveis, como sulfeto de hidrogênio (H_2S) e amônia (NH_3). Isso resulta em combustíveis mais limpos (por exemplo, diesel e gasolina com baixo teor de enxofre), o que melhora suas condições de operação (reduz as emissões de SO_2 após a combustão do combustível e prolonga a vida útil dos catalisadores em processos posteriores).

Um processo específico é a hidrodesulfurização (HDS), que reduz o teor de enxofre nos combustíveis, em conformidade com padrões ambientais rigorosos (por exemplo, <10 ppm de S em combustíveis da UE) [39 , 40].

Na hidrocracking, é utilizado para decompor frações de petróleo bruto pesado (óleos pesados, óleo combustível pesado) em produtos mais leves e de maior valor agregado, como gasolina e diesel [37]. Nesse processo, o hidrogênio previne a formação de fuligem e coque e estabiliza quimicamente os produtos resultantes. O uso de hidrogênio resulta em maiores rendimentos de combustíveis leves [36] e melhora a qualidade dos produtos resultantes (maior índice de octano, menor teor de enxofre).

A hidroreforma (reforma de hidrogênio/reforma catalítica com H_2) é um processo usado para melhorar a qualidade da gasolina, aumentando o número de octano. O hidrogênio é produzido como um subproduto neste processo, mas uma parte dele é reciclada para manter condições de reação estáveis e proteger o catalisador da formação de coque [41].

Em 2023, a indústria de refino consumiu aproximadamente 41 milhões de toneladas de hidrogênio, o que representa cerca de 42% da produção global [14 , 42].

Inclui a produção de hidrogênio como um dos processos de refino, porque, devido à demanda notavelmente alta, as refinarias frequentemente produzem hidrogênio internamente, seja no processo de reforma a vapor do metano (SMR) ou a partir de gases de refinaria gerados em outros processos.

5. O papel do hidrogênio na indústria petroquímica

A indústria petroquímica é uma das forças econômicas mais importantes em escala global ou local e contribui significativamente para a economia global em muitos setores. A indústria petroquímica produz quase 1 bilhão de toneladas de produtos por ano, o que representa cerca de 7% do PIB global [43 , 44]. No entanto, a produção petroquímica requer 14% da demanda global de petróleo e 8–9% da demanda global de gás, tornando-se uma das principais contribuintes para as emissões de gases de efeito estufa [44 , 45 , 46 , 47].

A indústria petroquímica é um setor difícil de descarbonizar devido ao uso necessário de combustíveis fósseis como matérias-primas e à complexidade e heterogeneidade das cadeias de suprimentos [47 , 48 , 49]. Como parte da transição de baixas emissões para emissões líquidas zero, as plantas petroquímicas devem fazer esforços adicionais.

Este setor é complexo porque produz uma ampla gama de produtos, todos com múltiplas cadeias de abastecimento. Regiões e países individuais do mundo têm suas próprias características únicas, tanto em termos de oferta quanto de diversidade de produtos.

Os produtos petroquímicos são cruciais para o nosso dia a dia: de plásticos e fertilizantes a produtos farmacêuticos e têxteis. Deve-se enfatizar que a produção em larga escala de produtos químicos pela indústria petroquímica também levou à geração de grandes quantidades de águas residuais, causando sérios danos ao ambiente marinho e à saúde humana [50].

As emissões de dióxido de carbono, com emissões significativas de compostos orgânicos voláteis (COVs), são fontes que contribuem para o efeito estufa global e para a destruição da camada de ozono [51]. O tratamento inadequado destes gases residuais petroquímicos também prejudica a saúde humana e o ambiente.

O hidrogênio é amplamente reconhecido como um vetor de energia limpa. Na indústria petroquímica, ele é usado tanto como combustível quanto como matéria-prima [52]. A indústria química consome aproximadamente 45 milhões de toneladas métricas de hidrogênio por ano, o que representa cerca de 40% da demanda global total de hidrogênio, principalmente como matéria-prima para [53]:

a produção de amônia, que é a base da indústria química e é usada principalmente para produzir fertilizantes e vários produtos químicos industriais; entre outras coisas, é um refrigerante barato e ecologicamente correto [54],

a produção de metanol, uma matéria-prima chave para a produção de formaldeído, ácido acético e plásticos; atualmente, o metanol verde, produzido a partir de hidrogênio de fontes renováveis e CO₂ capturado, está sendo desenvolvido para substituir o metanol derivado de combustíveis fósseis [55].

Os custos atuais de produção de hidrogênio, dependendo da região, variam de USD 10 a USD 14 por quilograma (USD 1 = EUR 0,96). No entanto, as estimativas dos custos de produção de hidrogênio verde em 2030 são as seguintes: USD 3,7 por kg nos Estados Unidos e USD 5,6 por kg na União Europeia [53], o que permite uma visão otimista da possibilidade de redução das emissões relacionadas à produção desta matéria-prima.

Melhorias significativas na eficiência e redução de custos da produção de hidrogênio cinza podem ser esperadas devido aos avanços tecnológicos na indústria de petróleo e gás. Técnicas inovadoras, como imagens sísmicas 3D e 4D, extração não convencional de petróleo e gás, robótica e automação, análise de dados e inteligência artificial, tecnologia blockchain e gêmeos digitais revolucionaram os processos de exploração e produção [56].

A indústria de amônia (NH_3) é, de longe, a maior consumidora de hidrogênio do mundo, respondendo por mais da metade do consumo global. A produção de amônia em escala industrial é realizada pelo processo Haber-Bosch, que envolve a combinação química de hidrogênio com nitrogênio (separado do ar). O processo ocorre em altas temperaturas e pressão, na presença de um catalisador. Portanto, todo o processo começa com a produção de hidrogênio (geralmente utilizando combustíveis fósseis, mais comumente gás natural, como fonte de hidrogênio e energia). Em uma configuração energética tradicional, o processo SMR + Haber-Bosch é intensivo em energia. A energia consumida inclui tanto o gás natural (como matéria-prima e combustível para aquecimento) quanto a eletricidade/calor para compressão, separação e manutenção das condições de reação. Portanto, a produção de amônia é muito intensiva em energia e emissões. A produção de 1 kg de NH_3 requer aproximadamente 0,177–0,178 kg de H_2 . O consumo energético típico para a produção de amônia pelo método Haber-Bosch é de 28 a 35 GJ por tonelada de NH_3 [57]. Considerando a escala global, estima-se que a produção de amônia consuma aproximadamente 2% do consumo energético final mundial. Os métodos tradicionais de produção de hidrogênio e energia (a partir de combustíveis fósseis) geram grandes quantidades de CO_2 .

A produção de amônia emite quase 500 milhões de toneladas de CO₂ por ano, ou cerca de 1,8% das emissões globais de CO₂ [58]. Por essa razão, a produção de amônia, embora particularmente importante para fertilizantes nitrogenados e para a indústria, tornou-se objeto de intenso debate no contexto da descarbonização.

A amônia verde pode ser produzida usando água como fonte de hidrogênio (via eletrólise); a energia necessária deve vir de fontes renováveis. Se a melhor fonte de água disponível for o mar, o que é frequentemente o caso em países quentes e ensolarados ricos em energia solar, a dessalinização será necessária primeiro. Pesquisas estão em andamento para desenvolver um método alternativo para a síntese de amônia verde que evite a produção de hidrogênio como etapa intermediária [59].

O metanol (CH₃OH) é produzido a partir de hidrogênio e dióxido de carbono por hidrogenação catalítica de CO₂ . O processo é exotérmico, mas limitado cinética e termodinamicamente (temperaturas mais altas favorecem reações secundárias). O catalisador industrial padrão é um sistema à base de Cu/ZnO/Al₂O₃ , embora novos sistemas (intermetálicos, à base de Pd, Ni, etc.) estejam sendo intensamente desenvolvidos para melhorar a atividade e a seletividade [60].

As fontes disponíveis fornecem números variados para a produção global de metanol. Em 2024, a produção global de metanol foi estimada em aproximadamente 97 milhões de toneladas [61].

Enquanto isso, o Instituto do Metanol estima o número de 2019 em 98 milhões de toneladas, com base na demanda por essa matéria-prima para a produção de diversos produtos químicos [62]. Considerando que o processo de produção de metanol a partir de CO₂ capturado e hidrogênio requer de 0,165 a 0,2 toneladas de hidrogênio para obter 1 tonelada de metanol [63], a demanda anual de hidrogênio pode ser estimada em aproximadamente 18 a 20 milhões de toneladas.

As estimativas de emissões do poço à vigília mostram que o papel mais vital na descarbonização do processo de produção de metanol é desempenhado pela descarbonização do hidrogênio utilizado. O uso de hidrogênio cinza proveniente do processo de reforma a vapor de metanol (SMR) resulta em emissões de aproximadamente 3,08 t CO₂ / ton de metanol [64]. Se as emissões da produção de hidrogênio forem reduzidas pelo uso de captura e armazenamento de carbono (CCS), então, com uma eficiência média de captura de dióxido de carbono, a intensidade de emissão do processo pode ser reduzida para aproximadamente 2,02 ton CO₂ / ton de metanol [65]. Se o metanol verde for produzido, ou seja, em condições em que o CO₂ necessário para o processo seja capturado de fontes renováveis (bioenergia com captura e armazenamento de carbono [BECCS]) e com captura direta do ar em qualquer local — Captura Direta do Ar (DAC) — e quando o hidrogênio verde for utilizado (produzido a partir de eletricidade renovável), o processo torna-se quase livre de emissões [62].

O etileno (C₂H₄) é um produto importante da indústria petroquímica. É um dos compostos orgânicos mais importantes utilizados na indústria química.

Devido às suas propriedades físico-químicas, é uma matéria-prima essencial na síntese de muitos plásticos e produtos químicos, desempenhando um papel significativo na economia global. O método industrial mais utilizado para a produção de etileno é o craqueamento a vapor de hidrocarbonetos [66] , que contribui significativamente para as emissões globais de gases de efeito estufa (GEE). Uma planta convencional demonstrou emissões de GEE de 869 kg CO₂eq por tonelada de etileno e um LCOE de USD 746 por tonelada de etileno [67].

Devido ao seu uso generalizado na indústria química, incluindo a produção de polietileno (PE) — um dos plásticos mais populares utilizados na produção de filmes, embalagens, garrafas, tubos e muitos outros produtos —, a produção de etileno é um indicador do desenvolvimento da indústria petroquímica de um país. A produção mundial de etileno ultrapassou 200 milhões de toneladas por ano, tornando-o um dos compostos orgânicos mais produzidos no mundo [45].

A utilização de hidrogênio verde na produção de etileno pode contribuir para a redução da intensidade de emissões na produção desse composto. Essas inovações poderiam ser implementadas por meio dos seguintes processos:

Substituição do hidrogênio preto ou cinza por hidrogênio verde: O processo clássico de craqueamento a vapor produz quantidades substanciais de hidrogênio, mas algumas reações (por exemplo, hidrogenação de impurezas e redução de óxidos) requerem mais fontes desse gás. A introdução de hidrogênio verde como reagente ou agente auxiliar reduz as emissões de CO₂ sem alterar a arquitetura da planta petroquímica [67].

Produção de etileno a partir de bioetanol utilizando hidrogênio verde: A produção de etileno a partir de bioetanol derivado de biomassa está sendo cada vez mais considerada. O processo de desidratação do etanol ($C_2H_5OH \rightarrow C_2H_4 + H_2O$) pode ser auxiliado por hidrogênio verde, que atua como agente redutor e estabilizador do catalisador em condições de alta temperatura. Além disso, é possível produzir o chamado bioetileno, ou seja, etileno de origem totalmente renovável [68].

Síntese de etileno a partir de dióxido de carbono e hidrogênio verde usando processos eletrocatalíticos ou termocatalíticos: Esta reação é um exemplo de tecnologia Power-to-X, que converte energia renovável em produtos químicos. O processo requer catalisadores avançados (por exemplo, catalisadores à base de óxido de cobre, prata ou cério) [69].

Aplicação do hidrogênio verde em processos de aquecimento e geração de energia: A produção de etileno requer temperaturas extremamente altas (até 900 °C), tradicionalmente alcançadas pela queima de gás natural. A introdução do hidrogênio verde como combustível energético em fornos de craqueamento pode reduzir significativamente as emissões de CO_2 associadas à geração de calor do processo. Essas modernizações estão sendo testadas atualmente por empresas petroquímicas, incluindo BASF, Shell e SABIC [70]. A substituição de combustíveis gasosos externos por eletricidade da rede ou eletricidade renovável reduziu as emissões para 806 e 717 kg CO_2 eq por tonelada de etileno, respectivamente [67].

6. Filosofia da Descarbonização da Indústria de Refino e Petroquímica

Os principais emissores industriais de CO₂ são a indústria química e o refino de petróleo, responsáveis por 9,5% das emissões globais de gases de efeito estufa [71]. As emissões são liberadas ao longo do ciclo de vida dos produtos petroquímicos [47 , 72]. O refino de petróleo, a síntese de amônia e o craqueamento a vapor de hidrocarbonetos estão entre os processos mais poluentes da indústria química, responsáveis por emissões de 1313, 440 e 228 Mt CO₂ eq /ano, respectivamente, em 2020 [71].

Alguns cientistas afirmam que uma indústria química e petroquímica com emissão zero é alcançável até meados do século XXI. Isso parece improvável porque os cálculos devem adotar uma abordagem de ciclo de vida para capturar o impacto total das emissões de gases de efeito estufa e todas as opções de mitigação [49]. Como uma ferramenta eficaz, a economia circular pode melhorar o impacto ambiental, reduzir o consumo e evitar aumentos de custos e outras consequências negativas [73].

A indústria petrolífera tem sido um motor fundamental da economia global nas décadas anteriores, mas agora enfrenta críticas crescentes pelo seu impacto ambiental negativo através das emissões de gases com efeito de estufa, da ineficiência dos recursos e do desperdício. A integração de práticas “enxutas e verdes” está rapidamente a tornar-se uma abordagem transformadora para enfrentar estes desafios, integrando a otimização de processos com os princípios da sustentabilidade [74].

A indústria petroquímica é extremamente importante porque fornece materiais valiosos para uma ampla gama de produtos e indústrias, mas também contribui significativamente para as emissões de gases de efeito estufa [75].

O setor é altamente fragmentado em termos de produtos, processos e fontes de emissão, é vulnerável a interrupções na cadeia de suprimentos e é altamente sensível a preços [76]. É particularmente difícil descarbonizá-lo devido à sua dependência de combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás natural), usados tanto como fonte de energia quanto como matéria-prima. A maior parte das emissões de CO₂ neste setor resulta da produção de hidrogênio, amônia, metanol e olefinas leves [77].

Tornar a indústria petroquímica mais verde é uma tarefa complexa e desafiadora, e as estratégias implementadas destinadas a promover o desenvolvimento sustentável estão associadas a muitas limitações, sendo uma das mais importantes os custos excessivos de implementação dessas estratégias [75].

A literatura científica apresenta diversas publicações sobre a filosofia da descarbonização das indústrias de refino e química, incluindo a indústria petroquímica. Elas podem ser organizadas em grupos temáticos, que abrangem questões específicas e aspectos importantes relacionados à redução do impacto ambiental dessa indústria:

6.1. Descarbonização da indústria de petróleo e gás:

refino de petróleo [78], globalização e descarbonização [79], estratégias de descarbonização [80], redução do consumo de petróleo e descarbonização [81], descarbonização da cadeia de valor do petróleo [82], tecnologias-chave para a descarbonização [83], desenvolvimento sustentável da indústria de petróleo e gás [84], análise da evolução da indústria de petróleo e gás [85] e visão geral abrangente das tecnologias inteligentes na indústria de petróleo e gás [86];

6.2. Descarbonização da indústria petroquímica:

soluções de combustíveis fósseis [87], ecologização - uma estratégia de desenvolvimento sustentável [75] - uso de catálise [88], descarbonização da indústria petroquímica com luz [89], economia circular [90 , 91], desenvolvimento sustentável da transformação renovável [92] e ampliação de tecnologias de descarbonização profunda [93];

6.3. Descarbonização da indústria química:

caminho de emissão zero [49 , 77], opções tecnológicas e desenho de políticas para descarbonização [76], o uso da eletrificação - barreiras e oportunidades [94], descarbonização por meio de eletrólise [95], dados ruins e métodos desatualizados [96], opções tecnológicas e desenho de políticas [76], modelos de descarbonização [97] e inteligência artificial na descarbonização [98];

6.4. Descarbonização dos setores industriais:

uso de hidrogênio [99], revisão de tecnologias e políticas para um caminho de descarbonização profunda [100] e avaliação do potencial das opções de descarbonização [101].

A necessidade urgente de transição para um futuro energético mais sustentável impõe novos desafios às indústrias de refino e petroquímica [85]. Essas indústrias enfrentam, portanto, diversos desafios no século XXI, sendo a volatilidade dos preços do petróleo e as tensões geopolíticas os entraves mais significativos ao crescimento.

Todos os elementos da abordagem holística para alcançar progresso na redução das emissões de gases de efeito estufa apresentados acima são muito semelhantes e se resumem à afirmação de que, onde o hidrogênio é utilizado, a melhor opção de descarbonização atualmente conhecida é reduzir as emissões de sua produção. Portanto, o hidrogênio verde é uma boa opção de descarbonização, e os esforços de cientistas e tecnólogos estão focados na redução de seus custos de produção.

7. Possibilidades de descarbonização para as indústrias de refino e petroquímica

As indústrias petroquímica e de refino são intensivas em energia e emitem quantidades significativas de CO₂. Pode-se esperar que a demanda por produtos refinados diminua ligeiramente no futuro [14]. Embora vários projetos significativos dedicados à produção de hidrogênio de baixa emissão para a indústria de refino estejam atualmente planejados, devido ao aumento esperado na demanda por produtos petroquímicos nas próximas décadas, a redução de emissões está se tornando um desafio sério [45].

As seguintes direções de desenvolvimento podem se tornar as principais alavancas da descarbonização:

Aumento da eficiência energética e modernização de processos. Este método é geralmente o primeiro passo na redução. Isso permite menores emissões de CO₂, por exemplo, por meio da otimização da destilação, recuperação de calor e controle eletrônico do processo [102]. Os custos de redução das emissões de CO₂ são estimados em EUR ~0–60/t CO₂ [103]. A maturidade tecnológica é muito alta.

Trata-se de tecnologias comerciais amplamente utilizadas com alto potencial para “resultados rápidos”. O nível de maturidade tecnológica (TRL) é alto e o período de retorno do capital investido é curto [104].

Aumentar a utilização de fontes de energia de baixas emissões. Sempre que possível, as reduções de emissões podem ser alcançadas através da eletrificação dos processos de aquecimento e da substituição do carvão/óleo combustível/gás por combustíveis de baixo carbono e aquecimento urbano [105].

Utilizar hidrogênio de baixa emissão e alta pureza como combustível e matéria-prima — por exemplo, para a produção de amônia ou processos de hidrogenação — é uma estratégia promissora. Essa direção apresenta um potencial de descarbonização extremamente elevado, mas a escala e os custos dependem da disponibilidade de eletricidade verde/livre de carbono mais barata e do desenvolvimento de eletrolisadores. A AIE (Agência Internacional de Energia) revisou recentemente suas previsões para a disponibilidade de H₂ de baixa emissão em aproximadamente 25% em comparação com as expectativas anteriores, o que significa que o caminho da descarbonização baseado em H₂ pode ser mais lento e menos previsível do que se supunha anteriormente. A falta de competitividade do hidrogênio de baixa emissão em comparação com o hidrogênio derivado de combustíveis fósseis se agravou com a queda dos preços do gás e o aumento dos preços dos eletrolisadores [106]. O custo nivelado de produção de hidrogênio (LCOH) a partir de gás natural sem redução de emissões varia de pouco mais de US\$ 1/kg H₂ em algumas regiões produtoras de gás natural a quase US\$ 9/kg H₂ em regiões importadoras de gás natural.

Em contraste, o custo de produção de hidrogênio a partir de eletricidade renovável varia de cerca de USD 4/kg H₂ em locais com fortes recursos renováveis a mais de USD 10/kg H₂ em locais com menor potencial. Isso significa que, em circunstâncias muito favoráveis, o hidrogênio verde tornou-se competitivo em algumas regiões [107]. A tecnologia de produção por eletrólise da água está lentamente atingindo a escala comercial, embora a escala ainda seja limitada porque a cadeia de valor e a infraestrutura (transporte, armazenamento) ainda estão em construção [14]. Diversas incertezas, como o preço da eletricidade, o custo e a disponibilidade de eletrolisadores, a expansão da infraestrutura de H₂ e o apoio político, estão retardando a dinâmica de desenvolvimento.

Aplicação de tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS/CCU) em locais onde as emissões provenientes de processos de combustão e fabricação são difíceis de eliminar. No entanto, os projetos de CCS estão sendo construídos apenas em alguns locais e seu número é limitado. Sua implementação depende de instrumentos de apoio político e da infraestrutura de transporte/armazenamento de CO₂ [108]. O custo da captura e armazenamento de carbono é de aproximadamente EUR 30–150/t CO₂, dependendo do projeto e de sua escala. Existem polos onde, para instalações projetadas de forma eficiente, esse custo é menor, em torno de EUR 35–50/t CO₂. Os custos de transporte e armazenamento são cruciais [109]. As tecnologias de captura são comercialmente viáveis (já existem diversas grandes instalações), mas o número de projetos e a infraestrutura de transmissão e armazenamento exigem desenvolvimento rápido.

A escalabilidade e o financiamento de investimentos ainda representam um desafio [110], e a disponibilidade de locais de armazenamento, os custos de transporte de CO₂ , a aceitação pública e os mecanismos de apoio (regulamentações e preços de emissão) são as principais incertezas que dificultam o desenvolvimento.

A expansão da economia circular e a consequente substituição de algumas matérias-primas combustíveis por biomassa e matérias-primas químicas recicladas (por exemplo, utilizando resíduos plásticos reciclados como matéria-prima) reduzem a procura de hidrocarbonetos e as emissões associadas à sua produção [45]. No caso da reciclagem, os custos de processamento de 1 tonelada de plástico variam entre USD 200 e USD 1200 (dependendo da tecnologia, do tipo de resíduo e da escala); a competitividade em relação ao petróleo depende do preço do petróleo/gás. É difícil calcular as emissões evitadas, uma vez que estas dependem da qualidade e da utilização da matéria-prima reciclada [111] . A maturidade tecnológica é baixa, embora já existam várias instalações comerciais. A tecnologia está em desenvolvimento graças a muitas instalações-piloto, mas a sua eficiência económica é sensível aos preços das matérias-primas e depende da escala da instalação [45].

Deve-se notar que existem algumas barreiras à descarbonização desta indústria. No caso do CCS, a escala do investimento em infraestrutura é grande, resultando em custos excessivos e longos tempos de construção. No caso do desenvolvimento de H₂ de baixa emissão , os elevados custos de CAPEX/OPEX e a falta de certeza regulamentar também são obstáculos [104].

Por outro lado, os esforços da União Europeia para alcançar uma economia de emissões zero até meados do século estão a impulsionar investimentos em tecnologias de baixas emissões. O pacote legislativo Fit-for-55, que visa reduzir as emissões de gases com efeito de estufa em pelo menos 55% até 2030 em comparação com 1990, inclui a reforma das regulamentações existentes e a introdução de novas (incluindo a reforma do SCE, a tarifa de carbono CBAM e novas metas para as energias renováveis) para transformar a economia e a indústria, exigindo ação em muitos setores, da energia aos transportes. O controlo dos parâmetros industriais aumenta significativamente a pressão dos custos sobre as emissões e é um importante motor da descarbonização para refinarias, plantas petroquímicas e produtos químicos na UE [112].

Nos últimos anos, surgiram diversas iniciativas internacionais para apoiar o desenvolvimento da produção de hidrogênio limpo. Suas atividades apoiam a descarbonização das indústrias de refino e petroquímica. Um grupo de 33 operadores de infraestrutura energética formou a Iniciativa Europeia de Infraestrutura de Hidrogênio (EHB, na sigla em inglês), cuja missão é apoiar o mercado de hidrogênio renovável e de baixa emissão [113].

Ao enfatizar o desenvolvimento de gasodutos de hidrogênio pan-europeus (redes de gás novas e reconstruídas), a EHB facilita o fornecimento de hidrogênio verde e de baixa emissão para os polos industriais existentes e elimina as barreiras logísticas que atualmente limitam a descarbonização dos processos de refino. Sem uma infraestrutura de base, a transição das refinarias para o hidrogênio de baixa emissão seria local, fragmentada e dispendiosa.

A Comissão Europeia promove o apoio ao desenvolvimento do hidrogénio renovável através da criação de gremias que proporcionam uma plataforma comum para várias partes interessadas (indústria, governos, investidores e ONGs). Em 2020, foi criada a Aliança Europeia para o Hidrogénio Limpo (ECH2A) para acelerar a implementação da tecnologia do hidrogénio limpo na Europa [114]. A plataforma integra os interesses da indústria pesada com as políticas da UE, aumentando a visibilidade dos projetos de refinação nas estratégias europeias para o hidrogénio. Facilita parcerias e o acesso a fontes de financiamento e redes no setor do hidrogénio.

Em 2022, a Comissão Europeia estabeleceu o Banco Europeu de Hidrogénio (EHBk), um instrumento financeiro destinado a reduzir a diferença de custos de produção entre o hidrogénio renovável e o hidrogénio de origem fóssil [115]. Da perspetiva das indústrias de refinação e petroquímica, o EHBk reduz o risco de investimento em projetos de hidrogénio renovável (crucial para a modernização das instalações de refinação), facilita a obtenção de um preço competitivo para o hidrogénio de baixo carbono através do apoio estável à procura e promove a criação de um mercado de hidrogénio, e não apenas de projetos individuais.

O apoio da União Europeia ao desenvolvimento de infraestruturas de hidrogénio renovável é assegurado pelo Projeto Importante de Interesse Comum Europeu na cadeia de valor do hidrogénio (IPCEI Hy2Infra) [116]. Este apoio financeiro é crucial para a descarbonização das indústrias de refinação e petroquímica.

Os Estados Unidos também adotaram soluções para apoiar a produção de hidrogénio limpo.

Em 2025, foram introduzidos créditos fiscais para a produção de hidrogênio, com o valor do crédito baseado nas emissões de gases de efeito estufa (GEE) ao longo de todo o ciclo de vida da produção de hidrogênio [117].

8. Resumo Final

O desejo de desacelerar o processo de aquecimento global resultante das emissões excessivas de gases de efeito estufa na atmosfera está causando um aumento no interesse por tecnologias de baixa emissão que possam substituir os métodos anteriormente utilizados na produção de diversos bens necessários à humanidade. Todos os setores da economia utilizam atualmente tecnologias de redução de emissões, mas o potencial para reduzi-las depende dos processos específicos empregados. As indústrias de refino e petroquímica estão entre as mais desafiadoras para a descarbonização. Isso se deve ao tipo de matéria-prima utilizada (carvão, petróleo bruto ou gás natural) e à necessidade de utilizar hidrogênio no processamento.

O hidrogênio é comumente produzido no processo de reforma a vapor de metano (SMR), que gera dióxido de carbono como subproduto. Portanto, o método mais eficaz para reduzir as emissões das indústrias de refino e petroquímica é substituir o hidrogênio produzido tradicionalmente (o chamado hidrogênio negro — se produzido a partir do carvão — ou hidrogênio cinza — se produzido a partir do gás natural) por hidrogênio verde — produzido no processo de eletrólise da água utilizando fontes de energia renováveis — ou hidrogênio de baixa emissão (hidrogênio azul), onde o CO₂ produzido no processo de produção é capturado e armazenado ou utilizado.

Como ainda não foram desenvolvidos outros métodos eficazes para a produção de metanol, amônia ou etileno sem hidrogênio, a ênfase está na redução das emissões do processo de produção de hidrogênio e no uso mais amplo possível de hidrogênio verde, não apenas nos processos físicos e químicos utilizados por essas indústrias, mas também para o fornecimento de eletricidade e calor necessários para os processos.

A eletrólise da água, como método para a produção de hidrogênio sem emissões, bem como seu uso generalizado em processos de refino e na indústria petroquímica, representa o caminho certo para a redução significativa das emissões nesses setores, nas condições tecnológicas atuais. No entanto, a produção de hidrogênio verde apresenta limitações bem documentadas e permanece economicamente pouco competitiva em comparação com os métodos tradicionais de produção de hidrogênio. Por essa razão, e devido às dificuldades encontradas na implementação de tecnologias alternativas de produção sem emissões, a ecologização das indústrias de refino e petroquímica é uma tarefa complexa e desafiadora, associada a inúmeras restrições, sendo uma das mais significativas o alto custo de implementação dessas estratégias. Portanto, superar as barreiras à descarbonização é uma tarefa árdua não apenas para engenheiros, mas também para políticos, uma vez que depende em grande parte dos instrumentos de apoio político utilizados.

Reduzir o custo de produção do hidrogênio é, portanto, fundamental e só pode ser alcançado (neste estágio de desenvolvimento tecnológico) com o apoio financeiro dos países interessados. No entanto, com o progresso tecnológico e as reduções de custos obtidas por meio da implementação de aprendizados e economias de escala, o processo de descarbonização pode se acelerar.

Tornar as indústrias de refino e petroquímica neutras em carbono até 2050 não será um processo fácil, e alcançar esses objetivos só será possível com um esforço significativo em nível nacional e a cooperação global das partes interessadas. Um forte apoio a esse setor, inclusive financeiro, torna-se essencial nesta fase. Sem as medidas mencionadas, portanto, parece que não será possível alcançar a produção livre de emissões até 2050, e as metas de descarbonização estabelecidas em níveis nacional e global devem levar esse fato em consideração.

Abreviações e símbolos

As seguintes abreviações são utilizadas neste manuscrito:

AME Membrana de eletrólise aniônica

BECCS Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono

C Carbono

C_2H_4 Etileno

CAPEX despesas de capital

CCS Captura e armazenamento de carbono

UTI Captura e Utilização de Carbono

C_2H_4 Etileno

CH_3OH Metanol

Capítulo 4 Metano

CO Monóxido de carbono

CO₂ Dióxido de carbono

DAC Captura direta de ar

ECH 2 A Aliança Europeia para o Hidrogênio Limpo

ETS Sistema de Comércio de Emissões

UE União Europeia

EUR Euro

EHB Iniciativa Europeia de Rede Elétrica de Hidrogênio

EHBk Banco Europeu de Hidrogênio

PIB Produto Interno Bruto

GEE Gás de efeito estufa

H₂ Hidrogênio

H₂O Água

H₂S Sulfeto de hidrogênio

HDS Hidrodessulfurização

IPCEIHy2Infra Projeto importante de interesse comum europeu na cadeia de valor do hidrogênio.

kg quilogramas

LCOE Custo Nivelado da Eletricidade

LCOH Custo Nivelado do Hidrogênio

GLP Gás Liquefeito de Petróleo

ONG Organização não governamental

NH₃ Amônia

OPEX Despesas operacionais

PE Polietileno

PEM Membrana de troca de prótons

PSA Adsorção por Oscilação de Pressão

ppm partes por milhão

S Enxofre

SMR Reforma a vapor do metano

SO₂ Dióxido de enxofre

SOECs Células eletrolíticas de óxido sólido

TRLs Níveis de prontidão tecnológica

USD Dólar dos Estados Unidos

COVs Compostos Orgânicos Voláteis

Contribuições dos autores

Conceitualização: EM e LG; metodologia: EM e LG; análise formal: EM e LG; investigação: EM e LG; recursos: EM e LG; redação – preparação, revisão e edição do rascunho original: EM e LG. Todos os autores leram e aprovaram a versão final do manuscrito.

Financiamento

Esta pesquisa não recebeu financiamento externo. O artigo foi elaborado como parte das atividades estatutárias do Instituto.

Declaração de Disponibilidade de Dados

Os autores não criaram arquivos de dados separados para este artigo. Todos os dados utilizados estão incluídos nas citações.

Conflitos de interesse

Os autores declaram não haver conflitos de interesse.

Referências

Pellegrino, J.; Brueske, S.; Carole, T.; Andres, H. Perfil Energético e Ambiental da Indústria de Refino de Petróleo dos EUA ; Preparado para o Departamento de Energia dos EUA, Programa de Tecnologias Industriais; Energetics Incorporated: Columbia, MD, EUA, 2007. Disponível online: https://www1.eere.energy.gov/manufacturing/resources/petroleum_refining/pdfs/profile.pdf (acessado em 23 de outubro de 2025).

Khan, MHA; Daiyan, R.; Neal, P.; Haque, N.; MacGill, I.; Amal, R. Uma estrutura para avaliar a viabilidade econômica da produção de hidrogênio azul a partir da reforma a vapor do metano usando captura, armazenamento e utilização de carbono. *Int. J. Hydrogen Energy* 2021 , 46 , 22685–22706. [Google Scholar] [CrossRef]

Ozone, W.; Ikevuje, AH; Ogbu, AD; Esiri, EE. Produção e utilização de hidrogênio em instalações de petróleo e gás. *Magna Sci. Adv. Res. Rev.* 2023 , 8 , 251–263. [Google Scholar] [CrossRef]

Zhang, K.; He, L.; Jiang, L.; Jiang, S.; Yu, R.; Lau, HC; Xie, C.; Chen, Z. O papel do hidrogênio na transição energética da indústria de petróleo e gás. *Energy Rev.* 2024 , 3 , 100090. [Google Scholar] [CrossRef]

Xu, J.; Froment, GF Reforma a vapor do metano, metanação e deslocamento do gás de água: I. Cinética intrínseca. *AIChE J.* 1989 , 35 , 88–96. [Google Scholar] [CrossRef]

Hou, K.; Hughes, R. A cinética da reforma a vapor do metano sobre um catalisador Ni/ α -Al₂O₃. *Chem. Eng. J.* 2001 , 82 , 311–328. [Google Scholar] [CrossRef]

Liu, K.; Song, C.; Subramani, V. (Eds.) *Tecnologias de Produção e Purificação de Hidrogênio e Gás de Síntese* ; Instituto Americano de Engenheiros Químicos: Nova York, NY, EUA, 2009. [Google Scholar] [CrossRef]

Brändle, G.; Schönfisch, M.; Schulte, S. Estimativa dos custos globais de fornecimento de hidrogênio de baixo carbono a longo prazo ; EWI Working Paper, nº 20/04, novembro; Instituto de Economia de Energia da Universidade de Colônia (EWI): Colônia, Alemanha, 2020; Disponível online: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/03/EWI_WP_20-04_Estimating_long-term_global_supply_costs_for_low-carbon_Schoenfisch_Braendle_Schulte-1.pdf (acessado em 23 de outubro de 2025).

Frieden, F.; Leker, J. Custos futuros do hidrogênio: uma revisão quantitativa. *Sustain. Energy Fuels* 2024 , 8 , 1806–1822. [Google Scholar] [CrossRef]

Patlolla, SR; Katsu, K.; Sharafian, A.; Wei, K.; Herrera, OE; Mérida, W. Uma revisão das tecnologias de pirólise de metano para produção de hidrogênio. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2023 , 181 , 113323. [Google Scholar] [CrossRef]

Dai, H.; Besser, RS Análise de fluidização para decomposição catalítica de metano sobre negros de carbono para produção de hidrogênio solar. *Int. J. Hydrogen Energy* 2021 , 46 , 39079–39094. [Google Scholar] [CrossRef]

Boretti, A. Avanços na produção sustentável de hidrogênio turquesa via pirólise de metano em metais fundidos. *Clean. Chem. Eng.* 2025 , 11 , 100139. [Google Scholar] [CrossRef]

Cvetinovic, D.; Eric, A.; Anđelković, J.; Ćetenović, N.; Jovanović, M.; Bakić, V. Viabilidade Econômica da Produção de Hidrogênio via Degradação Térmica por Plasma do Gás Natural. *Processos* 2025 , 13 , 1888. [Google Scholar] [CrossRef]

Agência Internacional de Energia. Revisão Global do Hidrogênio 2024 ; Agência Internacional de Energia: Paris, França, 2024; Disponível online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024> (acessado em 22 de outubro de 2025).

Prabowo, L.; Lai, L.; Chivers, B.; Burke, D.; Dinh, AH; Ye, L.; Wang, Y.; Wang, Y.; Wei, L.; Chen, Y. Coprodutos de carbono sólido da produção de hidrogênio por pirólise de metano: entendimentos atuais e progressos recentes. *Carbon* 2024 , 16 , 118507. [Google Scholar] [CrossRef]

Holler, J.; Vine, D. Pirólise do metano para produção de hidrogênio ; Centro para Soluções Climáticas e Energéticas: Washington, DC, EUA, 2025; Disponível online: <https://www.c2es.org/wp-content/uploads/2025/09/methane-pyrolysis-for-hydrogen-production.pdf> (acessado em 24 de outubro de 2025).

Razmi, AR; Hanifi, AR; Shahbakhti, M. Análise técnico-econômica de um novo conceito para a combinação da pirólise do metano em sal fundido com campo solar de helióstatos. *Energy* 2024 , 301 , 131644. [Google Scholar] [CrossRef]

Ingale, GU; Kwon, H.-M.; Jeong, S.; Park, D.; Kim, W.; Bang, B.; Lim, Y.-I.; Kim, SW; Kang, Y.-B.; Mun, J.; et al. Avaliação das emissões de gases de efeito estufa dos processos de produção de hidrogênio: Hidrogênio Turquoise vs. Reforma a vapor do metano. *Energies* 2022 , 15 , 8679. [Google Scholar] [CrossRef]

Vidas, L.; Castro, R. Desenvolvimentos recentes em tecnologias de produção de hidrogênio: revisão do estado da arte com foco em eletrólise verde. *Appl. Sci.* 2021 , 11 , 11363. [Google Scholar] [CrossRef]

Abudureyimu, A.; Tuluhong, A.; Chang, Q.; Wang, F.; Luo, B. Uma revisão abrangente da tecnologia de hidrogênio verde: métodos de eletrólise, topologias e estratégias de controle. *Materials* 2025 , 18 , 4826. [Google Scholar] [CrossRef]

Kumar, SS; Lim, H. Avanços recentes na produção de hidrogênio por meio de eletrólise da água com membrana de troca de prótons — Uma revisão. *Sustain. Energy Fuels* 2023 , 7 , 3560–3583. [Google Scholar] [CrossRef]

Ahmad Kamaroddin, MF; Sabli, N.; Tuan Abdullah, TA; Siajam, SI; Abdullah, LC; Abdul Jalil, A.; Ahmad, A. Eletrolise Baseada em Membrana para Produção de Hidrogênio: Uma Revisão. *Membranas* 2021 , 11 , 810. [Google Scholar] [CrossRef]

Aslam, S.; Rani, S.; Lal, K.; Fatima, M.; Hardwick, T.; Shirinfar, C.; Ahmed, N. Produção eletroquímica de hidrogênio: economia sustentável do hidrogênio. *Green Chem.* 2023 , 25 , 9543–9573. [Google Scholar] [CrossRef]

Nasser, M.; Megahed, TF; Ookawara, S.; Hassan, H. Uma revisão de sistemas baseados em eletrolise da água para produção de hidrogênio. *Environ. Sci. Pollut. Res.* 2022 , 29 , 86994–87018. [Google Scholar] [CrossRef]

Zhang, Y.; Zhang, Y.; Li, Z.; Yu, E.; Ye, H.; Li, Z.; Guo, X.; Zhou, D.; Wang, C.; Sha, Q.; et al. Uma revisão da produção de hidrogênio via eletrolise da água do mar: estado atual e desafios. *Catalysts* 2024 , 14 , 691. [Google Scholar] [CrossRef]

Navarrete, A.; Zhou, Y. O preço do hidrogênio verde: como e por que estimamos os custos de produção futuros. (Blog). ICCT20. 2024. Disponível online: <https://theicct.org/the-price-of-green-hydrogen-estimate-future-production-costs-may24>. (acessado em 24 de outubro de 2025).

Mika, Ł.; Sztékler, K.; Bujok, T.; Boruta, P.; Radomska, E. Tecnologias de tratamento de água do mar para produção de hidrogênio por eletrolise – uma revisão. *Energias* 2024 , 17 , 6255. [Google Scholar] [CrossRef]

Agência Internacional de Energia. Revisão Global do Hidrogênio 2023 ; Agência Internacional de Energia: Paris, França, 2023; Disponível online: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023> (acessado em 24 de outubro de 2025).

Zun, MT; McLellan, BC. Projeção de custos de cenários de produção global de hidrogênio verde. *Hydrogen* 2023 , 4 , 932–960. [Google Scholar] [CrossRef]

Análise do Custo Futuro do Hidrogênio Verde. PwC. 2022. Disponível online: <https://www.pwc.com/gx/en/issues/business-model-reinvention/how-we-fuel-and-power/analysing-future-cost-of-green-hydrogen.html> (acessado em 12 de outubro de 2025).

Zeyen, E.; Victoria, M.; Brown, T. Aprendizagem endógena para hidrogênio verde em um modelo energético acoplado a setores para a Europa. *Nat. Commun.* 2023 , 14 , 3743. [Google Scholar] [CrossRef] [PubMed]

Münster, M.; Bramstoft, R.; Kountouris, I.; Langer, L.; Keles, D.; Schlautmann, R.; Mörs, F.; Saccani, C.; Guzzini, A.; Pellegrini, M.; et al. Perspectivas sobre o hidrogênio verde na Europa — Durante uma crise energética e rumo à neutralidade climática futura. *Oxf. Open Energy* 2024 , 3 , oiae001. [Google Scholar] [CrossRef]

Alzahrani, AA; Zamfirescu, C.; El-Emam, RS. Análise de um sistema de refinaria de petróleo bruto assistido por energia solar com geração de hidrogênio verde no local: um estudo de caso. *Arab. J. Sci. Eng.* 2025 , 50 , 2557–2571. [Google Scholar] [CrossRef]

Fetanat, A.; Tayebi, M. Um sistema de apoio à decisão para a integração de estratégias de descarbonização na indústria de refino de petróleo. *Sustain. Futures* 2025 , 9 , 100637. [Google Scholar] [CrossRef]

Fitriasari, EI; Hamdan, WNABW; Khan, MA; Liu, JY. Estratégias de descarbonização no craqueamento de nafta: insights do estudo de caso da Coreia do Sul. *ACS Sustain. Chem. Eng.* 2025 , 13 , 9913–9926. [Google Scholar] [CrossRef]

Liu, ZQ; Yu, YY; Liu, YJ; Ying, AG; Zhang, XL; Wang, Y. Desvendando o hidrocraqueamento da lignina de bétula por meio de catálise em tandem: desvendando o papel do transbordamento moderado de hidrogênio. *ACS Catal.* 2024 , 14 , 2115–2126. [Google Scholar] [CrossRef]

Qin, K.; Ye, SS. Projeto e otimização multiobjetivo do coprocessamento de bio-óleo e óleo de gás de vácuo em uma unidade de hidrocracking integrando hidrogênio verde e eletricidade verde. *J. Clean. Prod.* 2024 , 451 , 142081. [Google Scholar] [CrossRef]

Filimonova, AA; Chichirov, AA; Chichirova, ND; Pechenkin, AV Reforma de Combustível de Hidrocarboneto em Sistemas Eletroquímicos (Revisão). *Eng. Térmica.* 2023 , 70 , 615–623. [Google Scholar] [CrossRef]

Zhang, Q.; Li, J.; Feng, X. Síntese de rede de hidrogênio baseada em princípio termodinâmico com variação do teor de enxofre do óleo de alimentação de hidrorrefino para minimização da exergia total. *J. Clean. Prod.* 2020 , 256 , 120230. [Google Scholar] [CrossRef]

Pstrowska, K.; Walendziewski, J. Avaliação da rentabilidade do processo de refino para a produção de biocombustíveis - Estudo de caso do óleo pirolítico de colza. *Pol. J. Environ. Stud.* 2021 , 30 , 4609–4619. [Google Scholar] [CrossRef] [PubMed]

Sanyal, A.; Malalasekera, W.; Bandulasena, H.; Wijayantha, KGU. Revisão da produção de hidrogênio turquesa a partir da decomposição catalítica do metano: Otimizando reatores para a produção sustentável de hidrogênio. *Int. J. Hydrogen Energy* 2024 , 72 , 694–715. [Google Scholar] [CrossRef]

Wakim, G.; Towar, M. Hidrogênio para a Descarbonização — Uma Avaliação Realista ; Clean Air Task Force (CATF): Boston, MA, EUA, 2023; Disponível online: <https://cdn.catf.us/wp-content/uploads/2023/11/22083447/hydrogen-for-decarbonization.pdf> (acessado em 5 de outubro de 2025).

Cullen, L.; Meng, F.; Lupton, R.; Cullen, JM. Reduzindo as incertezas nas emissões de gases de efeito estufa da produção química. *Nat. Chem. Eng.* 2024 , 1 , 311–322. [Google Scholar] [CrossRef]

Yan, Y.; Pang, YX; Luo, X.; Lin, Q.; Cheng, H.; Pang, ChH; Zhang, H.; Gao, X.; Wu, T. Emissões de gases de efeito estufa com foco em dióxido de carbono de plantas petroquímicas e indústrias associadas: Visão geral crítica, avanços recentes e perspectivas de estratégias de mitigação. *Process Saf. Environ. Prot.* 2024 , 188 , 406–421. [Google Scholar] [CrossRef]

Agência Internacional de Energia. O futuro da petroquímica. Em *O Futuro da Petroquímica. Rumo a Plásticos e Fertilizantes Mais Sustentáveis* ; Agência Internacional de Energia: Paris, França, 2018. [Google Scholar] [CrossRef]

Meng, F.; Wagner, A.; Kremer, AB; Kanazawa, D.; Leung, JJ; Goult, P.; Guan, M.; Herrmann, S.; Speelman, E.; Sauter, P.; et al. Caminhos compatíveis com o planeta para a transição da indústria química. *Proc. Natl. Acad. Sci. USA* 2023 , 120 , e2218294120. [Google Scholar] [CrossRef]

Jennings, ET; Hamlin, PJ; Hamlin, C.; Cullen, JM. Conectado, complexo e carbonizado: os arquétipos nacionais do setor petroquímico. *Energy Res. Soc. Sci.* 2024 , 118 , 103826. [Google Scholar] [CrossRef]

Missão Possível: Alcançar emissões líquidas zero de carbono em setores de difícil descarbonização até meados do século. Comissão de Transição Energética (ETC). 2018. Disponível online:

https://www.energy-transitions.org/wp-content/uploads/2020/08/ETC_MissionPossible_FullReport.pdf (acessado em 16 de agosto de 2025).

Saygin, D.; Gielen, D. Caminho de emissão zero para o setor químico e petroquímico global. *Energies* 2021 , 14 , 3772. [Google Scholar] [CrossRef]

Li, Y.; Zhang, Y.; Zong, M. Progresso no tratamento de águas residuais petroquímicas. *Highlights Sci. Eng. Technol.* 2025 , 135 , 111–116. [Google Scholar] [CrossRef]

Wu, M.; Liu, W.; Ma, Z.; Qin, T.; Chen, Z.; Zhang, Y.; Cao, N.; Xie, X.; Chi, S.; Xu, J.; et al. Tendências globais na pesquisa e desenvolvimento de gases residuais petroquímicos de 1981 a 2022. *Sustainability* 2024 , 16 , 5972. [Google Scholar] [CrossRef]

Noussan, M.; Raimondi, PP; Scita, R.; Hafner, M. O papel do hidrogênio verde e azul na transição energética — Uma perspectiva tecnológica e geopolítica. *Sustentabilidade* 2020 , 13 , 298. [Google Scholar] [CrossRef]

Böser, A. Hidrogênio e a Indústria Química. *5-HT Chemistry & Health*. 2025. Disponível online: <https://www.5-ht.com/en/media/blog/hydrogen-report-chemical-industry-2025> (acessado em 21 de julho de 2025).

Sleiti, AK; Al-Ammari, WA. Abordagem termodinâmica sistemática para o projeto de refrigerantes mistos usados no processo de pré-resfriamento de hidrogênio. *Int. J. Hydrogen Energy* 2022 , 47 , 20915–20931. [Google Scholar] [CrossRef]

Wenzel, H.; Müller, G.; Harzendorf, F.; Schöb, T.; Kullmann, F.; Weinand, JM; Stolten, D. Rumo à produção de hidrogênio verde e metanol com uso consciente da água: uma revisão técnico-econômica. *Nexus* 2025 , 2 , 100054. [Google Scholar] [CrossRef]

Alagoz, E.; Alghawi, Y.; Ergul, MS Inovação na exploração e produção: como a tecnologia está mudando o cenário do petróleo e gás. *J. Energy Nat. Resour.* 2023 , 12 , 25–29. [Google Scholar] [CrossRef]

Gabrielli, P.; Rosa, L.; Gazzani, M.; Meys, R.; Bardow, A.; Mazzotti, M.; Sansavini, G. Indústria química com emissões líquidas zero em um mundo de recursos limitados. *Uma Terra* 2023 , 6 , 682–704. [Google Scholar] [CrossRef]

Amônia: Fertilizante, Combustível e Reservatório de Energia com Zero Emissões de Carbono. Resumo de Políticas. Royal Society, 2020. Disponível online: <https://royalsociety.org/-/media/policy/projects/green-ammonia/green-ammonia-policy-briefing.pdf> (acessado em 25 de outubro de 2025).

Songa, X.; Basheerb, C.; Zarea, RN. Produção de amônia a partir de microgotículas de nitrogênio e água. Proc. Natl. Acad. Sci. USA 2023 , 120 , e2301206120. [Google Scholar] [CrossRef]

Jiang, X.; Nie, X.; Guo, X.; Song, C.; Chen, JG. Avanços recentes na hidrogenação de dióxido de carbono em metanol via catálise heterogênea. Chem. Rev. 2020 , 120 , 7984–8034. [Google Scholar] [CrossRef]

Metanex Corporation. Relatório Anual 2024 ; Metanex Corporation: Vancouver, BC, Canadá, 2025; Disponível online: <https://www.methanex.com/wp-content/uploads/2024-Annual-Report.pdf> (acessado em 20 de novembro de 2025).

Agência Internacional de Energia Renovável e Instituto do Metanol. Perspectivas de Inovação: Metanol Renovável ; Agência Internacional de Energia Renovável e Instituto do Metanol: Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos, 2021. [Google Scholar]

Francis, A.; Ramyashree, MS; Priya, SS; Kumar, SH; Sudhakar, K.; Fan, WK; Tahir, M. Hidrogenação de dióxido de carbono em metanol: estudos de simulação e otimização de processos. Int. J. Hydrogen Energy 2022 , 47 , 36418–36432. [Google Scholar] [CrossRef]

Sun, P.; Young, B.; Elgowainy, A.; Lu, Z.; Wang, M.; Morelli, B.; Hawkins, T. Poluentes atmosféricos e emissões de gases de efeito estufa da produção de hidrogênio em instalações de reforma a vapor de metano nos EUA. Environ. Sci. Technol. 2019 , 53 , 7103–7113. [Google Scholar] [CrossRef]

Zang, G.; Graham, EJ; Mallapragada, D. Produção de H₂ por meio de reforma de gás natural e captura de carbono: uma comparação tecnoeconômica e de análise do ciclo de vida. Int. J. Hydrogen Energy 2024 , 49 , 1288–1303. [Google Scholar] [CrossRef]

Towler, G.; Sinnott, R. Projeto de Engenharia Química ; Elsevier: Amsterdã, Holanda, 2022. [Google Scholar]

Shin, W.; Lin, B.; Lai, H.; Ibrahim, G.; Zang, G. Abordagens de descarbonização para a produção de etileno: análise tecnoeconômica comparativa e do ciclo de vida. *Green Chem.* 2025 , 27 , 3655–3675. [Google Scholar] [CrossRef]

Shi, QJ; Li, J.; Liu, YB; Kong, K.; Li, A.-Z.; Duan, H. Valorização fotoeletrocatalítica do ácido succínico derivado de biomassa em etileno acoplada à produção de hidrogênio sobre um TiO₂ ultrafino coberto com BiOx . *ACS Catal.* 2024 , 14 , 10728–10736. [Google Scholar] [CrossRef]

Ma, W.; Xie, S.; Liu, T.; Fan, Q.; Ye, J.; Fanfej, S.; Jiang, Z.; Zhang, Q.; Cheng, J.; Wang, Y. Redução eletrocatalítica de CO₂ a etileno e etanol por meio de acoplamento C–C assistido por hidrogênio sobre cobre modificado com flúor. *Nat. Catal.* 2020 , 3 , 478–487. [Google Scholar] [CrossRef]

BASF, SABIC e Linde iniciam a construção da primeira planta de demonstração do mundo para fornos de craqueamento a vapor aquecidos eletricamente em grande escala ; Notícias de Negócios e Finanças (BASF): Ludwigshafen, Alemanha, 2022; Disponível online: <https://www.basf.com/global/en/media/news-releases/2022/09/p-22-326> (acessado em 12 de novembro de 2025).

Isella, A.; Manca, D. Emissões de GEE por processos (petro)químicos e prioridades de descarbonização — Uma revisão. *Energies* 2022 , 15 , 7560. [Google Scholar] [CrossRef]

Bauer, F.; Kulionis, V.; Oberschelp, C.; Pfister, S.; Tilsted, JP; Finkill, GD; Fjäll, S. Petroquímica e Mudanças Climáticas: Rastreamento do Crescimento Global das Emissões e Principais Pontos Cegos em uma Indústria Baseada em Combustíveis Fósseis ; Relatório IMES/EESS; Universidade de Lund: Lund, Suécia, 2022; Volume 126, Disponível online: https://lucris.lub.lu.se/ws/portalfiles/portal/117494791/Petrochemicals_climate_change_review_web.pdf (acessado em 13 de outubro de 2025).

Ghorbanpour, A.; Hossinpour, AK Aplicação da economia circular na indústria de petróleo downstream: uma modelagem interpretativa. *Environ. Energy Econ. Res.* 2021 , 5 , S023. [Google Scholar] [CrossRef]

Dibia, F.; Dibia, C.; Dhakal, HN; Okpako, O.; Radulovic, J.; Isike, A. Uma revisão sobre como alcançar a sustentabilidade na indústria do petróleo por meio da integração de práticas enxutas e sustentáveis. *Appl. Sci.* 2025 , 15 , 2333. [Google Scholar] [CrossRef]

Dey, A.; Ghosh, S.; Kar, D. Ecologizando a indústria petroquímica: estratégias para a sustentabilidade. *Prog. Petrochem. Sci.* 2023 , 5 , PPS. 000607. [Google Scholar] [CrossRef]

Woodall, CM; Fan, Z.; Lou, Y.; Bhardwaj, A.; Khatri, A.; Agrawal, M.; McCormick, CF; Friedmann, SJ. Opções tecnológicas e desenho de políticas para facilitar a descarbonização da fabricação química. *Joule* 2022 , 6 , 2474–2499. [Google Scholar] [CrossRef]

Perego, C.; Ricci, M. Descarbonizando a indústria química. *La Chim. E L'Industria* 2023 , VII , 14–21. [Google Scholar] [CrossRef]

Griffiths, S.; Sovacool, BK; Kim, J.; Bazilian, M.; Uratani, JM. Descarbonizando a indústria de refino de petróleo: uma revisão sistemática de sistemas sociotécnicos, inovações tecnológicas e opções de políticas. *Energy Res. Soc. Sci.* 2022 , 89 , 102542. [Google Scholar] [CrossRef]

Guo, Y.; Yang, Y.; Bradsha, M.; Wang, C.; Blondeel, M. Globalização e descarbonização: estratégias em mudança das empresas globais de petróleo e gás. *WIREs Clim. Change* 2023 , 14 , e849. [Google Scholar] [CrossRef]

Oruwari, HO; Itsekor, L. Estratégias para a descarbonização das indústrias de petróleo e gás. In *Anais da Conferência e Exposição Internacional Anual da SPE Nigéria, Lagos, Nigéria, 31 de julho a 2 de agosto de 2023*. [Google Scholar] [CrossRef]

Matsumoto, R.; Tabata, T. Impacto e desafios da redução do consumo de petróleo para a descarbonização. *Appl. Sci.* 2022 , 12 , 3738. [Google Scholar] [CrossRef]

Ramos, G. Descarbonização para a cadeia de valor do petróleo e gás: uma revisão atualizada. *Angolan Ind. Chem. Eng. J.* 2021 , 1. [Google Scholar] [CrossRef]

Savaget, P.; Wittram Ch Zomer, T.; Armanios, D. Tecnologias-chave na busca pela descarbonização da indústria de petróleo e gás. *Res. Sq.* 2025. [Google Scholar] [CrossRef]

Dadd, E.; Kirou, V.; Velasquez, J.; Kalhori, SK; Galatro, D. Sustentabilidade e futuro da indústria de petróleo e gás: uma mini-revisão. *Dyna* 2023 , 90 , 130–138. [Google Scholar] [CrossRef]

Zand, M. Uma análise abrangente da evolução da indústria de petróleo e gás: do passado ao presente e desafios futuros. In *Anais da Conferência Internacional de Novas Tecnologias em Engenharia de*

Petróleo, Gás e Petroquímica no Irã, Teerã, Irã, 22–23 de outubro de 2024. [Google Scholar] [CrossRef]

Zakizadeh, M.; Zand, M. Revolucionando o petróleo e o gás: uma revisão abrangente das tecnologias de inteligência artificial na indústria de petróleo e gás. In Anais da Conferência Internacional de Novas Tecnologias em Engenharia de Petróleo, Gás e Petroquímica no Irã, Teerã, Irã, 22–23 de outubro de 2024. [Google Scholar] [CrossRef]

Tilsted, JP; Mah, A.; Nielsen, TD; Finkill, G.; Bauer, F. Narrativas da transição petroquímica: vendendo soluções de combustíveis fósseis em um mundo em descarbonização. *Energy Res. Soc. Sci.* 2022 , 94 , 102880. [Google Scholar] [CrossRef]

Liu, L.; Liu, A. A catálise abre caminho para uma nova era da indústria petroquímica. *Chem* 2024 , 10 , 1031–1037. [Google Scholar] [CrossRef]

Ozin, G. O que será necessário para descarbonizar as indústrias químicas e petroquímicas com luz? *Matter* 2023 , 6 , 3688–3690. [Google Scholar] [CrossRef]

Shirafkan, SM; Ledari, MB; Mohebbi, K.; Kordi, A.; Fani, M.; Vahedi, R. Revolucionando a cadeia de suprimentos petroquímica: integrando resíduos e CO₂ de CCUS em uma estrutura de economia circular de baixo carbono. *J. Environ. Chem. Eng.* 2025 , 13 , 116722. [Google Scholar] [CrossRef]

Usmanov, MR; Kalinenko, EA; Uzor, MA; Zaretsky, AB. Reduzindo a pegada de carbono de produtos petroquímicos – rumo à “química verde”. *Chem. Technol. Fuels Oils* 2024 , 591 , 1147–1155. [Google Scholar] [CrossRef]

Galan-Martin, A.; Tulus, V.; Diaz, I.; Pozo, C.; Perez-Ramirez, J.; Guillen-Gosalbez, G. Pegadas de sustentabilidade de uma transição para carbono renovável no setor petroquímico dentro dos limites planetários. *One Earth* 2021 , 4 , 565–583. [Google Scholar] [CrossRef]

Holmes, KJ; Zeitler, E.; Kerxhalli-Kleinfield, M.; DeBoer, R. Ampliando as tecnologias de descarbonização profunda. *Earth's Future* 2021 , 9 , e2021EF002399. [Google Scholar] [CrossRef]

Mallapragada, DS; Dvorkin, Y.; Modestino, MA; Esposito, DV; Smith, WA; Hodge, B.-M.; Harold, MP; Donnelly, VM; Nuz, A.; Bloomquist, C.; et al. Descarbonização da indústria química por meio da eletrificação: barreiras e oportunidades. *Joule* 2022 , 7 , 23–41. [Google Scholar] [CrossRef]

Barecka, MH; Ager, JW. Rumo a uma descarbonização acelerada da indústria química por eletrólise. *Energy Adv.* 2023 , 2 , 268–279. [Google Scholar] [CrossRef]

Oberschelp Ch Hellweg, S.; Bradford, E.; Pfister, S.; Huo, J.; Wang, Z. Dados deficientes e métodos desatualizados sabotam os esforços de descarbonização da indústria química. *ChemRxiv* 2023. [Google Scholar] [CrossRef]

Yao, Y.; Lan, K.; Graedel, TE; Rao, ND Modelos para descarbonização na indústria química. *Annu. Rev. Chem. Biomol. Eng.* 2024 , 15 , 139–161. [Google Scholar] [CrossRef]

Chong, X.; Li, L.; Zhang, C.; Zhao, Y.; Kraft, M.; Wang, X. Sistemas inteligentes multiescala aprimorados por IA para descarbonização na indústria química: um caminho para a produção sustentável e eficiente. *Technol. Rev. Carbon Neutrality* 2025 , 1 , 9550005. [Google Scholar] [CrossRef]

Shibata, Y.; Nian, V.; Bhandari, A.; Roychoudhury, J. Capítulo 12: Utilizando hidrogênio para descarbonização, desenvolvimento industrial e segurança energética. Em *A Economia do Hidrogênio Limpo e a Arábia Saudita* ; Routledge: Nova York, NY, EUA, 2024; pp. 329–373. [Google Scholar] [CrossRef]

Bataille, C.; Ahman, M.; Neuhoﬀ, K.; Nilsson, LJ; Fishedick, M.; Lechtenbohmer, S.; Solano-Rodriguez, B.; Denis-Ryan, A.; Stiebert, S.; Waisman, H.; e outros. Uma revisão das opções tecnológicas e políticas de descarbonização profunda. *J. Limpo. Prod.* 2018 , 187 , 960–973. [Google Scholar] [CrossRef]

Gailani, A.; Cooper, S.; Allen, S.; Pimm, A.; Taylor, P.; Gross, R. Avaliando o potencial das opções de descarbonização para os setores industriais. *Joule* 2024 , 8 , 576–603. [Google Scholar] [CrossRef]

Bengtsson, W.; Crispeels, P.; Knapp, S.; Somers, K.; Weihe, U.; Weskamp, T. Descarbonizando a Indústria Química ; McKinsey and Company: Nova York, NY, EUA, 2023; Disponível online: <https://www.mckinsey.com/industries/chemicals/our-insights/decarbonizing-the-chemical-industry> (acessado em 10 de dezembro de 2025).

Van der Eijk, J. Redução de CO₂ na Indústria de Energia e Petroquímica ; Apresentação; Instituto Europeu de Inovação e Tecnologia (EIT): Budapeste, Hungria, 2025; Disponível online: https://ec.europa.eu/eit/doc/vandereijk_presentation.pdf (acessado em 10 de novembro de 2025).

McKinsey and Company. Perspectiva Global de Energia 2024 ; McKinsey and Company: Nova Iorque, NY, EUA, 2024; Disponível online: <https://www.mckinsey.com/~/media/mckinsey/industries/energy%20and%20materials/our%20insights/global%20energy%20perspective%202024/global-energy-perspective-2024.pdf> (acessado em 3 de outubro de 2025).

Agência Internacional de Energia. Net Zero até 2050. Um Roteiro para o Setor Energético Global ; Agência Internacional de Energia: Paris, França, 2021; Disponível online: https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf (acessado em 24 de outubro de 2025).

Reuters. AIE reduz em quase um quarto a previsão de produção de hidrogênio de baixa emissão para 2030 ; Reuters: Londres, Reino Unido, 2025; Disponível online: <https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/iea-cuts-2030-low-emissions-hydrogen-production-outlook-by-nearly-quarter-2025-09-12/> (acessado em 10 de dezembro de 2025).

Agência Internacional de Energia. Revisão Global do Hidrogênio 2025 ; Agência Internacional de Energia: Paris, França, 2025; Disponível online: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a6c466dd-b6f0-44bd-a60a-6940eccfb1c3/GlobalHydrogenReview2025.pdf> (acessado em 22 de outubro de 2025).

Amer, NA; Global CCS Institute. Rumo à COP30: Desenvolvimentos em CCS na Política Internacional de Mudanças Climáticas; Briefing ; Global CCS Institute: Melbourne, Austrália, 2025; Disponível online: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2025/09/Briefing-Road-to-COP30-CCS-Developments-in-International-Climate-Change-Policy.pdf> (acessado em 10 de dezembro de 2025).

Malz, N.; Oei, P.-Y.; Herpich, P. Avaliando as perspectivas, custos e riscos da implementação da captura e armazenamento de carbono na Alemanha. Carbon Capture Sci. Technol. 2025 , 15 , 100418. [Google Scholar] [CrossRef]

Global CCS Institute. Situação Global do CCS. Mantendo o Rumo ; Global CCS Institute: Melbourne, Austrália, 2025; Disponível online: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2025/10/Global-Status-of-CCS-2025-report-9-October.pdf> (acessado em 3 de novembro de 2025).

Bauer, F.; Nielsen, TD; Nilsson, LJ; Palm, E.; Ericsson, K.; Frâne, A.; Cullen, J. Plásticos e mudanças climáticas — Quebrando os ciclos de carbono por meio de três vias de mitigação. *One Earth* 2022 , 5 , 361–376. [Google Scholar] [CrossRef]

Comissão Europeia. Relatório da Comissão ao Parlamento Europeu e ao Conselho sobre o funcionamento do mercado europeu de carbono em 2023 ; COM(2024) 538 Final; Comissão Europeia: Bruxelas, Bélgica, 2024; Disponível online: https://climate.ec.europa.eu/document/download/92ec0ab3-24cf-4814-ad59-81c15e310bea_en?filename=2024_carbon_market_report_en.pdf (acessado em 10 de dezembro de 2024).

Site da EHB. A Iniciativa Europeia da Rede de Hidrogénio (EHB). Disponível online: <https://ehb.eu> (acessado em 25 de janeiro de 2026).

ECH2A, Website. Aliança Europeia para o Hidrogênio Limpo. Disponível online: <https://hydrogen-portal.com/european-clean-hydrogen-alliance/> (acessado em 25 de janeiro de 2026).

EHBk, Website—The European Hydrogen Bank. Disponível online: https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/hydrogen/european-hydrogen-bank_en/ (acessado em 25 de janeiro de 2026).

IPCEI Hy2Infra, 2024. Comunicado de imprensa da CE. 15 de fevereiro de 2024. Disponível online: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_24_789 (acessado em 25 de janeiro de 2026).

Comunicado de imprensa do Departamento do Tesouro dos EUA, 2025. O Departamento do Tesouro dos EUA divulga as regras finais para o crédito fiscal da produção de hidrogênio limpo. 3 de janeiro de 2025.

Aviso/Nota do Editor: As declarações, opiniões e dados contidos em todas as publicações são de exclusiva responsabilidade dos autores e colaboradores individuais, ou dos editores. Os editores se eximem de qualquer responsabilidade por danos a pessoas ou bens decorrentes de ideias, métodos, instruções ou produtos mencionados no conteúdo.

ARTIGO INTERNACIONAL



Captura, amostragem e análise de fluxos de CO₂ biogênico para síntese de metanol

EEvangelia Koliamitra, Vasileios Mitrousis, Tzoulia Kraia, Giorgos Kardaras, Nikoleta Lazaridou, Triantafyllia Grekou, Kyriakos Fotiadis, Dimitrios Koutsonikolas, Akrivi Asimakopoulou e Kyriakos D. Panopoulos

Todos os autores

Instituto de Processos Químicos e Recursos Energéticos (CPERI), Centro de Pesquisa e Tecnologia da Grécia (CERTH), 57001 Tessalônica, Grécia

Resumo

O setor de transporte marítimo é responsável por uma parcela considerável das emissões globais de CO₂ e está sob pressão para reduzir as emissões e adotar combustíveis neutros em carbono. Entre as alternativas propostas, o metanol produzido a partir de hidrogênio verde e CO₂ biogênico representa uma opção promissora. No entanto, a viabilidade de sua produção é significativamente influenciada pela composição e variabilidade da matéria-prima de bio-CO₂, o que pode impactar negativamente toda a cadeia de valor. Para abordar esses desafios, campanhas de amostragem foram realizadas em locais reais de emissão de bio-CO₂, nomeadamente instalações de combustão de biogás e biomassa, para caracterizar os perfis de impurezas e determinar os requisitos de condicionamento adequados. Um novo sistema de absorção de gás por membrana com uma solução de dietanolamina foi implantado diretamente em campo para capturar e purificar, em certa medida, o fluxo de CO₂.

O sistema demonstrou alta eficiência na remoção da maioria das impurezas, atingindo altas taxas de captura de CO₂ e redução de impurezas próximas a 90%. Contudo, espécies residuais de cloro foram detectadas nos fluxos de CO₂ provenientes de plantas de biogás, sugerindo a necessidade de condicionamento adicional para atender às especificações de pureza exigidas para a síntese de metanol. Considerando que a composição da matéria-prima e as condições do processo a montante podem afetar significativamente o produto final e apresentar variações consideráveis, recomenda-se a implementação de medidas adicionais de limpeza antes da síntese.

Palavras-chave: bio-CO₂ ; metanol ; combustíveis marítimos ; absorção de gás por membrana ; captura de CO₂ ; purificação de gás

1. Introdução

O setor marítimo é responsável por aproximadamente 3% das emissões globais de gases de efeito estufa, principalmente devido à sua dependência de combustíveis fósseis, como o óleo diesel marítimo e o óleo combustível pesado. De acordo com a OMI, as emissões equivalentes de CO₂ aumentaram de 794 Mt em 2012 para mais de 1076 Mt em 2018 e projeta-se que ultrapassem 1 Gt anualmente até 2050 sem medidas de mitigação [1].

Diante do crescimento projetado das emissões, a descarbonização marítima tornou-se uma prioridade global urgente, com diferentes soluções sendo investigadas, como a adoção de combustíveis alternativos, a captura de carbono a bordo, a eficiência energética e as melhorias operacionais [2].

Entre as várias opções, a adoção de combustíveis marítimos alternativos, e particularmente o metanol, destaca-se devido às suas propriedades de combustão, compatibilidade com a infraestrutura existente e estado líquido em condições ambientais, o que facilita os procedimentos de armazenamento e manuseio [3]. As vias de produção de MeOH variam, com foco crescente no e-metanol, que pode ser sintetizado a partir de diferentes fontes de CO₂ e hidrogênio verde [4 , 5].

Na maioria das configurações práticas, o CO₂ necessário é capturado de fontes pontuais industriais onde fluxos relativamente concentrados estão disponíveis, em vez de diretamente de fontes de emissões diluídas. A composição e a pureza do fluxo de CO₂ capturado são parâmetros críticos que influenciam o desempenho da síntese subsequente e a viabilidade geral do processo. Embora a tecnologia seja comercialmente viável, sua escalabilidade permanece limitada por questões como o aumento dos custos e a disponibilidade da matéria-prima [6].

A origem tanto do hidrogênio quanto do carbono utilizados como matéria-prima para a síntese afetará, em grande medida, o desempenho ambiental e econômico do processo de síntese de metanol [7]. O bioCO₂ refere-se ao CO₂ emitido por instalações industriais que utilizam biomassa nos processos de produção a montante. Os principais setores de CO₂ biogênico incluem instalações baseadas em biomassa, como usinas de biogás/biometano, unidades de combustão de biomassa, indústrias de celulose e papel, instalações de bioetanol e fábricas de alimentos e bebidas [8]. O uso de CO₂ biogênico, em vez de CO₂ derivado de combustíveis fósseis , está ligado a um ciclo de carbono neutro e, portanto, não induz estresse adicional ao ciclo de carbono atmosférico.

As matérias-primas de biomassa podem ser utilizadas a montante por meio de diferentes vias de conversão, resultando em fluxos de CO₂ a jusante com composições heterogêneas e perfis de impurezas que também podem apresentar variabilidade sazonal [9]. A integração desses fluxos de CO₂ biogênico na cadeia de valor da síntese de metanol apresenta diversos desafios técnicos. A ampla distribuição espacial das instalações pode complicar a logística, enquanto a variação significativa nos tamanhos das plantas representa um desafio adicional para alcançar economias de escala, particularmente em instalações menores, como plantas de biogás/biometano com baixas emissões específicas. Além disso, a diversidade dos processos a montante e a variabilidade na composição da matéria-prima contribuem para a presença de impurezas residuais, que podem afetar o transporte de CO₂ e o desempenho catalítico a jusante. Ademais, as flutuações na pureza do CO₂ e nas condições operacionais (por exemplo, pressão, teor de umidade, temperatura) complicam ainda mais sua utilização direta, exigindo medidas específicas de purificação do gás. Uma caracterização completa de cada fonte de CO₂ é , portanto, essencial para garantir uma operação estável e de longo prazo, independentemente das flutuações sazonais [10].

O CO₂ capturado em diferentes instalações pode conter uma variedade de contaminantes em traços. Sua presença e concentrações são influenciadas por diversos fatores, incluindo o tipo de matéria-prima, as condições do processo a montante, a tecnologia de captura empregada e as etapas de purificação a jusante. Contaminantes comuns incluem oxigênio, nitrogênio, compostos de enxofre (SO_x , H₂S) , halogênios, amônia, siloxanos, metais pesados e partículas.

Embora nem todos os componentes representem o mesmo risco, alguns podem afetar severamente toda a cadeia de valor, onde mesmo quantidades mínimas podem impactar o desempenho do catalisador, a eficiência do transporte e a integridade do sistema [11]. Observações semelhantes já foram relatadas pelos autores em estudos anteriores [4 , 5], onde investigações sobre a utilização de gases residuais de siderúrgicas para a síntese de metanol e metano enfatizaram a necessidade de limpeza dos gases para evitar o envenenamento do catalisador.

Para esse fim, os riscos relacionados a impurezas podem abranger três etapas principais da cadeia de valor do bio-CO₂ ao metanol:

(eu)

Pré-captura, onde gases ácidos como SO_x e NO₂ degradam irreversivelmente solventes à base de amina, formando sais termoestáveis e aumentando os custos operacionais. Impurezas físicas como cinzas volantes também podem causar incrustações e perda da capacidade de absorção [12];

(ii)

Transporte de CO₂ , onde as impurezas afetam as propriedades termofísicas e o potencial de corrosão. Para o transporte por dutos e fase líquida (via navio/caminhão), a adesão às normas ISO é essencial para garantir a confiabilidade e a segurança do sistema [13 , 14 , 15].

(iii) Na síntese de metanol, a presença de enxofre, cloro e oxigênio pode desativar o catalisador por meio de sinterização, envenenamento ou degradação estrutural. Partículas sólidas e traços de metais também contribuem para a perda de desempenho.

Para permitir a recuperação de CO_2 de alta pureza no local, o processo modular de Absorção de Gás Baseada em Membrana (MGA) pode oferecer uma solução promissora, mesmo para locais com baixa emissão de CO_2 . Este sistema combina as vantagens da absorção química seletiva com a tecnologia de membranas, permitindo a separação eficiente e escalável de CO_2 . O processo MGA é particularmente atraente para aplicações descentralizadas, como usinas de biogás, devido à sua modularidade, baixa demanda de energia e flexibilidade operacional [16]. Além de capturar o CO_2 emitido, ele também pode purificar, até certo ponto, o fluxo gasoso, reduzindo assim os requisitos de purificação antes da síntese de MeOH.

Embora a MGA tenha sido amplamente estudada para a captura de CO_2 , a maioria dos trabalhos existentes se baseia em misturas gasosas modelo e enfatiza a eficiência de absorção em vez da qualidade da purificação de CO_2 em condições realistas. Poucos estudos avaliaram o desempenho da MGA com fluxos biogênicos reais caracterizados por umidade, contaminantes em traços e composições variáveis, e tampouco avaliaram explicitamente a conformidade com as especificações de síntese de metanol subsequentes. Neste trabalho, a MGA é validada sob condições representativas de biogás e gases de combustão, sendo diretamente relacionada ao gerenciamento de impurezas e aos requisitos de síntese de combustível, fornecendo assim uma avaliação da tecnologia orientada para a implantação na valorização descentralizada de bioCO_2 .

Apesar do crescente interesse no CO_2 biogênico, os dados quantitativos de campo que relacionam os perfis de impurezas específicos da fonte aos limites de tolerância do catalisador e às especificações de transporte ainda são limitados.

Em particular, a falta de medições integradas específicas da fonte em todas as etapas relevantes para a captura, o transporte e a síntese limita o desenvolvimento de estratégias de purificação de gases baseadas em evidências. Este trabalho aborda essa lacuna, fornecendo uma caracterização sistemática e em múltiplos estágios de fluxos reais de CO₂ biogênico e traduzindo diretamente os níveis de impurezas medidos em requisitos de condicionamento para a síntese de metanol. Para isso, campanhas de amostragem direcionadas foram conduzidas em processos upstream predominantes de emissão de CO₂ biogênico (digestão anaeróbica e processos relacionados à combustão) para caracterizar a composição das emissões e identificar contaminantes em nível de traços com potenciais impactos catalíticos ou operacionais. O processo MGA foi aplicado para capturar e melhorar a qualidade do CO₂. A composição do CO₂ é avaliada em múltiplos estágios do processo, antes da captura, após a captura e antes da síntese, comparando diferentes métodos analíticos para quantificação em nível de traços e, assim, fornecendo uma base abrangente para a seleção de tecnologias de condicionamento.

A novidade deste trabalho reside na implantação direta em campo de um sistema MGA modular em diversos locais industriais de bio-CO₂ , bem como na análise do fluxo gasoso ao longo das diferentes etapas da cadeia. Ao contrário dos estudos laboratoriais com gases sintéticos, esta pesquisa fornece uma análise abrangente da cadeia de valor, rastreando impurezas desde a matéria-prima até o CO₂ pronto para transporte . Além disso, estabelece o MGA como uma tecnologia de dupla finalidade, tanto para captura em alta taxa quanto para purificação eficaz de gases.

Este trabalho está organizado da seguinte forma: a Seção 2 apresenta os materiais e métodos experimentais, os procedimentos de amostragem e análise, bem como a unidade de captura e regeneração implantada. A Seção 3 apresenta e discute os resultados obtidos, e a Seção 4 resume as principais conclusões do estudo e sugestões para pesquisas futuras.

2. Materiais e Métodos

Um protocolo padronizado de amostragem e análise em múltiplos pontos foi aplicado nas três instalações investigadas. Dois tipos representativos de fontes biogênicas de CO₂ foram examinados: unidades de digestão anaeróbia e combustão de biomassa. Em cada caso, a amostragem de gás foi realizada na saída do processo primário, a montante de qualquer captura de CO₂ ou purificação adicional de gás, a fim de determinar a composição do fluxo bruto. O mesmo fluxo de gás foi então direcionado para uma unidade de absorção de gás por membrana (MGA) no local, operada com um solvente à base de amina para captura. Após a saturação do solvente, amostras líquidas foram coletadas para a quantificação de impurezas traço transferidas. Uma etapa de regeneração foi então realizada para liberar o CO₂ capturado, e o gás recuperado foi analisado para determinar sua composição final. As análises das fases gasosa e líquida nessas três etapas definidas permitiram o rastreamento sistemático do comportamento das impurezas ao longo da sequência de captura e purificação (Figura 1).

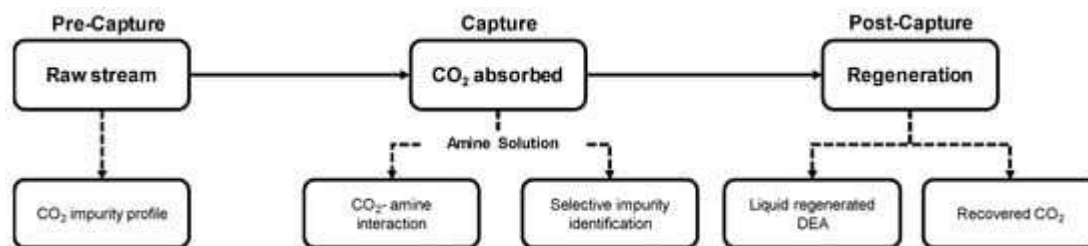


Figura 1. Estrutura de amostragem sequencial em múltiplos estágios. O protocolo rastreia impurezas através de fluxos brutos, solvente DEA 2M saturado e CO₂ recuperado .

2.1. Descrição das fontes biogênicas de CO₂

Três fontes de CO₂ biogênico em escala industrial no norte da Grécia foram selecionadas para as campanhas de amostragem, representando a digestão anaeróbica (Usinas de Biogás nº 1 e nº 2) e a combustão de biomassa (Usina de Combustão de Biomassa). Essas instalações fornecem perfis de impurezas diversos, refletindo matérias-primas típicas de biomassa agrícola e lenhosa. Todas as medições foram realizadas em condições operacionais de estado estacionário, na capacidade nominal, para garantir a integridade das amostras. Os pontos de amostragem foram estrategicamente localizados a jusante dos sistemas de purificação de gases existentes, para caracterizar os fluxos emitidos destinados à captura de CO₂ .

2.2. Procedimentos de Amostragem e Análise de Bio- CO₂

A estratégia de amostragem foi concebida para avaliar as variações no teor de CO₂ , com dois pontos definidos: a análise direta do fluxo bruto e a análise do fluxo tratado com MGA. As medições foram realizadas em série para plantas de biogás e simultaneamente em condições isocinéticas para plantas de combustão de biomassa.

Devido às velocidades contínuas e estáveis dos gases de combustão em instalações de combustão, a amostragem isocinética foi aplicada para garantir uma amostragem precisa e representativa tanto do material particulado quanto dos compostos gasosos. Em contraste, as plantas de biogás operam em regimes de batelada ou semi-batelada, uma vez que os processos anaeróbios tipicamente apresentam tempos de retenção de aproximadamente 60 dias. Essa distinção entre operação contínua e em batelada afeta diretamente tanto a seleção da metodologia de amostragem quanto a interpretação dos resultados analíticos, enfatizando a necessidade de alinhar os protocolos com a dinâmica específica do processo de cada instalação.

2.2.1. Procedimento de amostragem em instalações de biogás

Durante a campanha de amostragem, foram realizadas duas medições em série: uma focada na análise do fluxo de bio-CO₂ e a outra na avaliação da aplicação do sistema baseado em membranas, garantindo que o mesmo fluxo fosse analisado e utilizado na unidade de captura. O esquema (Figura 2) ilustra um processo padrão de biogás, desde o pré-tratamento da biomassa e digestão anaeróbica até o condicionamento do gás, incluindo a retenção (tamponamento) e a dessulfurização.

O ponto de amostragem está localizado a jusante da unidade de dessulfurização e a montante da unidade de cogeração, permitindo a avaliação de impurezas residuais no biogás tratado antes da utilização final. As condições de pressão e temperatura nos pontos de amostragem para os dois experimentos foram de 20 bar e 80 °C para a primeira planta de biogás e de 23 bar e 115 °C para a segunda.

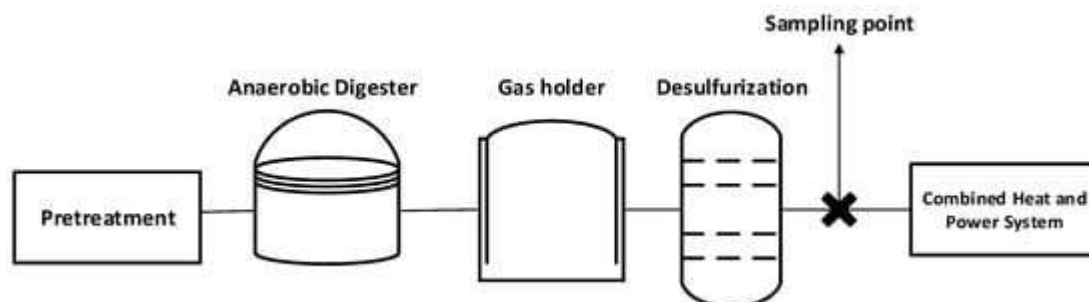


Figura 2. Esquema dos pontos de amostragem e recuperação de CO₂ nas instalações de digestão anaeróbia. Os pontos estão localizados a jusante da unidade de dessulfurização e a montante da unidade de cogeração.

As amostras de gás bruto foram coletadas utilizando sacos de amostragem de gás Tedlar® (Sigma-Aldrich, St. Louis, MO, EUA) e transportadas para caracterização analítica externa. Deu-se especial ênfase aos compostos de enxofre e siloxanos, sendo os siloxanos impurezas comuns presentes em concentrações significativas em fluxos de biogás, podendo levar a incrustações e falhas em equipamentos subsequentes [17 , 18 , 19]. Posteriormente, a unidade MGA foi conectada para uma operação de 2 h, onde, após a saturação do solvente, as amostras líquidas foram coletadas e armazenadas para posterior análise, tanto no solvente de amina quanto no bio-CO₂ recuperado, a fim de identificar a concentração máxima de impurezas na entrada do reator de síntese de metanol. Mais informações sobre as análises de amina saturada estão incluídas na Seção 3.2 e no Material Suplementar .

2.2.2. Procedimento de amostragem em usina de combustão de biomassa

Neste caso, foi realizada uma análise abrangente da biomassa utilizada como matéria-prima para melhor compreender sua composição e potencial impacto.

A caracterização detalhada concentra-se nos constituintes elementares e inorgânicos relevantes para o processamento subsequente de CO_2 . Além disso, amostras representativas de gás foram coletadas da unidade de combustão seguindo uma metodologia de amostragem estruturada para permitir uma avaliação analítica confiável. As caldeiras aquatubulares operam em altas temperaturas sob condições de combustão bem controladas, facilitando a separação eficiente das cinzas. As cinzas da biomassa são tipicamente divididas em cinzas de fundo (compostas por elementos mais pesados e menos voláteis) e cinzas volantes, que contêm constituintes mais voláteis suspensos na fase gasosa [20]. A volatilidade dos elementos permite uma previsão preliminar do perfil de impurezas dos gases de combustão, orientando o planejamento de campanhas de amostragem direcionadas. Essas previsões são baseadas na composição da matéria-prima e nos limites de tolerância a impurezas definidos pelas especificações do catalisador de metanol [12]. No dia da amostragem, a matéria-prima era composta por 99% de madeira e 1% de pellets. Amostras de biomassa foram coletadas e preparadas de acordo com a norma ISO 14780 - Biocombustíveis Sólidos - Preparação de Amostras [21] e a quantificação de elementos traço foi realizada utilizando o equipamento ICP-MS/XRF (7850 ICP-MS, Agilent Technologies Inc., Santa Clara, CA, EUA). A composição elementar da biomassa, incluindo os teores de carbono, hidrogênio e nitrogênio, foi determinada de acordo com a norma EN15404:2011, que descreve métodos instrumentais para a quantificação de carbono, hidrogênio e nitrogênio totais em combustíveis sólidos [22]. O foco foi na estrutura elementar e em elementos inorgânicos chave, como metais alcalinos, cloro e compostos formadores de cinzas, que são conhecidos por influenciar o comportamento da combustão e a formação de impurezas na fase gasosa [23].

Nesta campanha de amostragem, as medições foram realizadas em condições isocinéticas para garantir uma amostragem representativa do fluxo de gás. Ao longo da campanha, uma das duas caldeiras permaneceu operacional, contribuindo com uma potência de 12 MW, muito próxima do seu valor nominal. Nessas condições, a operação em regime permanente foi mantida, proporcionando alta integridade na coleta de amostras para a identificação de impurezas. As condições climáticas foram severas, com temperaturas variando entre aproximadamente 1 e 5 °C. Isso resultou em aumento da demanda de calor na região e levou a caldeira a operar em valores próximos aos nominais, entre 600 e 650 °C. Dois pontos de amostragem foram instalados a jusante do filtro (Figura 3), onde o fluxo apresentava características laminares. O gás de combustão resultante saía da instalação a 1 bar, 130 °C e com uma vazão de 9,7 L/min (na entrada do tubo de Pitot). Uma linha de amostragem foi utilizada para realizar o processo de MGA, utilizando um sistema similar ao das campanhas de biogás, enquanto a outra foi destinada à análise do fluxo de gás de combustão.

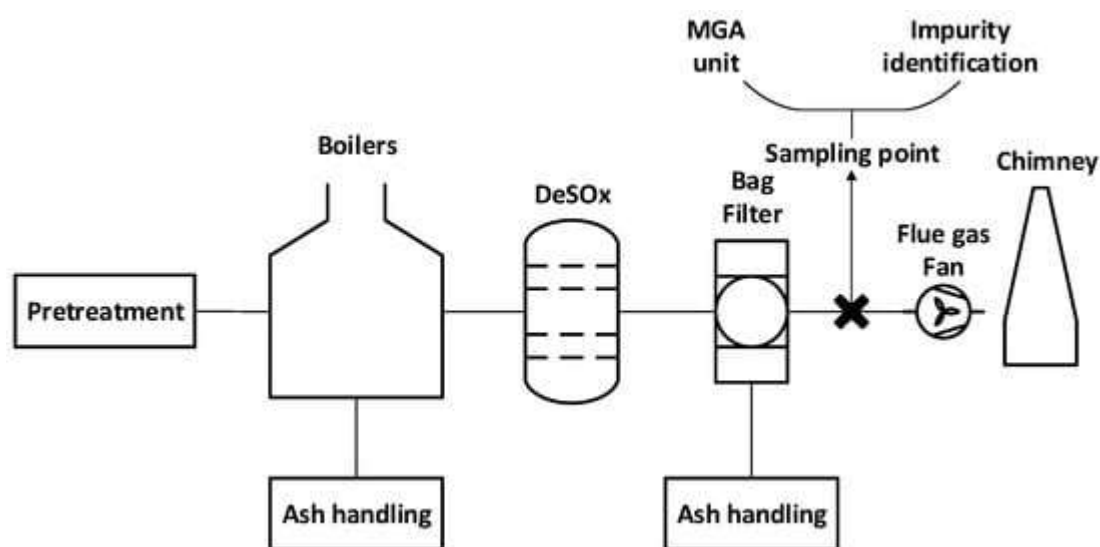


Figura 3. Esquema da configuração de amostragem e recuperação de CO_2 na planta de combustão de biomassa. Os pontos foram instalados a jusante dos filtros de mangas em uma zona de fluxo laminar.

Para garantir a amostragem isocinética, uma sonda equipada com um tubo de Pitot foi posicionada no ponto de coleta de gás. Um sistema de filtração foi implementado para separar o material particulado dos gases de combustão, seguido por uma série de impactadores contendo soluções de absorção específicas.

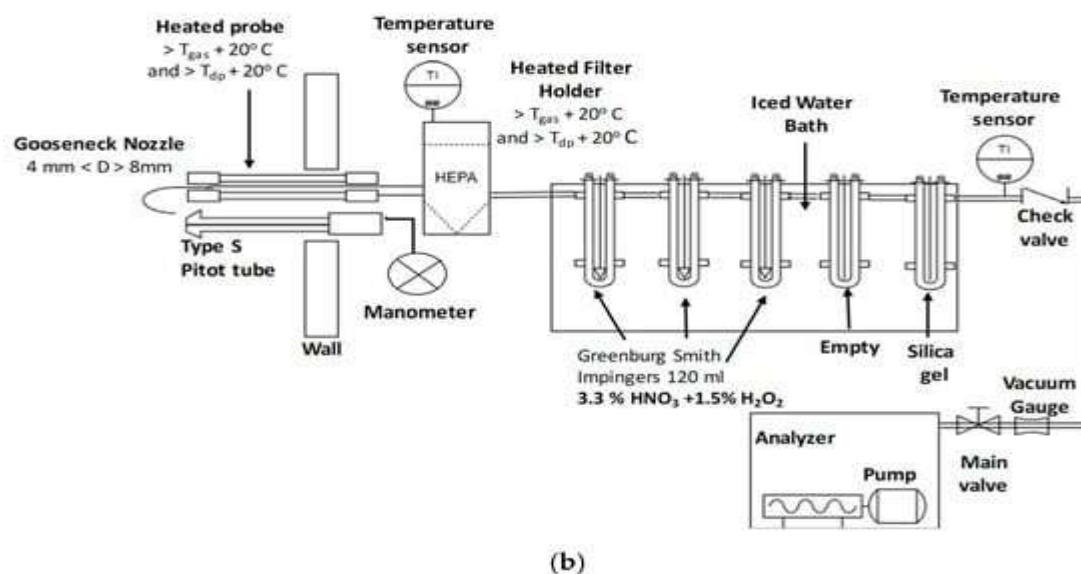
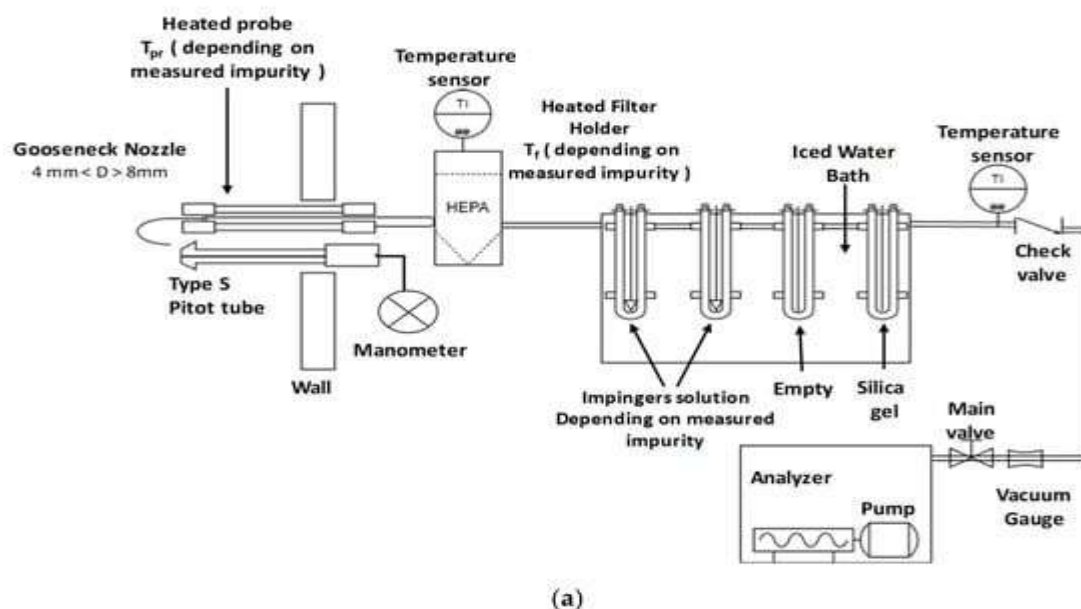


Figura 4. Configuração experimental para a análise de gases de combustão (a) Configuração para a identificação de halogênios (HCl, HF) e mercúrio (Hg). Soluções dos impingers: 100 mL de água isenta de cloreto (HCl), 100 mL de NaOH 0,1 M (HF), impingers Greenburg Smith com 100 mL de $K_2Cr_2O_7$ 4% + HNO_3 20 % . (b) Configuração para a identificação de metais pesados.

A linha de amostragem foi aquecida até o ponto de entrada do fluxo de gás no sistema de impactadores para evitar condensação. O número de impactadores e o tipo de solução reagente variaram dependendo da impureza específica a ser analisada. Em todos os casos, o estágio final do conjunto de impactadores consistiu em uma coluna preenchida com sílica gel para a remoção da umidade residual, prevenindo possíveis interferências no processo analítico (Figura 4).

O sistema de amostragem operava por meio de uma bomba, controlando a vazão. Simultaneamente, media a queda de pressão no tubo de Pitot para determinar a velocidade do gás e verificar as condições isocinéticas. Como discutido anteriormente, os impactadores continham soluções sorventes específicas, escolhidas para capturar seletivamente as espécies gasosas alvo. Dentro de cada impactador, o gás selecionado reagia com a solução correspondente, enquanto os gases não reagidos passavam através do sistema e saíam dele. Para melhorar a eficiência de captura, múltiplos impactadores foram utilizados em cada medição, resultando em uma taxa de captura geral mais alta e minimizando as perdas potenciais. Após a absorção, a mistura líquida resultante, contendo os produtos da reação dissolvidos, era coletada e submetida a procedimentos analíticos adicionais para determinar a concentração das espécies coletadas.

As concentrações de O_2 , CO_2 , SO_2 , CO e NO_x no fluxo de gás de combustão foram determinadas com base no gás seco, utilizando um analisador de gases portátil (ENVEA MIR 9000P, Poissy, França). A análise de impurezas na corrente de dióxido de carbono visa identificar e quantificar a presença de halogênios e metais pesados. A duração da campanha ultrapassou 2 horas, permitindo a saturação do solvente em regime permanente. Após a conclusão da absorção, as amostras do solvente rico em CO_2 foram coletadas e transportadas para o laboratório para análise externa. De acordo com procedimentos anteriores, a seleção dos métodos analíticos baseou-se em protocolos padronizados. Quanto à análise direcionada de amina saturada, os métodos analíticos selecionados são os mesmos utilizados nas campanhas de amostragem de biogás e são descritos em detalhes na Seção 3.2 .

2.3. Aparelhos e procedimentos de captura de CO_2

Para capturar o bio- CO_2 de cada fluxo, foi adotada uma abordagem inovadora, denominada absorção de gás por membrana (MGA). Trata-se de uma tecnologia híbrida para captura de CO_2 que combina os princípios da absorção química com a separação baseada em membranas. Nos sistemas MGA, os contadores de membrana de fibra oca atuam como uma barreira física entre as fases gasosa e líquida, permitindo a transferência eficiente de CO_2 sem mistura de fases [16 , 24]. O uso de membranas de fibra oca hidrofóbicas garante que os poros permaneçam preenchidos com gás, mantendo a pressão do líquido ligeiramente acima da pressão do gás, criando uma interface estável que possibilita a absorção eficiente de CO_2 com mínima resistência à transferência de massa (Figura 5).

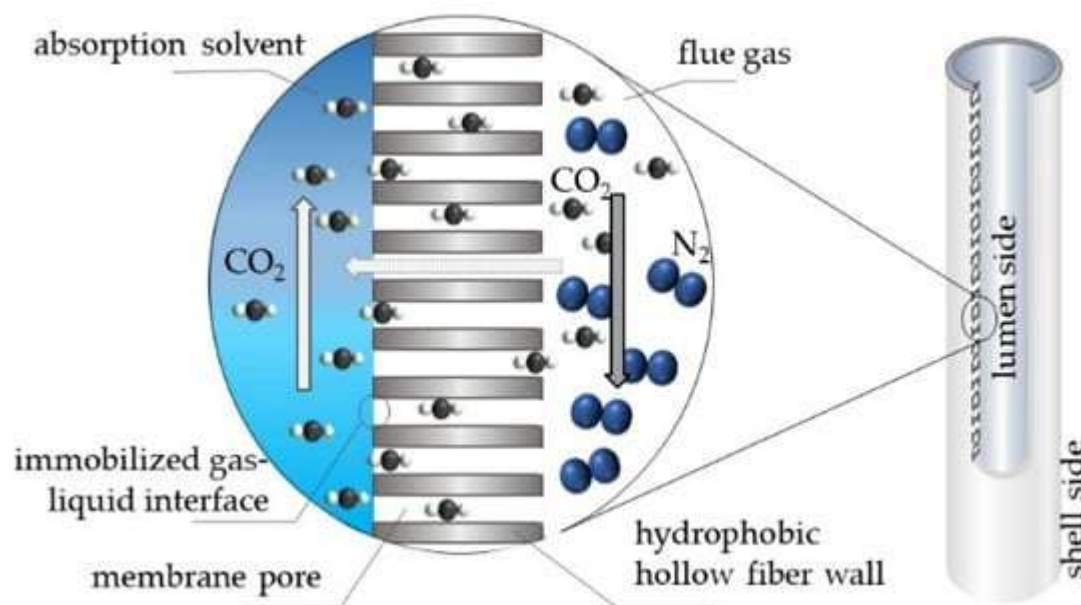


Figura 5. Mecanismo do processo de absorção de gás por membrana (MGA). O diagrama ilustra a interface gás-líquido dentro dos poros da fibra oca hidrofóbica, onde ocorre a absorção química seletiva [24].

Em comparação com colunas de enchimento convencionais, as MGA oferecem diversas vantagens: área de contato específica alta e constante ($1500\text{--}7000\text{ m}^2 / \text{m}^3$ vs. $100\text{--}800\text{ m}^2 / \text{m}^3$), flexibilidade para operar em uma ampla gama de relações gás-líquido sem problemas de inundação ou descarregamento, e a capacidade de lidar com diversas concentrações de CO_2 , desde gases de combustão industriais (5–20%) até biogás bruto (45–50%). Este sistema tecnológico é compacto, modular e facilmente escalável, permitindo um desempenho previsível com custos de manutenção reduzidos. A unidade MGA consiste em duas seções principais que interagem dentro do módulo de membrana: a seção de fase líquida e a seção de fase gasosa. Ambas as seções são totalmente equipadas com instrumentação dedicada para controle, operação e análise independentes.

A seção de fase gasosa envolve a introdução de um fluxo rico em CO_2 , que pode ser gás de combustão ou biogás, direcionado da planta através de uma série de válvulas, indicadores de pressão e temperatura para o lado do lúmen das membranas, onde ocorre o processo de absorção. A vazão volumétrica é controlada e monitorada por meio de uma bomba de gás e um medidor de vazão dedicados. O fluxo de gás de saída é seco através de um filtro HEPA e um filtro drierite para remover a umidade e quaisquer partículas antes de entrar no analisador de gases e, em seguida, é ventilado para a atmosfera. Na seção líquida, uma solução aquosa de dietanolamina (DEA 99%, Chem-Lab NV, Zedelgem, Bélgica; agora AnalytiChem Belgium NV) a 2 M, preparada em laboratório, é bombeada do tanque de alimentação para o lado externo das membranas em configuração de fluxo contracorrente. O solvente rico em CO_2 é então recirculado de volta para o tanque de alimentação. Um diagrama de fluxo detalhado do aparato de captura é mostrado na Figura 6.

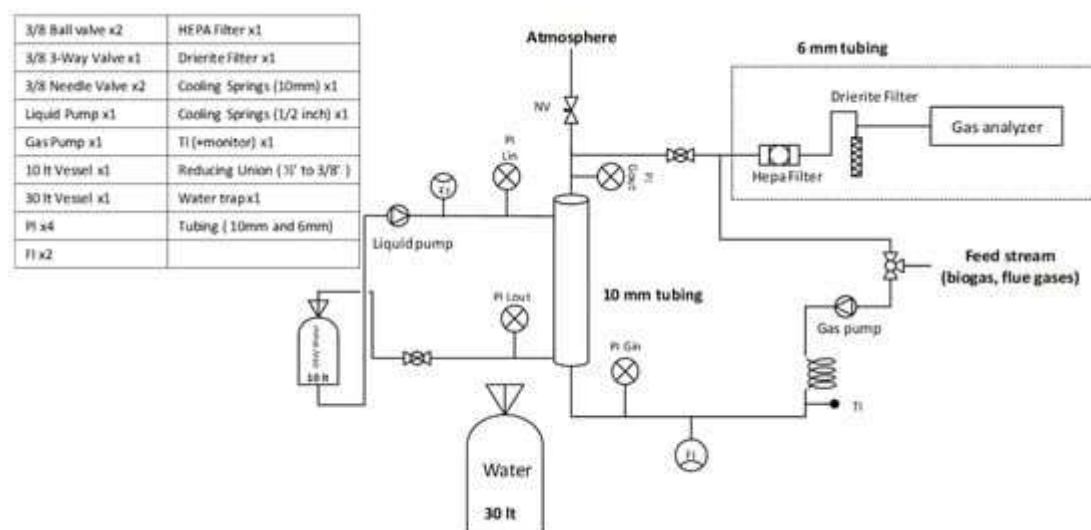


Figura 6. Diagrama de fluxo do processo da unidade modular de captura e análise MGA. O sistema inclui o contator 3M Liqui-Cel[™], bombas Ismatec BVP-Z e o analisador Cubic-Ruiyi Gasboard-3200.

O módulo de membrana utilizado foi um contator de membrana Liqui-Cel™ 3M EXF de $2,5 \times 8$ (Charlotte, NC, EUA, Liqui-Cel™). As características técnicas detalhadas do módulo são apresentadas na Tabela 3. Antes de cada campanha experimental, a membrana — embora não fosse nova — foi condicionada por secagem durante a noite sob atmosfera de nitrogênio (N_2). As bombas utilizadas para fornecer os fluxos gasoso e líquido à membrana foram uma Rietschle Thomas série 107 (Rietschle Thomas GmbH, PubChem, Alemanha) e uma Ismatec BVP-Z (Ismatec ISM446B-230V (B-MOUNT) BVP-Z Analog Gear Pump Drive, Glattbrugg, Suíça), respectivamente. O analisador de gás utilizado foi o Cubic-Ruiyi Gasboard-3200 Online Infrared Biogas Analyzer (Hubei Cubic-Ruiyi Instruments Co., Ltd., Wuhan, China, Gasboard-3100 Serial Syngas Analyzer); suas características técnicas detalhadas podem ser consultadas no Material Suplementar.

Os parâmetros incluem área efetiva da membrana (cm^2), dimensões da fibra (cm), tamanho do poro (μm) e material da fibra usado nas campanhas de captura de MGA [25 , 26].

O procedimento experimental envolveu uma sequência sistemática de etapas. Inicialmente, o solvente líquido foi preparado e introduzido no sistema. Uma análise completa da composição dos fluxos de gás de alimentação e a medição do fluxo total foram realizadas. Tanto o fluxo de gás quanto o de líquido foram alimentados no módulo de membrana. Ao longo do processo, a pressão da fase líquida foi cuidadosamente monitorada e regulada para ser ligeiramente superior à pressão da fase gasosa, prevenindo qualquer dispersão indesejada e minimizando os efeitos de molhamento a longo prazo.

A composição do efluente gasoso foi analisada em tempo real utilizando um analisador de gases. Finalmente, o efeito de vários parâmetros do processo, como as vazões de gás e líquido e a relação gás/líquido (G/L), no desempenho geral foi monitorado continuamente. As condições operacionais registradas durante a amostragem e a avaliação do desempenho do sistema estão resumidas na Tabela 4. Esses parâmetros refletem a pressão, a temperatura e a vazão tanto do gás quanto do solvente na alimentação do MGA, fornecendo um contexto essencial para a compreensão do comportamento do sistema em condições operacionais reais.

As especificações incluem pressão (bar), temperatura (°C) e vazões de gás/líquido (L/min) para as duas plantas de biogás e a instalação de combustão de biomassa.

A campanha foi considerada concluída após a saturação total da solução de amina. Posteriormente, uma triagem abrangente foi realizada na solução saturada de amina-CO₂ para quantificar elementos traço e potenciais impurezas absorvidas na mistura. Mais especificamente, a densidade foi medida a 25 °C utilizando um densímetro digital (ASTM D42052-18a) (DMA 35, Anton Paar GmbH, Graz, Áustria) para identificar o aumento ocorrido desde a captura. Para caracterizar ainda mais essas interações, a espectroscopia de infravermelho com transformada de Fourier (FT-IR) foi realizada em amostras de solvente saturado e insaturado utilizando um espectrômetro JASCO FT/IR-6700 (Jasco Corporation, Tóquio, Japão). A análise espectral permitiu a identificação de modos vibracionais correspondentes aos grupos funcionais carbamato e carbonato formados durante a absorção de CO₂, bem como picos potenciais atribuíveis a impurezas presentes no fluxo de CO₂.

Os espectros FT-IR foram processados utilizando o software do instrumento, aplicando correção do sinal da água e suavização espectral para reduzir o ruído, sem correção da linha de base. A análise teve como objetivo principal a comparação qualitativa do carregamento do solvente e dos estados de regeneração, e não a determinação quantitativa das espécies adsorvidas; portanto, a integração dos picos não foi realizada. Esta análise facilitou a estimativa da concentração máxima de impurezas potencialmente presentes no fluxo de CO₂ recuperado, assumindo eficiência de recuperação total (mais informações no Material Suplementar).

2.4. Processo de remoção de gases - Regeneração do solvente

Uma unidade de extração por gás foi empregada para gerar lotes de solvente de até 0,33 L por aquecimento controlado, o que facilitou tanto a recuperação de CO₂ quanto a regeneração do solvente. O aparato consistia em uma manta de aquecimento, um balão de ebulição e um condensador vertical, com lotes correspondentes a 50–66% do volume do balão para garantir transferência de calor eficiente e evaporação controlada. A dessorção térmica foi realizada a 95 °C por 1 h. O gás liberado foi extraído utilizando uma bomba de diafragma CO₂ Meter (modelo PMP-0012, vida útil nominal de 10.000 h, vazão máxima de 0,8 L min⁻¹, Ormond Beach, FL, EUA). Nenhum gás de arraste foi utilizado, e a extração baseou-se exclusivamente na dessorção térmica do CO₂ dissolvido. A temperatura do processo foi regulada por meio de um controle integrado da manta de aquecimento, enquanto as amostras de gás foram coletadas através de uma válvula de três vias na saída do condensador, com vedação hermética garantida por grampos.

A manta de aquecimento (ISOLAB Laborgeräte GmbH, com agitador magnético, Eschau, Alemanha) proporcionava um controle preciso até 450 °C e velocidades de agitação variáveis, enquanto água da torneira era fornecida continuamente ao condensador como meio de resfriamento para a condensação eficiente dos vapores do solvente.

O procedimento experimental envolveu a preparação do aparato de dessorção de gases, a transferência de um volume medido de solvente para o balão de ebulição e a verificação da estanqueidade por meio de testes de vazamento. Em seguida, o manto de aquecimento foi ativado, com monitoramento contínuo de temperatura e pressão, enquanto os gases dessorvidos e as amostras de solvente regenerado eram coletadas para análise. No total, três experimentos de dessorção em escala laboratorial foram conduzidos utilizando solventes saturados provenientes de instalações de combustão de biogás e biomassa. O fluxo de CO₂ dessorvido foi coletado durante cada experimento de dessorção para determinar a composição dos gases liberados, com ênfase particular em CO₂, hidrocarbonetos e impurezas em traços. As análises foram realizadas utilizando um cromatógrafo gasoso (CG) Agilent 7890B (Agilent Technologies Inc., Santa Clara, CA, EUA) configurado com quatro válvulas, dois detectores de condutividade térmica (DCT) e um detector de ionização de chama (DIC), e equipado com colunas HayeSep, peneiras moleculares, DB-1 e HP-AL. O canal FID foi utilizado para a análise de hidrocarbonetos C1–C5, enquanto o primeiro canal TCD (gás de referência He) foi utilizado para gases permanentes (CO₂, CO, O₂, N₂ e H₂S) e o segundo canal TCD (gás de referência N₂) para a detecção de hidrogênio. O sistema GC foi calibrado utilizando misturas gasosas de calibração certificadas contendo os componentes alvo.

O método permitiu a quantificação de gases permanentes (CO_2 , CO , N_2 , O_2 , H_2), hidrocarbonetos leves ($\text{C}_1 - \text{C}_5$) e H_2S , com limites de detecção na faixa de 0,01% vol para hidrocarbonetos, -0,1% vol para gases permanentes e 0,05% vol para H_2S em mol%.

2.5. Métodos e Equipamentos Analíticos

Dado que a campanha de amostragem envolveu medições nas fases gás-líquido e gás-gás, foram aplicados métodos analíticos padronizados em toda a análise.

Nesse contexto, métodos analíticos foram aplicados para a caracterização do fluxo de gases de combustão. Gases ácidos (HCl , HF e SO_2) foram quantificados por cromatografia iônica (ISO 15713, EN 14791 e EN ISO 10304) [27 , 28 , 29]. O mercúrio total (Hg) foi determinado por espectrometria de fluorescência (EN ISO 17852, EN 13211 e ISO 12846) [30 , 31 , 32]. Metais pesados foram quantificados por espectrometria de emissão atômica com plasma indutivamente acoplado (ICP-AES) com base no Método 200.7 da EPA.

Métodos analíticos também foram aplicados para quantificar impurezas inorgânicas selecionadas nas soluções de amina coletadas durante as campanhas de amostragem. Especificamente, haletos e sulfato foram quantificados por cromatografia iônica seguindo o método SMEWW 4500. Além disso, sulfetos foram determinados espectrometricamente de acordo com a norma ISO 10530:2002 [33]. A análise de arsênio também foi realizada seguindo a norma ASTM D2972-03, empregando técnicas fotométricas e de absorção atômica [34].

O mercúrio foi analisado de acordo com a norma ASTM D3223:2000, envolvendo espectroscopia de absorção atômica (CVAAS), enquanto o antimônio foi quantificado por espectroscopia atômica de chama (FAAS), de acordo com a norma ISO 15586:2003 [35 , 36].

Como parte do procedimento de garantia da qualidade analítica, o método do branco foi aplicado sistematicamente durante as medições. As amostras em branco foram analisadas sob as mesmas condições experimentais e instrumentais das amostras reais, a fim de contabilizar possíveis sinais de fundo, impurezas de reagentes ou contaminação provenientes da amostragem e da configuração analítica. Os valores do branco foram considerados durante a avaliação dos dados para garantir que as concentrações relatadas refletissem apenas a contribuição dos fluxos de CO₂ investigados e das espécies absorvidas.

Devido à escala industrial das instalações e às restrições operacionais, a replicação experimental completa não foi viável para todas as etapas de amostragem. As medições foram realizadas em condições operacionais de estado estacionário durante campanhas de amostragem específicas. As incertezas relatadas refletem a incerteza da medição analítica, e não a repetibilidade experimental.

3. Resultados

Para caracterizar sistematicamente os contaminantes do fluxo de bio-CO₂ ao longo da cadeia de valor e avaliar a presença potencial de certas impurezas no fluxo final de CO₂ , análises foram conduzidas nos seguintes pontos (Figura 1): (i) fluxos brutos antes do sistema de captura, (ii) solução saturada de amina

e (iii) bio-CO₂ recuperado após a unidade MGA. Essa abordagem em múltiplas etapas permitiu a construção de um panorama completo das possíveis impurezas contidas no fluxo de CO₂, incluindo sua persistência ao longo dos diversos estágios de processamento. Para cada uma das campanhas de amostragem realizadas, os resultados são apresentados nesta seção e avaliados em relação aos limites de tolerância estabelecidos para o catalisador de síntese de metanol, bem como às especificações relevantes para o transporte.

3.1. Resultados das Campanhas de Usinas de Biogás

3.1.1. Medições de pré-captura

A seguir, apresenta-se uma visão geral dos resultados obtidos a partir da

A análise foi realizada utilizando um analisador de biogás infravermelho online Cubic-Ruiyi Gasboard-3200. Os valores apresentados refletem a operação em regime permanente com repetibilidade de medição melhor que 1%.

A análise do fluxo de biogás de ambas as instalações demonstrou um teor de metano consistentemente elevado, acompanhado por baixos níveis de oxigênio e concentrações de sulfeto de hidrogênio (H₂S) bem controladas. Notavelmente, nenhum sulfeto de hidrogênio foi detectado na primeira planta, de acordo com os limites de quantificação do equipamento. Em contraste, os resultados da segunda planta de biogás mostraram concentrações de H₂S ligeiramente elevadas, indicando que o processamento subsequente pode ser necessário. A repetibilidade das medições foi superior a 1%, o que corrobora a robustez dos resultados da composição do biogás apresentados.

Análises adicionais foram realizadas para determinar a ocorrência de siloxanos no fluxo de CO_2 produzido . Os dados calibrados revelaram perfis de contaminantes consistentes em ambas as plantas, indicando quantidades abaixo dos limites de quantificação (mais informações no Material Suplementar). A ausência ou presença de siloxanos nos fluxos de biogás é atribuída, entre outros fatores, à composição da matéria-prima. Durante períodos em que a matéria-prima é rica em resíduos agrícolas, o teor de siloxanos é tipicamente baixo [37], como durante as duas campanhas de amostragem. Quantidades mais elevadas de siloxanos são observadas consistentemente no biogás produzido a partir de matérias-primas como resíduos sólidos urbanos ou lodo de tratamento de águas residuais, onde compostos organossilícios de produtos de consumo (por exemplo, cosméticos, detergentes) introduzem siloxanos no processo [37 , 38]. Embora os resultados atuais indiquem contaminação mínima por siloxanos, tais conclusões não devem ser generalizadas, uma vez que a composição da matéria-prima do biogás e os insumos do processo podem variar sazonalmente. No entanto, para a utilização de bio- CO_2 de plantas de biogás, a potencial presença de siloxano, detecção e subsequente limpeza devem ser levadas em consideração. Sistemas de remoção direcionados, como adsorção de carvão ativado ou lavadores de gel de sílica, podem prevenir a corrosão do equipamento e a desativação do catalisador [39 , 40].

3.1.2. Medições em soluções saturadas de amina

Esta seção apresenta os resultados analíticos obtidos a partir do exame das soluções saturadas de DEA utilizadas durante as campanhas de captura de CO_2 em instalações de biogás.

A análise focou tanto nos efeitos físico-químicos da interação do CO₂ com o solvente quanto na presença de contaminantes transferidos da corrente de biogás. As subseções seguintes apresentam: (i) a avaliação física e espectroscópica do solvente, destacando as alterações relacionadas à absorção de CO₂ e os potenciais sinais relacionados a impurezas, e (ii) a quantificação direcionada de espécies inorgânicas e iônicas, como halogênios, enxofre e metais pesados, utilizando protocolos analíticos padronizados.

Os resultados experimentais das campanhas de MGA realizadas nas plantas de biogás são apresentados na Figura 7 , que ilustra a evolução temporal da concentração de CO₂ na corrente gasosa a jusante da unidade de MGA e a correspondente capacidade de adsorção de CO₂ (α) do solvente de absorção. Ao longo do período experimental de 2 horas, a concentração de CO₂ a jusante da MGA aproximou-se gradualmente da concentração de entrada (a montante), indicando a progressão do sistema em direção à saturação do solvente. A capacidade de adsorção de CO₂ (α) é definida como a razão molar entre o CO₂ absorvido e o total de moles de DEA presentes na solução. Em condições padrão de absorção, as soluções aquosas de DEA tipicamente apresentam uma capacidade de adsorção na faixa de 0,4–0,5 mol CO₂ / mol DEA , enquanto o valor máximo teórico pode atingir até 1 mol CO₂ /mol DEA . Os resultados de adsorção de CO₂ obtidos durante as campanhas de MGA confirmaram o desempenho eficaz em ambos os locais. Na planta de biogás nº 1 , a solução de DEA 2M atingiu uma capacidade de adsorção superior a 0,8 mol CO₂ / mol DEA após 2 h de operação. Na planta de biogás nº 2, a adsorção medida ultrapassou 0,6 mol CO₂ /mol DEA em condições comparáveis.

As diferenças observadas provavelmente refletem variações na composição do gás de alimentação, temperatura ou outros parâmetros específicos do processo que influenciam a cinética de adsorção. Em todos os casos, nenhum solvente detectável estava presente na saída do gás. As campanhas experimentais, conduzidas utilizando a unidade MGA no local, não foram projetadas para fornecer uma investigação detalhada da cinética de adsorção, incluindo as limitações de transferência de massa necessárias para avaliar completamente o desempenho dinâmico do sistema. Como as campanhas consistiram em medições de curta duração e em uma única execução, os resultados apresentados devem ser interpretados como tendências representativas, e não como valores médios estatísticos.

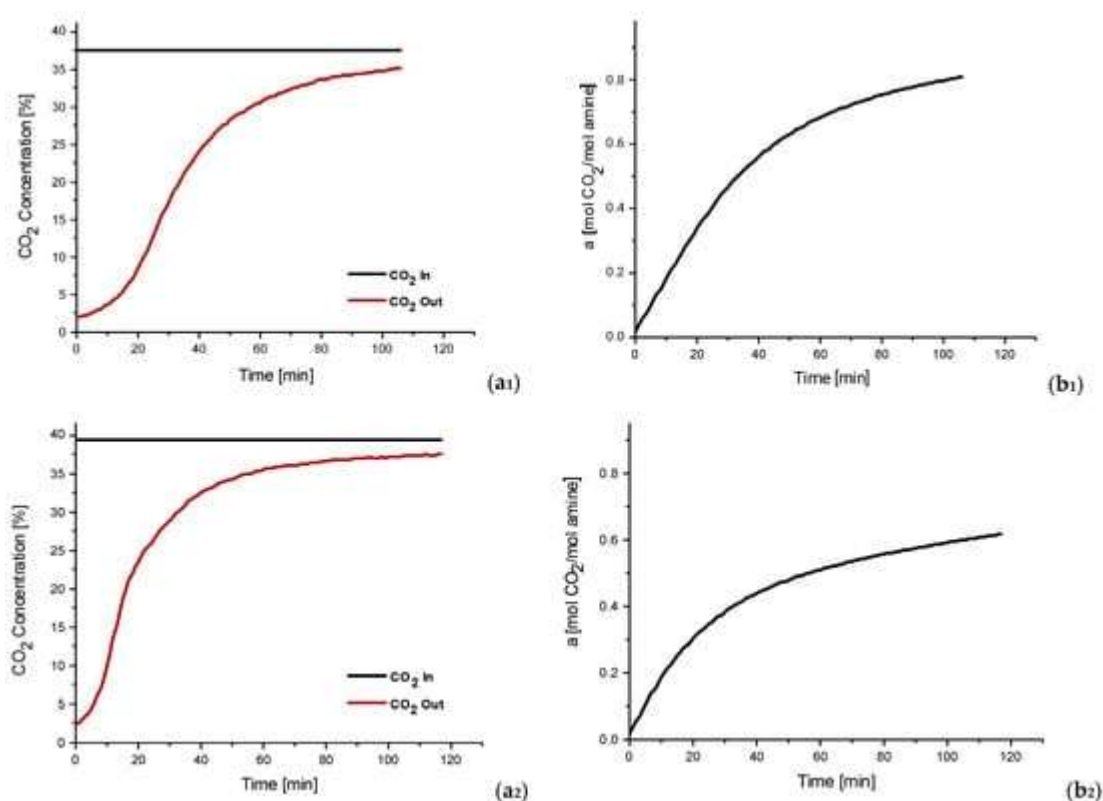


Figura 7. Resultados experimentais da unidade MGA durante campanhas de 2 horas em plantas de biogás: (a1) Variação da concentração de CO₂ (vol %) na corrente gasosa após MGA ao longo do tempo na planta de biogás nº 1, (b1

) Carga de CO₂ no solvente de absorção (mol CO₂ / mol DEA) na planta de biogás nº 1, (a2) Variação da concentração de CO₂ (vol%) na corrente gasosa após MGA ao longo do tempo na planta de biogás nº 2, (b2) Carga de CO₂ no solvente de absorção (mol CO₂ / mol DEA) na planta de biogás nº 2 .

As medições de densidade revelaram que, tanto na planta de biogás nº 1 quanto na nº 2, a saturação com CO₂ resultou em um aumento de cerca de 0,0512 g/mL, confirmando a absorção eficiente de CO₂ . A comparação dos espectros (análise FT-IR) entre as amostras insaturadas e saturadas mostra uma similaridade geral para ambas as plantas de biogás, com pequenas variações, como o aparecimento de novas bandas de absorção ou deslocamentos em picos existentes (Figura 8). Essas diferenças espectrais são atribuídas às transformações químicas que ocorrem durante a absorção de CO₂ , incluindo a formação de novas ligações e espécies não presentes na amostra insaturada. Uma atribuição detalhada das características espectrais é fornecida na Tabela 6. Notavelmente, na amostra de solvente saturado da campanha da planta de biogás nº 2, foram observadas bandas de absorção na faixa de aproximadamente 2600–2500 cm⁻¹ . Estas podem indicar a presença de espécies HS⁻ , sugerindo a absorção parcial de sulfeto de hidrogênio além do CO₂ .

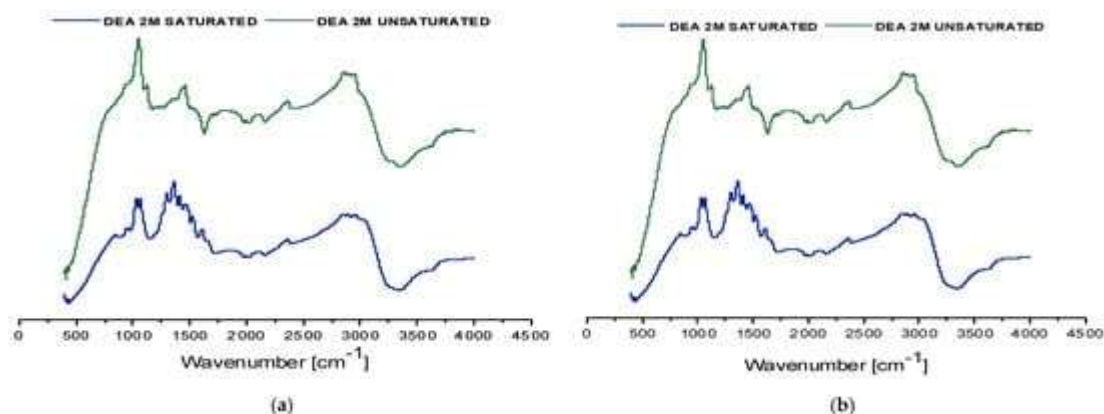


Figura 8. Espectros FT-IR (cm^{-1}) de amostras de DEA 2M saturadas e insaturadas obtidas nas campanhas MGA nas plantas de biogás. O espectro (a) corresponde às amostras da planta de biogás nº 1, enquanto o espectro (b) representa a planta de biogás nº 2.

Para quantificar as impurezas transferidas para o solvente durante a captura de CO_2 , foi realizada uma análise da composição da solução utilizando padrões de referência certificados, com foco em halogênios, compostos de enxofre e metais pesados. De forma semelhante aos casos anteriores, o solvente puro também foi analisado para identificar quaisquer impurezas residuais que possam ter sido formadas em operações prévias. A incerteza global de medição dos métodos analíticos foi estimada entre 10 e 20%.

A quantidade de componentes traço capturados pelo processo de amina, expressa como concentrações potenciais máximas na corrente de CO_2 purificado. Em sistemas MGA práticos, a regeneração do solvente é realizada em um stripper convencional, onde o CO_2 é liberado pelo aquecimento do solvente rico em CO_2 . Nessas condições, o comportamento de dessorção das espécies traço coabsorvidas difere do comportamento do CO_2 devido às diferenças de volatilidade e interações químicas com o solvente de amina, conforme relatado para sistemas de captura de CO_2 baseados em amina em escala piloto, onde impurezas e compostos de degradação exibem comportamentos distintos de emissão e liberação durante a operação do absorvedor-stripper [41]. Consequentemente, a eficiência de regeneração da maioria das impurezas é tipicamente menor do que a do CO_2 , o que significa que apenas uma fração deve ser liberada durante a stripping, enquanto outra parte pode permanecer dissolvida no solvente.

Portanto, as concentrações de impurezas relatadas representam estimativas conservadoras de limite superior, e espera-se que os níveis reais de impurezas que chegam ao reator de síntese de metanol sejam menores em condições operacionais realistas.

Mais especificamente, a concentração “por CO₂ absorvido ” foi calculada assumindo um cenário teórico máximo onde 100% do CO₂ capturado e suas impurezas associadas são recuperados durante a etapa de regeneração.

As concentrações de impurezas correspondentes na entrada do reator de síntese de metanol foram calculadas com base estequiométrica, assumindo uma proporção molar ideal de CO₂ : H₂ de 1:3.

Portanto, os valores relatados representam estimativas conservadoras do limite superior das concentrações de impurezas na entrada do reator. Para a maioria das impurezas, as concentrações medidas estavam significativamente abaixo dos limites de tolerância do catalisador fornecidos pelo fornecedor do catalisador comercial.

De modo geral, a remoção de cloreto emergiu como uma etapa de condicionamento essencial para a utilização do bio-CO₂ no processo. Notavelmente, embora a concentração de H₂S na corrente de bio-CO₂ da planta nº 2 tenha atingido inicialmente 20–30 ppm, ela foi substancialmente reduzida após o tratamento com a unidade MGA.

Esses resultados confirmam a alta eficiência do sistema de membrana na remoção de sulfetos, reduzindo assim a necessidade de tratamento extensivo com H₂ .tratamento S antes da exposição do catalisador.

No entanto, devido à potencial variação na composição a montante, medidas de proteção do catalisador devem ser levadas em consideração antes da síntese de metanol, como leitos de guarda para a remoção/contenção de quaisquer impurezas potenciais que possam ter escapado das etapas anteriores, para permitir um processo de síntese de metanol flexível que possa lidar com diferentes tipos de matérias-primas de bio-CO₂ [4 , 5] .

Concentração potencial máxima de impurezas traço (ppm) na entrada do reator de CO₂ e metanol recuperados . As concentrações foram determinadas assumindo 100% de recuperação do solvente DEA saturado. As análises utilizaram IC, CVAAS e FAAS com uma incerteza analítica estimada de 10–20%.

Entre as impurezas detectadas, os cloretos estavam presentes em níveis significativos apenas no CO₂ derivado do biogás, representando um risco para a síntese de metanol subsequente.

Isso ressalta a necessidade de remoção direcionada de cloretos. A lavagem úmida, tipicamente com NaOH ou Ca(OH)₂ , permite uma remoção altamente eficiente, convertendo compostos halogenados em sais solúveis em água, e é amplamente aplicada em torres de pulverização ou colunas empacotadas [42] .

Para fluxos de gás secos ou com baixa umidade, a lavagem a seco com álcalis sólidos (por exemplo, grânulos de NaOH ou NaHCO₃) oferece uma alternativa eficaz, embora a substituição do sorvente seja necessária [43] . A adsorção em carvão ativado ou material microporoso é outro método viável, com regeneração obtida por meio de aquecimento ou purga com gás inerte [44] .

A abordagem ideal para a remoção de halogênios depende da composição do gás, dos níveis de umidade e dos requisitos de pureza a jusante, sendo a lavagem úmida preferida para fluxos úmidos e o método seco ou de adsorção usado em condições de baixa umidade ou contaminantes traço [42 , 44 , 45].

3.1.3. CO₂ regenerado

Foram coletadas quatro amostras: duas amostras em fase gasosa e duas amostras em fase líquida, constituídas por solventes regenerados. As amostras líquidas foram caracterizadas por espectroscopia FT-IR (Figura 9) e por medições de densidade (Tabela 8) para facilitar a comparação com os solventes frescos e saturados.

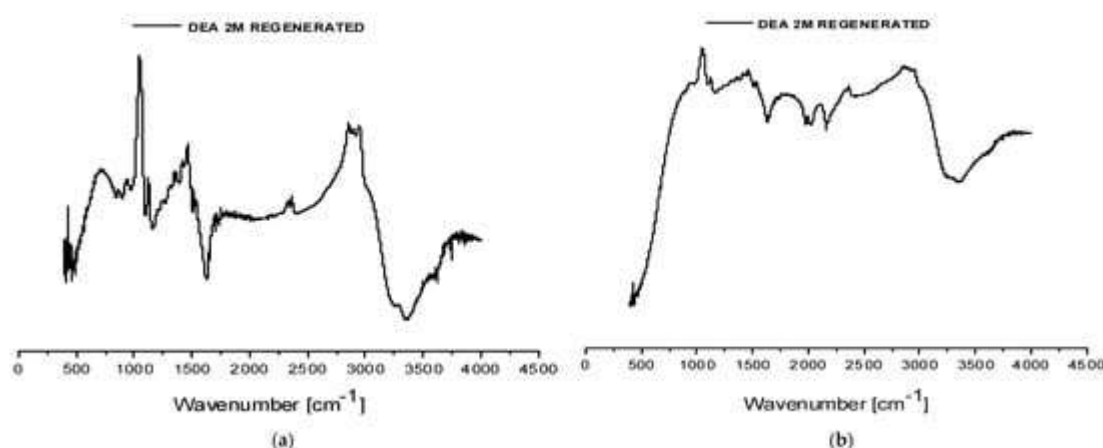


Figura 9. Espectros FT-IR (cm⁻¹) da amostra 2M DEA regenerada da campanha na planta de biogás nº 1 (a) e da campanha na planta de biogás nº 2 (b).

As medidas foram obtidas utilizando um densímetro digital (ASTM-D42052-18a). Os espectros FT-IR de ambas as amostras de solvente regenerado exibem posições de pico idênticas às das amostras saturadas correspondentes, com variações observadas apenas nas intensidades dos picos.

Isso indica que o processo de regeneração preservou a estrutura da ligação química, reduzindo a concentração de espécies carregadas com CO_2 . As densidades medidas dos solventes regenerados, mostradas na Tabela 8, são ligeiramente superiores às das soluções de DEA frescas, mas permanecem significativamente inferiores às das soluções saturadas correspondentes, confirmando ainda mais a dessorção parcial de CO_2 .

A análise por cromatografia gasosa foi realizada na fase gasosa, e os resultados de amostras duplicadas dos gases dessorvidos de cada campanha são apresentados na Tabela S6. Essa análise revelou que as amostras de gás coletadas consistiam em mais de 99% de CO_2 com apenas traços de oxigênio, confirmando a eficácia do processo de dessorção. Embora a presença de H_2S tenha sido detectada na corrente de biogás da segunda planta de biogás, o H_2S não foi detectado na corrente de gás após a etapa de dessorção, devido à sua concentração estar abaixo do limite de detecção do instrumento.

3.2. Resultados da Usina de Combustão de Biomassa

Como primeiro passo, foi realizada uma análise elementar da biomassa para caracterizar sua fração inorgânica (por exemplo, Cl, S, metais alcalinos e pesados), que sabidamente influencia a formação de impurezas na fase gasosa durante a conversão térmica e sua presença nos gases de combustão. Essa avaliação inicial orientou e fundamentou o procedimento de amostragem e a interpretação da presença de impurezas ao longo da cadeia de valor [46]. Seguindo os procedimentos experimentais descritos na Seção 2.2, as concentrações quantificadas das impurezas alvo são apresentadas a seguir e discutidas em relação às especificações relevantes do processo.

A incerteza de medição associada ao resultado analítico foi estimada em aproximadamente 5%. Após a conclusão da fase de amostragem, as soluções saturadas de DEA com CO_2 foram transferidas para um laboratório externo e analisadas utilizando metodologias acreditadas apropriadas para cada composto alvo. Os resultados analíticos são categorizados em três grupos: aqueles que refletem a composição do fluxo de gás de combustão bruto após o DeSOx/filtro de mangas e antes da captura de CO_2 , aqueles que representam a solução saturada de amina com CO_2 e aqueles que representam a composição do fluxo de CO_2 recuperado após o processo de absorção.

3.2.1. Análise Elementar da Matéria-Prima de Biomassa

Uma caracterização físico-química detalhada da matéria-prima de biomassa, incluindo análises elementares e de metais pesados.

A análise elementar e de metais pesados da biomassa confirmou as tendências de partição esperadas, que servem de base para a discussão subsequente. Os elementos-traço durante a combustão são regidos principalmente por sua estabilidade termodinâmica, volatilidade e afinidade por fases minerais. Elementos com volatilidade adequada, como Ca, Mg, Al, Fe, Ti, Mn, Ba, B, Cr, Ni, Co, Mo, Be e Y, são predominantemente retidos nas cinzas de fundo, pois formam óxidos estáveis com altos pontos de fusão, promovendo sua retenção nas cinzas de fundo [47]. Em contraste, os elementos capazes de formar cloretos ou óxidos voláteis em temperaturas de combustão são as espécies altamente voláteis, incluindo Hg, Se, Cl e S. Essas espécies podem vaporizar e, posteriormente, recondensar em partículas finas de cinzas volantes durante o resfriamento dos gases de combustão [46].

Metais alcalinos, particularmente potássio (K) e sódio (Na), apresentam alta mobilidade em sistemas de combustão devido aos seus compostos de baixo ponto de fusão, mas sua tendência a condensar em partículas permite uma remoção eficaz a jusante por meio de filtração [46 , 48]. Enquanto isso, elementos como Zn, Pb, Cd, As, Sn, Cu e Sb apresentam volatilidade parcial e podem aparecer nos gases de combustão dependendo das condições de combustão [47]. A concentração final na fase gasosa de cada elemento, portanto, reflete um equilíbrio dinâmico entre volatilização, transporte homogêneo na fase gasosa, condensação heterogênea e eficiência de captura de partículas. Para validar essas suposições e avaliar a eficiência do filtro, metais selecionados de baixa volatilidade, V, Mn, Cr, Ti, Ni e Co, foram monitorados. Esses elementos ocorrem em concentrações moderadas na biomassa e são facilmente mensuráveis em fluxos de gases de combustão, enquanto espécies parcialmente voláteis e voláteis foram incluídas para garantir uma avaliação abrangente do potencial de arraste na fase gasosa. A lista final de impurezas alvo incluiu V, Mn, Cr, Ti, Ni, Co, Zn, Pb, Cd, As, Sn, Cu, Sb, Hg, Cl e S, garantindo uma avaliação abrangente tanto das espécies ligadas a partículas quanto das voláteis.

3.2.2. Medições de pré-captura

O primeiro conjunto de resultados corresponde à composição do gás de combustão não tratado antes de sua entrada na unidade de captura de CO₂ (Tabela 11). Uma avaliação preliminar da composição do gás de combustão permite a identificação de impurezas que podem representar desafios na cadeia de valor.

Entre elas, o cloreto de hidrogênio parece ter o impacto mais significativo devido à sua concentração relativamente alta, medida em 5,97 ppm na corrente gasosa. O zinco também foi detectado em uma concentração de 0,0315 ppm, excedendo o limite de tolerância estabelecido para o catalisador. Além disso, foram detectados níveis elevados de NO_x , que podem afetar não apenas o desempenho do catalisador, mas também a unidade MGA, uma vez que as espécies de NO_x são conhecidas por reagir com solventes de amina, podendo reduzir a eficiência de absorção e causar a degradação do solvente [49]. As concentrações relatadas estão sujeitas a uma incerteza de medição estimada na faixa de 5 a 15%.

Perfil de concentração de impurezas (vol% e ppm) no fluxo de gás de combustão não tratado. As espécies gasosas foram medidas utilizando um analisador de gases portátil ENVEA MIR 9000P, e os metais pesados foram quantificados por ICP-AES. Os valores apresentados incluem uma incerteza de medição estimada de 5 a 15%.

Os resultados experimentais confirmaram as hipóteses teóricas (Seção 3.2.1), demonstrando que os elementos-traço selecionados (V, Mn, Ti, Cr, Ni e Co) foram efetivamente retidos pelo sistema de filtração de partículas. As concentrações medidas desses elementos nos gases de combustão a jusante do filtro foram negligenciáveis ou abaixo dos limites de detecção, indicando uma alta eficiência de retenção.

3.2.3. Medições em soluções saturadas de amina

Os resultados experimentais da campanha MGA realizada na planta de combustão de biomassa são apresentados na Figura 10 .

Ilustrando a variação da concentração de CO_2 ao longo do tempo na corrente gasosa a jusante da unidade MGA, bem como a correspondente carga de CO_2 no solvente de absorção. Ao longo da campanha de 2 horas, a concentração de CO_2 a jusante da unidade MGA aproximou-se da concentração inicial a montante, indicando a saturação do solvente. Sob as condições experimentais descritas, observou-se que a capacidade de absorção de CO_2 da solução aquosa de DEA 2M excedeu $0,4 \text{ mol CO}_2 / \text{mol DEA}$. Prevê-se que o prolongamento da duração da absorção resultará na concentração a jusante aproximando-se assintoticamente do valor a montante, com um aumento adicional na carga de CO_2 para além de $0,4 \text{ mol CO}_2 / \text{mol DEA}$.

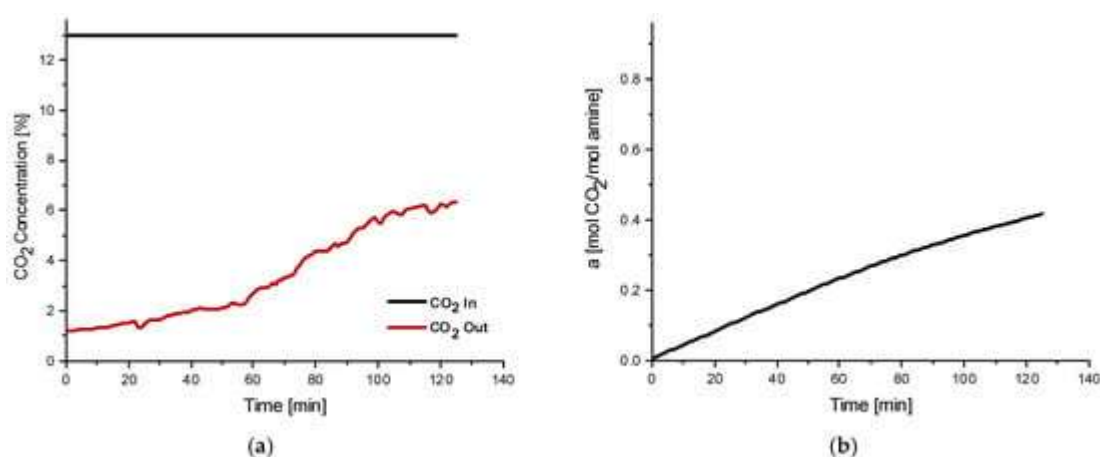


Figura 10. Resultados da campanha MGA de 2 h na planta de combustão de biomassa, (a) variação da concentração de CO_2 (vol%) no fluxo gasoso após MGA com o tempo e (b) carga de CO_2 do solvente de absorção (mol CO_2 /mol DEA).

De acordo com as campanhas anteriores, a densidade do solvente DEA 2M saturado foi medida a 25°C . Esse valor corresponde a um aumento de $0,0357 \text{ g/mL}$ em comparação com a densidade da solução de DEA 2M insaturada, refletindo a absorção de CO_2 .

A espectroscopia FT-IR também foi realizada nessas amostras (Figura 11). Uma correspondência detalhada entre as bandas de absorção observadas e suas respectivas ligações químicas é apresentada na Tabela 12 .

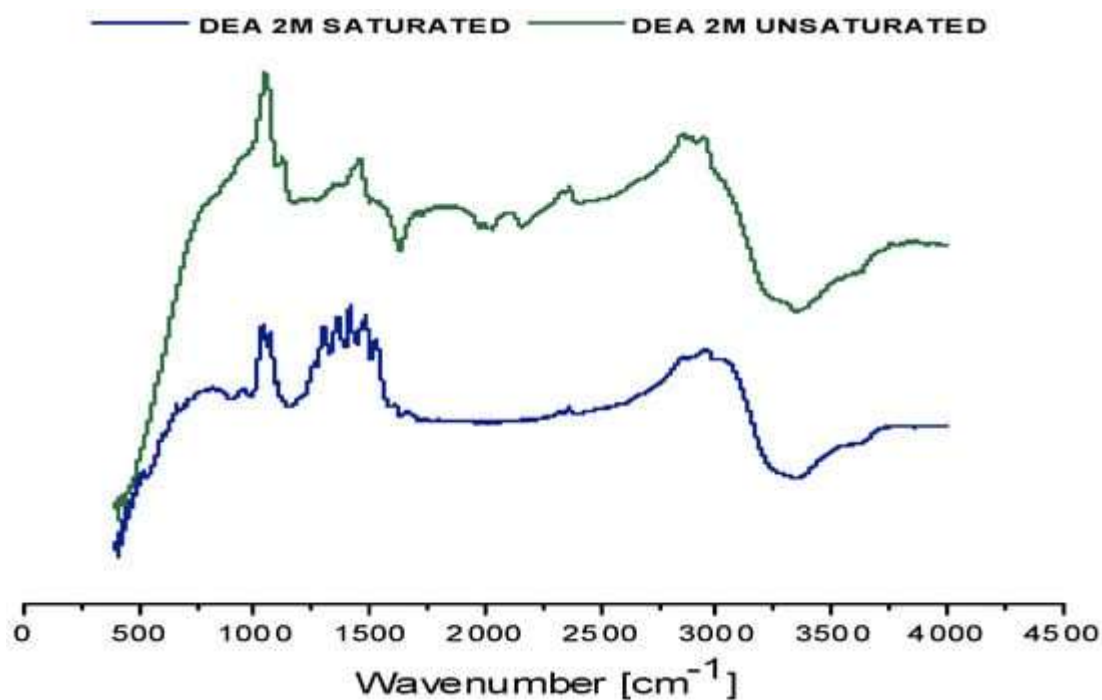


Figura 11. Comparação dos espectros FT-IR (cm^{-1}) de amostras de DEA 2M saturadas e insaturadas obtidas na campanha MGA na planta de combustão de biomassa.

As quantidades de contaminantes traço capturados pelo processo de absorção com amina. Observou-se obstrução parcial na tubulação de entrada de gás conectada à unidade de contato por membrana. Esse fenômeno é atribuído à condensação localizada de vapor de água residual, provavelmente ocorrendo na seção não aquecida da tubulação ou a jusante do estágio de sílica gel. Em baixas temperaturas ambientes, a umidade residual na corrente gasosa pode sofrer condensação rápida ao entrar em contato com superfícies abaixo do ponto de orvalho.

Isso é especialmente provável se o isolamento térmico ou a capacidade de aquecimento forem insuficientes para manter as condições adiabáticas [50]. Tal condensação pode resultar em obstrução transitória do fluxo, comprometendo potencialmente a eficiência da membrana e introduzindo incertezas nas medições da fase gasosa [51]. Amostras do condensado foram coletadas e armazenadas para posterior análise composicional, com foco na identificação de espécies inorgânicas, especialmente Cl^- . Para quantificar o teor de cloreto, utilizou-se cromatografia iônica; detectou-se 1,64 ppm de cloreto no condensado líquido. Os resultados refletem uma avaliação abrangente da evolução das impurezas em todas as etapas, desde a biomassa bruta até o fluxo de CO_2 tratado. A redução observada nos níveis de contaminantes demonstra que a maioria das impurezas geradas durante a combustão da biomassa pode ser removida por meio da sequência de tratamento implementada. Os resultados mostram que a concentração de todos os componentes traço, incluindo cloretos, que em campanhas anteriores apresentavam níveis elevados, foi substancialmente reduzida após a absorção de CO_2 . O grau de sequestro alcançado é suficiente para reduzir os níveis de impurezas abaixo dos limites de tolerância do catalisador, diminuindo consideravelmente as principais medidas de proteção para a purificação do gás. Devido à interferência causada pelo teor significativo de nitrogênio proveniente do solvente DEA, a quantificação de NO_x não foi viável. Consequentemente, recomenda-se a futura implementação de um sistema de remoção de NO_x no local para o condicionamento do fluxo gasoso.

A análise foi realizada por cromatografia iônica (CEN/TS 15289) e ICP-MS. Os valores representam estimativas do limite superior de conversão para a entrada do reator, assumindo uma proporção ideal de CO_2 : H_2 de 1 : 3.

A Figura 12 ilustra a concentração de cloreto e zinco ao longo de toda a cadeia de produção de metanol, que foram os principais elementos-traço detectados em concentrações nos gases de combustão que excederam os limites de tolerância do catalisador de síntese de metanol. Nesse caso, os valores de CO₂ capturado referem -se à concentração máxima teórica de impurezas que poderia estar presente no fluxo de CO₂ recuperado, caso este fosse completamente recuperado. A aplicação do MGA resultou em uma redução de aproximadamente 99% tanto para cloretos quanto para zinco; especificamente, uma redução na concentração de cloreto de 5,97 ppm nos gases de combustão para 0,064 ppm no fluxo de CO₂ destinado à síntese de metanol. Contudo, a concentração de cloreto na entrada do reator, medida em 0,016 ppm, está abaixo do limite de tolerância do catalisador. Essa redução significativa sugere que o uso da unidade MGA purifica o fluxo de CO₂ em grande medida e, portanto, minimiza a necessidade de extensa limpeza de gases no local e para a síntese de metanol.

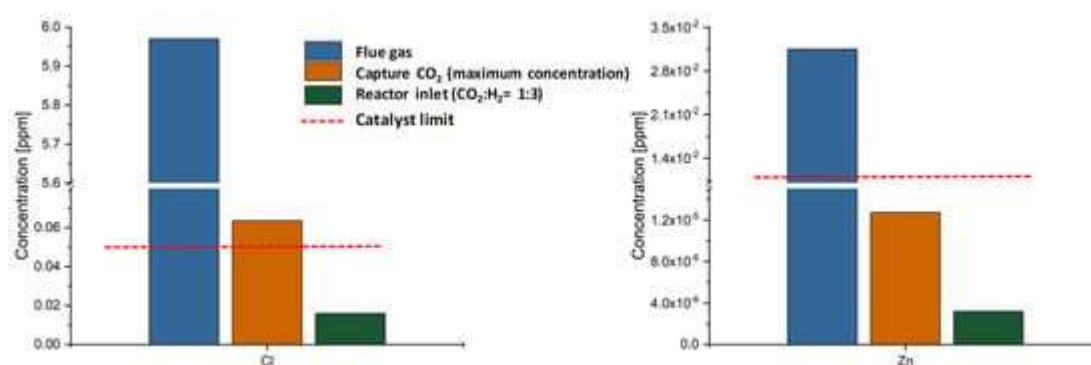


Figura 12. Concentração de cloreto e zinco (ppm) em três etapas principais da cadeia de valor da combustão de biomassa. As tendências mostram uma redução de 90% alcançada pela unidade MGA; as concentrações são comparadas com o limite de tolerância do catalisador.

3.2.4. Regeneração de CO₂

Os experimentos de regeneração do solvente DEA saturado seguiram o mesmo procedimento e utilizaram a mesma configuração experimental das campanhas de biogás, garantindo a consistência na avaliação do desempenho. A solução saturada de DEA da campanha de combustão de biomassa foi regenerada e analisada para avaliar a extensão da liberação de CO_2 e qualquer teor de impurezas remanescente. O espectro de FT-IR da amostra regenerada apresentou as mesmas posições de pico que no estado saturado, com intensidades reduzidas, indicando a remoção parcial das espécies carregadas com CO_2 enquanto preservava a estrutura química do solvente (Figura 13). As medições de densidade corroboraram essa observação, mostrando uma diminuição de 1,0564 g/mL (saturado) para 1,0257 g/mL (regenerado), consistente com a dessorção bem-sucedida.

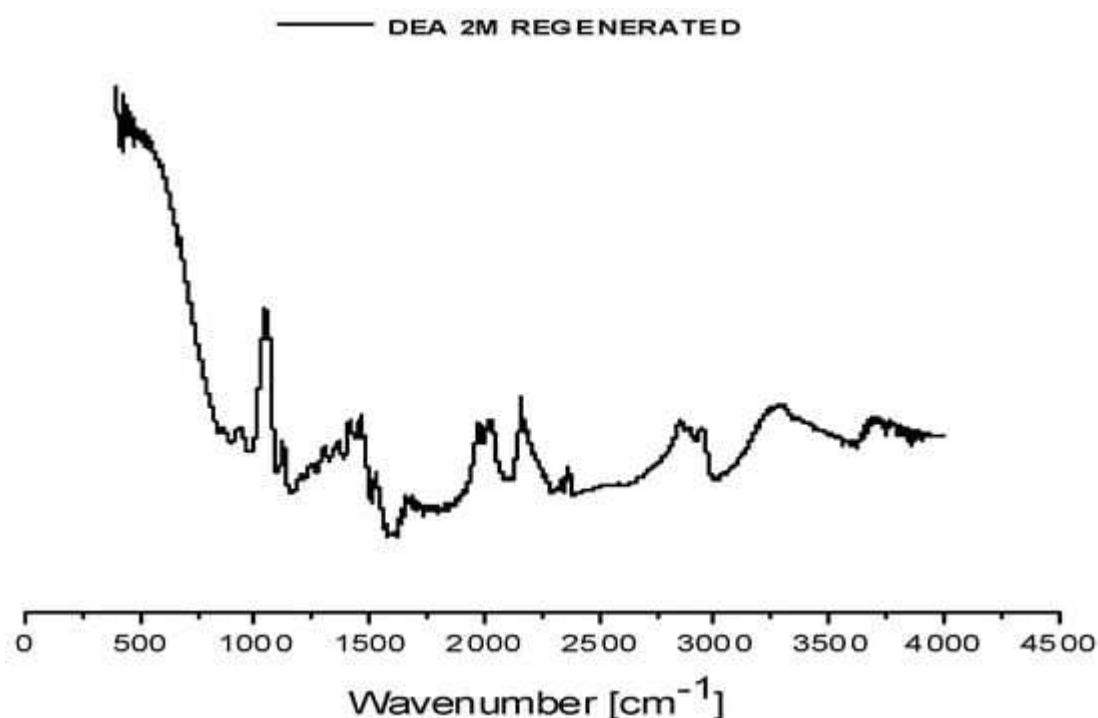


Figura 13. Espectros FT-IR (cm^{-1}) da amostra 2M DEA regenerada da campanha de combustão de biomassa.

A análise por cromatografia gasosa do gás dessorvido confirmou a alta pureza do CO₂ (>99,9% vol.), com apenas traços de oxigênio detectados e sem níveis mensuráveis de compostos de enxofre ou hidrocarbonetos, validando a eficácia do processo de regeneração.

As medições foram realizadas em duplicata, de forma consistente com as análises do biogás, confirmando a repetibilidade do processo de regeneração. Tendências consistentes foram observadas em todas as campanhas, independentemente da fonte de CO₂ .

Embora certos fluxos de entrada apresentassem níveis mais elevados de impurezas específicas (quantidade de cloretos, nas campanhas de amostragem de biogás), a etapa de regeneração minimizou efetivamente a contaminação residual no fluxo de CO₂ recuperado , confirmando a robustez do processo MGA sob diferentes condições de alimentação.

A análise quantitativa por CG de amostras duplicadas mostrou concentrações de CO₂ variando de 99,812% a 99,959% vol., com oxigênio detectado em níveis residuais (0,041–0,188% vol.). Todos os outros componentes analisados, incluindo H₂ , N₂ , CO, CH₄ , hidrocarbonetos (C₁ – C₅) e H₂S , estavam abaixo dos limites de detecção analítica do instrumento (0,1% em volume para gases permanentes, 0,01% em volume para hidrocarbonetos e 0,05% em volume para H₂S) . Esses resultados confirmam que a etapa de regeneração térmica produz um fluxo de CO₂ altamente purificado, adequado para utilização posterior.

Composição cromatográfica gasosa de amostras duplicadas de gás dessorvido coletadas durante cada campanha de demonstração.

O principal risco identificado antes da captura de CO₂ relaciona-se às elevadas concentrações de NO_x observadas durante a combustão da biomassa, particularmente NO₂, que podem promover a degradação oxidativa da DEA, potencialmente formando espécies relacionadas à nitrosamina e contribuindo para o acúmulo gradual de sais não regeneráveis durante a operação a longo prazo e para a perda de solvente [41].

No presente trabalho, não foi realizada a quantificação direta dos produtos de degradação do solvente, uma vez que o foco foi o desempenho da captura de CO₂ e a transferência de impurezas para o fluxo de CO₂ recuperado. Contudo, a análise por FT-IR de amostras de solvente fresco, carregado e regenerado não revelou bandas de absorção adicionais indicativas de degradação significativa do solvente, sugerindo que os efeitos da degradação foram limitados nas condições operacionais aplicadas. Não obstante, a exposição a longo prazo a concentrações mais elevadas de gases ácidos pode promover a degradação do solvente e a formação de sais termoestáveis, o que deve ser considerado em investigações futuras.

Embora tenham sido implementados sistemas primários de tratamento de gás, os resultados das amostragens indicam a necessidade de uma etapa secundária de purificação para atender aos padrões de qualidade. Em particular, a remoção de NO_x é essencial para proteger o meio ambiente, sendo a redução catalítica seletiva uma das tecnologias de remoção de NO_x mais eficazes [52]. A amostragem pós-captura mostrou que o fluxo de CO₂ atende consistentemente aos limites de impurezas propostos pela ISO (ISO 27913:2024, ISO/TR 27929), permitindo o transporte seguro sem condicionamento extensivo no local [13 , 14].

No entanto, dependendo do estado de fase necessário (por exemplo, líquido, denso ou supercrítico), uma limpeza adicional, como a desidratação, pode ser necessária para garantir a segurança e a eficiência operacional [53].

Para fornecer uma estrutura baseada em evidências para o condicionamento de gás, uma tabela abrangente de tomada de decisão para gás foi incluída no Apêndice A. Esta tabela mapeia as concentrações de impurezas medidas e suas incertezas associadas em relação ao limite de tolerância do catalisador e às especificações de transporte ISO (ISO 27913:2024 e ISO/TR 27929) [13 , 14]. Com base nessas comparações quantitativas, sequências específicas de condicionamento, que variam de MGA independente a configurações integradas de DeNO_x e leito de guarda, são recomendadas para garantir a integridade a longo prazo do catalisador de síntese de metanol.

4. Conclusões

Impurezas residuais em fluxos de CO₂ biogênico influenciam significativamente a integridade de toda a cadeia de valor da utilização de carbono, incluindo captura, transporte e conversão catalítica em metanol. Este estudo forneceu uma caracterização holística de fontes industriais reais de bio-CO₂, avaliando sistematicamente a qualidade do CO₂ em três estágios críticos: antes da captura, após a captura e antes da síntese. Para garantir a integridade dos dados, um protocolo padronizado de amostragem multiponto foi implementado em condições de operação industrial em estado estacionário.

Especificamente, a amostragem isocinética foi empregada para gases de combustão de biomassa, a fim de capturar espécies particuladas e gasosas representativas, enquanto medições em série foram conduzidas em instalações de biogás a jusante de unidades de dessulfurização existentes.

A implantação em campo do sistema modular de absorção de gases por membrana (MGA) demonstrou que ele funciona como uma tecnologia de dupla finalidade, alcançando altas taxas de captura e atuando simultaneamente como um estágio primário de purificação. Especificamente, a unidade MGA atingiu uma eficiência de remoção de aproximadamente 99% para contaminantes críticos, como cloretos e zinco, em gases de combustão de biomassa, reduzindo suas concentrações (0,016 ppm na entrada do reator) para níveis bem abaixo dos rigorosos limites de tolerância dos catalisadores comerciais de $\text{Cu/ZnO/Al}_2\text{O}_3$. Além disso, a pureza do CO_2 recuperado ultrapassou 99,9% em volume em todas as campanhas, validando a robustez do processo de regeneração do solvente.

No entanto, os resultados também destacaram desafios significativos específicos da fonte. Em instalações de biogás, foram detectadas concentrações residuais de cloreto de até 9,8 ppm após o tratamento com MGA, o que exige etapas de polimento secundárias específicas, como lavagem úmida ou leitos de proteção, para evitar o envenenamento irreversível do catalisador. Na combustão de biomassa, a presença de níveis elevados de NO_x (até 65,9 ppm) representa um risco duplo: potencial desativação do catalisador e degradação química do solvente DEA. Consequentemente, recomenda-se a integração de unidades de DeNO_x a montante (por exemplo, SCR) para garantir a estabilidade a longo prazo do sistema de captura.

Em conclusão, embora o CO₂ biogênico seja uma matéria-prima viável para combustíveis marítimos neutros em carbono, nenhum método de purificação isolado consegue atender a todas as necessidades. Uma estratégia de condicionamento multiestágios e específica para cada fonte, combinando pré-tratamento, captura baseada em MGA e unidades de polimento dedicadas, é essencial para gerenciar a variabilidade da matéria-prima e atender aos padrões de transporte. Pesquisas futuras devem abordar as flutuações sazonais, a exposição prolongada do catalisador a impurezas residuais e avaliações técnico-econômicas e ambientais abrangentes da cadeia de valor integrada de bioCO₂ para metanol.

Materiais suplementares

As seguintes informações complementares podem ser baixadas em: <https://www.mdpi.com/article/10.3390/membranes16030106/s1> , Tabela S1: Padrões para análise da solução saturada de amina; Tabela S2: Padrões para a medição de impurezas e para a análise das soluções de absorção usadas no fluxo de gases de combustão da planta de biogás; Tabela S3: Características técnicas do analisador de biogás infravermelho online Cubic-Ruiyi Gasboard-3200; Tabela S4: Espécies de siloxano detectadas e suas concentrações limite em fluxos de biogás nas plantas de biogás examinadas; Tabela S5: Medições de densidade para as soluções de DEA saturadas e insaturadas; Tabela S6: Análise por cromatografia gasosa de amostras duplicadas dos gases dessorvidos de cada campanha de demonstração; Tabela S7: Análise normalizada por cromatografia gasosa de amostras duplicadas dos gases dessorvidos de cada campanha de demonstração.

Contribuições dos autores

Conceitualização: Os autores leram e concordaram com a versão publicada do manuscrito.

Financiamento

Este trabalho foi realizado no âmbito do projeto “M 2 ARE”, que conta com o apoio e financiamento do Programa Horizonte Europa da União Europeia para a Investigação e Inovação, ao abrigo do Acordo de Subvenção n.º 101136080. As opiniões e pontos de vista expressos são, contudo, da exclusiva responsabilidade dos autores e não refletem necessariamente os da União Europeia, pela qual estes não podem ser responsabilizados.

Declaração do Comitê de Revisão Institucional

Não aplicável.

Declaração de Consentimento Informado

Não aplicável.

Declaração de Disponibilidade de Dados

Os dados estão contidos no artigo. Os dados brutos estão disponíveis mediante solicitação ao autor correspondente e serão tratados de acordo com o Plano de Gestão de Dados aplicável ao projeto M 2 ARE, Acordo de Subvenção nº 101136080.

Conflitos de interesse

Os autores declaram não haver conflitos de interesse.

Abreviações

As seguintes abreviações são utilizadas neste manuscrito:

ASTM Sociedade Americana para Testes e Materiais

CHP Cogeração (Produção Combinada)

CVASS Espectroscopia de Absorção Atômica de Vapor Frio

DEA Dietanolamina

DeNO_x Desnitrificação

EN Norma Europeia

FID Detecção por ionização de chama

FT-IR Transformada de Fourier no Infravermelho

G/L Gás para Líquido

ICP-MS/XRF Espectrômetro de massa com plasma acoplado indutivamente/fluorescência de raios X

Na minha opinião Organização Marítima Internacional

ISO Organização Internacional de Normalização

MGA Absorção de gás por membrana

MeOH Metanol

MEDOWW Métodos padrão para o exame de água e esgoto

TCD Detector de condutividade térmica

T_{pr} Temperatura da sonda aquecida

T_f Temperatura do filtro aquecido

Referências

Zhao, T.; Li, R.; Zhang, Z.; Song, C. Situação atual do sistema de captura e armazenamento de carbono a bordo (OCCS): uma revisão da avaliação técnica. *Carbon Capture Sci. Technol.* 2025 , 15 , 100402. [Google Scholar] [CrossRef]

Barone, G.; Buonomano, A.; Del Papa, G.; Giuzio, GF; Maka, R.; Palombo, A.; Russo, G. Direcionando o transporte marítimo para a sustentabilidade energética: combustíveis alternativos em políticas de descarbonização. *Energy* 2025 , 331 , 136827. [Google Scholar] [CrossRef]

Rao, X.; Yuan, C.; Guo, Z.; Xu, Y.; Sheng, C. Metanol como combustível alternativo para motores marítimos: uma revisão abrangente do estado atual, oportunidades e desafios. *Renew. Energy* 2025 , 252 , 123562. [Google Scholar] [CrossRef]

Bampaou, M.; Panopoulos, K.; Seferlis, P.; Voutetakis, S.; Matino, I.; Petrucciani, A.; Zaccara, A.; Colla, V.; Dettori, S.; Annunziata Branca, T.; et al. Integração da produção de hidrogênio renovável em gases residuais de siderúrgicas para a síntese de metanol e metano. *Energies* 2021 , 14 , 2904. [Google Scholar] [CrossRef]

Bampaou, M.; Panopoulos, K.; Seferlis, P.; Sasiain, A.; Haag, S.; Wolf-Zoellner, P.; Lehner, M.; Rog, L.; Rompalski, P.; Kolb, S.; et al. Avaliação econômica da integração de hidrogênio renovável em siderúrgicas para a produção de metanol e metano. *Energies* 2022 , 15 , 4650. [Google Scholar] [CrossRef]

Bloomberg, M.; Carney, M.; Chandrasekaran, N.; Flatt, B.; Forrest, A.; Menker, S.; Al Mubarak, KK; Shen, N.; Turner, A.; Zhang, L. Ampliando a produção de hidrogênio: o caso do metanol de baixo carbono. Um relatório da BNEF e da Climate Technology Coalition. Disponível online: https://assets.bbhub.io/media/sites/25/2024/06/BNEF-Methanol-Report_to-publish.pdf (acessado em 11 de novembro de 2025).

Instituto do Metanol. Metanol Marinho: Combustível para Navegação à Prova do Futuro ; Instituto do Metanol: Washington, DC, EUA, 2023. [Google Scholar]

Bampaou, M.; Mitrousis, V.; Koliamitra¹, E.; Estratigose, PH; Schloesser, P.; Matino, I.; Cola, V.; Panopoulos, KD Bio-CO₂ como matéria-prima para síntese marítima de metanol. Energias 2026 , 19 , 1364. [Google Scholar] [CrossRef]

Rodin, V.; Lindorfer, J.; Böhm, H.; Vieira, L. Avaliando o potencial da valorização do dióxido de carbono na Europa com foco no CO₂ biogênico . J. CO₂ Util . 2020 , 41 , 101219. [Google Scholar] [CrossRef]

Porter, RTJ; Fairweather, M.; Pourkashanian, M.; Woolley, RM. A faixa e o nível de impurezas em fluxos de CO₂ de diferentes fontes de captura de carbono. Int. J. Greenh. Gas Control 2015 , 36 , 161–174. [Google Scholar] [CrossRef]

ABS. Impurezas de CO₂ e projeto de transportador de LCO₂ : considerações práticas ; ABS: Calcutá, Índia, 2024. [Google Scholar]

Wetenhall, B.; Aghajani, H.; Chalmers, H.; Benson, SD; Ferrari, M.-C.; Li, J.; Race, JM; Singh, P.; Davison, J. Impacto da impureza de CO₂ na compressão, liquefação e transporte de CO₂ . Energy Procedia 2014 , 63 , 2764–2778. [Google Scholar] [CrossRef]

ISO/TR27929 ; Transporte de CO₂ por navio. Organização Internacional de Normalização: Genebra, Suíça, 2024.

ISO 27913 ; Captura, transporte e armazenamento geológico de dióxido de carbono — Sistemas de transporte por dutos. Organização Internacional de Normalização: Genebra, Suíça, 2024.

ISO/TR27921 ; Captura, transporte e armazenamento geológico de dióxido de carbono — Questões transversais — Composição do fluxo de CO₂ . Organização Internacional de Normalização: Genebra, Suíça, 2020.

Asimakopoulou, A.; Koutsonikolas, D.; Kastrinaki, G.; Skevis, G. Sistemas inovadores de contadores de membrana gás-líquido para captura e mineralização de carbono em indústrias de uso intensivo de energia. Membranes 2021 , 11 , 271. [Google Scholar] [CrossRef]

Bragança, I.; Sánchez-Soberón, F.; Pantuzza, GF; Alves, A.; Ratola, N. Impurezas no biogás: estratégias analíticas, ocorrência, efeitos e tecnologias de remoção. *Biomass Bioenergy* 2020 , 143 , 105878. [Google Scholar] [CrossRef]

Soreanu, G.; Béland, M.; Falletta, P.; Edmonson, K.; Svoboda, L.; Al-Jamal, M.; Seto, P. Abordagens relativas à remoção de siloxano do biogás - uma revisão. *Pod. Biosist. Eng. Le Genie Des Biosyst. Au Can.* 2011 , 53 , 8,1–8,18. [Google Acadêmico]

Arnold, M. VTT RESEARCH NOTES 2496 Redução e Monitoramento de Compostos Traço em Biogás. Disponível online: <https://publications.vtt.fi/pdf/tiedotteet/2009/T2496.pdf> (acessado em 17 de setembro de 2025).

Wang, G.; Shen, L.; Sheng, C. Caracterização de cinzas de biomassa de usinas termelétricas que queimam resíduos agrícolas. *Energy Fuels* 2012 , 26 , 102–111. [Google Scholar] [CrossRef]

ISO 14780 ; Biocombustíveis Sólidos - Preparação de Amostras. Organização Internacional de Normalização: Genebra, Suíça, 2017.

CEN/TR 15404:2011 ; Combustíveis sólidos recuperados - Métodos para a determinação do comportamento de fusão das cinzas utilizando temperaturas características. Comité Europeu de Normalização: Bruxelas, Bélgica, 2011.

Jenkins, B.; Baxter, L.; Miles, T.; Miles, T. Propriedades de combustão da biomassa. *Fuel Process. Technol.* 1998 , 54 , 17–46. [Google Scholar] [CrossRef]

Damartzis, T.; Asimakopoulou, A.; Koutsonikolas, D.; Skevis, G.; Georgopoulou, C.; Dimopoulos, G.; Nikolopoulos, L.; Bougiouris, K.; Richter, H.; Lubenau, U.; et al. Solventes para captura de CO₂ pós-combustão baseada em membrana para potencial aplicação no ambiente marinho. *Appl. Sci.* 2022 , 12 , 6100. [Google Scholar] [CrossRef]

Empresa, M. 3M™ Liqui-Cel™ EXF-2.5×8 Series Membrane Contactor Propriedades Típicas Características da Membrana Configuração do Cartucho Extra-Flow com Defletor Central. 2021, pp. 2–3. Disponível online: <https://multimedia.3m.com/mws/media/14124610/3m-liqui-cel-exf-2-5x8-series-membrane-contactor.pdf> (acessado em 9 de junho de 2025).

Chadni, M.; Moussa, M.; Athès, V.; Allais, F.; Ioannou, I. Extração líquido-líquido de biomoléculas de correntes líquidas de biorrefinaria assistida por contadores de membrana: um estudo de caso sobre ácidos orgânicos. Sep. Purif. Technol. 2023 , 317 , 123927. [Google Scholar] [CrossRef]

ISO 15173:2006 ; Emissões de fontes estacionárias — Amostragem e determinação do teor de fluoreto gasoso. Organização Internacional de Normalização: Genebra, Suíça, 2006.

EN 14791 ; Emissões de fontes estacionárias — Determinação da concentração de massa de óxidos de enxofre — Método de referência padrão. Comitê Europeu de Normalização: Bruxelas, Bélgica, 2011.

ISO 10304-1:2007 ; Qualidade da água - Determinação de ânions dissolvidos por cromatografia líquida de íons - Parte 1: Determinação de brometo, cloreto, fluoreto, nitrato, nitrito, fosfato e sulfato. Organização Internacional de Normalização: Genebra, Suíça, 2007.

ISO 17852:2006 ; Qualidade da água - Determinação de mercúrio - Método utilizando espectrometria de fluorescência atômica. Organização Internacional de Normalização: Genebra, Suíça, 2006.

EN13211:2001 ; Qualidade do Ar - Emissões de Fontes Estacionárias - Método Manual para Determinação da Concentração de Mercúrio Total. Comitê Europeu de Normalização: Bruxelas, Bélgica, 2001.

ISO 12846:2012 ; Qualidade da água - Determinação de mercúrio - Método utilizando espectrometria de absorção atômica com e sem enriquecimento. Organização Internacional de Normalização: Genebra, Suíça, 2012.

ISO 10530 ; Qualidade da água - Determinação de sulfeto dissolvido - Método fotométrico utilizando azul de metileno. Organização Internacional de Normalização: Genebra, Suíça, 1992.

ASTM D2972-03 ; Métodos de ensaio padrão para arsênio em água. Sociedade Americana para Testes e Materiais: West Conshohocken, PA, EUA, 2003.

ASTM D3223-00 ; Método de ensaio padrão para mercúrio total em gás natural usando tubos detectores de comprimento de mancha. ASTM International: West Conshohocken, PA, EUA, 2000.

ISO 15586:2003 ; Qualidade da água — Determinação de elementos traço por espectrometria de absorção atômica com forno de grafite. Organização Internacional de Normalização: Genebra, Suíça, 2003.

Piechota, G. Siloxanos em biogás: abordagens de procedimento de amostragem e determinação por método GC-MS. *Molecules* 2021 , 26 , 1953. [Google Scholar] [CrossRef]

Mendiara, T.; Cabello, A.; Izquierdo, MT; Abad, A.; Mattisson, T.; Adánez, J. Efeito da presença de siloxanos na combustão de biogás por ciclo químico. *Energy Fuels* 2021 , 35 , 14984–14994. [Google Scholar] [CrossRef]

Gislon, P.; Galli, S.; Monteleone, G. Remoção de siloxanos do biogás por adsorventes de alta área superficial. *Waste Manag.* 2013 , 33 , 2687–2693. [Google Scholar] [CrossRef]

Jung, H.; Jurng, J. Purificação de biogás de digestor de águas residuais de siloxanos via adsorção-desorção com adsorvente de SiO₂ reformado com NaOH . *Renew . Energy* 2020 , 156 , 459–468. [Google Scholar] [CrossRef]

Neerup, R.; Rasmussen, VE; Vinjarapu, SHB; Larsen, AH; Shi, M.; Andersen, C.; Fuglsang, K.; Gram, LK; Nedenskov, J.; Kappel, J.; e outros. Degradação de solventes e emissões de um piloto de captura de CO₂ em uma planta de transformação de resíduos em energia. *J. Meio Ambiente. Química. Eng.* 2023 , 11 , 111411. [Google Scholar] [CrossRef]

Plichta, EJ. Registro de invenção estatutária dos Estados Unidos. B1 4250570/5462535, 2 de janeiro de 1996. [Google Scholar]

Carlsson, K. Limpeza de gases de combustão de biomassa. *ThermalNet*. 2008, pp. 1–28. Disponível online: <https://www.bioenergy.org.nz/documents/resource/thermalnet-gas-cleaning-in-flue-gas-from-combustion-of-biomass.pdf> (acessado em 10 de março de 2026).

Schildhauer, TJ; Biollaz, SMA Gás Natural Sintético a partir de Carvão e Biomassa Seca, e Aplicações de Energia para Gás ; Wiley: Hoboken, NJ, EUA, 2016. [Google Scholar]

Qasem, NAA; Mohammed, RH; Lawal, DU. Remoção de íons de metais pesados de águas residuais: uma revisão abrangente e crítica. *Clean Water* 2021 , 4 , 36. [Google Scholar] [CrossRef]

Vassilev, SV; Baxter, D.; Andersen, LK; Vassileva, CG. Uma visão geral da composição química da biomassa. *Fuel* 2010 , 89 , 913–933. [Google Scholar] [CrossRef]

Obernberger, I.; Supancic, K. Possibilidades de utilização de cinzas de usinas de combustão de biomassa. Apresentado na Conferência Europeia de Biomassa, Hamburgo, Alemanha, 29 de junho a 3

de julho de 2009; Disponível online: <https://www.best-research.eu/files/publications/pdf/Obernberger-Supancic-Hamburg-2009-ash-utilisation.pdf> (acessado em 14 de abril de 2025).

Jelonek, Z.; Drobniak, A.; Mastalerz, M.; Jelonek, I. Emissões durante grelhados com pellets e aparas de madeira. *Atmos. Meio Ambiente. X* 2021 , 12 , 100140. [Google Scholar] [CrossRef]

Sass, B.; Monzyk, B.; Ricci, S.; Gupta, A.; Hindin, B.; Gupta, N. Impacto de SO_x e NO_x em gases de combustão na separação, compressão e transmissão de CO₂ por dutos. Em *Captura de dióxido de carbono para armazenamento em formações geológicas profundas* ; Elsevier: Amsterdã, Holanda, 2005; pp. 955–981. [Google Scholar]

Hinds, WC *Tecnologia de aerossóis: propriedades, comportamento e medição de partículas em suspensão no ar* , 2ª ed.; John Wiley & Sons: Hoboken, NJ, EUA, 2012. [Google Scholar]

Zhang, L.; Qu, R.; Sha, Y.; Wang, X.; Yang, L. Absorção de gás por membrana para captura de CO₂ de gases de combustão contendo partículas finas e contaminantes gasosos. *Int. J. Greenh. Gas Control* 2015 , 33 , 10–17. [Google Scholar] [CrossRef]

Bielka, P.; Kuczyński, S.; Nagy, S. Compressão e desidratação de CO₂ para transporte e armazenamento geológico. *Energies* 2023 , 16 , 1804. [Google Scholar] [CrossRef]

Schittkowski, J.; Ruland, H.; Laudenschleger, D.; Girod, K.; Kahler, K.; Kaluza, S.; Muhler, M.; Schlögl, R. Síntese de metanol a partir de gases de exaustão de usinas siderúrgicas: desafios para o catalisador industrial de Cu/ZnO/Al₂O₃ . *Química. Ing. Tecnologia*. 2018 , 90 , 1419–1429. [Google Scholar] [CrossRef]

Dieterich, V.; Buttler, A.; Hanel, A.; Spliethoff, H.; Fendt, S. Power-to-Liquid via Synthesis of Methanol, DME or Fischer–Tropsch–Fuels: A Review. *Energy Environ. Sci.* 2020 , 13 , 3207–3252. [Google Scholar] [CrossRef]

Aviso/Nota do Editor: As declarações, opiniões e dados contidos em todas as publicações são de exclusiva responsabilidade dos autores e colaboradores individuais, e não dos editores. Os editores se eximem de qualquer responsabilidade por danos a pessoas ou bens decorrentes de ideias, métodos, instruções ou produtos mencionados no conteúdo.

BRASIL BIOMASSA E ENERGIA RENOVÁVEL
CONSULTORIA MAPEAMENTO ENGENHARIA TECNOLOGIA



BRASILBIOMASSA CONSULTORIA MAPEAMENTO TIPOS BIOMASSA SUPRIMENTO
ENERGÉTICO ENGENHARIA E TECNOLOGIA BIOCHAR/BIOCARBONO

Av. Candido Hartmann, 570 24 andar Conj. 243 Champagnat Curitiba Paraná

Whats Consultoria (41) 998173023 ou ABIB BBER (41) 992345471

E-mail diretoria@editorabrasilbiomassa.com diretoriabrasilbiomassa@gmail.com

Brasil Biomassa www.brasilbiomassa.com

Editora www.editorabrasilbiomassa.com



BRASIL BIOMASSA CONSULTORIA ENGENHARIA

A Brasil Biomassa Consultoria Engenharia Tecnologia fundada em 2004, com sede em Curitiba e filial em São Paulo e representantes no exterior é uma empresa líder (Eleita pela Energy Business Review Latin America como Top 10 Energy Providers in Latin America 2023/24) na área consultoria (desenvolvimento projetos sustentáveis zero carbono com apoio no mapeamento de potencialidade dos tipos de biomassa (florestal, madeira, agroindustrial e da cana-de-açúcar) para suprimento energético) empresarial (atuação consultoria do plano estrutural de negócios e de viabilidade econômica e de planejamento estratégico e gestão de negócios e nos estudos de mercado).

Na gestão e licenciamento ambiental, estratégia de logística, benefícios fiscais e tributários até a certificação do produto energético em laboratórios nacionais e internacionais e no marketing executivo).

A Brasil Biomassa atua na área econômica (avaliação econômica do capex/opex e no desenvolvimento do projeto de financiamento nacional e internacional) na área de engenharia executiva (com dimensionamento da planta industrial e layout e fluxograma dos equipamentos e da unidade), conceitual (atuação em projetos conceituais básicos e no estudo de viabilidade econômica- taxa de retorno e o payback da planta industrial).

Na engenharia de detalhamento (projetos detalhados contendo cálculos, dimensionamento, lista de materiais, balanços e fluxogramas) e de tecnologia (biomassa, bioenergia, biogás, biometano, co2 industrial e amônia verde, biocarbono, bio-óleo, gás de síntese, biochar, extrato pirolenhoso e vinagre de madeira, biopellets, hidrogênio verde, briquete e de pellets), para aproveitamento dos tipos de biomassa (florestal/madeira, agricultura e agroindustrial e sucroenergético).

Sempre atenta às tendências e demandas energéticas visando o carbono zero, a Brasil Biomassa atua como uma empresa especializada em consultoria/mapeamento para aproveitamento dos tipos de biomassa e uma expertise de gerenciamento, engenharia e tecnologia.

Para implantação de projetos de baixo carbono ou de carbono renovável, capacitando as indústrias na reduzir sua pegada ambiental enquanto mantêm alto desempenho. Comprometida com a inovação e a responsabilidade ambiental, a Brasil Biomassa está impulsionando o progresso em direção a um futuro mais sustentável.

Publicamos mais de 350 livros no mercado com destaque ao Atlas Brasileiro Biomassa Florestal e da Madeira, o Atlas Brasileiro Biomassa Agricultura e Agroindustrial, Atlas Brasileiro Biomassa Cana-de-açúcar e dezenas de Estudos de Mercado Florestal Madeira Agricultura Cana-de-açúcar Oferta e Demanda, Estudos Setoriais, Banco de Dados em Anuários dos Players Produtores e Consumidores dos tipos de Biomassa.

A Brasil Biomassa atua em todos os segmentos industriais para implantação de plantas industriais e com projetos de descarbonização para o setor industrial, com a engenharia especializada para a mudança da matriz energética industrial que utilizam os combustíveis fósseis como os derivados do petróleo (coque, GLP), carvão, gás natural para o uso energético com a biomassa.

Sendo a principal empresa do setor de consultoria e engenharia e tecnologia industrial agregando mais de 22 profissionais na área de engenharia industrial e florestal, processo e estudo de mercado, economia e planejamento e na gestão de desenvolvimento negócios de energia zero carbono.

Primeira empresa brasileira a desenvolver mais de 210 projetos sustentáveis e energéticos zero carbono para descarbonização do setor industrial (aquisição dos principais equipamentos, elaborando a equalização técnica através de folhas de dados de cada equipamento e o dimensionamento elaborado através de balanços de processo térmico e de massas) através de equipes multidisciplinares de consultoria, mapeamento, engenharia e tecnologia industrial.

Atuando diretamente com as maiores companhias no Brasil do ramo florestal e da madeira, papel e celulose, compensados e madeireiro, do setor industrial de alumínio, amônia, avicultura, cerâmica, cervejaria, cimentos, cooperativa agrícola e de grãos, farmacêutico, frigoríficos, geração de Energia, laticínios, máquinas e equipamentos, petroquímico, processamento do milho e da soja, química, siderúrgica e termoelétrica.



Consultoria Projetos Bioenergia e Biorrefinarias



O desenvolvimento da atividade industrial, as flutuações nos mercados dos combustíveis fósseis bem como as exigências em termos ambientais devido às alterações climáticas a nível global, tem conduzido a uma utilização cada vez mais intensiva dos recursos naturais, nomeadamente de recursos biológicos.

Esta utilização faz-se não só para fins energéticos mas também, e cada vez mais, para a obtenção de bioprodutos. O aperfeiçoamento da conversão da de recursos vegetais em produtos químicos e energia é a chave (bioeconomia).

Para que a economia mundial utilize de forma intensa a biomassa sustentável (florestal madeira agroindustrial e da cana-de-açúcar) renovável.

A conversão da biomassa residual (sem valor comercial e de ampla disponibilidade como os resíduos florestais e as palhas das culturas agrícolas cevada, feijão, milho, soja e trigo e de outros resíduos do açaí, algodão, amendoim, arroz, babaçu, cacau, café, castanha caju e para, coco verde, cupuaçu, dendê, laranja e uva e das gramíneas como capim braquiária, elefante e sorgo e da cana-de-açúcar).

Em produtos de valor agregado oferece uma grande oportunidade (resultado econômico) para o setor empresarial e para beneficiar tanto o meio ambiente quanto a economia.

Os resíduos não competem por alimentos, são abundantes e relativamente baratos em áreas e, mais significativamente, seu balanço de carbono é próximo de zero, uma vez que o dióxido de carbono (CO₂) emitido na combustão é compensado pelo CO₂ fixado durante seu crescimento.

A Brasil Biomassa é uma empresa especializada em projetos de biomassa, bioenergia e biorrefinaria.

Trabalhamos na implementação de uma biorrefinaria para promover a gestão agrícola/florestal sustentável através da produção de produtos de valor acrescentado.

Numa biorrefinaria lignocelulósica, onde a biomassa bruta (florestal/agrícola/cana-de-açúcar) é primeiro limpa, pré-tratada para melhorar a acessibilidade para processamento subsequente e, em seguida, decomposta em seus constituintes primários (celulose, hemicelulose e lignina) por meio de rotas bioquímicas (enzimática) ou químicas (ácida).

Trabalhamos com tecnologias avançadas, como pirólise e gaseificação, tornaram viável a conversão desses materiais em biocombustíveis de alta energia.

Trabalhamos no desenvolvimento da plataforma para a implantação da biorrefinaria, com uma avaliação técnica (mapeamento e suprimento) para o aproveitamento integral dos resíduos (matérias-primas) e na performance da engenharia conceitual e tecnologia de conversão térmica e no desenvolvimento dos bioprodutos energéticos.

Trabalhamos no planejamento da etapa de “sourcing, preparação” na cadeia de suprimento (sustentabilidade) da matéria-prima (disponibilidade potencial da lignina, celulose e dos compostos alvo) com amplo conhecimento da variabilidade da biomassa (avaliação laboratorial da composição da biomassa, carbono e extrativos) para interagir na aplicação da melhor tecnologia (pirólise, hidrólise ou auto hidrólise para recuperação de antioxidantes e celulose, digestão anaeróbica, torrefação e gaseificação).

Assim estamos trabalhando no desenvolvimento inovador de implantação de duas biorrefinarias florestais e da cana-de-açúcar avançadas e sustentáveis.

Utilizando matérias-primas naturais (florestal/agricultura/cana-de-açúcar) para a produção de bioquímicos (produtos à base de lignina e de fibras da celulose e de bioetanol ou etanol de baixa emissão) ecologicamente corretos que podem substituir produtos à base de petróleo.

Nossas soluções energéticas e sustentáveis podem desempenhar um papel importante no enfrentamento de alguns dos maiores desafios do mundo: o crescimento populacional e as mudanças climáticas.

A utilização de matérias-primas (desenvolvemos uma avaliação do ciclo de vida da biomassa de origem sustentável até os produtos finais) renováveis (florestal e da madeira) em produtos que substituem alternativas (melhor desempenho ambiental) à base de petróleo (bioetanol) e que resultam em baixa pegada de carbono (melhoria ambiental na cadeia de valor).

A biorrefinaria também vai trabalhar na produção de produtos químicos como o bioetanol de segunda geração (altamente sustentável de origem florestal e da madeira, agricultura e do beneficiamento agroindustrial e da cana-de-açúcar com as emissões de aproximadamente um décimo do etanol sintético) e intermediários químicos finos.

Para agentes de contraste com uma variedade de aplicações em setores como agricultura, construção civil e cimentos, produtos químicos, farmacêuticos e cosméticos, alimentos, baterias e biocombustíveis.

Numa segunda fase a biorrefinaria vai desenvolver novos produtos energéticos utilizando as folhas e cascas de eucalipto como substrato de matéria-prima para a produção de biogás, biometano, biofertilizantes, CO₂ industrial, amônia e hidrogênio baixo carbono. Em particular, os resíduos florestais (folhas e cascas) são reconhecidos como matéria-prima atraente para biorrefinarias devido aos efeitos que podem ser obtidos ao mesmo tempo em que previnem a poluição ambiental.

Estamos também avaliando a possibilidade de utilização das folhas como uma matéria-prima significativa para a produção de hidrogênio devido ao seu alto teor de celulose, abundância e teor mínimo de enxofre. Essas características as tornam adequadas para diversas tecnologias de produção de hidrogênio, incluindo biohidrogênio e processos de reforma líquida derivados de biomassa, contribuindo para a produção sustentável de energia.





Consultoria Projetos Biocarbono



Nossa equipe reúne décadas de experiência em consultoria, engenharia e tecnologias sustentáveis, unida por uma visão compartilhada de promover a missão da Brasil Biomassa.

Por meio da colaboração contínua com líderes do setor e instituições de pesquisa, continuamos a inovar, garantindo que nossas soluções atendam às necessidades em evolução das indústrias, contribuindo para um futuro mais verde e sustentável.

Soluções pioneiras de carbono renovável para um futuro mais verde.

A Brasil Biomassa é uma empresa brasileira que desenvolve projetos de aproveitamento dos tipos de biomassa de baixo valor em Biocarbono Energético, um conjunto de valiosos produtos (bio-óleo e gás de síntese) de carbono renovável.

Capacitando as indústrias na reduzir sua pegada ambiental enquanto mantêm alto desempenho.

Comprometida com a inovação e a responsabilidade ambiental, a Brasil Biomassa está impulsionando o progresso em direção a um futuro mais sustentável

A equipe de especialistas da nossa unidade de Inovação e Consultoria oferece às empresas suas habilidades e experiência na utilização dos tipos de biomassa em projetos de sucesso como o de produção de biocarbono, bio-óleo e gás sintético, abrangendo todo o processo: business plan, estudo de viabilidade, engenharia conceitual, preparação e submissão dos projetos para investidores e bancos comerciais de financiamento, tecnologia industrial e previsão orçamentária; e gestão do projeto em todas as etapas do desenvolvimento até o relatório final.

O serviço de consultoria e engenharia e apoia as empresas em seu crescimento com base na inovação e transferência de tecnologia , identificando as oportunidades mais adequadas ao contexto empresarial específico e trabalhando com o cliente em todas as etapas.

A Brasil Biomassa possui um histórico inovador no Brasil para o desenvolvimento de projetos de biocarbono. Nosso conhecimento e experiência abrangem os setores de resíduos florestais, agroindustriais e da cana-de-açúcar, gestão de aproveitamento dos resíduos para projetos de biocarbono, indústria de processos, alumínio, cimentos e siderúrgica.

Para atender ao enorme mercado de biocarbono energético, trabalhamos ativamente com o setor industrial para impulsionar a produção de biocarbono.

Desenvolvimento de Plantas de Biocarbono. Trabalhamos com o desenvolvimento de plantas industriais de produção de biocarbono, bio-óleo e gás sintético. Nosso conhecimento tecnológico e experiência em desenvolvimento de projetos de biocarbono podem acelerar o desenvolvimento do seu projeto e minimizar os riscos.

Serviço de Desenvolvimento de Produtos de Baixo Carbono. Ajudamos os clientes a transformar os seus resíduos (florestais, madeira, agricultura e cana-de-açúcar) em produtos de maior valor agregado (biocarbono energético).

Desenvolvemos produtos de carbono biogênico ajustando a densidade, o tamanho das partículas, a composição, a resistência física, a área superficial e as propriedades eletroquímicas das matérias-primas.

Transformando a fabricação de Aço e o refino de metais com o Biocarbono. O Biocarbono é uma solução (substituto do carvão e do coque) de carbono renovável projetada para uso nos fornos de produção de alumínio, cimentos, ferro e aço.

Desempenhando um papel fundamental na redução das emissões de carbono e no aumento da eficiência operacional. Ao substituir o coque e o carvão pelo biocarbono, a Brasil Biomassa permite ao setor industrial para uma transição para um processo mais sustentável, mantendo o alto desempenho.

O Biocarbono é um produto manufaturado e pode ser adaptado para atender às especificações de carbono fóssil. Utilizando tecnologias avançadas de pirólise no desenvolvimento dos projetos industriais, converte os tipos de biomassa em Biocarbono.

Esse processo não apenas reduz as emissões, mas também otimiza as operações dos fornos, contribuindo para processo de produção mais limpa.

A tecnologia de pirólise que desenvolvemos libera todo o potencial da biomassa. Por meio desse processo, convertemos os tipos de biomassa em biocarbono, bio-óleo e gás de síntese.

Esses produtos de carbono renovável são essenciais para indústrias que exigem materiais de alto desempenho, mas também buscam reduzir sua dependência de recursos fósseis. Para as indústrias de refino de alumínio, ferro, aço e metais, o Biocarbono é um divisor de águas.

Como substituto renovável do coque metalúrgico e do carvão fóssil na produção de aço em fornos a arco elétrico (EAF), ele reduz significativamente as emissões de carbono e, ao mesmo tempo, aumenta a eficiência operacional.

Moldando o futuro da siderurgia com o Biocarbono. A Brasil Biomassa está na vanguarda no desenvolvimento de estudos e projetos para transição para o aço verde, posicionando o carbono renovável como um componente crítico na produção de aço em fornos elétricos a arco (EAF).

O biocarbono desempenha um papel essencial na substituição do carbono fóssil, reduzindo significativamente as emissões de carbono e melhorando a eficiência geral das operações em EAF.

Utilizando nossa avançada tecnologia de pirólise, transformamos resíduos em uma fonte de carbono renovável de alta qualidade que atende aos exigentes requisitos da produção moderna de aço.

Estamos comprometidos em acelerar a adoção global do aço verde, ajudando as indústrias a fazer a transição para um futuro mais sustentável e eficiente. Ao incorporar carbono renovável na produção de aço, não estamos apenas enfrentando os desafios de redução das emissões industriais, contribuindo para o objetivo mais amplo de criar uma economia de baixo carbono.

Créditos de Carbono Certificados para Redução de CO₂: Compensando Emissões e Apoiando a Sustentabilidade. Na Brasil Biomassa, estamos comprometidos em ajudar empresas a atingir suas metas de sustentabilidade por meio dos créditos de carbono certificados.

MODALIDADES DE TRABALHO CONSULTORIA. Consultoria empresarial no desenvolvimento do plano estrutural de negócios (business plan) e do estudo de viabilidade econômica (diretrizes de avaliação dos custos e do resultado econômico) para o dimensionamento da planta industrial de produção pelo sistema de pirólise do biocarbono, bio-óleo e gás de síntese e do projeto de financiamento nacional e internacional dos equipamentos.

Consultoria especializada em estudo de mercado nacional e internacional com avaliação do potencial do mercado para segurança no desenvolvimento de um projeto sustentável (mercado, concorrência, compradores e produtores) de biocarbono.

Consultoria para o planejamento estratégico planta industrial de biocarbono com a identificação dos produtores de equipamentos industriais do mercado nacional e internacional. A Brasil Biomassa tem uma consultoria especializada em mapeamento energético, visando a excelência em qualidade, contribuindo com o setor industrial de maneira ética e produtiva. Trabalhamos com o mapeamento de suprimento energético com lastro em nosso banco de dados dos players produtores de biomassa para segurança do projeto industrial.

Engenharia para estruturação do projeto e do dimensionamento da planta industrial de biocarbono. A Brasil Biomassa oferece os serviços de assessoria técnica na aquisição dos principais equipamentos de biocarbono, elaborando a equalização técnica através de folhas de dados de cada equipamento e o enquadramento do fornecimento, garantia , qualidade, sistemas de automação.

Engenharia Conceitual do projeto. Atuamos na engenharia conceitual do projeto com um completo estudo de viabilidade financeira, calculando a taxa de retorno e o payback do empreendimento.

Além de todas as estimativas de CAPEX e OPEX, no projeto básico também são contemplados os balanços de massa e a relação dos equipamentos do sistema de pirólise para a produção de biocarbono.

EXPERIÊNCIA EM PROJETOS BIOCARBONO. A Brasil Biomassa com a sua consultoria desenvolveu dois estudos técnicos para a implantação das unidades de biocarvão (biocarbono) para a Construtora Reunion/Tecnored/Vale e a Gerdau Siderúrgica. O objetivo preliminar dos nossos trabalhos envolveu o desenvolvimento de um mapeamento de biomassa (primeiro florestal/madeira e segundo agricultura/sucroenergético) para que a empresa possa desenvolver um projeto de engenharia conceitual para originação de biomassa com avaliação da mesorregião com maior potencialidade, disponibilidade e sazonalidade. Este é um descritivo técnico de apoio ao desenvolvimento do relatório analítico de biomassa florestal e do processo industrial da madeira.

A pirólise, por sua vez, apresenta um forte potencial de aplicação na cadeia de produção de combustíveis sólidos como o biocarvão (biocarbono) a partir da biomassa agroflorestal. Apesar da biomassa ser considerada, por alguns autores, o terceiro maior recurso energético primário, e a fonte de energia mais importante do mundo, o seu uso para energia depende de fatores como a eficiência do sistema empregado.

Disponibilidade de recursos, aceitação social, emissões, política de uso da terra, tecnologia, custo econômico da usina e fluxo de combustível..

A diversidade, a disponibilidade de biomassa lignocelulósica e a demanda atual por fonte de energia renováveis e de baixo custo, representam uma oportunidade para o desenvolvimento dos projetos de biocarvão (biocarbono). O biocarvão (biocarbono) também produzido a partir de resíduos lignocelulósicos, possui baixo potencial para as emissões de gases tóxicos e poluentes, em decorrência das menores concentrações de hidrogênio, oxigênio, nitrogênio, enxofre e cinzas.

A ideia principal do projeto conceitual foi identificar os potenciais de origem de biomassa da agricultura/agroindustrial e sucroenergético(bagaço e palha) e eventualmente biomassa de origem florestal por mesorregião e seu potencial de disponibilidade e sazonalidade.

A Brasil Biomassa levantou e gerou informações dos custos preliminares (“conceituais”) para toda a cadeia partindo da captura da biomassa (preço da biomassa + custo logístico etc.), dentro das faixas estabelecidas pela metodologia.

Passando pelo estudo sobre o processamento (estoque, carbonização pirose e disponibilização do biocarvão (biocarbono) para a logística de consumo.

Podemos considerar dois modelos que podem ser desenvolvidos pela empresa para uma planta de biocarvão (biocarbono):

- Planta integrada a uma unidade industrial compartilhando utilidades como vapor, energia, água, site, logística de pesagem etc.;
- Planta isolada de uma unidade industrial tendo que ter todas as estruturas para operar o processo de carbonização sem sinergia com alguma planta industrial;

Para cada um dos modelos de planta, o projeto visa:

- Garantir que os balanços preliminares de massa e energia são verdadeiros o suficiente para quantificação da melhor configuração para plantas integradas.
- Garantir a visibilidade das características de logística para embasar estudos de inventário de emissões, como logística externa e interna da fronteira, distâncias, tipo de modal e porte.

Escopo do trabalho. Esta especificação técnica tem como objetivo estabelecer as características básicas. Os requisitos e condições mínimas necessárias para o fornecimento de mapeamento de disponibilidade e de potencialidade da biomassa da agricultura e do beneficiamento agroindustrial e possíveis de serem fornecidas à Gerdau/Vale. Vamos ampliar com um relatório de biomassa florestal e do processo industrial da madeira com disponibilidade

Compreende o escopo desta Especificação Técnica o desenvolvimento de mapeamento de disponibilidade e de potencialidade da biomassa da agricultura e do beneficiamento agroindustrial, a serem utilizadas na produção de biocarvão (biocarbono) destinadas à Coqueria e PCI dos Altos Fornos 1 e 2.

É importante que o foco do mapeamento seja a utilização nesta biomassa nos processos siderúrgicos Coqueria e Alto Forno, substituindo parcialmente as matérias primas usualmente utilizadas.

Oferta de biomassa agrícola e agroindustrial. Avaliação das regiões com maior potencial de biomassa agrícola e agroindustrial e dos maiores produtores com quantidade de biomassa para o desenvolvimento dos projetos de bio-carvão(biocarbono).

- Geração por microrregião - Geração por setor agrícola e agroindustrial.
- Tendências esperadas para alterações de volume de biomassa agrícola e agroindustrial para os próximos 10 anos.

Disponibilidade da biomassa relacionada

- Avaliação da biomassa comercialmente disponível, volume disponível (ton/ano), periodicidade/sazonalidade e o custo (R\$/ton).

Análise de mercado e de logística

- Mapa com quantitativo de disponibilidade de biomassa no raio definido informando as maiores fontes.
- Evolução potencial de geração de resíduos agroindustriais e agrícolas.
- Usos e competidores no mercado dos resíduos agrícolas e agroindustriais.
- Potenciais polos para implantação de plantas de biocarvão (biocarbono).

- Cadeia de logística de aproveitamento dos resíduos agrícolas.
- Sistema logístico dos resíduos agrícolas e agroindustriais. Logística de Transporte. Custos logísticos de transporte de biomassa. Armazenamento de biomassa agrícola.

Tecnologias para transformação da biomassa em biocarvão (biocarbono)

- Avaliação preliminar das rotas e tecnologias de conversão da biomassa agrícola e agroindustrial em biocarvão (biocarbono), pré-tratamento da biomassa, sistema de enfardamento, secagem, moagem, pirólise produção biocarvão (biocarbono).

Teste industrial de pirólise com a biomassa da cana-de-açúcar (palha e bagaço), das culturas agrícolas como o Açaí, Algodão, Arroz, Amendoim, Cacau, Café, Cevada, Feijão, Laranja, Mandioca, Milho, Soja, Trigo e das gramíneas como o Capim Elefante e o Sorgo e as madeiras de Pinus e Eucalipto.





Consultoria Projetos Biochar



Soluções pioneiras de carbono renovável para um futuro mais verde. A Brasil Biomassa é uma empresa brasileira que desenvolve projetos de aproveitamento dos tipos de biomassa de baixo valor em Biochar Energético, um conjunto de valiosos produtos (extrato pirolenhoso e vinagre de madeira) de carbono renovável, capacitando para reduzir sua pegada ambiental enquanto mantêm alto desempenho.

Comprometida com a inovação e a responsabilidade ambiental, a Brasil Biomassa está impulsionando o progresso em direção a um futuro mais sustentável.

O biochar é um resíduo rico em carbono e de grãos finos que pode ser produzido por técnicas antigas ou por processos modernos de gaseificação e pirólise de biomassa de última geração.

A combustão e a decomposição de biomassa lenhosa e resíduos agrícolas e da cana-de-açúcar resultam na emissão de uma grande quantidade de dióxido de carbono, enquanto a gaseificação e a pirólise dessa biomassa a converteriam em biochar que, quando aplicado ao solo, pode armazenar esse CO₂ no solo, levando à redução da emissão de GEE e ao aumento da fertilidade do solo.

A principal qualidade do biochar que o torna atrativo como corretivo de solo, é sua estrutura altamente porosa, potencialmente responsável pela melhor retenção de água e pelo aumento da área superficial do solo.

O biochar promete resolver problemas crônicos de desenvolvimento humano, como fome e insegurança alimentar, baixa produtividade agrícola e esgotamento do solo, desmatamento e perda de biodiversidade, pobreza energética, poluição da água, poluição do ar e mudanças climáticas.

Além do biochar, o extrato pirolenhoso, vinagre de madeira e o gás podem ser coletados de gaseificadores/pirolizadores modernos.

A equipe de especialistas da nossa unidade de Inovação e Consultoria oferece às empresas suas habilidades e experiência na utilização dos tipos de biomassa em projetos de sucesso como o de produção de biochar , abrangendo todo o processo: business plan, estudo de viabilidade, engenharia conceitual,

preparação e submissão dos projetos para investidores e financiamento, tecnologia industrial e previsão orçamentária; e gestão do projeto em todas as etapas do desenvolvimento até o relatório final. O serviço de consultoria e engenharia e apoia as empresas em seu crescimento com base na inovação e transferência de tecnologia.

Identificando as oportunidades mais adequadas ao contexto empresarial específico e trabalhando com o cliente em todas as etapas.

A Brasil Biomassa possui um histórico inovador no Brasil para o desenvolvimento de projetos de biochar.

Nosso conhecimento e experiência abrangem os setores de resíduos florestais, agroindustriais e da cana-de-açúcar, gestão de aproveitamento dos resíduos para projetos de biochar para agricultura regenerativa.

Para atender ao enorme mercado de biochar energético, trabalhamos ativamente com o setor industrial para impulsionar a produção de biochar.

Desenvolvimento de Plantas de biochar.

Trabalhamos com o desenvolvimento de plantas industriais de produção de biochar, extrato pirolenhoso e vinagre de madeira.

Nosso conhecimento tecnológico e experiência em desenvolvimento de projetos de biochar podem acelerar o desenvolvimento do seu projeto e minimizar os riscos.

A Brasil Biomassa Consultoria Engenharia Tecnologia está implantando para um grupo de investidores internacionais a maior planta industrial de produção de biochar com a biomassa agrícola (diversas culturas agrícolas do norte do Brasil como caroço do açaí, cachos de dendê e adicionalmente a casca e fibra do coco verde, casca do cacau, casca, palha e pergaminho do café e palha e sabugo do milho) que será apresentado na COP 30.

O projeto industrial visa produzir mais de 50.000 toneladas de biochar anualmente para sequestrar mais de 120.000 toneladas de CO₂ de forma eficaz.

As mudanças climáticas são um dos desafios mais urgentes do nosso tempo, e reduzir as emissões de gases de efeito estufa por si só não é suficiente para atingir as metas climáticas globais. As tecnologias de Remoção de Dióxido de Carbono (CDR) desempenham um papel crucial na remoção do excesso de CO₂ da atmosfera, ajudando a alcançar emissões líquidas zero e mitigar as mudanças climáticas.

As soluções de CDR variam de métodos baseados na natureza a soluções tecnológicas avançadas, como captura direta de ar e produção de biochar.

Com a implantação desta planta de grande porte, estaremos na vanguarda dos esforços de CDR, alavancando a tecnologia inovadora de biochar para fornecer uma solução sustentável e eficaz para o sequestro de carbono.

Queremos contribuir para um planeta mais verde, capturando carbono, melhorando a saúde do solo e promovendo práticas agrícolas sustentáveis.

Trabalho da Brasil Biomassa no desenvolvimento da maior planta brasileira de Biochar.

A Brasil Biomassa é bem sucedida na formação de uma equipe de gestão com amplo conhecimento do setor de biomassa e energia, com experiência necessária em gestão e desenvolvimento de novos negócios.

Nossa consultoria é especializada no desenvolvimento de projetos de produção de biochar atuando na orientação profissional sobre todos os aspectos da implementação e otimização da planta industrial de biochar.

Nossos Serviços

Plano estrutural de negócios para a implantação da planta industrial de biochar com uso dos tipos de biomassa agrícola.

Planejamento estratégico (processo de gestão estratégica, planejamento estratégico da unidade de produção de Biochar, diagnóstico estratégico interno e externo e definição dos objetivos, stakeholders, estratégia de negócio, processo de Operacionalização, concorrência de mercado, balanced score card biochar, análise swot do projeto.

Estudo de viabilidade econômica, capex/opex e cálculos de ROI e o retorno dos investimentos com a integração de processos de produção de Biochar, Extrato Pirolenhoso e Vinagre de Madeira e de Bio-óleo e de Gás sintético.

Desenvolvimento do estudo de mercado nacional e internacional de consumo de biochar avaliando o potencial do mercado de consumo para segurança no desenvolvimento de um projeto sustentável (mercado, concorrência, compradores e produtores) e do potencial de mercado (grandes players compradores no mercado nacional e internacional).

Conselhos estratégicos para implementar biochar nos processos de negócios para empreendedores e investidores.

Projeto de engenharia e de dimensionamento da planta industrial.

Desenvolvimento do projeto conceitual de engenharia e dimensionamento da planta industrial de Biochar. Engenharia básica para estruturação do projeto. Projeto básico de engenharia, fluxo de produção e fluxograma do projeto industrial de processamento e layout do projeto e sistema estrutural.

Dimensionamento da planta industrial 4.0 com os principais equipamentos de produção de biochar elaborando a equalização técnica através de folhas de dados de cada equipamento e o enquadramento do fornecimento, levando em conta os aspectos de garantia de performance, qualidade, sistemas de automação incorporados no equipamento com interfaces de controles operacionais entre outros. Avaliação das empresas nacionais e internacionais para fornecimento dos equipamentos e da melhor alternativa de utilização dos equipamentos industriais (engenharia de compras) e memorial descritivo básico dos principais equipamentos para uma produção viável do ponto de vista econômico.

Linha de equipamentos de pirólise.

Engenharia Conceitual e Tecnologia Industrial. Equipamentos de pirólise. Dimensionamento de planta industrial de pirólise de baixa, média e alta tecnologia.

Consultoria para a obtenção de crédito de carbono. Avaliação do Mercado de carbono para os projetos de Biochar, extrato pirolenhoso e vinagre de madeira. Mercado regulado e voluntário. Tipos de créditos de carbono. Estruturas operacionais do mercado. Mecanismo de desenvolvimento limpo. Características das reduções certificadas de emissão . Geração de crédito de carbono. Metodologia utilizada. Estimativa de emissões reduzidas e absorções de CO₂.

Teor de carbono total. Emissão de CO₂. Biochar e mecanismo de Mercado de Carbono. Tecnologia de emissões negativas e Sequestro de carbono. Uso do biochar antes do seu armazenamento permanente no reservatório de carbono do solo. Mercado de remoção de carbono. Estudos de caso e projetos.

Adicionalmente uma avaliação da certificação internacional biochar . “International Biochar Initiative” e da “European Biochar Certificate”



Consultoria Projetos Biogás Biometano



A Brasil Biomassa é uma empresa brasileira que desenvolve projetos de aproveitamento dos tipos de biomassa de baixo valor em Biogás Biometano CO2 Industrial Biofertilizantes e Amônia Verde um conjunto de valiosos produtos de energia renovável, capacitando as indústrias na reduzir sua pegada ambiental enquanto mantêm alto desempenho. Comprometida com a inovação e a responsabilidade ambiental, estamos impulsionando o progresso em direção a um futuro mais sustentável.

A equipe de especialistas da nossa unidade de Inovação e Consultoria oferece às empresas suas habilidades e experiência na utilização dos tipos de biomassa em projetos de sucesso como o de produção de Biogás Biometano CO2 Industrial Biofertilizantes e Amônia Verde.

Abrangendo todo o processo: business plan, estudo de viabilidade, engenharia conceitual, preparação e submissão dos projetos para investidores e bancos comerciais de financiamento, tecnologia industrial e previsão orçamentária; e gestão do projeto em todas as etapas do desenvolvimento até o relatório final.

Trabalhamos com o desenvolvimento de plantas industriais de produção de Biogás Biometano CO₂ Industrial Biofertilizantes e Amônia Verde. Nosso conhecimento tecnológico e experiência em desenvolvimento de projetos de biogás e biometano podem acelerar o desenvolvimento do seu projeto e minimizar os riscos.

Ajudamos os clientes a transformar os seus resíduos (florestais, madeira, agricultura e cana-de-açúcar) em produtos de maior valor agregado (biogás e biometano energético).

Desenvolvemos produtos de carbono biogênico ajustando a densidade, o tamanho das partículas, a composição, a resistência física, a área superficial e as propriedades eletroquímicas das matérias-primas.

O biogás tem uma ampla variedade de aplicações, incluindo como substituto do gás natural e óleo de aquecimento, uma atualização para utilização como combustível de transporte e uso na produção de calor e eletricidade usando a tecnologia combinada de calor e energia. A digestão anaeróbia de culturas energéticas como da cana-de-açúcar é de interesse crescente para reduzir as emissões de gases de efeito estufa e facilitar o desenvolvimento sustentável do fornecimento de energia.

O biogás e o biometano são utilizados em diversas áreas, incluindo aplicações automotivas e geração de energia.

Além disso, os resíduos secundários, que são um subproduto deste processo, são um fertilizante agrícola de alto valor, amônia verde, hidrogênio e gás carbônico industrial.

A geração de biogás usando digestão anaeróbica (AD) tem benefícios substanciais em relação a outros métodos de produção de bioenergia.

Consultoria empresarial no desenvolvimento do plano estrutural de negócios (business plan) e do estudo de viabilidade econômica (diretrizes de avaliação dos custos e do resultado econômico).

Para o dimensionamento da planta industrial de produção de Biogás, Biometano, CO₂ Industrial e Amônia Verde e do projeto de financiamento nacional e internacional dos equipamentos.

Consultoria especializada em estudo de mercado nacional e internacional com avaliação do potencial do mercado para segurança no desenvolvimento de um projeto sustentável (mercado, concorrência, compradores e produtores) de biogás e biometano.

Consultoria para o planejamento estratégico planta industrial de biogás e biometano com a identificação dos produtores de equipamentos industriais de digestão anaeróbica do mercado nacional e internacional.

A Brasil Biomassa é especializada no mapeamento dos tipos de biomassa como fonte de substratos para a produção de biogás, biometano e gás carbônico industrial com avaliação dos dados de produção, custos dos tipos de biomassa e da logística de transporte, quantitativo disponível para o desenvolvimento da planta industrial e uma viabilidade econômica com regras de Capex e Opex

Nosso trabalho de mapeamento de substrato envolve: Análise por mesorregiões e do mercado de produção de biomassa, buscando identificar suas expectativas futuras da matéria-prima como substrato das plantas de biogás e biometano com segurança e rentabilidade. Avaliação da estimativa do volume disponível / comprometido por tipo de biomassa em cada uma das mesorregiões como fonte de substrato e um levantamento da demanda atual e potencial de disponibilidade de biomassa.

Desenvolvimento de uma planilha com dados de cada tipo de biomassa, composição química, quantitativo e disponibilidade, dos preços e custos médios de mercado para biomassa dentro de cada uma das mesorregiões. Delineamento de potenciais cenários de abastecimento de substrato da agricultura e agroindustrial.

Substrato de grandes culturas como Algodão herbáceo Amendoim Arroz Banana Babaçu Buriti Cacau Café Cana-de-açúcar Castanha-de-caju Castanha-do-pará Cevada Coco-da-baía Dendê Feijão Fumo Girassol Laranja Mamona Mandioca Milho Soja Sorgo Trigo Uva

Substrato fruticultura e alimentares Abacate Abacaxi Açaí Acerola Ameixa Amora Banana Caqui Cará Carambola Cupuaçu Figo Fruta-de-conde Goiaba Graviola Guaraná Jabuticaba Jaca Jambo Jiló Kiwi Lichia Lima Limão Maça Macaúba Mamão Manga Mangaba Maracujá Marmelo Maxixe Melancia Melão Morango Nectarina Nêspira Noz Pequi Pera Pêssego Pitaia Pitanga Pupunha Romã Tangerina Umbu Substrato das leguminosas das culturas alimentares Abóbora Abobrinha Acelga Agrião Aipo Alcachofra Alcaparra Alecrim Alface Alho Alho-poró Almeirão Aspargo Atemoia Aveia branca Azeitona Batata Batata-baroa Batata-doce Berinjela Bertalha Beterraba Brócolis Bucha (esponja vegetal) Camomila Camu-camu Canola Caruru Cebola Cebolinha Cenoura Centeio Chicória Chuchu Coentro Cogumelos Couve Couve-flor Erva-mate Ervilha Espinafre Fava Gengibre GHortelã Juta Lentilha Linho Louro Nabo Palmito Pepino Pimenta Pimentão Quiabo Rabanete Repolho. Rúcula Salsa Tomate Triticale

Substrato das gramíneas como o sorgo, capim elefante, baracharia e pinhão manso.

Substrato de resíduos da produção animal da pecuária avicultura e de beneficiamento de Alevinos Asininos (Asnos) Avestruzes Bovinos (Bois e Vacas) Bubalinos (Búfalos) Camarão Caprinos (Bodes e Cabras) Carpa Casulos do bicho-da-seda Codornas Coelhos Equinos (Cavalos) Frangos abatidos e Galináceos Leite Mel de abelha Muares (Burros e Mulas) Peixes, Ostras, vieiras e mexilhões Ovinos (Ovelhas e Carneiros) Patos e gansos Perus Pirarucu Tambaqui Tilápia Truta Tucunaré Rãs Suínos (Porcos) e abatidos.

Substrato dos resíduos sólidos urbanos, do tratamento de esgotos e efluentes líquidos de animais.

Cosubstratos resíduos da indústria de alimentos e resíduos verdes (folhas e grama), papel e papelão, processamento de bebidas, tabacos, matadouro e frigoríficos, resíduos de laticínios, lodo do processo celulose, vinhaça e outros resíduos do processo sucroenergético, lamas e águas residuais e RSU e lixo urbano.

Substrato da silvicultura e extração vegetal de todos os tipos de madeira (casca, resinas e folha).

E do processo industrial da madeira e de papel e celulose e das culturas da Bambu Piaçava Pinhão Sisal.

Aspectos econômicos. O projeto que desenvolvemos da usina de biogás e biometano deve possibilitar todo o desenvolvimento técnico da geração de energia a partir do tratamento de resíduos, mas também será importante na demonstração da viabilidade econômica de empreendimentos com várias escalas e com vários tipos de substratos.

Como despesas principais, tem-se os custos operacionais, tais como manutenção de equipamentos e obras civis, consumo de energia elétrica e térmica, transporte de substratos e produtos, operacional e custos administrativos, impostos e taxas, seguros e segurança.

Análise do Capex desenvolvida pela Brasil Biomassa envolvendo os custos de implantação, com uma realização detalhada dos investimentos (construção do biorreator, preparação do terreno para cultivo, sistemas de coleta e transporte de substratos, equipamentos de conversão e purificação de biogás em biometano, sistemas de armazenamento e infraestrutura complementar).

Análise de Opex pela Brasil Biomassa envolvendo os custos operacionais com uma avaliação dos custos operacionais para a produção de biogás e Biometano (consumo de energia, manutenção do biorreator, manejo da terra, custos com fertilizante e irrigação, processamento dos substratos, tratamento de efluentes, custos de transporte e operação dos sistemas de conversão e purificação de biogás) para a implantação da planta de biogás e biometano.

A Brasil Biomassa atua no estudo técnico de engenharia básica e industrial. Apoio técnico e indicação de empresa para o registro da unidade industrial (contabilidade, comercial e propriedade industrial), empresa de engenharia para o licenciamento ambiental e rima e o estudo de impacto ambiental.

Engenharia industrial para estruturação do projeto e do dimensionamento da planta industrial Biogás e Biometano.

Engenharia para estruturação do projeto e do dimensionamento da planta industrial de biogás e biometano.

A Brasil Biomassa oferece os serviços de assessoria técnica na aquisição dos principais equipamentos de biogás, elaborando a equalização técnica através de folhas de dados de cada equipamento e o enquadramento do fornecimento, garantia , qualidade, sistemas de automação.

Engenharia Conceitual do projeto. Atuamos na engenharia conceitual do projeto com um completo estudo de viabilidade financeira, calculando a taxa de retorno e o payback do empreendimento.

Além de todas as estimativas de CAPEX e OPEX, no projeto básico também são contemplados os balanços de massa e a relação dos equipamentos do sistema de pirólise para a produção de biogás.





Consultoria Projetos Hidrogênio Verde



A Brasil Biomassa é uma empresa brasileira que desenvolve projetos de aproveitamento dos tipos de biomassa de baixo valor em Hidrogênio verde e CO₂ biogênico um conjunto de valiosos produtos de energia renovável, capacitando as indústrias na reduzir sua pegada ambiental enquanto mantêm alto desempenho. Comprometida com a inovação e a responsabilidade ambiental, estamos impulsionando o progresso em direção a um futuro mais sustentável.

A equipe de especialistas da nossa unidade de Inovação e Consultoria oferece às empresas suas habilidades e experiência na utilização dos tipos de biomassa. Em projetos de sucesso como o de produção de Hidrogênio verde e CO2 biogênico, abrangendo todo o processo: business plan, estudo de viabilidade, engenharia conceitual, preparação e submissão dos projetos para investidores e bancos comerciais de financiamento, tecnologia e previsão orçamentária; e gestão do projeto em todas as etapas do desenvolvimento até o relatório final.

Nosso conhecimento tecnológico e experiência em desenvolvimento de projetos de Hidrogênio verde e CO2 biogênico podem acelerar o desenvolvimento do seu projeto e minimizar os riscos.

Ajudamos os clientes a transformar os seus resíduos (florestais, madeira, agricultura e cana-de-açúcar) em produtos de maior valor agregado (Hidrogênio verde e CO2 biogênico).

Desenvolvemos produtos de carbono biogênico ajustando a densidade, o tamanho das partículas, a composição, a resistência física, a área superficial e as propriedades eletroquímicas das matérias-primas.

O hidrogênio é um transportador de energia versátil (não uma fonte de energia). Ele pode ser produzido a partir de várias matérias-primas e pode ser usado em praticamente qualquer aplicação. A eletricidade renovável pode ser convertida em hidrogênio por meio da eletrólise, que pode acoplar energia renovável crescente com usos finais que são mais difíceis de eletrificar.

Esse acoplamento também permite que os eletrolisadores forneçam flexibilidade à rede , complementando alternativas como baterias, resposta à demanda e veículo para rede na eletrificação inteligente.

O hidrogênio é considerado um combustível verde, pois o produto da combustão de H_2 é vapor de água.

Portanto, ele tem zero emissões de CO_2 quando usado para produzir energia (por exemplo, por meio de células de combustível. Seu valor de aquecimento (em uma base de massa) supera o do metano, gasolina e carvão em 2,4, 2,8 e 4 vezes, respectivamente, e tem uma densidade de energia 100 vezes maior do que uma bateria de íons de lítio convencional.

Quando comparado a outros combustíveis conhecidos, o hidrogênio tem o maior conteúdo de energia por unidade de peso. Ele também tem muitas outras características, como uma melhor capacidade de armazenamento do que a eletricidade, que o tornam um candidato atraente e provável para desempenhar um papel significativo como combustível para o futuro. Em relação à produção de H_2 , prevê-se que sejam geradas 50–82 Mt de H_2 . Para produzir hidrogênio verde, a energia renovável é convertida em hidrogênio por eletrólise, e esse hidrogênio é processado posteriormente para aumentar sua densidade energética. O processamento posterior pode assumir a forma de liquefação, uso de transportadores de hidrogênio orgânico líquido (LOHC) ou conversão para amônia, metanol, aço ou combustíveis sintéticos.

As etapas adicionais de conversão se traduzem em perdas de energia e, portanto, um aumento no custo por unidade de energia entregue.

Para qualquer processo de conversão específico, essas perdas serão as mesmas, independentemente de a conversão ser feita em uma região importadora ou exportadora. Portanto, elas não serão um diferencial quando a mercadoria final for usada diretamente sem reconversão para hidrogênio. Assim, para tornar o comércio econômico, o custo de produção de hidrogênio verde deve ser suficientemente menor na região exportadora do que na região importadora para compensar o custo de transporte. Esse diferencial de custo se tornará maior à medida que a escala dos projetos aumenta e a tecnologia se desenvolve para reduzir os custos.

Consultoria empresarial no desenvolvimento do plano estrutural de negócios (business plan) e do estudo de viabilidade econômica (diretrizes de avaliação dos custos e do resultado econômico) para o dimensionamento da planta industrial de produção de Hidrogênio verde e CO2 biogênico e do projeto de financiamento nacional e internacional dos equipamentos.

Consultoria especializada em estudo de mercado nacional e internacional com avaliação do potencial do mercado para segurança no desenvolvimento de um projeto sustentável (mercado, concorrência, compradores e produtores) de Hidrogênio verde e CO2 biogênico.

Consultoria para o planejamento estratégico planta industrial de Hidrogênio verde e CO2 biogênico com a identificação dos produtores de equipamentos industriais do mercado nacional e internacional.

Brasil Biomassa é especializada no mapeamento dos tipos de biomassa como fonte de matéria-prima para a produção de Hidrogênio verde e CO2 biogênico com avaliação dos dados de produção, custos dos tipos de biomassa e da logística de transporte, quantitativo disponível para o desenvolvimento da planta industrial e uma viabilidade econômica com regras de Capex e Opex.

Aspectos econômicos. O projeto que desenvolvemos da usina de Hidrogênio verde e CO2 biogênico deve possibilitar todo o desenvolvimento técnico da geração de energia a partir do tratamento de resíduos, mas também será importante na demonstração da viabilidade econômica de empreendimentos.

Análise do Capex desenvolvida pela Brasil Biomassa envolvendo os custos de implantação, com uma realização detalhada dos investimentos (construção do biorreator, preparação do terreno, sistemas de coleta e transporte, equipamentos e infraestrutura complementar).

Análise de Opex pela Brasil Biomassa envolvendo os custos operacionais com uma avaliação dos custos operacionais para a produção de Hidrogênio verde e CO2 biogênico .

A Brasil Biomassa atua no estudo técnico de engenharia básica e industrial.

Apoio técnico e indicação de empresa para o registro da unidade industrial (contabilidade, comercial e propriedade industrial), empresa de engenharia para o licenciamento ambiental e rima e o estudo de impacto ambiental.

Engenharia industrial para estruturação do projeto e do dimensionamento da planta industrial Hidrogênio verde e CO2 biogênico.

Engenharia para estruturação do projeto e do dimensionamento da planta industrial. A Brasil Biomassa oferece os serviços de assessoria técnica na aquisição dos principais equipamentos , elaborando a equalização técnica através de folhas de dados de cada equipamento e o enquadramento do fornecimento, garantia , qualidade, sistemas de automação.

Engenharia Conceitual do projeto. Atuamos na engenharia conceitual do projeto com um completo estudo de viabilidade financeira, calculando a taxa de retorno e o payback do empreendimento. Além de todas as estimativas de CAPEX e OPEX, no projeto básico, os balanços de massa e a relação dos equipamentos.



Consultoria Projetos Pellets



A Brasil Biomassa possui um canal especializado em projetos customizados de produção agropellets (biomassa da agricultura), de biopellets (gramíneas e da cana-de-açúcar) e pellets de todos os tipos de madeira e nossa equipe de engenharia e técnicos estão aptos a desenvolver as melhores soluções, nas mais diversas especificações, atendendo a necessidade, garantido maiores ganhos e consequentemente maior produtividade.

Assim trabalhamos com todas as indústrias do setor florestal e do processo industrial da madeira, indústrias de papel e celulose, laminação, compensados, painel de madeira e compensados e mdf. Movelaria e agentes do setor de produção de biomassa e de resíduos industriais e arborização, construção civil e supressão florestal, produtores e diretores de empresas setor da agricultura e do beneficiamento agroindustrial e sucroenergético, empreendedores projetos inovadore.

Para os empresários dos setores florestais e madeira, agricultura e agroindustrial e da cana-de-açúcar e para desenvolvedores de projetos e empresas de geração e produção de energia, investidores e com empresas que pretendem desenvolver as plantas industriais sustentáveis.

Consultoria empresarial no desenvolvimento do plano estrutural de negócios (relatório analítico com diretrizes no desenvolvimento de um projeto sustentável) e do estudo de viabilidade econômica (diretrizes de avaliação dos custos e do resultado econômico, capex e opex) para a produção de pellets.

Consultoria especializada em estudo de mercado nacional e internacional. O estudo de mercado avalia o potencial do mercado para segurança no desenvolvimento de um projeto sustentável (mercado, concorrência, compradores e produtores) com a planilha dos players produtores (pellets com dados e quantitativo de produção e de disponibilidade e dos preços de mercado) e da biomassa, da logística de transporte e de produção (palha enfardada) e do potencial de mercado (grandes players produtores).

Consultoria para o planejamento estratégico planta industrial pellets. Identificação dos produtores de equipamentos industriais do mercado nacional e internacional. Credenciamento dos equipamentos industriais.

Consultoria financeira especializada no desenvolvimento do projeto de financiamento nacional e internacional. A Brasil Biomassa atua no desenvolvimento do projeto de financiamento nacional por inovação tecnológica para aquisição dos equipamentos industriais.

Consultoria econômica e tributária para obtenção de incentivos (instalação da planta com geração de novos empregos) e benefícios fiscais (redução de tributação dos equipamentos, construção civil e ex-tarifários dos maquinários) e doação de área industrial para instalação de uma planta industrial (municipal e estadual).

Consultoria e Mapeamento suprimento energético florestal e da madeira, agricultura e agroindustrial e sucroenergético. Atuação da Brasil Biomassa no desenvolvimento de mapeamento de disponibilidade e de fornecimento de biomassa florestal (extração e colheita) e da madeira da silvicultura e extrativismo, agricultura e beneficiamento agroindustrial e sucroenergético para projetos sustentáveis para a produção industrial de pellets. Avaliação por tipo de cultura com base da produção (colheita e beneficiamento) por região para facilitar o uso imediato como uma fonte energética. O mapeamento do potencial de biomassa florestal e da madeira, agricultura e agroindustrial e sucroenergético desenvolvido pela Brasil Biomassa para suprimento.

Consultoria especializada no desenvolvimento e estruturação do marketing e na venda nacional e internacional. Atua no desenvolvimento do marketing e venda Internacional.

Contrato internacional e uma estratégia técnica de marketing internacional. Identificação dos grandes players comerciais no Reino Unido-RWE Tilbury Power Stations, da Drax Power Energy, EON Ironbridge Power, Eggborough Power Stations, Rugeley Power Stations, Bélgica Essent Energy e Electrabel Power, Dinamarca Vattenfall e Dong Energy.

Engenharia industrial para estruturação do projeto e do dimensionamento da planta industrial.

Gerenciamento para garantia de matéria-prima com o mapeamento dos tipos de biomassa para o desenvolvimento de projetos e descarbonização industrial.

Engenharia de projetos. Equipamentos para produção de pellets com linha de crédito internacional.

A Brasil Biomassa oferece os serviços de assessoria técnica na aquisição dos principais equipamentos, elaborando a equalização técnica através de folhas de dados de cada equipamento e o enquadramento do fornecimento, garantia de performance, qualidade, sistemas de automação.

Engenharia Conceitual do projeto. Atuamos na engenharia conceitual do projeto com um completo estudo de viabilidade financeira, calculando a taxa de retorno e o payback do empreendimento.

Além de todas as estimativas de CAPEX e OPEX, no projeto básico também são contemplados os balanços de massa, balanços de vapor e balanços hídricos, a relação dos equipamentos e construções necessárias, o layout da indústria, os levantamentos de cargas e de sistemas elétricos e o cronograma de engenharia. Desenvolvemos os estudos técnicos atendendo a todos os requisitos técnicos, pronto para dar entrada em todos os pedidos de licenças ambientais e demais licenças necessárias para o empreendimento.

A Brasil Biomassa é especializada no desenvolvimento das plantas industriais de produção de pellets. Na fase industrial iniciamos com a área de recepção de matéria-prima para o processo industrial. Para minimizar os custos a unidade industrial de processamento de pellets deva ser construída próxima da área de matéria-prima (transporte pneumático até a tremonha de matéria-prima).

A planta industrial de pellets deve operar ininterruptamente, requerendo um contínuo abastecimento de biomassa para a geração de energia térmica (resíduos descartados) e de matéria-prima (cavaco, wood chips, serragem ou micro-pó) para o processo industrial.

Inteligência para transformar desafios em projetos de sucesso empresarial. Na Brasil Biomassa sabemos que, para continuar evoluindo, precisamos fazer com que cada estudo técnico seja desenvolvido com ampla segurança para êxito industrial como nos estudos do mapeamento dos tipos de biomassa para fornecimento/projetos energéticos que desenvolvemos como a maior planta mundial de biopellets que desenvolvemos para a Cosan Biomassa do Grupo Raizen. Estudos da cana energia para a produção de biopellets para EBX do Grupo Eike Batista e aos estudos consultivos e de engenharia para a produção de pellets que desenvolvemos para Grupo Financeiro BMG e as empresas Naturasul Engenharia, Amendôas do Brasil, The Collemann Group, Valorem Florestal, Yrendague Maderas Paraguay, Larsil Florestal, Madeireira WS, Imezza Industrial, VPB Biomassa, CVC Celulose, Manchester Florestal – Grupo Slavieiro, Granosul Brasil e a Duratex.

E das unidades industrial de pellets que implantamos e em funcionamento para o Grupo Bertin Bioenergia, Cosan Biomassa, Pelican Pellets do Grupo Louducca, Caraiba Bioenergy, Gsw Energia, Butá Pellets, Adami Madeiras e os projetos internacionais para Lee Energy Solution USA, Building Energy da Itália e Abellon Clean Energy Índia e Canadá.

Implantou com sucesso empresarial e em pleno funcionamento mais de doze unidades industriais de produção de pellets de madeira e de biopellets da cana-de-açúcar com a produção anual de 550.000 toneladas qualidade Enplus A1 gerando mais de 600 empregos sustentáveis no mercado brasileiro.





Consultoria em Estudo Mercado de Mapeamento Biomassa



A Brasil Biomassa é uma empresa especializada no mapeamento dos tipos de biomassa, com um sistema integrado de mapeamento para o fornecimento de biomassa de origem florestal e do processo industrial da madeira (eucalipto e pinus -bambu), da colheita da agricultura e do beneficiamento agroindustrial (culturas principais de algodão, amendoim, arroz, café, feijão, milho, soja e trigo e do açaí, buriti, cacau, coco verde e da fruticultura -laranja e uva) e do setor sucroenergético (bagaço e palha da cana-de-açúcar e das culturas das gramíneas como o capim elefante e sorgo) por microrregiões.

Objetivos dos estudo de mercado de mapeamento para:

Conceber soluções técnicas para melhor alternativa para o aproveitamento da biomassa da colheita e extração florestal e do processo industrial da madeira e da colheita da agricultura e sucroenergético na microrregião como uma fonte energética para os projetos energéticos.

Identificar e quantificar os resíduos, rejeitos e subprodutos gerados da biomassa da cultura florestal, madeira, agricultura e agroindustrial e sucroenergético na região delimitada.

Identificar os possíveis fornecedores de biomassa florestal e da madeira, agricultura, agroindustrial e sucroenergético com dados da empresa, tipo e origem da matéria-prima (manejo e certificada) e os preços de venda.

Realizar uma avaliação econômica sobre o aproveitamento residual da biomassa na microrregião delimitada até o presente momento, observando também as possíveis tendências de crescimento futuro para atender aos projetos energéticos da empresa.

Abordagem do Trabalho. Para cumprir o trabalho desenvolvemos um relatório analítico do mercado de produção e de disponibilidade da biomassa da colheita e extração da madeira e do processo industrial da madeira e das culturas agrícolas e do beneficiamento agroindustrial e da cana-de-açúcar das microrregiões com dados da localização, do quantitativo de biomassa, e uso comercial, do tipo de biomassa.

Abordagem metodológica. Neste item é apresentada a abordagem geral do estudo, a área de abrangência e a metodologia utilizada na realização deste trabalho.

Ressaltamos no estudo sobre o mercado de produção de biomassa de geração por fonte da biomassa da extração florestal e do processo industrial da madeira da silvicultura e extração florestal e e das culturas agrícolas e do beneficiamento agroindustrial e da cana-de-açúcar .

Este estudo vai conter um estudo técnico do potencial dos tipos de biomassa florestal/madeira e das culturas agrícolas e do beneficiamento agroindustrial e da cana-de-açúcar (contendo os dados da cultura, estimativa de área cultivada, produtividade e produção, geração dos resíduos da cultura, metodologia de cálculo e composição da biomassa e o resultados dos resíduos). Avaliação do potencial de biomassa disponível dentro de um prazo mínimo 10 anos. Cadeia de abastecimento (garantia de fornecimento) dos tipos de biomassa.

Geração por fonte da biomassa florestal e do processo da madeira e das culturas agrícolas e do beneficiamento agroindustrial e da cana-de-açúcar e das gramíneas na área delimitada da produção.

Caracterização dos recursos dendroenergéticos da biomassa envolvendo a composição química elementar e imediata, umidade, poder calorífico, composição básica de um combustível, elementos químicos, compostos voláteis, densidade aparente, teor de cinzas, teor de Carbono Fixo e produtividade energética.

Fornecemos informações detalhadas sobre os maiores produtores de biomassa no Brasil. Oferecemos o que existe de melhor em termos de um banco de dados em anuários dos players. Desenvolvemos plataformas de business intelligence poderosa, flexível e abrangente para profissionais do setor comercial e de suprimento de biomassa para uso energético.

O relatório com os players produtores de biomassa da fase da colheita florestal e do processo industrial da madeira e das culturas agrícolas e do beneficiamento agroindustrial e da cana-de-açúcar

1. Provedores de matéria-prima florestal e do processo industrial da madeira e das culturas agrícolas e do beneficiamento agroindustrial e da cana-de-açúcar para suprir as necessidades atuais e estimadas.
2. Localização dos produtores de biomassa florestal e industrial e das culturas agrícolas e do beneficiamento agroindustrial e da cana-de-açúcar (planilha dos produtores de biomassa).
3. Qual a disponibilidade de biomassa com os principais produtores da região durante um período (dez anos) para garantia do fornecimento.
4. Quais os tipos de biomassa de madeira (florestal e processo industrial da madeira e das culturas agrícolas e do beneficiamento agroindustrial e da cana-de-açúcar) dentro das microrregiões.
5. Qual a composição físico-química dos tipos de matéria-prima (PCI, densidade).

Planilha do potencial de biomassa por mesorregião e dados finais com os volumes de produção e de disponibilidade contendo: Localização dos principais produtores. Dados dos Players Produtores: Cadastro Geral da Empresa: Empresa, Endereço e telefone.

Utilizamos como referência as bases de dados estatísticos dos principais organismos dedicados à tarefa de quantificação destes parâmetros no Brasil que destacamos: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE.

Do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão – MP. Ainda os dados das publicações Produção Agrícola Municipal - Cereais, Leguminosas e Oleaginosas; Produção Agrícola Municipal - Culturas Temporárias e Permanentes. Produção da Extração Vegetal e da Silvicultura do IBGE e dados da Companhia Nacional de Abastecimento – CONAB, do Ministério da Agricultura. Serviço Florestal Brasileiro. Sebrae. Cenbio. Embrapa. Associação Produtores de Florestas Plantadas, IBÁ. Secretaria estadual de abastecimento e agricultura e ABIB Associação Brasileira das Indústrias de Biomassa e Energia Renovável.

O trabalho fornece mapas e informações sobre e potenciais recursos de biomassa. Os recursos de biomassa que estamos avaliando incluem resíduos da colheita e extração florestal da silvicultura e do processo industrial da madeira e sucroenergético (palha e bagaço da cana-de-açúcar).

A coleta de dados será realizada a nível de informações primárias e secundárias, relativas ao mercado regional, caracterização das espécies e macrolocalização.

As informações primárias são obtidas através de contato por telefone ou por videoconferência. As informações secundárias foram provenientes de consulta ao banco de dados dos produtores de biomassa da Brasil Biomassa que envolve mais de 485.000 produtores florestais, setor madeireiro, serraria, movelaria, e 170.243 da agricultura e dos 142.097 produtores do setor sucroenergético.

O trabalho a ser desenvolvido pela Brasil Biomassa para garantir o fornecimento de biomassa para atender as necessidades energéticas como uma fonte segura de fornecimento com dados técnicos de produção e de disponibilidade de biomassa. Além de informações sobre a localização e quantidade de biomassa existente e potencial e disponibilidade, o estudo inclui dados sobre infraestrutura.

A caracterização do mercado estadual de produtos madeiráveis com a cultura florestal envolve as seguintes atividades:

- a. Levantamento de informação primária: O levantamento primário de informações deve ser realizado através de uma coletânea de dados de produção e dos produtores.
- b. Como foco principal a identificação da oferta e da demanda por produtos madeireiros nos municípios da área de abrangência do trabalho.

b. Levantamento de informações secundárias: Com o intuito de complementar as informações obtidas foi realizada uma pesquisa no banco de dados da ABIB Brasil Biomassa e do Instituto Florestal e dados e mapas da Secretaria de Infra-estrutura e Meio Ambiente.

c. Informações do Sistema DOF: Para complementação de informações de mercado, foram ainda repassadas algumas informações do sistema DOF pela SMA, passíveis de divulgação - dados de origem (oferta) e destino (demanda) de diferentes produtos (tora, madeira serrada e outros) em nível estadual.

d. Base de Informações. O recolhimento e processamento de dados é uma das fases mais trabalhosa do projeto de mapeamento pois envolve um grande número de informações sobre a produção e o consumo dos tipos de biomassa.

Um aspecto importante no pré-processamento dos dados consiste na construção da base de dados.

As especificações desta base de informação podem ser consultadas pela empresa para fins de conferência de dados. Os dados de produção são recolhidos de todas as fontes disponíveis como o IBGE e a CONAB. Os dados são avaliados por uma equipe técnica da Brasil Biomassa como uma fonte base de consulta.

Para avaliar os custos relacionados com os tipos de biomassa são contatados diretamente de entidades do setor, sindicatos, associação dos produtores florestais e de mercado obtendo assim um agrupamento de dados que são discriminados em planilha de preços e custos de biomassa.

Ainda temos os custos de produção (enfardamento da biomassa) e os custos de transporte que são fatores de grande influência para avaliar a viabilidade do uso de determinada biomassa.

A pesquisa de mercado inicia-se com um extenso processo de coleta de dados/informações e estatísticas de relatórios anuais de empresas, agências de estatística e bancos de dados.

Essas informações criam a base para o estudo.

As informações também ajudam a definir o escopo e a restringir a área de estudo do mercado. Essas informações são processadas e analisadas para extrair dados precisos que podem afetar o setor durante o período previsto.

Após a análise das informações, uma ferramenta estatística proprietária é utilizada para estimativa e previsão de mercado, gerando os números/tamanhos quantitativos do mercado/subsegmentos no cenário atual, bem como para o período previsto. Após a estimativa dos tamanhos e estimativas de mercado, os números são verificados com participantes do setor e principais formadores de opinião. A ampla rede de participantes do setor agrega valor à pesquisa e verifica os números e estimativas fornecidos no estudo. Na última etapa do processo de pesquisa, é elaborado um relatório final.

A Brasil Biomassa está associada a consultores, parceiros e organizações de diversas categorias, com as quais a equipe de pesquisa trabalha em estreita colaboração para compreender o mercado desde o início.

Aproveitamos essas conexões para coletar insights significativos e entender tendências do setor industrial de produção.

Obtemos dados de fontes secundárias, bem como de bancos de dados, para coletar insights. No entanto, as fontes do estudo podem ser agrupadas em quatro categorias: Associações do Setor, Organizações Regionais, Organizações Específicas do Setor e Empresas Privadas Líderes de Mercado.

O mapeamento consiste no desenvolvimento de uma plataforma de dados de biomassa, informação sobre os recursos energéticos de cada tipo de biomassa. Os mapas são fundamentais para a localização dos resíduos energéticos. Estes mapas estarão automaticamente disponíveis na base de dados para a utilização. A metodologia de resíduos de biomassa é bastante elaborada com capacidade para especificar dados por tipos de biomassa e um quantitativo a ser utilizado para projetos energéticos.

Nossa abordagem considera o elemento humano fundamental para que os objetivos sejam atendidos. Dessa forma, procuramos formar uma equipe com total expertise e domínio das áreas de levantamento técnico e de consumo e na área de biomassa florestal, industrial, agrícola e sucroenergética para a geração de energia térmica.

O projeto é conduzido por profissionais especializados na área florestal/industrial, mercado e gestão de negócios.

A Brasil Biomassa Consultoria Engenharia e Tecnologia orgulha-se da qualidade e validade dos seus dados e análises.

A nossa abordagem exclusiva de referência "nota final" permite ao utilizador rastrear os nossos números de mercado e análises até às fontes de dados específicas de onde foram derivados.

A Brasil Biomassa destaca-se em pesquisas sobre concorrentes, mercado e consumidores numa variedade de setores a nível nacional e global. Utilizamos técnicas avançadas de pesquisa secundária e primária investigativa para encontrar informações críticas para os negócios. Projetos típicos incluem ajudar clientes a encontrar novos clientes, entender concorrentes e analisar mercados.

Centenas de estudo de mercado, viabilidade econômica e mapeamento dos tipos de biomassa já foram implementados pela BRASIL BIOMASSA CONSULTORIA ENGENHARIA como referência de mercado para: ABELLON CLEAN ENERGY (USA), ADAMI MADEIRAS (SC), ADECOAGRO AGROINDUSTRIAL (MS), AMAGGI AGROINDUSTRIAL (MT), AMÊNDOS DO BRASIL (CE), BANCO BMG (MG), BAHIA FLORESTAL (BA), BERTIN BIOENERGIA (SP), BIOPELLETS BRASIL (SP), BUILDING ENGENHARIA (IT), BUTIA PELLETS (RS), CARAIBA BIOENERGY (SC), COSAN BIOMASSA – RAIZEN (SP), DURATEX PAINÉIS (SP), EBX EIKE BATISTA (RJ), EUROCORP ENERGIAS (SC), FIBRACOCO (CE), FL FLORESTAL (GO), GERDAU SIDERÚRGICA (MG), GOVERNO ESTADO DO PARÁ (PA), GRANBIO BIOENERGIA (SP), GROW FLORESTAL (PR), GSW ENERGIAS RENOVÁVEIS (MA), HEINEKEN BRASIL (PR), IMERYS CAULIN (PA), LEE ENERGY SOLUTIONS (USA), MAIS ENERGIA (SP), NATURASUL ENGENHARIA (RD),

PELICAN PELLETS (SP), SAINT GOBAIN (BA), SIDERSA MINERAÇÃO (MG) THYSSEN GROUP (BR), UTE ENERGIA (RS), TECNORED/VALE SIDERÚRGICA (BR), VERACEL CELULOSE (BA), VOTORANTIM CIMENTOS (BR). CENIBRA CELULOSE NIPO BRASILEIRA (MG), GRUPO SOUZA INDUSTRIAL (SP), GRUPO LHOIST (MG) e UTE CIDADE DO LIVRO (SP)

FONTE DO BANCO DE DADOS. A Associação Brasileira das Indústrias de Biomassa e Energia Renovável (fundada em 2004 é uma organização nacional que reúne mais de 2.458 empresas associadas por todo o Brasil) com apoio técnico da Brasil Biomassa e Energia Renovável/CMO Internacional (fundada em 2000 atuando na área de consultoria, mapeamento, engenharia e tecnologia) Desenvolveram o maior banco de dados em anuários e planilhas inteligentes dos produtores dos tipos de biomassa (florestal/madeira, agricultura/agroindustrial e da cana-de-açúcar) e dos players consumidores (28 setores industriais).

No ano de 2008 iniciamos um cadastramento nacional das empresas produtoras de biomassa de origem florestal e da madeira. Utilizamos um formulário padrão para ter acesso aos dados básicos, societários e de capacidade produtiva e industrial.

No ano de 2010, a Brasil Biomassa foi contratada pela THYSSEN KRUPP para o desenvolvimento do maior mapeamento nacional dos produtores de biomassa do setor de extração florestal da madeira e dos setores industriais de madeireiras, painéis e compensados e de papel e celulose.

A Brasil Biomassa nos últimos quinze anos desenvolveu mais de 140 mapeamentos dos tipos de biomassa para suprimento energéticos (formação do banco de dados dos produtores) para as empresas

ABELLON CLEAN ENERGY (Estudo de Mercado de Exportação de Pellets Estados Unidos)

ADAMI MADEIRAS (mapeamento dos produtores de biomassa florestal e da madeira em Santa Catarina com cadastramento de 12.500 empresas).

ADECOAGRO AGROINDUSTRIAL (MS Estudo de Mercado Nacional e Internacional de Pellets)

AMAGGI AGROINDUSTRIAL (mapeamento para suprimento em caldeira industrial dos produtores de biomassa florestal e da madeira e de 18 culturas da agricultura e da cana-de-açúcar em todos os estados da região CentroOeste com cadastramento de 11.500 empresas) .

AMÊNDAS DO BRASIL (mapeamento dos produtores florestal e da madeira e da agricultura para o desenvolvimento de projetos energéticos nos estados da região CentroOeste com cadastramento de 32.500 empresas)

BAHIA FLORESTAL (mapeamento de biomassa florestal e da madeira na região de feira de Santana na Bahia)

BANCO BMG (mapeamento dos produtores florestal e da madeira em Santa Catarina e de culturas agrícolas no Piauí com cadastramento de 22.500 empresas)

BERTIN BIOENERGIA (mapeamento dos produtores de biomassa florestal e da madeira em São Paulo com cadastramento de 48.500 empresas)

BUTIA PELLETS (mapeamento dos produtores de biomassa florestal e da madeira no Rio Grande do CentroOeste com cadastramento de 11.500 empresas)

CARAIBA BIOENERGY (SC mapeamento de biomassa residual da madeira na região de Seara e Concordia Lins e de implantação da planta de pellets de madeira em Santa Catarina)

CENIBRA CELULOSE NIPO BRASILEIRA (MG Estudo de mercado de biomassa florestal e da madeira em Minas Gerais)

COSAN BIOMASSA – RAIZEN e GRANBIO BIOENERGIA (mapeamento dos produtores de biomassa - cultivo e processamento da cana-de-açúcar em São Paulo com cadastramento de 200 usinas e de 120.000 produtores/cultivo da cana-de-açúcar).

DURATEX PAINÉIS (SP mapeamento de biomassa e avaliação de resíduos da madeira na região de Botucatu São Paulo e de implantação de planta de pellets de madeira).

GRUPO EBX EIKE BATISTA (mapeamento dos produtores de biomassa - cultivo e processamento da cana-de-açúcar para uso da cana energia/supercana no Rio de Janeiro, Espírito Santo e Minas Gerais com cadastramento de 100 usinas e de 10.000 produtores/cultivo da cana-de-açúcar)

EUROCORP ENERGIAS RENOVÁVEIS (mapeamento dos produtores de biomassa florestal e da madeira em Santa Catarina, Paraná e Rio Grande do CentroOeste com cadastramento de 50.500 empresas).

FIBRACOCO (CE mapeamento de biomassa da agricultura da cultura do coco verde para implantação de uma planta de biogás/biometano e de agropellets no Ceará).

FL FLORESTAL (GO mapeamento da madeira em Goiás)

GERDAU SIDERÚRGICA (mapeamento dos produtores de biomassa florestal e da madeira, de vinte culturas agrícolas e da cana-de-açúcar em Minas Gerais com cadastramento de 28.500 empresas - florestal e de 14.000 - agricultura)

GOVERNO ESTADO DO PARÁ (mapeamento dos produtores de biomassa florestal e da madeira no estado do Pará com cadastramento de 5.500 empresas). GROW FLORESTAL (mapeamento dos produtores de biomassa florestal e da madeira no Paraná com cadastramento de 15.500 empresas).

GROW FLORESTAL (PR desenvolvimento um mapeamento de fornecimento de biomassa florestal e industrial nas cidades de Campo Largo Fazenda Rio Grande e Itaperuçu no Estado do Paraná)

GRUPO LHOIST (MG mapeamento de biomassa e cavaco de madeira e de outros resíduos para projetos de geração de energia em Minas Gerais)

GRUPO SOUZA INDUSTRIAL (SP mapeamento de biomassa florestal e da madeira em Minas Gerais para projetos de geração de energia)

GSW ENERGIAS RENOVÁVEIS (MA mapeamento de biomassa florestal e da madeira no Estado do Maranhão para implantação da maior planta de pellets de madeira no CentroOeste)

HEINEKEN BRASIL (PR mapeamento de biomassa e de cavaco de madeira na região de ponta grossa para abastecimento da caldeira industrial e na geração de crédito de carbono)

IMERYS CAULIN (mapeamento dos produtores de biomassa florestal e da madeira e de vinte culturas agrícolas no Pará com cadastramento de 10.250 empresas)

LEE ENERGY SOLUTIONS (USA Estudo de Mercado Internacional para Exportação de pellets nos Estados Unidos)

MAIS ENERGIA (mapeamento dos produtores de biomassa e detentores de ativos florestais em São Paulo com cadastramento de 48.500 empresas)

NATURASUL ENGENHARIA (RD mapeamento de biomassa em área de supressão florestal para implantação da maior planta de pellets de madeira em Rondônia)

PELICAN PELLETS (SP mapeamento de biomassa florestal e da madeira de eucalipto no vale do paraíba para a implantação da maior planta de pellets de madeira de eucalipto em São Paulo)

SAINT GOBAIN (mapeamento dos produtores de biomassa da florestal e da madeira e da agricultura na Bahia com cadastramento de 15.200 empresas)

SIDERSA MINERAÇÃO (MG mapeamento dos consumidores de cavaco de madeira e o estudo de viabilidade em MG BA DF GO para venda direta da produção industrial da empresa)

THYSSEN GROUP (BR mapeamento nacional de potencialidade de biomassa para a comercialização de equipamentos de torrefação de biomassa)

TECNORED/VALE SIDERÚRGICA (mapeamento dos produtores de biomassa florestal e da madeira, da agricultura e da cana-de-açúcar nos estados do Paraná, São Paulo, Minas Gerais, Espírito Santo, Rio de Janeiro, Bahia, Mato Grosso, Mato Grosso do CentroOeste, Goiás e Tocantins com cadastramento de 98.500 empresas)

UTE NOVA ENERGIA (mapeamento dos produtores de biomassa florestal e da madeira no Mato Grosso com cadastramento de 4.500 empresas)

UTE CIDADE DO LIVRO (SP mapeamento de fornecimento de biomassa de 28 culturas agrícolas nos Estados de São Paulo e Mato Grosso do CentroOeste para abastecimento da UTE para geração de energia em São Paulo)

UTE ENERGIA (RS mapeamento de biomassa e cavaco de madeira no Rio Grande do CentroOeste para abastecimento da UTE para co-geração de energia)

UTE MATO GROSSO (desenvolvimento de estudos de viabilidade e de mapeamento de fornecimento de biomassa e da melhor tecnologia para energia térmica da empresa e a geração de crédito de carbono no Mato Grosso)

VERACEL CELULOSE (mapeamento dos produtores de biomassa florestal e da madeira agricultura e da cana-de-açúcar na Bahia com cadastramento de 22.500 empresas).

VOTORANTIM CIMENTOS (BR mapeamento dos tipos de biomassa e estudo de viabilidade para fornecimento de biomassa nos estados sede das plantas cimenteiras e crédito de carbono para uso em fornos de co-processamento).

BANCO DE DADOS EM ANUÁRIOS DAS EMPRESAS PRODUTORAS E CONSUMIDORAS DOS TIPOS DE BIOMASSA DE ORIGEM SUSTENTÁVEL (FLORESTAL, MADEIRA, AGRICULTURA, AGROINDUSTRIAL E DA CANA-DE-AÇÚCAR PARA SUPRIMENTO, TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E DESCARBONIZAÇÃO INDUSTRIAL COMPORTANDO 925.033 EMPRESAS EDIÇÃO ATUALIZADA 2026 BRASIL REGIÕES E POR ESTADOS

BANCO DE DADOS EM ANUÁRIOS DAS EMPRESAS SETOR FLORESTAL (FLORESTA PLANTADA EUCALIPTO PINUS ACÁCIA TECA E OUTROS TIPOS) COMPORTANDO 32.305 EMPRESAS EDIÇÃO ATUALIZADA 2026 BRASIL REGIÕES E POR ESTADOS

BANCO DE DADOS EM ANUÁRIOS DAS EMPRESAS DO SETOR INDUSTRIAL DA MADEIRA (INDÚSTRIAS MADEIREIRAS, SERRARIAS COM/SEM DESDOBRAMENTO DE MADEIRA EM BRUTO, DA INDÚSTRIA DE LAMINAÇÃO, MÓVEIS, COMPENSADOS, PAINEIS DE MADEIRA, EMBALAGEM E PALLETS E DA INDÚSTRIA DE PAPEL E CELULOSE) COMPORTANDO 237.655 EMPRESAS EDIÇÃO ATUALIZADA 2026 BRASIL REGIÕES E POR ESTADOS.

BANCO DE DADOS EM ANUÁRIOS DAS MAIORES EMPRESAS (FLORESTAL E DA MADEIRA) DOS PRODUTORES BIOMASSA CAVACO E SERRAGEM MADEIRA COMPORTANDO 44.788 EMPRESAS EDIÇÃO ATUALIZADA 2026 BRASIL REGIÕES ESTADOS

BANCO DE DADOS EM ANUÁRIOS DAS EMPRESAS (EXTRAÇÃO FLORESTAL E DO PROCESSO INDUSTRIAL DA MADEIRA) DOS PRODUTORES BIOMASSA CAVACO E SERRAGEM MARAVALHA DE MADEIRA COMPORTANDO 181.590 EMPRESAS EDIÇÃO ATUALIZADA 2026 BRASIL REGIÕES ESTADOS COM PROJEÇÕES DO MERCADO DE PRODUÇÃO DE BIOMASSA NO BRASIL PARA PROJETOS ENERGÉTICOS, SUPRIMENTO COMRCIAL, PLANTAS UTE E CO-GERAÇÃO ENERGIA, CALDEIRA INDUSTRIAL E MUDANÇA MATRIZ ENERGÉTICA, DESCARBONIZAÇÃO INDUSTRIAL, COMÉRCIO DE PRODUTOS E EQUIPAMENTOS, PROJETOS DE BIOCHAR, BIOCARBONO, BIOGÁS, BIOMETANO, CO2 BIOGÊNICO, HIDROGÊNIO VERDE, BRIQUETE E DE PELLETS.

BANCO DE DADOS EM ANUÁRIOS DAS MAIORES EMPRESAS DE PRODUÇÃO DE BIOCHAR/CARVAO VEGETAL, BRIQUETE E PELLETS COMPORTANDO 3.711 EMPRESAS EDIÇÃO ATUALIZADA 2026 BRASIL REGIÕES ESTADOS

BANCO DE DADOS EM ANUÁRIOS DAS EMPRESAS DO SETOR AGRICULTURA E DO BENEFICIAMENTO AGROINDUSTRIAL (CULTIVO E DO PROCESSAMENTO DO MILHO, SOJA, CAFÉ, LARANJA, MANDIOCA, AMENDOIM, UVA, FEIJÃO, ARROZ, CEVADA, ALGODÃO, COCO VERDE, AÇAÍ, CACAU, TRIGO, CASTANHA DE CAJU E DO DENDÊ) COMPORTANDO 170.373 EMPRESAS EDIÇÃO ATUALIZADA 2026 BRASIL REGIÕES ESTADOS

BANCO DE DADOS EM ANUÁRIOS DAS EMPRESAS DO SETOR SUCROENERGÉTICO (CULTIVO E PROCESSAMENTO DA CANA-DE-AÇÚCAR) COMPORTANDO 142.097 EMPRESAS EDIÇÃO ATUALIZADA 2026 BRASIL REGIÕES ESTADOS

BANCO DE DADOS EM ANUÁRIOS DAS EMPRESAS CONSUMIDORAS DE BIOMASSA (FORNOS E CALDEIRA INDUSTRIAL) DO SETOR INDUSTRIAL (ALUMÍNIO, AVICULTURA, CERÂMICAS, CERVEJARIA, CIMENTOS, CO-GERAÇÃO DE ENERGIA, COOPERATIVAS DE GRÃOS, COUROS E CALÇADOS, SIDERÚRGICA, FERRO E AÇO, FERTILIZANTES E AMÔNIA VERDE, FRIGORÍFICOS, QUÍMICAS, EXTRATIVAS, FARMACÊUTICAS, MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS, LATICÍNIOS, PAPEL E CELULOSE, PAPEL RECICLADO, PETROQUÍMICOS, TERMOELÉTRICA, UTE ENERGIA, TEXTIL E VIDRO) E CAVACO DE MADEIRA CARVÃO VEGETAL BRIQUETE E PELLETS PARA MERCADO INDUSTRIAL CONSUMIDOR DE BIOMASSA PARA SUPRIMENTO ENERGÉTICO, E DESCARBONIZAÇÃO E INDUSTRIAL. EMPRESAS QUE NECESSITAM DE BIOMASSA EM LEILÕES DE ENERGIA UTE ENERGIA – SUPRIMENTO ESTRATÉGICO E CO-GERAÇÃO DE ENERGIA. GESTÃO DE NEGÓCIOS. ABASTECIMENTO DE SUPRIMENTO PARA USO EM CALDEIRA INDUSTRIAL. COMPORTAM 112.514 MAIORES EMPRESAS DIVIDIDO NACIONAL, REGIONAL E ESTADUAL